REGIONE PIEMONTE

PEAR
PIANO ENERGETICO AMBIENTALE REGIONALE

Proposta di

PIANO ENERGETICO AMBIENTALE REGIONALE

REGIONE PIEMONTE

Proposta di
Piano Energetico Ambientale Regionale

(ex artt. 5 e 6 della legge regionale 23 ottobre 2002, n. 23)

Direzione Competitività del Sistema regionale

Settore Sviluppo Energetico Sostenibile
C.so Regina Margherita, 174 - Torino
Tel. 011 4321411

E_mail: **settore.sviluppoenergetico@regione.piemonte.it**
PEC: **sviluppoenergetico@cert.regione.piemonte.it**

Si ringraziano

tutti i colleghi di Regione Piemonte che hanno collaborato alla redazione di questo documento.

La nuova pianificazione energetica ambientale si pone due obiettivi: il primo è quello di centrare i target della Strategia Europa 2020 e del Pacchetto Clima Energia (o Winter Package); il secondo, non meno importante, è quello di sostenere e promuovere una intera filiera industriale e di ricerca, con grandi opportunità di crescita.

Il Piemonte punta così ad anticipare il conseguimento dei risultati assegnati nell'ambito della nuova Strategia Energetica Nazionale, approvata nel novembre del 2017. Tali obiettivi consistono nel ridurre ulteriormente le emissioni climalteranti, nell'incrementare la quota di consumi energetici coperta da fonti energetiche rinnovabili e nel ridurre i consumi finali lordi facendo meno ricorso alle fonti fossili.

A livello regionale ciò si traduce in una riduzione del 30 per cento del consumo finale lordo di energia entro il 2030, obiettivo sicuramente sfidante per il Piemonte e raggiungibile con un mix di interventi che coinvolgano tutti i settori d'attività ed in particolare i due ambiti più "energivori" del territorio regionale, ovvero il settore civile e dei trasporti. Rispetto ai consumi finali, inoltre, l'obiettivo è di raggiungere il 27,6 per cento di quota da fonti energetiche rinnovabili.

Tra le scelte che il piano identifica per il raggiungimento delle finalità strategiche vi è quella di agevolare il trend di crescita delle fonti rinnovabili non caratterizzate da processi di combustione (così come anche richiesto dalle politiche per la qualità dell'aria, a cui il PEAR si conforma). Il settore idroelettrico e quello eolico, ad esempio, potranno sostituire parte dell'apporto produttivo delle biomasse solide. Allo stesso tempo, la proposta di PEAR mira a rafforzare il processo di qualificazione della risorsa forestale locale utilizzata, valorizzando la filiera corta per l'approvvigionamento.

Riguardo al sistema delle reti, inoltre, si intendono sostenere modelli di sviluppo elettrico basati sulla generazione distribuita sia da fonte convenzionale, sia da fonte rinnovabile, promuovendo il progressivo adattamento della struttura di rete per consentire il più possibile di consumare localmente ciò che viene prodotto a livello territoriale. Contestualmente si incrementano le capacità di scambio con l'estero, per svilupparee potenziare le interconnessioni internazionali.

Infine, in tema di green economy, verranno individuate specifiche azioni innovative per la produzione o il risparmio dell'energia, saranno attuati processi sperimentali utili a dimostrare la realizzazione concreta delle pratiche virtuose, verrà incrementata la qualificazione professionale delle persone che lavorano nei settori delle energie rinnovabili.

Consapevoli che il Piemonte è un territorio che ha già lavorato bene in passato sui temi energetici, l'opportunità del PEAR sarà di capitalizzare al meglio le buone pratiche fin qui seguite, realizzando allo stesso un dialogo virtuoso con tutti gli attori del sistema sulle sfide del presente e del futuro.

Giuseppina De Santis

Assessore all'Energia Regione Piemonte

PEAR
PIANO ENERGETICO AMBIENTALE REGIONALE

SOMMARIO GENERALE

PREAMBOLO: I VALORI DI RIFERIMENTO PER LA COSTRUZIONE DEL NUOVO PIANO ENERGETICO AMBIENTALE REGIONALE 2

PREMESSA: GLI SCENARI DI RIFERIMENTO PER IL PEAR AL 2020 ED AL 2030 37

CAPITOLO "FER": FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI 52

CAPITOLO "EFFICIENZA ENERGETICA" 134

CAPITOLO "RETI E GENERAZIONE DISTRIBUITA" 195

CAPITOLO "LA GREEN ECONOMY" 275

ALLEGATO 1: AREE E SITI NON IDONEI ALL'INSTALLAZIONE DI IMPIANTI DI PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTE RINNOVABILE 307

ALLEGATO 2: LIMITAZIONI AREALI ALL'UBICAZIONE DEGLI IMPIANTI GEOTERMICI 361

ALLEGATO 3: SCHEMA DI LINEE GUIDA PER LA DEFINIZIONE DEL PIANO PER LO SVILUPPO DEL TELERISCALDAMENTO 377

ALLEGATO 4: CAMBIAMENTO CLIMATICO ED ENERGIA 386

ALLEGATO 5: L'EVOLUZIONE DELLE EMISSIONI DI CO_2 IN PIEMONTE 444

PREAMBOLO: I VALORI DI RIFERIMENTO PER LA COSTRUZIONE DEL NUOVO PIANO ENERGETICO AMBIENTALE REGIONALE

I VALORI INIZIALI DI RIFERIMENTO PER IL PEAR 3

ELABORAZIONE DATI DEI BILANCI ENERGETICI REGIONALI MESSI A DISPOSIZIONE DA ENEA 5

I CONSUMI FINALI PER SETTORE 8
I CONSUMI FINALI PER VETTORE 12

LE FONTI RINNOVABILI TERMICHE ED ELETTRICHE: I DATI GSE 16

LE FONTI RINNOVABILI TERMICHE 16
LE FONTI RINNOVABILI ELETTRICHE 18

DATI CONTENUTI NELL'ANALISI A SUPPORTO DEL DM 15 MARZO 2012 "DECRETO BURDEN SHARING" 21

IL DECRETO BURDEN SHARING 21
IL MONITORAGGIO DELL'OBIETTIVO DEL BURDEN SHARING 26

IL PARCO DI GENERAZIONE ELETTRICA: I DATI TERNA 28

IL PARCO DI GENERAZIONE ELETTRICA PER FONTE 28
LE RINNOVABILI ELETTRICHE 31
IL CONFRONTO TRA CONSUMI E PRODUZIONE ELETTRICA 33

I valori iniziali di riferimento per il PEAR

Al fine di costruire gli scenari del nuovo Piano Energetico occorre ricostruire il quadro della domanda e dell'offerta energetica presente sul territorio regionale.

Il Bilancio Energetico Regionale (BER) costituisce lo strumento per conoscere la quantità di energia consumata entro i confini regionali e la tipologia delle fonti energetiche utilizzate nell'anno di riferimento, evidenziando i percorsi delle varie fonti energetiche a partire dalla produzione e/o importazione, attraverso le loro trasformazioni fino agli usi finali.

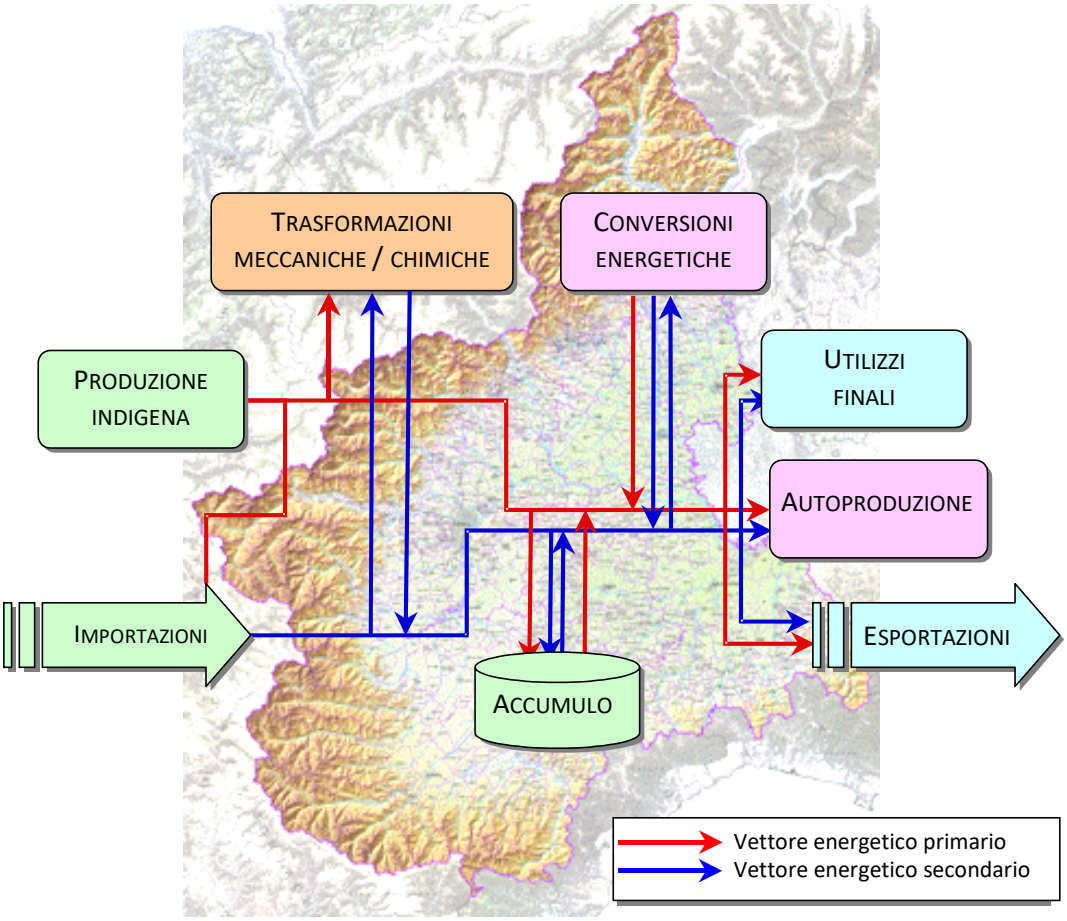


Figura 1 - Schema di Bilancio Energetico Regionale (fonte dati: progetto RENERFOR)

Il reperimento dei dati per la definizione dei bilanci energetici a partire dalla fine degli anni '90, quando si è introdotto in ambito legislativo il concetto di "mercato dell'energia" ed all'operatore unico nazionale si sono sostituiti vari competitors nel mercato della produzione, è divenuto particolarmente difficoltoso.

Se infatti in precedenza gli operatori nazionali fornivano agli enti pubblici dati anche di carattere puntuale, con la presenza di più operatori di mercato il flusso di dati si è notevolmente rarefatto.

Per redigere il bilancio energetico con dettaglio per settore e per vettore è possibile far riferimento alle informazioni elaborate da Enea, che storicamente ha avuto l'incarico di compilazione dei bilanci energetici, sia a scala nazionale che a scala regionale.

La presenza di un solo Ente a livello italiano assicura la competenza necessaria e garantisce la coerenza dei dati regionali con quello nazionale. È quindi possibile ottenere l'andamento dei consumi e delle fonti utilizzate nelle varie regioni italiane su un arco temporale decisamente significativo. Il metodo utilizzato, tuttavia, non era del tutto coerente con quello proposto a livello europeo da Eurostat, in particolare per quanto riguarda le trasformazioni energetiche, e pertanto, successivamente, l'ENEA ha rivisto la metodologia in modo da portarla ad essere coerente con le metodologie europee.

I dati del bilancio ENEA, a livello regionale, sono disponibili fino al 2014.

Negli ultimi anni, grazie agli obiettivi imposti a livello di Unione Europea e la conseguente necessità di conoscere il quadro della situazione energetica in termini di struttura della domanda e dell'offerta energetica sul territorio, sono riprese le attività conoscitive per l'elaborazione di bilanci energetici regionali. Sul fronte della conoscenza della produzione di energia da fonti rinnovabili si fa pertanto riferimento ai dati forniti su base annua da GSE, a partire dal 2012; tali dati concorrono alla verifica del grado di raggiungimento degli obiettivi regionali di consumo di energia da fonti rinnovabili fissati dal DM 15/3/2012 "Burden Sharing".

Al fine di costruire un quadro di conoscenza a supporto delle decisioni su cui elaborare gli scenari previsionali per il nuovo Piano Energetico Regionale, sono state considerate le seguenti fonti di dati:

- il BER 2005 come valore di riferimento pre-crisi ed i BER 2009-2010-2011-2012-2013-2014 (si tratta in tutti i casi di BER consolidati);
- i dati relativi alla produzione elettrica e termica da FER (forniti dal GSE nell'ambito delle competenze affidategli dal Decreto Burden Sharing), disponibili per gli anni 2012-2013-2014-2015;
- i dati prodotti dal MISE a supporto del DM 15 marzo 2012 "Burden Sharing";
- i dati contenuti nel rapporto "Dati Statistici sull'energia elettrica in Italia" redatto annualmente da Terna, contenente il dato di consumo di energia elettrica e di produzione elettrica su base regionale.

Elaborazione dati dei bilanci energetici regionali messi a disposizione da Enea

I bilanci energetici di sintesi forniti da Enea per il 2005 e dal 2009 al 2014 consentono di evidenziare alcune caratteristiche sul profilo energetico del territorio Piemontese.

Il Bilancio Energetico Regionale: serie storica 2005 - 2014 [ktep]								
VOCI DI BILANCIO	**2005**	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**Var% 2005-2014**
Produzione primaria (+)	1.153	1.536	1.454	1.437	1.574	1.882	2.074	+79,9%
Variazioni delle scorte (+)	-53	72	-2	151	-90	8	30	-
Saldo import-export (+)	13.617	10.992	11.827	11.042	10.716	10.764	9.846	-27,7%
Bunkeraggi internazionali (+)	-117	0	0	0	0	0	0	-
Consumo interno lordo	**14.706**	**12.601**	**13.279**	**12.630**	**12.200**	**12.654**	**11.950**	**-18,7%**
Ingressi in trasformazione (-)	**10.314**	**9.966**	**9.270**	**9.641**	**9.610**	**9.263**	**8.152**	**-21,0%**
Centrali termoelettriche convenzionali	3.029	3.237	3.207	3.365	3.585	3.287	2.764	-8,8%
Raffinerie	7.280	6.649	5.956	6.153	5.912	5.840	5.286	-27,4%
Altri impianti di trasformazione n.c.a.	5	80	105	112	98	120	91	+1697,5%
Uscite dalla trasformazione (+)	**9.097**	**8.864**	**8.179**	**8.380**	**8.362**	**7.915**	**6.956**	**-23,5%**
Centrali termoelettriche convenzionali	1.775	1.995	2.045	2.135	2.081	2.145	1.797	+1,3%
Raffinerie	7.222	6.868	6.133	6.238	6.272	5.760	5.151	-28,7%
Altri impianti di trasformazione n.c.a.	100	0	0	0	0	0	0	-100,0%
Scambi, trasferimenti e ritorni (+)	**0**	**-23**	**-26**	**+2**	**-11**	**0**	**+2**	**-**
Consumi settore energia e perdite (-)	**732**	**598**	**789**	**660**	**639**	**583**	**585**	**-20,1%**
Disponibilità netta per i consumi finali	**12.757**	**10.878**	**11.374**	**10.711**	**10.302**	**10.723**	**10.171**	**-20,3%**
Consumi finali non energetici	**719**	**299**	**382**	**316**	**283**	**307**	**272**	**-62,2%**
Consumi finali (di cui)	**11.932**	**10.579**	**10.992**	**10.395**	**10.019**	**10.416**	**9.899**	**-17,0%**
Industria	4.603	2.464	2.475	2.201	2.145	2.014	2.074	-54,9%
Trasporti	2.841	2.741	2.852	2.978	2.712	2.882	3.003	+5,7%
Civile	4.294	5.122	5.409	4.967	4.911	5.275	4.599	+7,1%
Agricoltura e pesca	193	251	251	249	251	246	222	+14,9%
Altri settori n.c.a.	0,00	0,82	5,55	0,20	0,23	0,20	0,26	-

Tabella 1 - Il Bilancio Energetico Regionale (fonte dati: ENEA)

È essenziale evidenziare che, per quanto riguarda la situazione delle Fonti Energetiche Rinnovabili, i dati di riferimento sono quelli messi a disposizione dal GSE.

In particolare, dall'analisi dei dati dei BER emerge che:

- il consumo interno lordo di energia nel territorio si è ridotto significativamente tra il 2005 (considerato quale anno base pre-crisi) ed il 2014 (ultimo anno della serie storica analizzata). Il calo è stato pari al 19% circa, legato principalmente alla forte riduzione del saldo import-export e parzialmente mitigato dall'incremento della produzione primaria interna;

- i consumi finali per usi energetici nel 2014 pari a 9.899 ktep hanno subito una significativa contrazione, pari al 17% rispetto al 2005, con un tasso di riduzione inferiore, tuttavia, a quello registrato dai consumi finali non energetici che, al 2014, si è quasi ridotto ad un terzo del suo valore all'inizio della serie storica considerata;
- considerato il valore dei consumi finali lordi ipotizzato al 2020 dal D.M. *Burden Sharing* (pari a 11.436 ktep), si rileva un margine pari a 1.537 ktep (13,5%) rispetto al valore del 2014;
- una forte presenza di trasformazioni energetiche in loco, legate all'esistenza di stabilimenti di raffinazione e di centrali termoelettriche, che tuttavia dal 2005 al 2014 hanno fatto registrare una riduzione superiore al 20%, per gran parte concentrata nei processi di raffinazione.

Serie storica 2005 - 2014 [ktep]								
ENERGIA ELETTRICA	**2005**	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**Var% 2005-2014**
Saldo import-export (+)	719	224	404	255	158	21	270	-62,5%
Uscite dalla trasformazione: centrali termoelettriche convenzionali (+)	1.775	1.423	1.395	1.474	1.464	1.396	1.099	-38,1%
Scambi, trasferimenti e ritorni (+)	0	645	604	639	693	828	864	n.d.[1]
Consumi settore energia e perdite (-)	150	259	296	282	288	252	281	87,6%
Disponibilità netta per i consumi finali	2.344	2.033	2.107	2.086	2.027	1.993	1.952	-16,7%

Tabella 2 - Il Bilancio Energetico Regionale - il vettore elettrico (fonte dati: ENEA)

Dall'analisi dei dati del BER relativi al vettore elettrico emerge:

- il ruolo importante svolto dalla Regione quale cerniera del trasporto energetico verso le altre regioni italiane. Questo dato è suffragato dal rapporto import – export (nel 2014 sono stati registrati 1.281 ktep in import e 1.011 ktep in export). Tuttavia, nel corso della serie storica analizzata si riduce fortemente il saldo import-export (-62%) e la produzione da centrali termoelettriche (-38%);
- il calo abbastanza marcato della disponibilità netta per i consumi finali, che tra il 2005 ed il 2014 si riduce del 17% circa.

Serie storica 2005 - 2014 [ktep]								
GAS NATURALE	**2005**	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**Var% 2005-2014**
Produzione primaria (+)	24	55	58	52	25	20	17	-29,3%
Saldo import-export (+)	7.485	6.755	7.043	6.586	6.594	6.340	5.251	-29,8%
Ingressi in trasformazione: centrali termoelettriche convenzionali (-)	2.319	2.941	2.917	2.998	3.176	2.734	2.105	-9,2%
Consumi settore energia e perdite (-)	12	13	23	12	18	19	11	-10,1%
Disponibilità netta per i consumi finali	5.178	3.855	4.161	3.628	3.425	3.609	3.152	-39,1%

Tabella 3 - Il Bilancio Energetico Regionale - il vettore gas naturale (fonte dati: ENEA)

[1] Il confronto tra l'anno 2005 e l'anno 2014 non è realizzabile poiché vi è stata una modifica nella quantificazione della voce "scambi, trasferimenti e ritorni".

Dall'analisi dei dati del BER relativi al vettore gas naturale emerge:

- l'importante ruolo assunto dal gas naturale, prima fonte utilizzata in Regione Piemonte nei consumi finali (il 31% della disponibilità netta per i consumi finali globali è associato a questo vettore);
- che circa il 60% del consumo interno lordo di gas, dato dalla produzione primaria e dal saldo positivo dell'import-export (entrambi in forte calo nell'arco della serie storica), è destinato ai consumi finali di energia;
- che la disponibilità netta per i consumi finali è in calo del 39% tra il 2005 ed il 2014.

Serie storica 2005 - 2014 [ktep]								
PRODOTTI PETROLIFERI	**2005**	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**Var% 2005-2014**
Produzione primaria (+)	215	263	300	248	144	73	49	-77,3%
Saldo import-export (+)	5.278	3.574	3.842	3.802	3.521	4.022	4.045	-23,4%
Variazione di scorte (+)	-53	72	-3	151	-88	6	32	-
Bunkeraggi internazionali (+)	-117	0	0	0	0	0	0	-
Ingressi in trasformazione: centrali termoelettriche convenzionali (-)	80	130	128	133	93	92	57	-28,8%
Ingressi in trasformazione: raffinerie (-)	7.280	6.649	5.956	6.153	5.912	5.840	5.286	-27,4%
Uscite dalla trasformazione: raffinerie (+)	7.222	6.868	6.133	6.238	6.272	5.760	5.151	-28,7%
Uscite dalla trasformazione: altri impianti (+)	98	0	0	0	0	0	0	-
Scambi, trasferimenti e ritorni (+)	0	-23	-26	2	-11	0	2	-
Consumi settore energia e perdite (-)	355	273	263	249	280	232	230	-35,2%
Disponibilità netta per i consumi finali	4.925	3.702	3.900	3.906	3.555	3.696	3.705	-24,8%

Tabella 4 - Il Bilancio Energetico Regionale - i prodotti petroliferi (fonte dati: ENEA)

Dall'analisi dei dati del BER relativi ai prodotti petroliferi emerge:

- il calo significativo della produzione primaria e del saldo import-export (il quale rimane positivo, con una prevalenza delle importazioni sulle esportazioni, ma si riduce del 23% tra il 2005 ed il 2014);
- il calo altrettanto importante degli ingressi in trasformazione, pari a circa il 28% sia per gli ingressi nelle centrali termoelettriche convenzionali (comunque poco rilevanti sul totale degli ingressi in trasformazione), sia per gli ingressi nelle raffinerie;
- il calo significativo della disponibilità netta per i consumi finali, che vedono una riduzione di circa un quarto del valore fatto registrare all'inizio della serie storica considerata.

Serie storica 2005 - 2014 [ktep]								
ENERGIA RINNOVABILI	2005	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Var% 2005-2014
Produzione primaria (+)	893	1.198	1.065	1.087	1.372	1.735	1.942	117,5%
Saldo import-export (+)	63	429	540	354	409	366	229	266,8%
Variazione di scorte (+)	0	1	1	0	-2	2	-1	-
Ingressi in trasformazione: centrali termoelettriche convenzionali e altri impianti (-)	613	235	257	345	427	576	649	5,8%
Uscite dalla trasformazione (+)	2	0	1	1	3	3	2	-5,3%
Scambi, trasferimenti e ritorni (+)	0	-645	-604	-639	-693	-828	-864	n.d.[2]
Disponibilità netta per i consumi finali[3]	128[4]	749	746	459	663	704	661	416,4%

Tabella 5 - Il Bilancio Energetico Regionale - le fonti rinnovabili (fonte dati: ENEA)

Dall'analisi dei dati del BER relativi alle fonte rinnovabili emerge:

- la notevole crescita delle fonti rinnovabili endogene;
- la crescita consistente della produzione primaria, ma anche delle importazioni rispetto alle esportazioni.

I Consumi finali per settore

Articolando ulteriormente i Consumi finali complessivi di Energia per Settore di utilizzo, si osserva che, nell'arco della serie storica presa a riferimento (2005-2014), vi è stato un calo significativo per il settore industriale ed un incremento per gli altri tre settori considerati (settore dei trasporti, civile e dell'agricoltura e della pesca). Come già anticipato nell'analisi generale, i consumi finali sono passati da un ammontare di circa 11.932 ktep nel 2005 a 9.899 ktep rilevati per il 2014. Pur mantenendo la dovuta cautela nella valutazione dei dati più recenti, per le motivazione sopra elencate, è evidente come a partire dal 2007 l'economia piemontese abbia subito un brusco arresto, legato essenzialmente ad una forte crisi del settore industriale (evidenziato dal netto calo dell'attività industriale).

[2] Il confronto tra l'anno 2005 e l'anno 2014 non è realizzabile poiché vi è stata una modifica nella quantificazione della voce "scambi, trasferimenti e ritorni".

[3] Considera esclusivamente le rinnovabili termiche, poiché le rinnovabili elettriche vengono incluse negli usi finali elettrici

[4] Nel 2005 il BER rileva 215 ktep di "Consumi e perdite". Tra il 2009 ed il 2014 questo dato è pari a 0.

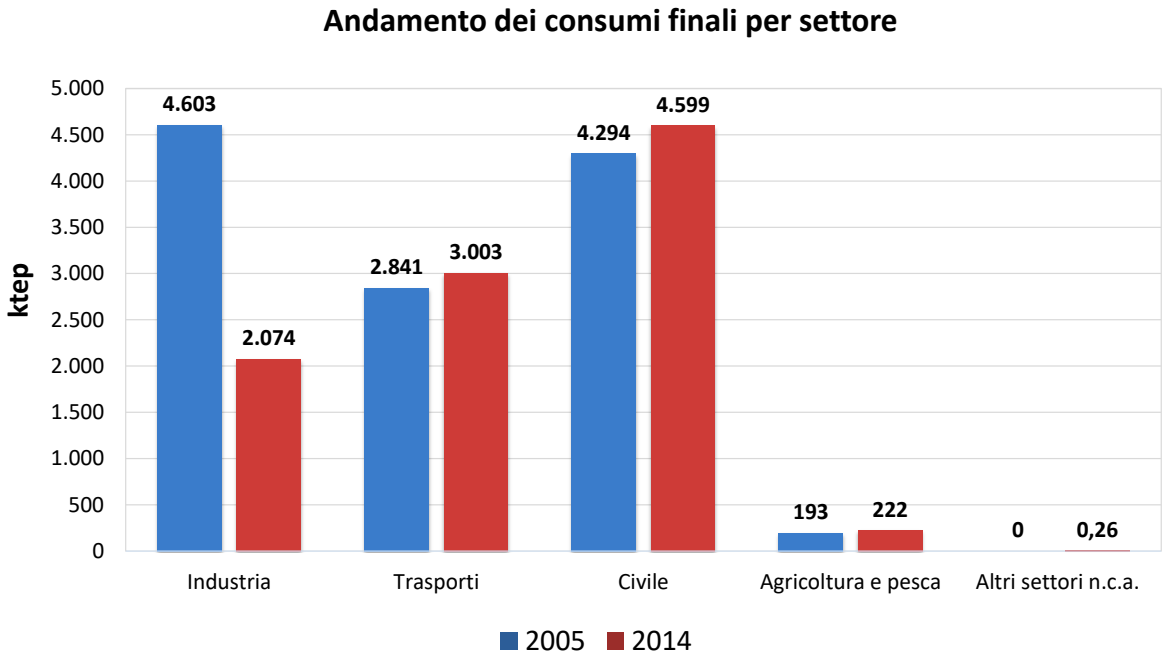


Figura 2 - Consumi finali per settore nel 2005 e nel 2014 (fonte dati: BER ENEA)

In Piemonte nel 2014 quasi la metà (4.599 Ktep) del totale dei Consumi Finali è assorbita dal solo Settore civile (nel 2005, la quota era del 36%). Nel 2005 il consumo del settore civile e di quello industriale era abbastanza allineato (4.294 contro 4.603 Ktep). Al 2014 lo scenario è radicalmente mutato: i consumi di energia del Settore civile hanno avuto una lieve crescita (+305 Ktep fra il 2005 e il 2014), mentre quelli del Settore industriale hanno invece subìto una drastica contrazione (ben -2.529 Ktep). Il settore industriale nel 2014 è pertanto diventato il terzo settore nei consumi finali (mentre era il primo nel 2005), con una quota sul totale pari a circa il 21%. Analogamente a quanto rilevato per il settore civile, anche il Settore dei trasporti ha consumato nel 2014 un quantitativo superiore di energia rispetto al primo anno della serie storica (+162Ktep), arrivando a rappresentare quasi un terzo dei consumi finali totali. Più marginale in termini assoluti (+29 Ktep) è stata la crescita dal 2005 al 2014 dei consumi del Settore meno energivoro, quello agricolo, che, al 2014, ha rappresentato solamente il 2,2% dei consumi totali.

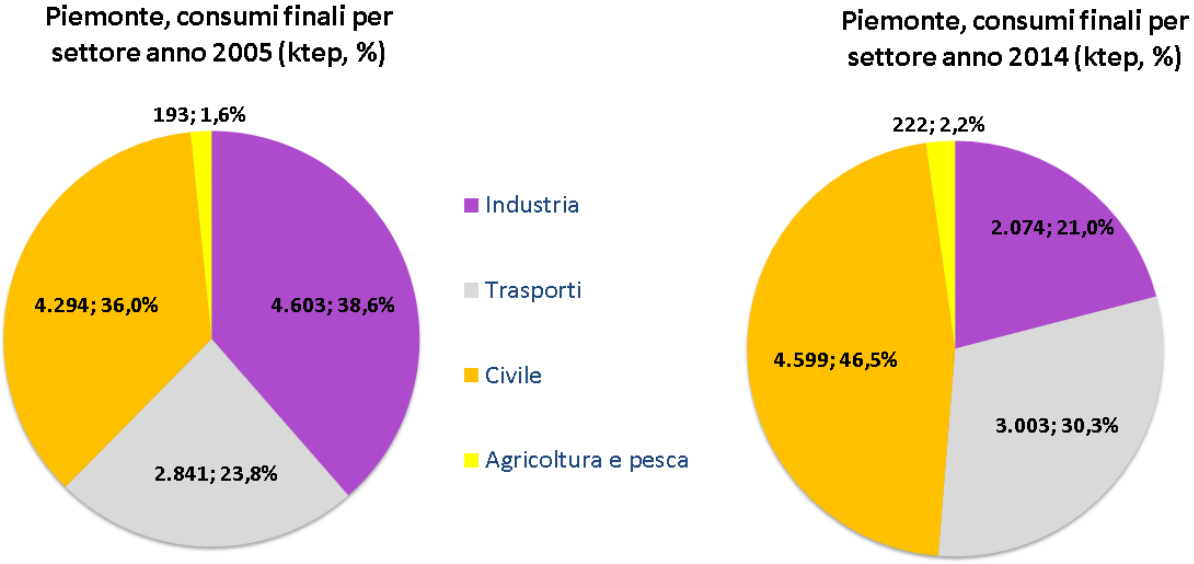


Figura 3 - Consumi finali per settore - anno 2005 e 2014 (fonte dati: BER ENEA)

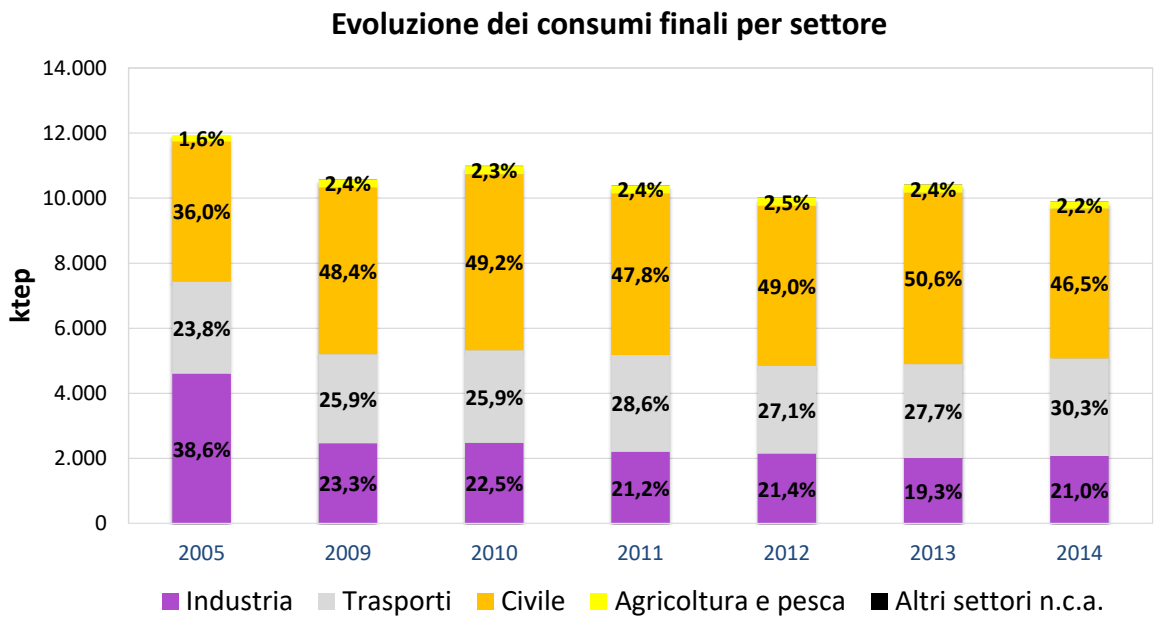


Figura 4 - Evoluzione dei consumi finali per settore (fonte dati: BER ENEA)

Analizzando i trend dei consumi energetici dei principali settori a partire dall'anno base di riferimento considerato nel documento (il 2005), è possibile non solo valutare lo scarto percentuale al 2014, ma anche interpretare la traiettoria delle serie storiche, utilizzando dei modelli statistici di interpolazione dei dati. Nel grafico seguente i punti sono stati interpolati con una funzione polinomiale di secondo ordine. Il parametro R^2 è stato aggiunto a ciascuna linea di tendenza per valutare la bontà statistica dell'interpolazione. Esso evidenzia una buona lettura del trend per il settore industriale e per quello dell'agricoltura e della pesca. Il settore civile ha una discreta affidabilità, mentre il trend dei trasporti

sembra di difficile lettura a causa di oscillazioni troppo marcate. Tuttavia, è possibile affermare che nel caso dell'industria, dell'agricoltura e pesca e del settore civile il trend evidenzia un tendenziale calo negli ultimi anni, mentre la situazione è opposta per il settore dei trasporti.

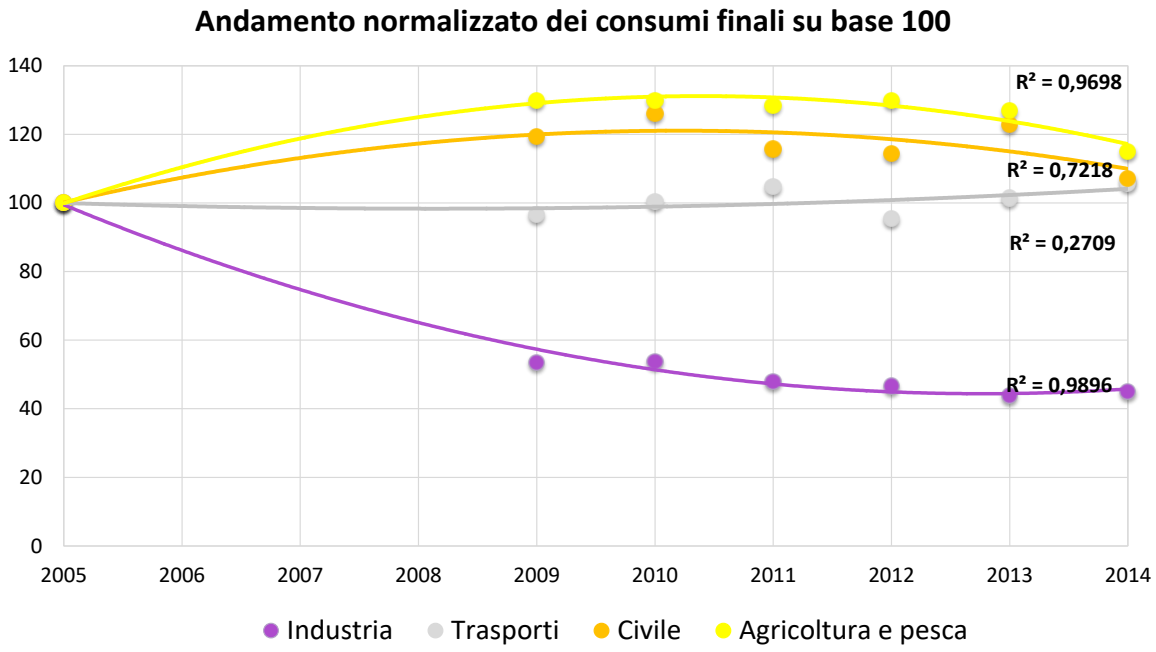


Figura 5 - Andamento normalizzato dei consumi finali tra il 2005 ed il 2014 - anno 2005 base 100 (fonte dati: elab. Reg Piemonte su dati BER ENEA)

I trend dei consumi finali dei principali settori del BER possono essere ulteriormente analizzati su base pro capite, per valutare se l'eventuale incremento o riduzione non siano in qualche modo correlati al trend demografico. Nella Tabella 6 viene riportato un sintetico riepilogo dell'andamento dei consumi pro capite tra il primo e l'ultimo anno della serie storica analizzata. Rispetto ai dati assoluti, i trend di crescita (rilevati per il settore dei trasporti, il civile e l'agricoltura) sono meno marcati, mentre il trend già in riduzione (l'industria) lo è in misura maggiore. Ciò significa che il tasso di crescita della popolazione è proporzionalmente maggiore rispetto ai singoli trend e contribuisce, almeno parzialmente a modificarne l'andamento. Il settore dei trasporti e quello civile, su base pro capite, si avvicinano molto ad una condizione di stazionarietà dei consumi finali tra il 2005 ed il 2014.

Variazione % pro capite 2005 - 2014	
Industria	-57%
Trasporti	2%
Civile	3%
Agricoltura e pesca	11%
TOTALE	-20%

Tabella 6 - La variazione % dei consumi finali pro capite (fonte dati: ENEA)

I Consumi finali per vettore

Articolando i Consumi finali complessivi di Energia per vettore di utilizzo, si osserva che, nell'arco della serie storica presa a riferimento (2005-2014), vi è stato un calo significativo per il gas naturale (-2.040 ktep pari ad una riduzione percentuale del 39%) ed una riduzione abbastanza marcata dei prodotti petroliferi (18%) e del vettore elettrico (-17%). Si riduce anche l'uso dei combustibili solidi, che comunque sul totale dei consumi finali incide in modo molto marginale.

Parallelamente si rileva un incremento nell'uso del calore, che, nel bilancio ENEA del 2005 non era considerato, anche se presente nel territorio Piemontese, e delle fonti rinnovabili termiche (le rinnovabili elettriche sono rendicontate all'interno del vettore elettrico), nonché del consumo di energia da rifiuti non rinnovabili (che tuttavia, rimane molto marginale anche al 2014).

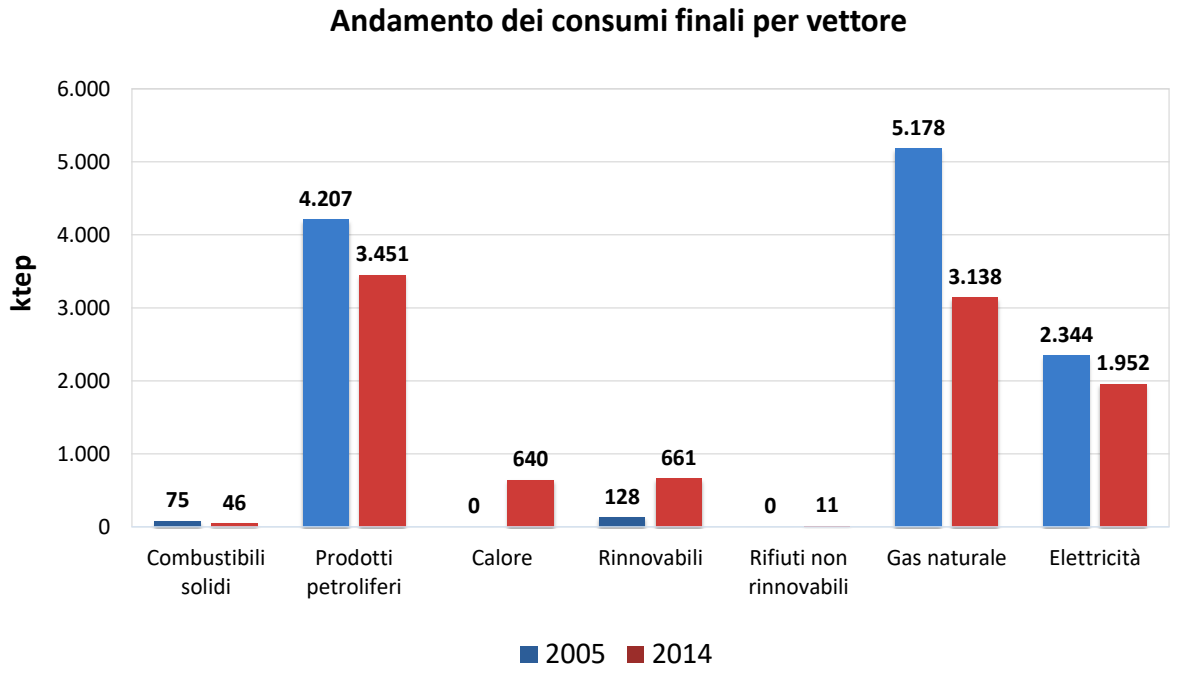


Figura 6 - Consumi finali per vettore energetico nel 2005 e nel 2014 (fonte dati: BER ENEA)

Il consumo di Gas naturale nel 2014 si riduce di ben 2 Mtep rispetto al 2005 e il calo si registra per il 90% nel solo settore industriale. In conseguenza di ciò, nel 2014 il gas diventa il secondo vettore per ordine di consumo, attestandosi attorno al 32% dei consumi totali. I prodotti petroliferi, invece, pur rimanendo abbastanza stabili in termini di contributo percentuale sul totale (attorno al 35%), diventano, nel 2014, il vettore più impiegato. Stabile anche il contributo del vettore elettrico, che rappresenta al 2014 circa un quinto dei consumi totali (analogamente a quanto avveniva già nel 2005). Le principali novità sono relative al forte incremento percentuale del calore e delle rinnovabili termiche, entrambi prossimi al 6,5% dei consumi totali al 2014, mentre erano praticamente nulli al 2005.

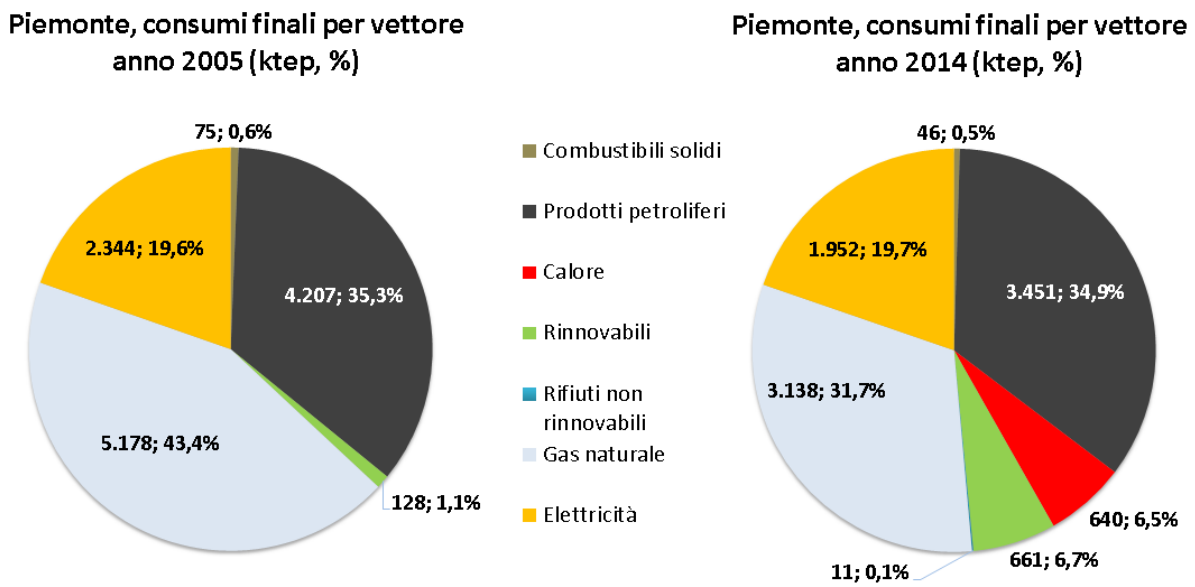


Figura 7 - Il peso dei vettori energetici nei consumi finali al 2005 ed al 2014 (fonte dati: BER)

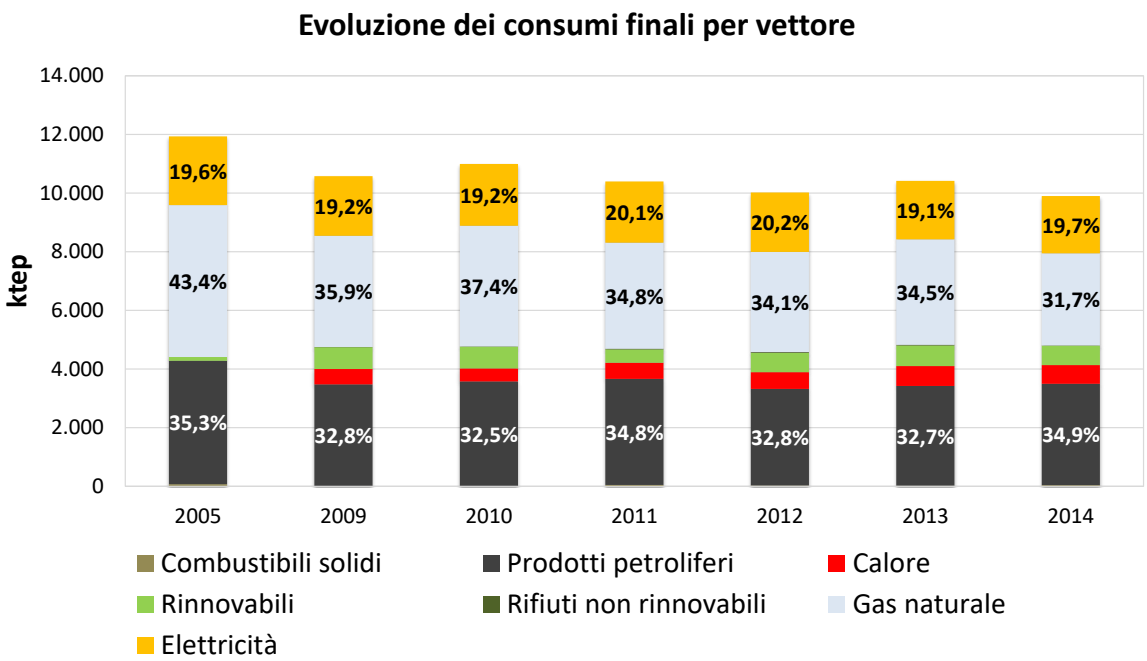


Figura 8 - Il peso dei vettori nei consumi finali tra il 2005 ed il 2014 (fonte dati: BER ENEA)

In Figura 9, Figura 10 e Figura 11 è stato rappresentato l'andamento dei consumi energetici per vettore nei tre principali settori d'attività rilevati nel territorio piemontese (i trasporti, il settore civile ed il settore industriale), i quali rappresentano complessivamente il 98% dei consumi finali al 2014. Le figure non mettono in evidenza il trend di crescita o riduzione globale dei loro consumi totali, bensì la variazione percentuale del contributo delle singole fonti energetiche utilizzate.

Nel caso del settore industriale tende a ridursi significativamente il consumo del gas naturale e dei prodotti petroliferi, in favore dei consumi elettrici e di calore. Le rinnovabili termiche hanno invece un peso molto limitato in questo settore.

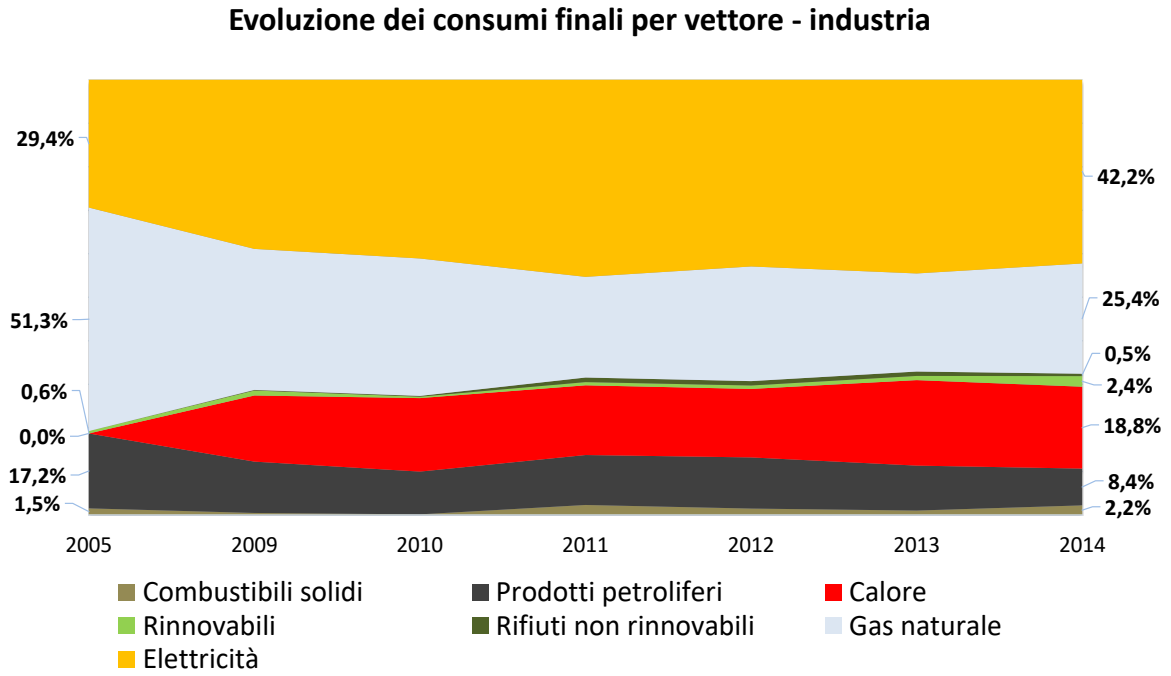


Figura 9 - Evoluzione dei consumi finali nel settore industriale (fonte dati: BER ENEA)

Nel caso del settore dei trasporti la quasi totalità dei consumi energetici è associata ai prodotti petroliferi (ed in particolare a benzina e gasolio), che rappresentano oltre il 95% dei consumi totali al 2014 (e quasi il 100% al 2015). Si sta comunque registrando un lieve incremento dei consumi di energia elettrica e di gas naturale, anche se i dati non evidenziano alcuna transizione verso questi vettori. E' bene tuttavia precisare che nel bilancio ENEA non viene dettagliata la voce "Biocombustibili", inclusi nel più ampio calderone dei prodotti petroliferi, poiché miscelati con benzina e gasolio.

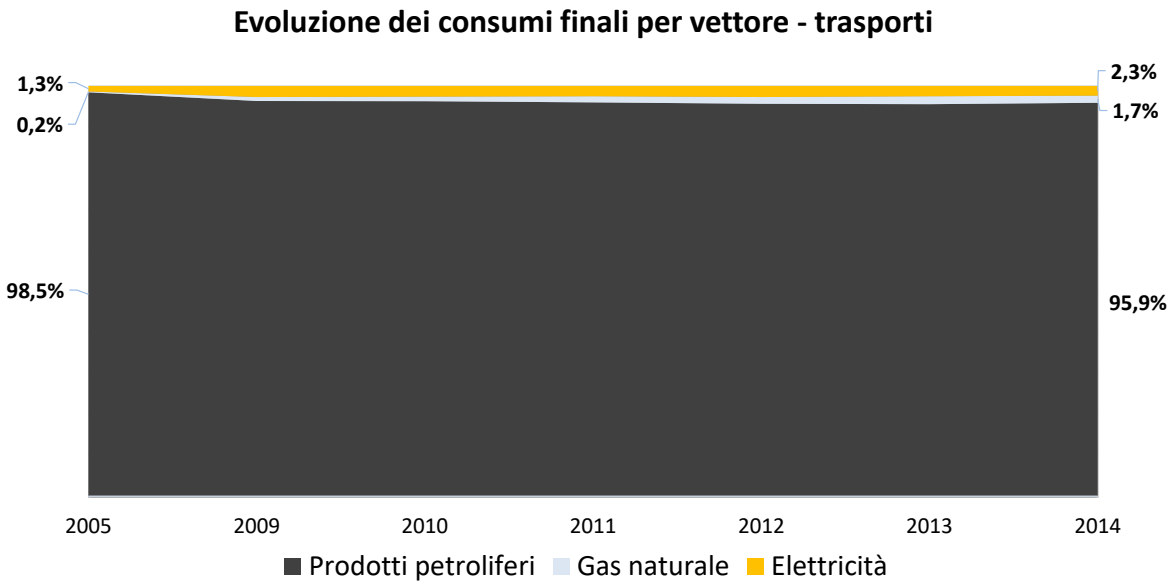


Figura 10 - Evoluzione dei consumi finali nel settore dei trasporti (fonte dati: BER ENEA)

Il settore civile include al suo interno la residenza ed il terziario pubblico e privato. Il grafico mostra chiaramente la riduzione del peso percentuale dei prodotti petroliferi e la riduzione del consumo di gas naturale. Rimane viceversa stabile il peso percentuale del vettore elettrico (circa un quinto dei consumi della categoria). Significativo, in questo caso, l'incremento delle fonti rinnovabili termiche e del calore; le rinnovabili termiche arrivano addirittura a coprire, nel 2014, il 13,3% circa dei consumi del settore, mentre nel 2005 esse costituivano solamente il 2,4% del totale.

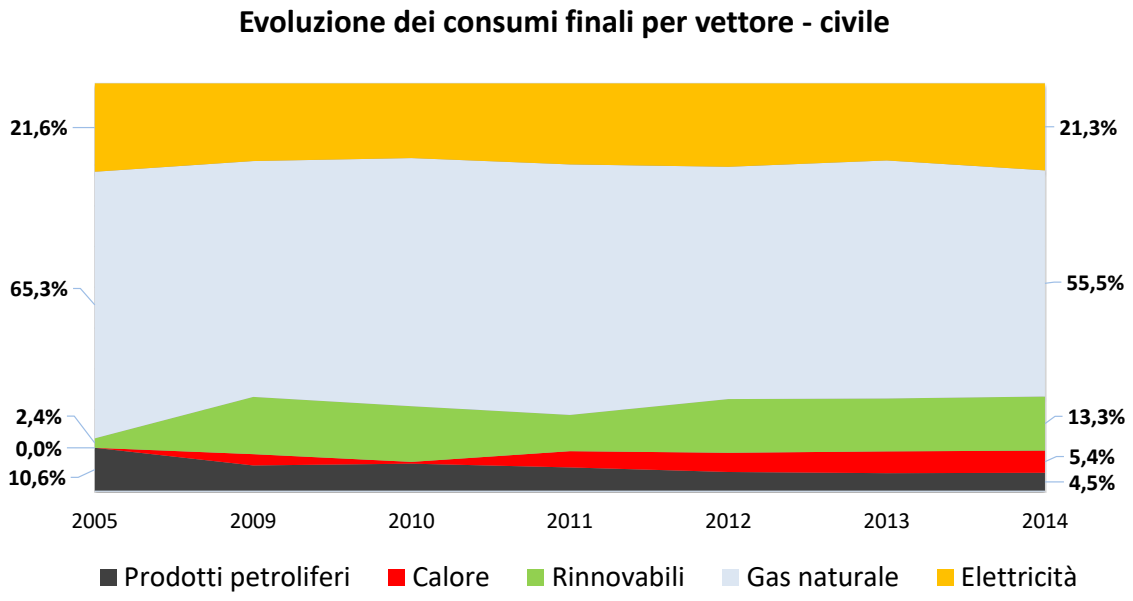


Figura 11 - Evoluzione dei consumi finali nel settore civile (fonte dati: BER ENEA)

Le fonti rinnovabili termiche ed elettriche: i dati GSE

Successivamente all'approvazione del Decreto Burden Sharing - DM 11/3/2012 – con Decreto 11/05/2015 del Ministero dello Sviluppo economico, è stato affidato al GSE il compito di mettere a disposizione delle Regioni i "Dati che concorrono alla verifica del grado di raggiungimento degli obiettivi regionali di consumo di energia da fonti rinnovabili" (art. 6, comma 4). Questo capitolo utilizza pertanto i dati GSE ed è focalizzato principalmente sulla valutazione della produzione energetica da fonti rinnovabili sul territorio regionale.

Le fonti rinnovabili termiche

Nel quadriennio analizzato le fonti rinnovabili termiche registrano un incremento nella produzione di quasi l'11%. Il vettore che frena il trend di crescita della produzione da FER sono le biomasse (al cui interno vengono ricomprese le biomasse solide ed il biogas/biometano immessi in rete), che nel 2015 costituiscono circa il 66% della produzione totale e che rispetto al 2013 calano di 40 ktep. Solo la produzione di energia da rifiuti (componente rinnovabile, ovvero rifiuti biodegradabili) fa registrare un analogo trend di riduzione. Tutti gli altri vettori riportati in Tabella 7 evidenziano una crescita tra il 2012 ed il 2015 ed in particolare il solare termico che cresce del 51%, anche per effetto del suo peso molto limitato sulla produzione totale (appena il 2% nel 2015) ed il calore derivato (che triplica il suo contributo nello stesso lasso di tempo). Significativa, in termini assoluti, anche la crescita della produzione di energia termica con pompe di calore, seppur vi sia stato un rallentamento negli ultimi tre anni monitorati.

FER termiche (ktep)				
Tipologia impianto	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**
Geotermia	2	2	2	2
Solare termico	11	15	17	17
Rifiuti	12	13	7	6
Biomasse	637	675	601	635
Pompe di calore	159	166	170	170
Calore derivato	43	114	130	127
TOTALE	**865**	**984**	**927**	**958**

Tabella 7 - La produzione di energia da FER termiche (fonte dati: GSE)

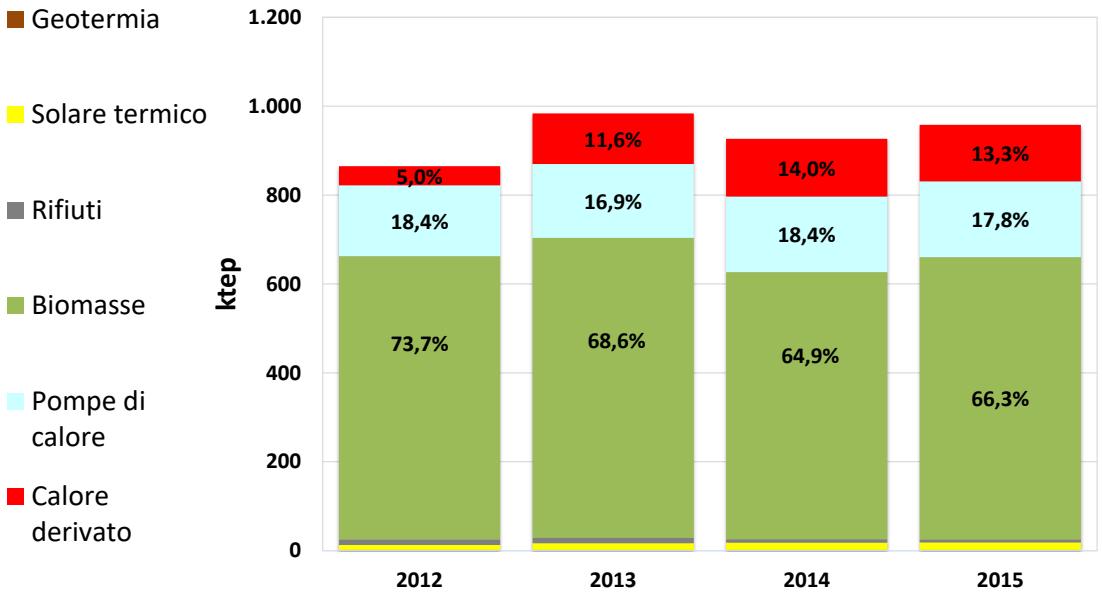


Figura 12 - L'andamento della produzione termica da rinnovabili, 2012-2015 (fonte dati: GSE)

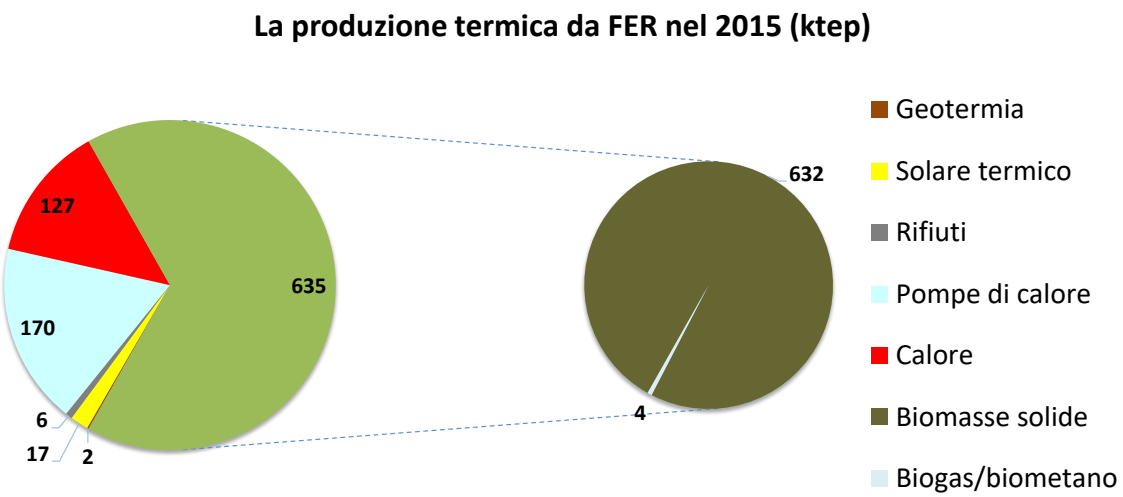


Figura 13 - Il contributo delle FER termiche nel 2015 (fonte dati: GSE)

Confrontando il dato di produzione termica da FER con il consumo finale lordo di energia non elettrica registrato su base regionale dal GSE, si può calcolare un semplice rapporto che indica il tasso di soddisfacimento di tali consumi con fonti rinnovabili. Il dato, rappresentato in Tabella 8, evidenzia una crescita del rapporto, seppur non così marcata (+6,6%) con un valore medio che rimane attorno all'11%. Ciò è dovuto all'incremento delle rinnovabili termiche nel quadriennio preso in considerazione (+ 10,7%), più che proporzionale rispetto al trend di crescita dei consumi finali termici (+3,9%).

ktep	2012	2013	2014	2015
Consumi finali termici	8.130	8.573	8.069	8.454
FER termiche	865	984	927	958
% FER/consumi finali	**10,6%**	**11,5%**	**11,5%**	**11,3%**

Tabella 8 - Il contributo % delle rinnovabili termiche sui consumi finali (fonte dati: GSE)

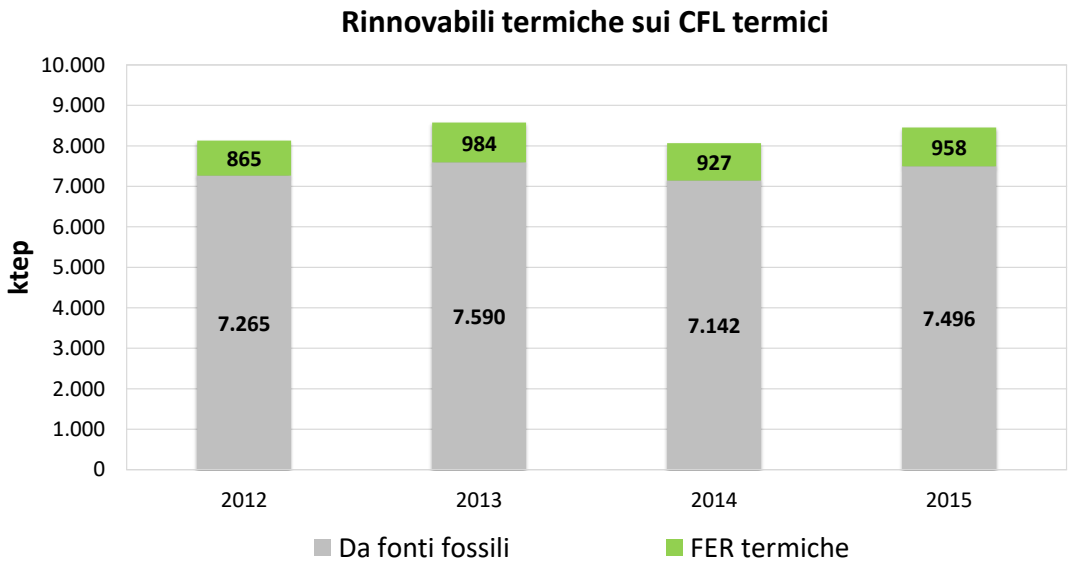


Figura 14 - Il contributo delle FER termiche sul CFL (fonte dati: riel. dati GSE)

Le fonti rinnovabili elettriche

Tra il 2012 ed il 2015 le fonti rinnovabili elettriche crescono del 18% circa. La produzione di energia che cresce maggiormente è quella prodotta dalla biomassa (si includono le biomasse solide, il biogas e bioliquidi sostenibili esclusi i biocombustibili del settore dei trasporti), che raddoppia nel quadriennio di riferimento. La produzione idroelettrica sembra invece orientata ad una crescita più limitata, poiché il suo sfruttamento ha già raggiunto un buon grado di maturità (+5% nel quadriennio). Significativo anche l'incremento dell'energia solare, che cresce del 22% tra il 2012 ed il 2015, in parte per l'effetto propulsivo determinato dal Conto Energia, attivo fino a metà del 2013. Nel comparto "Biomassa", al 2015, prevale nettamente la produzione elettrica da biogas, che rappresenta circa il 55% della sua produzione totale.

FER elettriche (ktep)				
Tipologia impianto	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**
Idroelettrico	586	600	606	614
Solare	123	137	142	149
Biomassa	79	121	149	164
Eolico	2	2	2	2
TOTALE	**790**	**860**	**898**	**930**

Tabella 9 – La produzione di energia da FER elettriche (fonte dati: GSE)

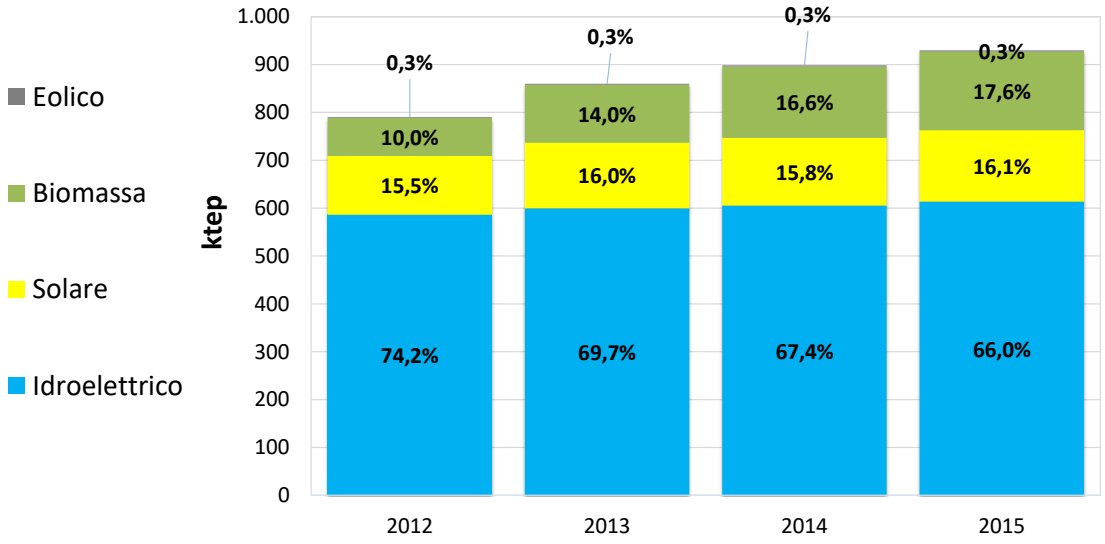


Figura 15 - L'andamento della produzione elettrica da FER, 2012-2015 (fonte dati: GSE)

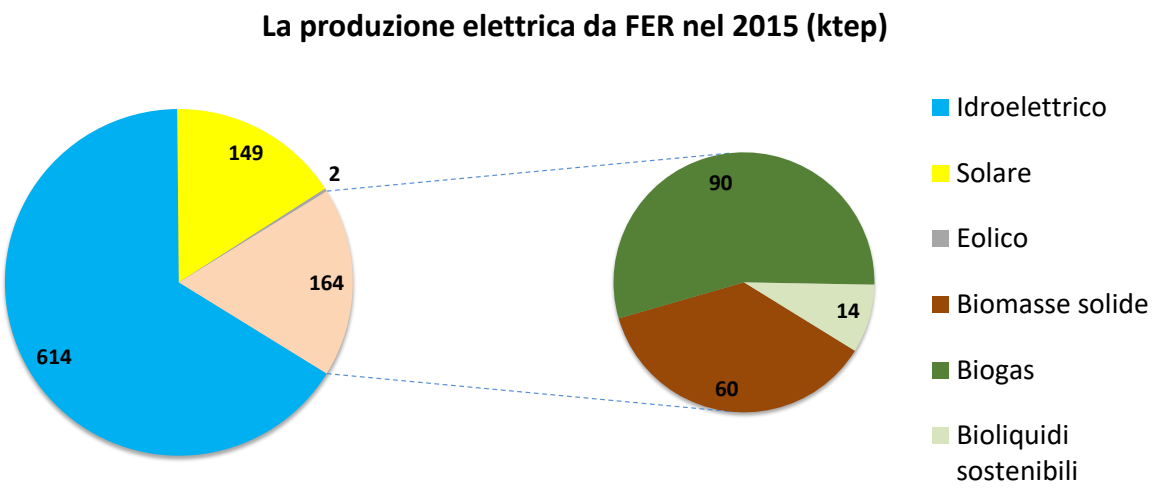


Figura 16 - La produzione elettrica da FER nel 2015 (fonte dati: GSE)

Confrontando il dato di produzione elettrica da FER con il consumo finale lordo di energia elettrica registrato su base regionale dal GSE, si evidenzia un significativo trend di incremento del tasso, che passa dal 36% del 2012 al 43% del 2015 (+20,4%). Ciò è dovuto in parte all'incremento delle rinnovabili elettriche nel quadriennio preso in considerazione (+ 22%) ed in parte alla riduzione (seppur lieve) dei consumi finali elettrici (-2,7%).

ktep	2012	2013	2014	2015
Consumi finali elettrici	2.203	2.136	2.123	2.151
FER elettriche	790	860	898	930
% FER/consumi finali	**35,9%**	**40,3%**	**42,3%**	**43,2%**

Tabella 10 - Il contributo % delle rinnovabili elettriche sui consumi finali (fonte dati: GSE)

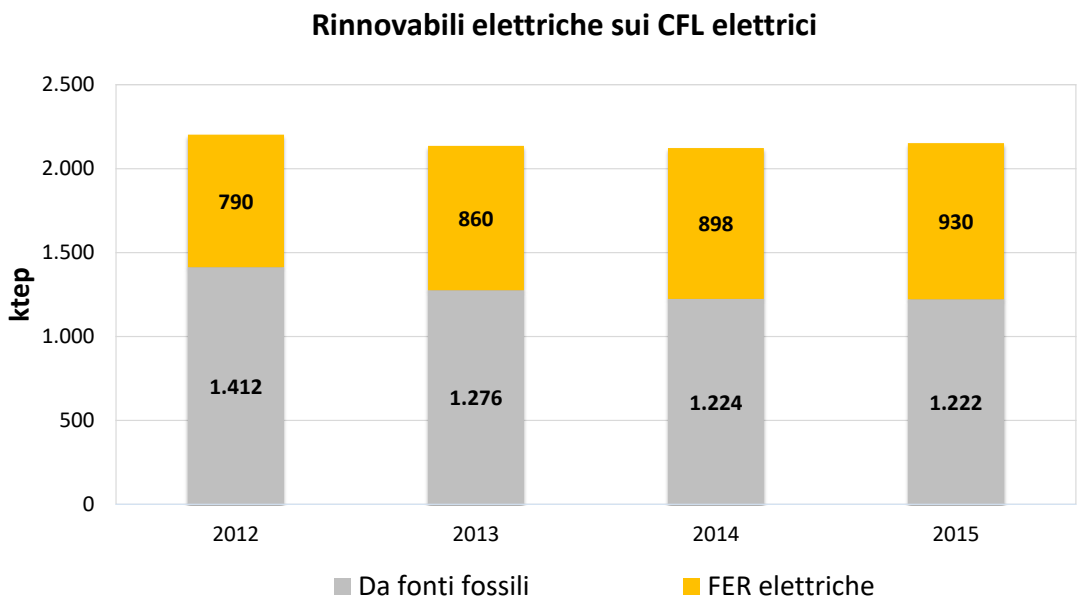


Figura 17 - Il contributo delle FER elettriche sul CFL (fonte dati: riel. dati GSE)

Dati contenuti nell'analisi a supporto del DM 15 marzo 2012 "Decreto Burden sharing"

Il Decreto Burden Sharing

Il Decreto Ministeriale 15 marzo 2012 (cd. "DECRETO BURDEN SHARING"), in considerazione dell'assegnazione all'Italia dell'obiettivo complessivo nazionale del 17%[5] (*overall target*) di energia prodotta grazie a Fonti Energetiche Rinnovabili - FER (nei settori elettrico, termico e dei trasporti) sul Consumo Finale Lordo di energia (CFL), ripartisce percentualmente il contributo di ogni singola regione al suo ottenimento. Il DM stabilisce in questo modo gli obiettivi minimi di incremento dell'energia prodotta con FER rispetto ai CFL di energia che ciascuna Regione (*regional target*) deve conseguire entro il 2020, pena il commissariamento. Nello specifico, il Consumo Finale Lordo (CFL) di energia di una Regione o Provincia autonoma è dato dalla somma delle seguenti due tipologie di consumi annui da parte di imprese, cittadini, associazioni o enti vari[6]:

a) consumi elettrici;

b) consumi termici (energia per riscaldamento e raffreddamento) in tutti i settori, con esclusione del contributo dell'energia elettrica per usi termici (cd. rinnovabili termiche) degli ausiliari di centrale, le perdite di rete e i consumi elettrici per trasporto (cd. rinnovabili elettriche);

c) consumi per tutte le forme di trasporto.

Il DM definisce inoltre gli obiettivi regionali intermedi al 2012, 2014, 2016 e 2018 (benché effettivamente vincolanti solo dal 2016) e determina le modalità di esercizio del potere sostitutivo del Governo nei casi di inadempienza delle Regioni.

La fissazione dei valori iniziali di riferimento delle diverse grandezze (CFL, FER-E, FER-C), che intervengono nel calcolo degli obiettivi regionali di BS intermedi e finali al 2020, deve fare riferimento ad un anno immediatamente precedente all'applicazione del D.Lgs. 28/2011. Tuttavia, a livello regionale, relativamente ai valori dei consumi finali di energia, le diverse variabili non sono tutte ugualmente disponibili e aggiornate al medesimo anno di riferimento iniziale.

Tenendo conto per ciascuna regione sia del "potenziale di impiego economicamente sostenibile" (specialmente per le FER-E), sia del "potenziale di sfruttamento" (specialmente per le FER-C), è stato deciso di adottare il principio della "proporzionalità storica" dei consumi rispetto ad un valore iniziale di riferimento, non un anno specifico, bensì la media dei consumi di un periodo di alcuni anni.

In particolare, il CFL regionale è ottenuto dalla somma del:

[5] L'obiettivo italiano del 17% è stato definito, a sua volta, dalla Direttiva 2009/28/CE "Promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili" sulla base della ripartizione dell'Obiettivo europeo del 20% fra i vari Paesi Membri in ragione del proprio PIL pro capite.

[6] A ben vedere, (art.2 del DM 15.3.2002) tra le Regione è ripartita l'assegnazione solo del 14,4% del 17% dell'obiettivo nazionale. Ciò è dovuto al fatto che il perseguimento dell'obiettivo di sviluppo per le FER-T (consumi di rinnovabili per i trasporti, con esclusione dell'energia elettrica già conteggiata nelle FER-E) è principalmente connesso al consumo di biocarburanti e per tutte le forme di trasporti e le importazioni di energia rinnovabile dall'estero non concorre alla determinazione della quota regionale, ma solo nazionale.

- Consumo elettrico regionale, che è dato dalla media dei consumi del periodo 2006-2010 (fonte dati, TERNA)
- Consumo termico regionale, che è dato dalla media dei consumi del periodo 2005-2007 (fonte dati, ENEA), ossia Consumo regionale complessivo meno Consumo elettrico regionale

Il Consumo da FER è ottenuto dalla somma di:

1. FER-E, produzione elettrica lorda da FER relativa al 2009 *(fonte dati, GSE[7])*
2. FER-C, consumo regionale da FER, relativo al 2005 *(fonte dati, ENEA)*.

Con riferimento alle valutazioni effettuate dal Ministero dello Sviluppo Economico nell'ambito dei lavori per la definizione della proposta di decreto *burden sharing*, si individua per il Piemonte un valore tendenziale di consumo pari a 11.436 ktep al 2020 (-2,3% rispetto all'anno di riferimento).

In particolare, l'allegato 2 al D.M. "Burden Sharing" attribuisce al Piemonte una produzione da fonti energetiche rinnovabili, elettriche e termiche, pari al 15,1% dell'energia finale lorda consumata sul territorio regionale, per una valore di 1.723 ktep al 2020.

I dati riportati nell'allegato 2 del citato decreto si basano su una metodologia che il Ministero ha condiviso con le Regioni, nell'ambito del confronto tecnico sviluppatosi in sede di Coordinamento interregionale per l'Energia, che ai sensi dell'art. 3 del suddetto decreto potrà essere oggetto di modifica, su proposta unitaria delle stesse Regioni e Province autonome.

Le scelte pianificatorie della Regione Piemonte in campo energetico dovranno mirare da una parte allo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili, dall'altra alla riduzione dei consumi energetici finali, al fine del perseguimento dell'obiettivo di Burden Sharing, riassunto nella seguente tabella.

[7] SIMERI - Sistema di monitoraggio statistico nazionale delle Energie Rinnovabili, in cui dovranno confluire i dati necessari alla verifica del raggiungimento dei risultati di produzione e consumo di energia da FER.

Traiettoria degli Obiettivi regionali di Burden Sharing								
	Valore base	2012	2014	2016[8]	2018[9]	Valori-Obiettivo al 2020	Var. assoluta	Var.%
Obiettivo nazionale	5,3%	8,2%	9,3%	10,6%	12,2%	**14,3%**[10]	+9,0 pt.%	+169,8%
Obiettivo di BS per il Piemonte	9,2%	11,1%	11,5%	12,2%	13,4%	**15,1%**	+5,9 pt.%	+64,1%
Consumi da FER-E	601 ktep[11]	-	-	-	-	**732 ktep**	+131 ktep	+21,8%
Consumi da FER-C	487 ktep[12]	-	-	-	-	**991 ktep**	+504 ktep	+103,4%
Consumi da FER (FER-E + FER-C) [NUMERATORE]	1.088 ktep	1.258 ktep	1.307 ktep	1.395 ktep	1.527 ktep	**1.723 ktep**	+635 ktep	+58,4%
Consumi Elettrici[13]	2.426,2 ktep[14]	-	-	-	-	**2.631 ktep**	+204,5 ktep	+8,4%
Consumi Non Elettrici[15]	9.345,0 ktep[16]	-	-	-	-	**8.806 ktep**	-539,4 ktep	-5,8%
CFL totale di energia (Elettrici + Non Elettrici) [DENOMINATORE]	11.711 ktep	11.364 ktep	11.382 ktep	11.400 ktep	11.418 ktep	**11.436 ktep**	-275 ktep	-2,3%

Tabella 11 - La traiettoria degli obiettivi regionali di Burden Sharing

Se per il Consumo Finale Lordo il decreto "Burden Sharing" prevede una sostanziale staticità, così non è per quanto riguarda il consumo di energia rinnovabile, di cui si prevede una sensibile crescita ai fini

[8] Obiettivo Vincolante
[9] Obiettivo vincolante
[10] Nella tabella il valore % dell'Obiettivo nazionale di BS differisce dal valore complessivo del 17% dal momento che non è stato conteggiato il contributo del Settore dei Trasporti e degli interscambi di energia con l'estero (entrambi non computati nella metodologia regionale di BS).
[11] Produzione di Energia elettrica lorda da FER, relativa all'anno 2009, *fonte GSE*.
[12] Consumi da FER per riscaldamento/raffrescamento, relativi all'anno 2005, *fonte ENEA*.
[13] Compresi i consumi ausiliari di centrale e le perdite di rete.
[14] Consumi elettrici, media del periodo 2006-2010, *fonte TERNA*.
[15] Consumi per riscaldamento e raffrescamento in tutti i settori.
[16] Consumi Non elettrici (termici), media del periodo 2005-2007, *fonte ENEA*.

di rispettare i vincoli della strategia Europa 2020. In generale, si può osservare un trend in lenta riduzione dei CFL (una proiezione di -2,3% al 2020 rispetto all'inizio del millennio), controbilanciato da un deciso incremento dell'energia ottenuta grazie alle FER (una proiezione al 2020 di +58,8%).

Si precisa che gli allegati al decreto non riportano in dettaglio i valori target per le varie fonti energetiche e che pertanto la Regione potrà conseguire il risultato atteso seguendo traiettorie differenti.

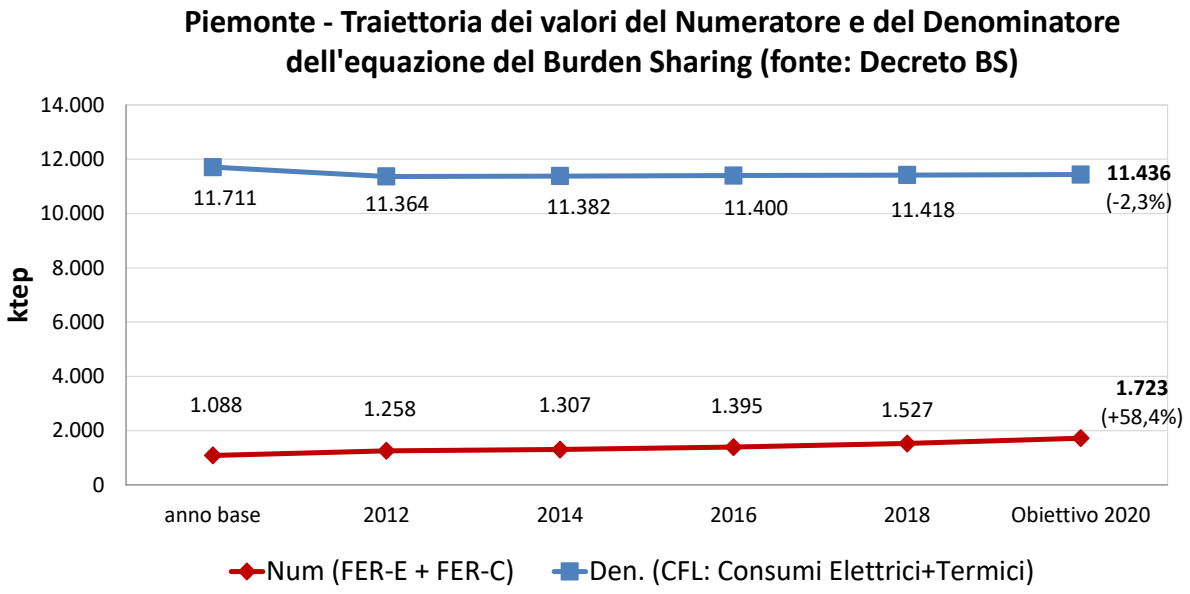


Figura 18 - Traiettoria dei valori del Numeratore e del Denominatore per il calcolo del BS

Nel grafico seguente, si riporta la traiettoria che il Mise ha ipotizzato per il raggiungimento dell'obiettivo del Piemonte confrontato con quello previsto dal PAN a livello Nazionale (epurato del contributo relativo alle FER-T nel settore dei trasporti e degli interscambi di energia con l'estero), che mostra come quello attribuito al Piemonte sia un dato superiore a quello nazionale.

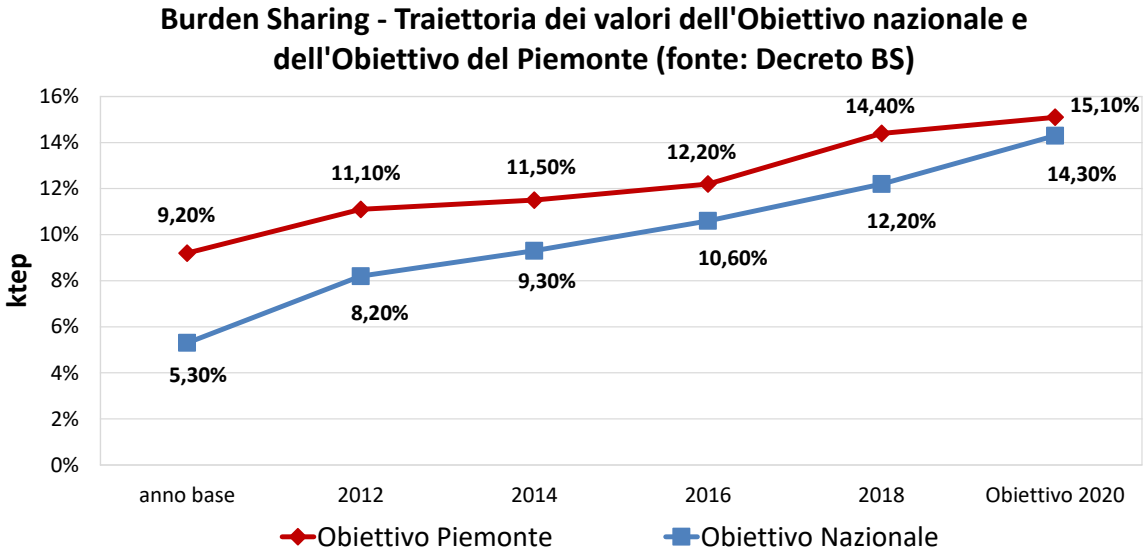


Figura 19 - La traiettoria degli obiettivi regionali di BS (fonte dati: decreto BS)

Le previsioni ministeriali indicano una diminuzione dei consumi di energia termica, che passerebbero dai 9.345 ktep dell'anno iniziale di riferimento agli 8.806 ktep del 2020 (-5,8%). Per quanto attiene al consumo di energia elettrica, il documento ne prevede invece un lieve aumento (una crescita percentuale complessiva dell'8,4% tra l'anno base ed il 2020), a cui sarebbe legata la crescita dei consumi complessivi.

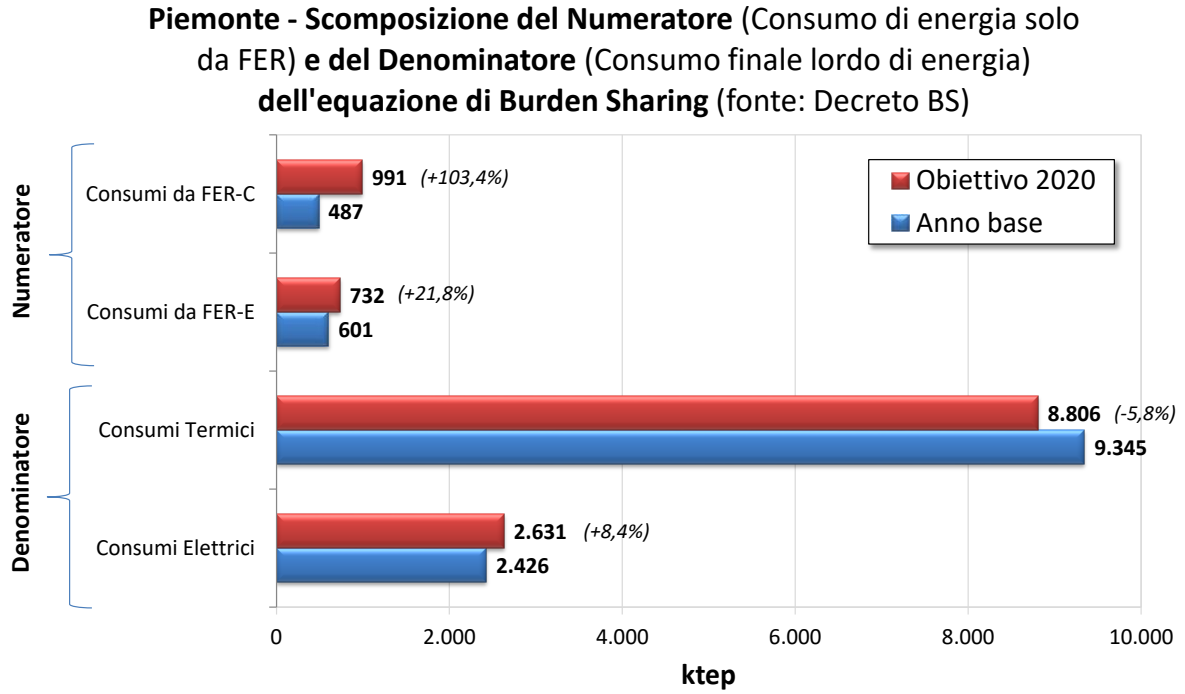


Figura 20 - Le previsioni del decreto BS al 2020 (fonte dati: decreto BS)

Il consumo di energia rinnovabile (FER-C e FER-E), per rispettare la percentuale attribuita al Piemonte del 15,1% del rapporto tra consumi rinnovabili e totali, dovrebbe passare da un valore di circa 1.100 ktep per l'anno iniziale di riferimento al valore di oltre 1.700 ktep al 2020, con una crescita percentuale del 103% per le FER termiche e del 22% per le FER elettriche.

Le previsioni ministeriali di crescita delle FER sono quindi essenzialmente legate ad un forte incremento del consumo di energia termica da fonte rinnovabile (FER-C). Il decreto "Burden sharing" prevede pertanto per il Piemonte un notevole sforzo per quanto riguarda lo sfruttamento a fini termici delle FER, che passerebbero da un utilizzo sensibilmente inferiore rispetto al settore elettrico ad un valore superiore del 32% a quest'ultimo.

Il Monitoraggio dell'Obiettivo del Burden Sharing

L'obiettivo di *Burden Sharing* è ben rappresentato nella figura sottostante:

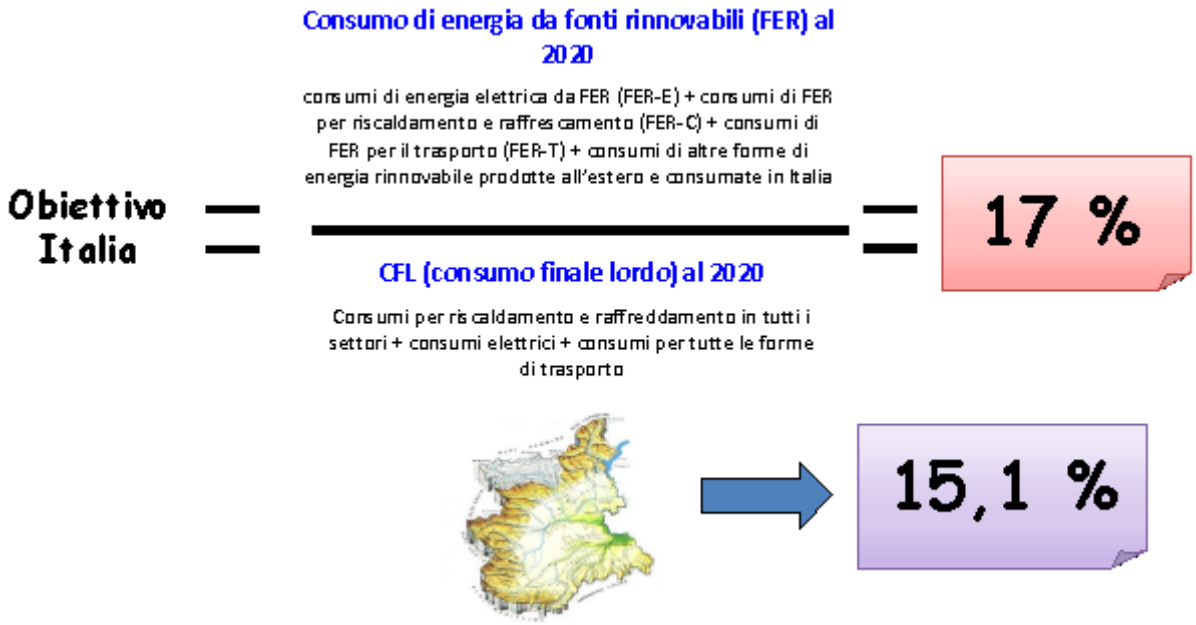


Figura 21 - Il monitoraggio dell'obiettivo di Burden Sharing (fonte dati: decreto BS)

L'art.5, comma 1 del Decreto *Burden Sharing* stabilisce che entro il 31 dicembre di ogni anno, a partire dal 2013, il MiSE provvede per ogni Regione alla verifica della quota di CFL coperto da FER riferita all'anno precedente. A decorrere dal 2017, sulla base degli obiettivi intermedi del 2016, in caso di mancato conseguimento degli obiettivi, il MiSE invita le Regioni in ritardo a presentare entro due mesi osservazioni giustificative in merito. Nel caso il MiSE riscontrasse che il mancato conseguimento degli obiettivi regionali sia dovuto ad inerzia dell'Amministrazione regionale o all'inefficacia delle misure adottate e se entro ulteriori sei mesi la situazione non fosse stata sanata, il Governo nazionale ha facoltà di commissariare la Regione inadempiente.

Utilizzando i dati messi a disposizione da GSE, che includono sia i consumi finali lordi di energia da fonti rinnovabili (escluso il settore dei trasporti), sia i consumi finali lordi, è possibile valutare il trend della quota dei consumi finali lordi di energia coperta da fonti rinnovabili, in modo tale da verificare l'eventuale raggiungimento dell'obiettivo previsto nell'ambito del decreto Burden Sharing.

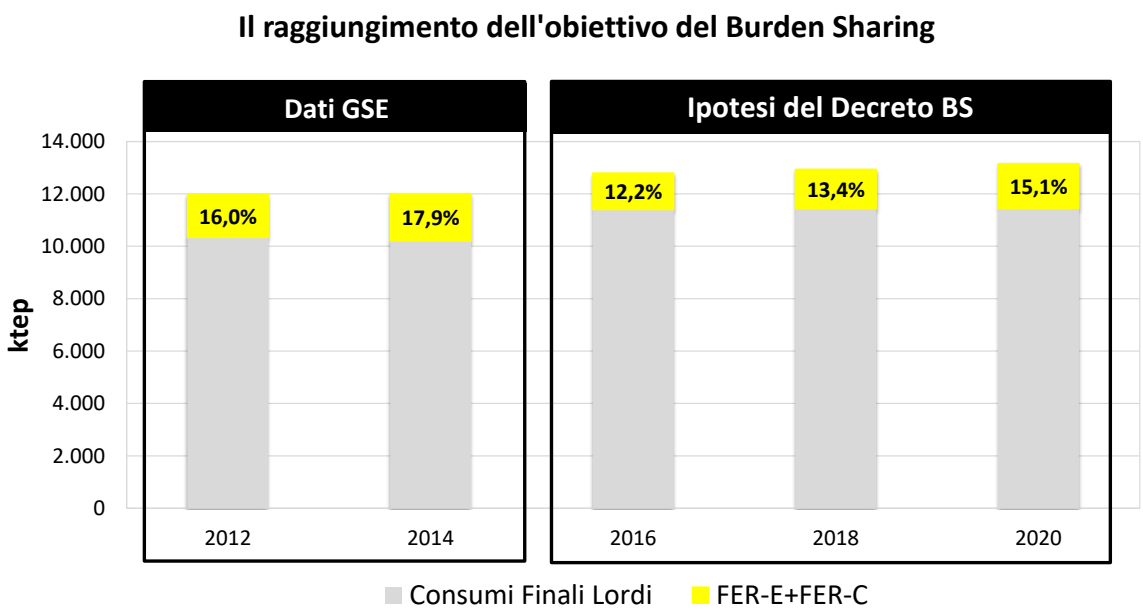


Figura 22 - Il raggiungimento dell'obiettivo di Burden Sharing (fonte dati: GSE)

La Figura 22 mette in evidenza il rapporto tra i consumi finali lordi da fonti rinnovabili (FER-E + FER-C) ed i consumi finali lordi globali. I dati relativi alle annualità 2012 e 2014 sono dati ufficiali forniti dal GSE, mentre i dati relativi alle annualità 2016, 2018 e 2020 sono le previsioni per la Regione Piemonte, incluse nel Decreto Burden Sharing. L'obiettivo cogente è quello relativo all'anno 2020. I dati inviati dal GSE evidenziano una situazione molto positiva, poiché già al 2012 veniva raggiunto e superato l'obiettivo fissato per il 2020. Il dato al 2014 si incrementa ulteriormente, di quasi due punti percentuali. Al 2014, quasi un quinto dei consumi finali lordi sono stati soddisfatti da fonti rinnovabili termiche ed elettriche.

Il parco di generazione elettrica: i dati Terna

Per quanto attiene alla generazione elettrica il parco impianti regionale ha complessivamente registrato nel periodo 2005-2015 un importante sviluppo in termini di potenza efficiente lorda. Nel 2005 essa ammontava a circa 7.260 MW installati, mentre nel 2015 il dato globale sale fino a 10.360 MW, con un incremento percentuale pari al 43% circa. Tale periodo è risultato scandito da una prima fase caratterizzata dal processo di ristrutturazione del parco centrali termoelettriche, con progetti di "repowering" e "revamping" di impianti esistenti e con progetti di nuove centrali a ciclo combinato, nonché da una seconda fase, coincisa con gli ultimi anni, contraddistinta dalla proliferazione degli impianti FER e, in particolare, dalla rilevante crescita degli impianti fotovoltaici e a biomassa.

Il parco di generazione elettrica per fonte

Analizzando il parco di generazione elettrica per tipologia di impianti è possibile analizzare il trend del numero di nuovi impianti realizzati e di potenza efficiente lorda totale (espressa in MW). I grafici mettono in evidenza l'evoluzione delle caratteristiche del parco di generazione, soprattutto in termini di potenza efficiente lorda media.

Il grafico relativo agli impianti termoelettrici evidenzia una profonda trasformazione nelle caratteristiche del parco di generazione. All'inizio della serie storica il parco elettrico era caratterizzato da grandi impianti, di potenza lorda media superiore a 30 MW, mentre nel 2015 tale parametro è pari solamente a 10 MW. E' evidente come negli ultimi anni della serie storica analizzata vi sia stata una proliferazione di impianti di taglia più piccola (alimentati anche da biomasse), a discapito degli impianti più grandi.

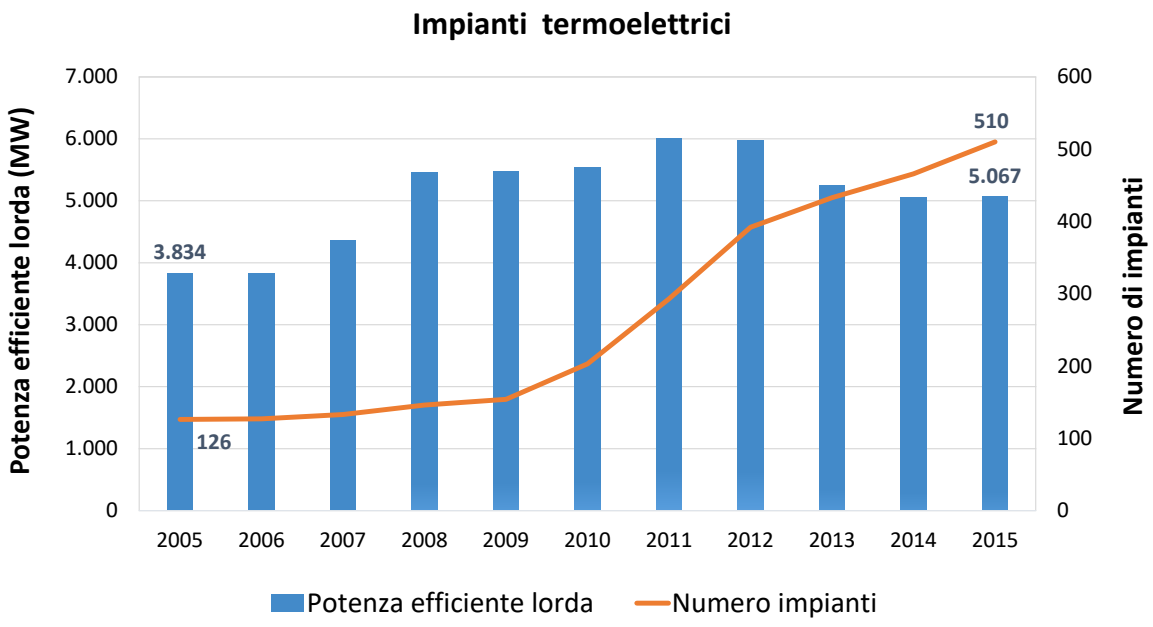


Figura 23 - L'evoluzione del parco di generazione elettrica - gli impianti termoelettrici (fonte dati TERNA)

Per quanto concerne gli impianti idroelettrici, la figura evidenzia un trend analogo al precedente, con una tendenziale riduzione della potenza lorda media degli impianti installati, che passa da circa 7,5 MW per impianto a circa 5 MW. In questo caso è piuttosto evidente la tendenziale stazionarietà della potenza elettrica lorda totale, segno di un assestamento del settore. Negli ultimi anni stanno invece aumentando gli impianti di taglia più piccola, tali però da non modificare la potenza globale.

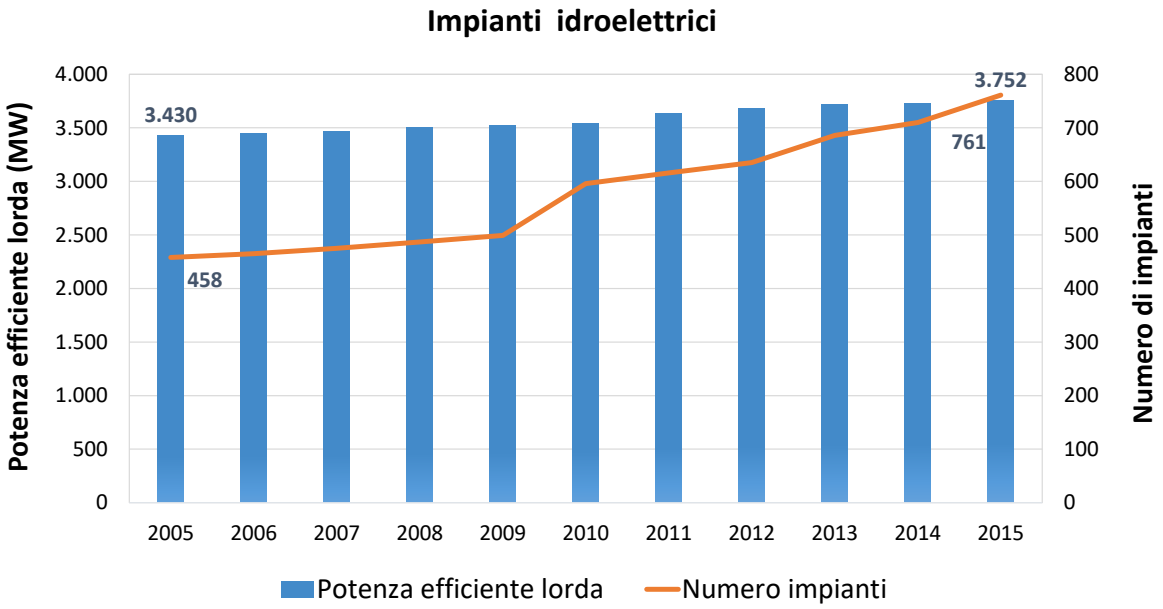


Figura 24 - L'evoluzione del parco di generazione elettrica - gli impianti idroelettrici (fonte dati: TERNA)

Relativamente alla produzione elettrica da impianti fotovoltaici, la Figura 25 evidenzia un trend di forte incremento del numero di impianti installati dopo il 2009. Le dinamiche del mercato fotovoltaico sono state infatti strettamente legate all'introduzione di tariffe incentivanti particolarmente vantaggiose. Questo regime non è più in vigore da metà 2013; ciò si riflette in particolare sulla potenza totale lorda installata che, tra il 2013 ed il 2015 rimane praticamente invariata, soprattutto se confrontata con il trend degli anni precedenti. Negli ultimi anni sono quindi aumentati gli impianti, ma di taglia molto piccola, mentre nei primi anni del Conto Energia venivano realizzati impianti anche di grossa taglia, che aumentavano significativamente la potenza lorda complessiva.

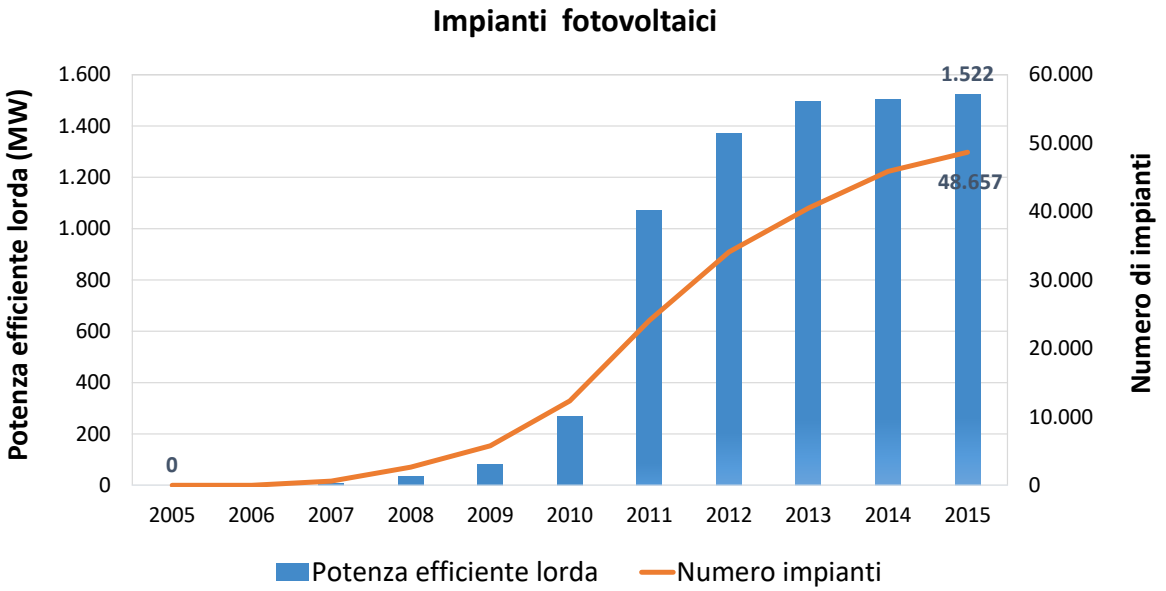


Figura 25 - L'evoluzione del parco di generazione elettrica - gli impianti fotovoltaici (fonte dati: TERNA)

Il parco di generazione elettrica da fonte eolica in Piemonte ha un peso molto limitato sul totale della potenza elettrica lorda installata. Al 2015 solo 16 impianti sono stati installati sul territorio regionale, con una potenza media lorda pari a 1,2 MW.

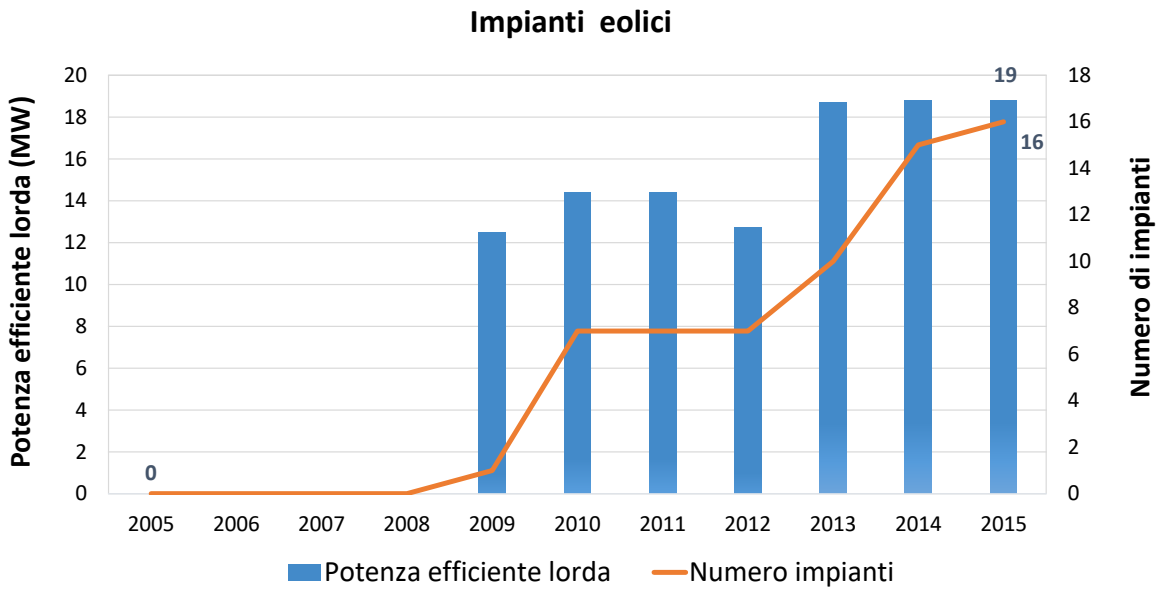


Figura 26 - L'evoluzione del parco di generazione elettrica - gli impianti eolici (fonte dati: TERNA)

Analizzando infine il numero di ore teoriche di funzionamento degli impianti per tipologia di generazione elettrica, calcolate attraverso il rapporto tra potenza efficiente lorda e produzione netta, si evidenzia l'evoluzione della gestione degli impianti termoelettrici, in funzione del progressivo incremento delle fonti rinnovabili non programmabili. Gli impianti termoelettrici hanno ridotto di

circa 800 ore annue il loro funzionamento, influenzando di conseguenza il trend medio del parco di generazione elettrica.

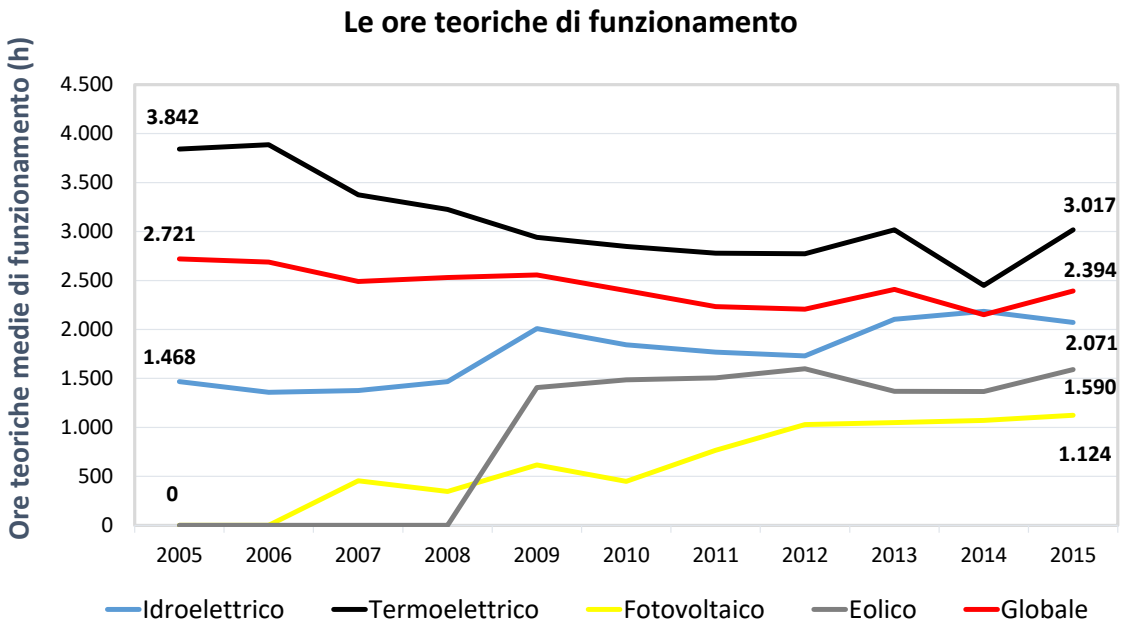
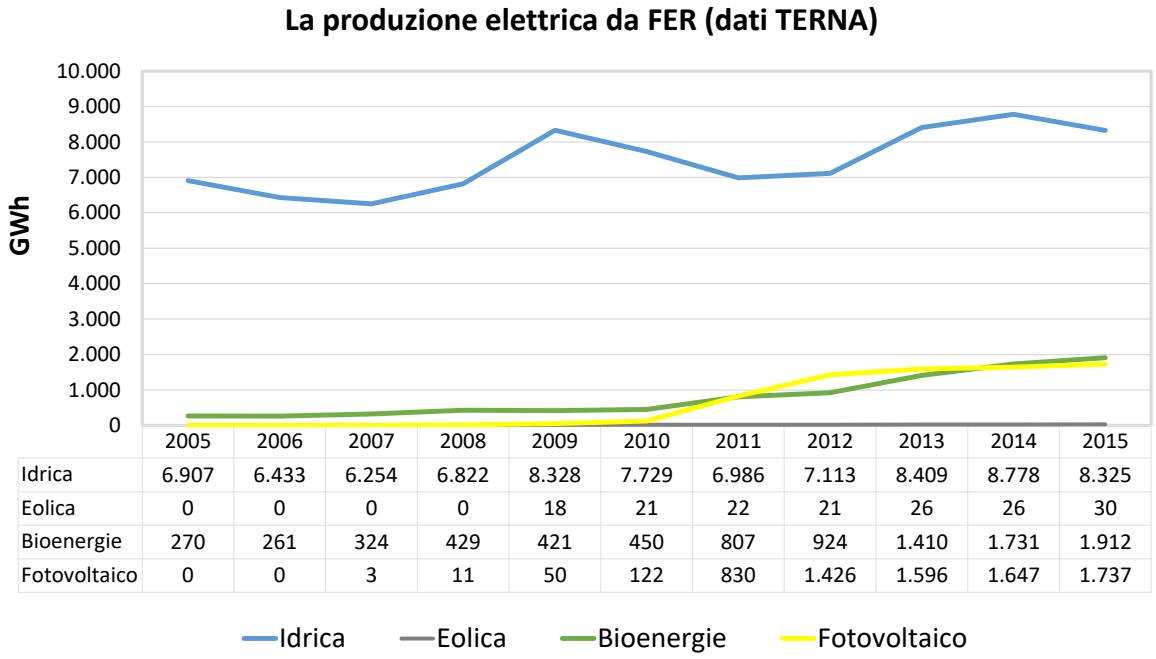


Figura 27 - L'evoluzione del numero di ore teoriche di funzionamento del parco di generazione elettrica (fonte dati: TERNA)

Le rinnovabili elettriche

La produzione elettrica da FER in Regione Piemonte avviene attraverso quattro fonti: l'idrica, l'eolica, le bioenergie ed il fotovoltaico. Il loro contributo si incrementa significativamente tra il 2005 ed il 2015 (come evidenziato in Figura 28), evidenziando una crescita del 67% tra il primo e l'ultimo anno della serie storica. La fonte idrica aumenta del 20% la propria produzione elettrica, mentre le bioenergia aumentano di sette volte il loro contributo. La tecnologia fotovoltaica era assente al 2005 e arriva quasi ad una produzione di 1.750 GWh al 2015. L'eolico, come le altre fonti, fa registrare un incremento, ma si mantiene su valori totali quasi insignificanti rispetto alla produzione globale da FER elettriche.



	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Idrica	6.907	6.433	6.254	6.822	8.328	7.729	6.986	7.113	8.409	8.778	8.325
Eolica	0	0	0	0	18	21	22	21	26	26	30
Bioenergie	270	261	324	429	421	450	807	924	1.410	1.731	1.912
Fotovoltaico	0	0	3	11	50	122	830	1.426	1.596	1.647	1.737

Figura 28 - La produzione elettrica da FER (fonte dati: TERNA)

La produzione elettrica da FER nel 2005 era rappresentata esclusivamente dalla fonte idrica (che costituita il 96% della produzione elettrica da FER) e dalle bioenergie. Nel 2015 si riduce la fetta di produzione della fonte idrica, in favore dell'incremento del peso delle bioenergie e dell'introduzione dirompente del fotovoltaico. L'eolico, al 2015 costituisce solamente lo 0,3% della produzione totale da FER.

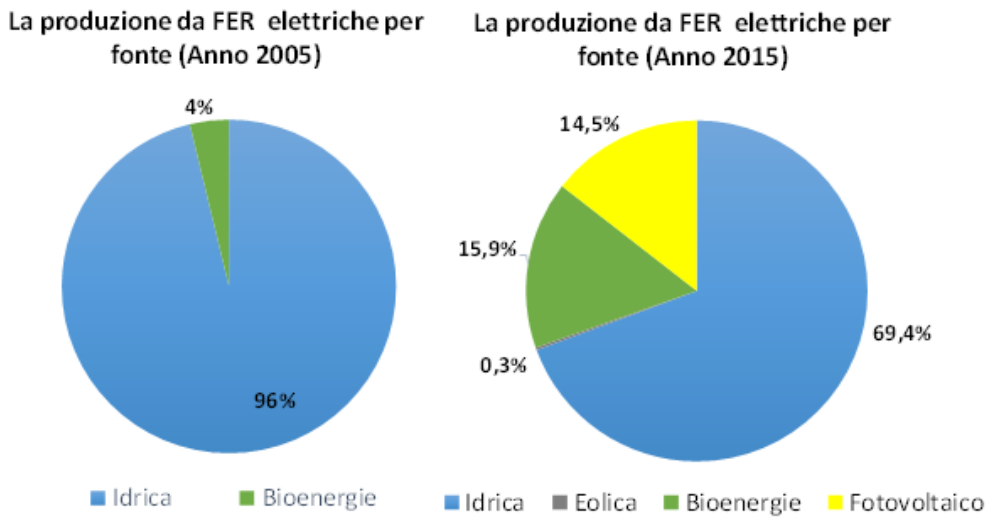


Figura 29 - La produzione da FER elettriche per fonte - anno 2005 e 2015 (fonte dati: TERNA)

Mettendo in relazione la produzione elettrica da FER con la produzione elettrica complessiva regionale, si può calcolare agevolmente il contributo delle fonti rinnovabili. Nel 2005 esse costituivano già un quarto della produzione totale (quasi esclusivamente per la presenza di centrali

idroelettriche nell'area alpina). Nel 2015, grazie all'incremento della produzione da FER, anche con altre fonti, il contributo delle FER elettriche è salito al 46,5% della produzione. Degno di nota il dato del 2014, superiore al 50%, in cui si è verificata la concomitante contrazione della produzione elettrica complessiva con un aumento della produzione da rinnovabile.

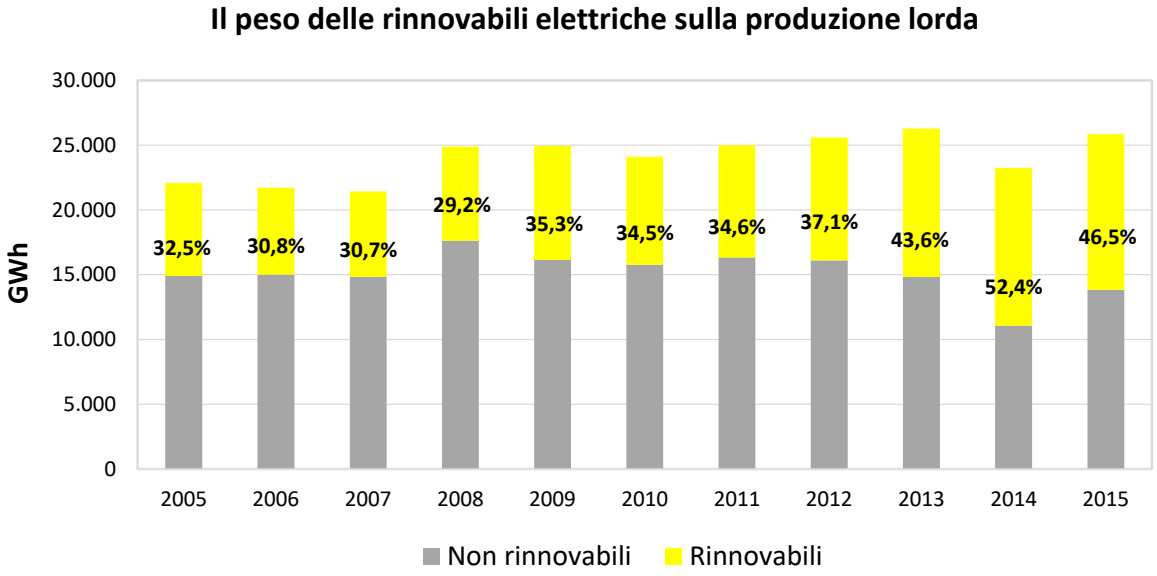


Figura 30 - Il peso delle fonti elettriche rinnovabili sulla produzione lorda (fonte dati: TERNA)

Il confronto tra consumi e produzione elettrica

Per quanto concerne i consumi di energia elettrica (Fonte TERNA), l'ultimo bilancio disponibile (2015) registra valori di richiesta sulla rete piemontese pari a 25.635 GWh e di consumo finale pari a 24.304 GWh. Per "energia elettrica richiesta" si intende la somma dei consumi presso gli utilizzatori finali e delle perdite di trasmissione e distribuzione.

Tali valori, se rapportati ai dati relativi al 2005 evidenziano rispettivamente una riduzione pari all'8,9% del fabbisogno elettrico complessivo del sistema regionale, al lordo delle perdite di rete e dei consumi ausiliari, e pari all'8% dei consumi finali. Le perdite di trasmissione e distribuzione stanno registrando un tendenziale calo.

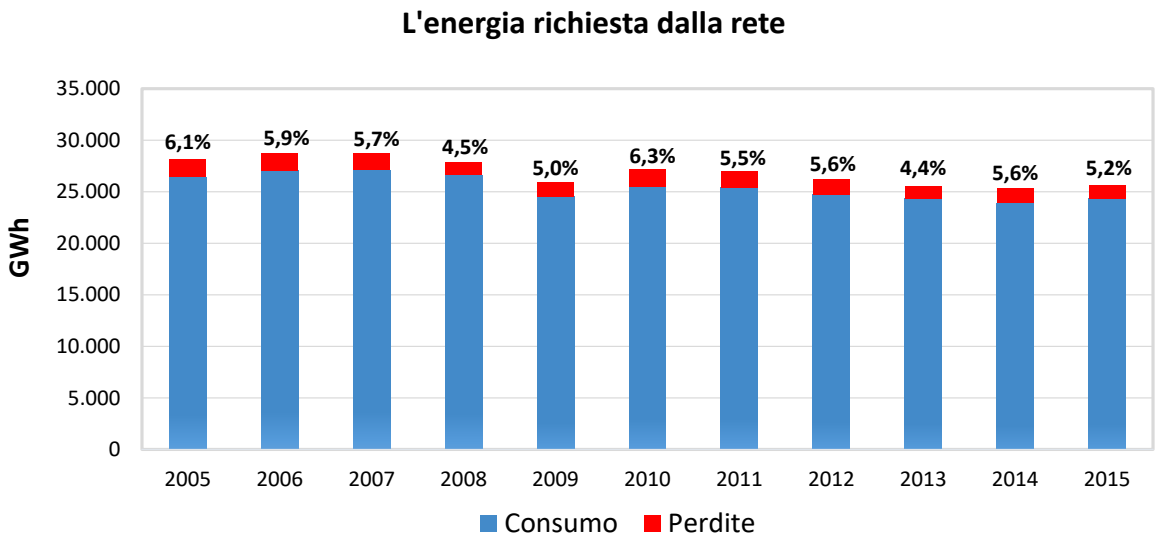


Figura 31 - L'energia richiesta dalla rete e le perdite del sistema elettrico (fonte dati: TERNA)

Nell'ambito delle variazioni registratesi nei diversi settori degli usi elettrici finali, a fronte dell'invarianza dei consumi del settore agricolo (piuttosto marginale sul totale dei consumi finali), appaiono degni di nota sia il crollo dei consumi industriali (-22%), nonostante si rilevi una maggiore stazionarietà a partire dal 2009, sia l'incremento dei consumi del settore terziario (+25%) nel periodo considerato. Il settore domestico, invece, fa registrare una tendenziale stazionarietà fino al 2010 e successivamente un trend di lieve calo, che porta i consumi finali di questo settore ad una riduzione del 5% al 2015 rispetto al 2005.

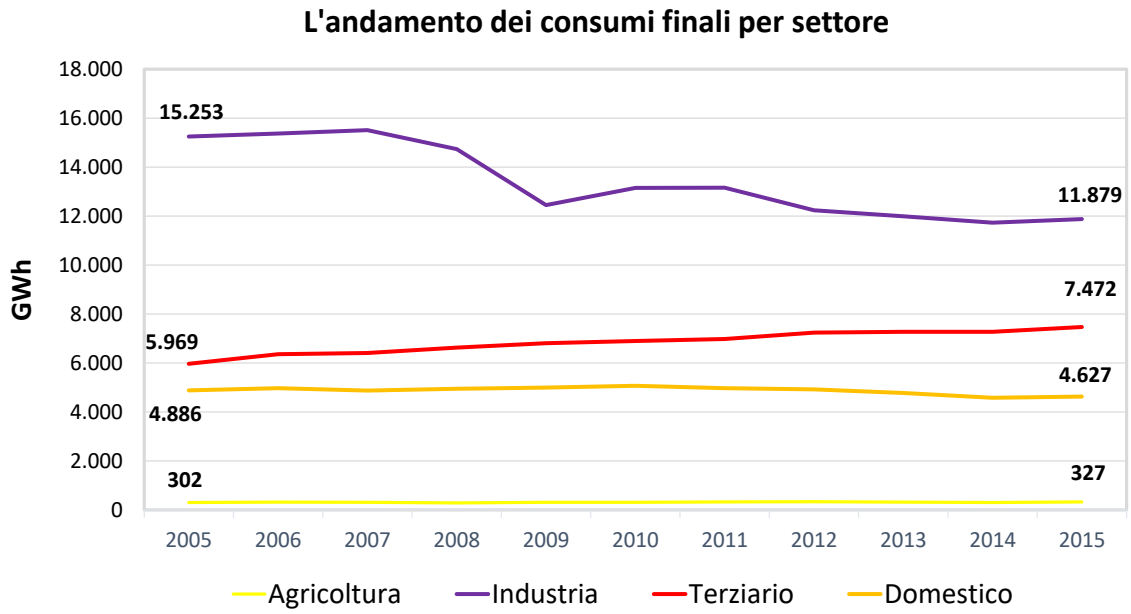


Figura 32 - L'andamento dei consumi finali per settore (fonte dati: TERNA)

Analizzando il trend 2005-2015 dei consumi finali di energia elettrica su base assoluta e su base pro capite, si nota un certo allineamento. Negli ultimi anni, i consumi pro capite tendono a calare in modo meno significativo rispetto ai consumi assoluti; aumentano pertanto più che proporzionalmente i consumi individuali (questo trend è eventualmente da confermare negli anni successivi).

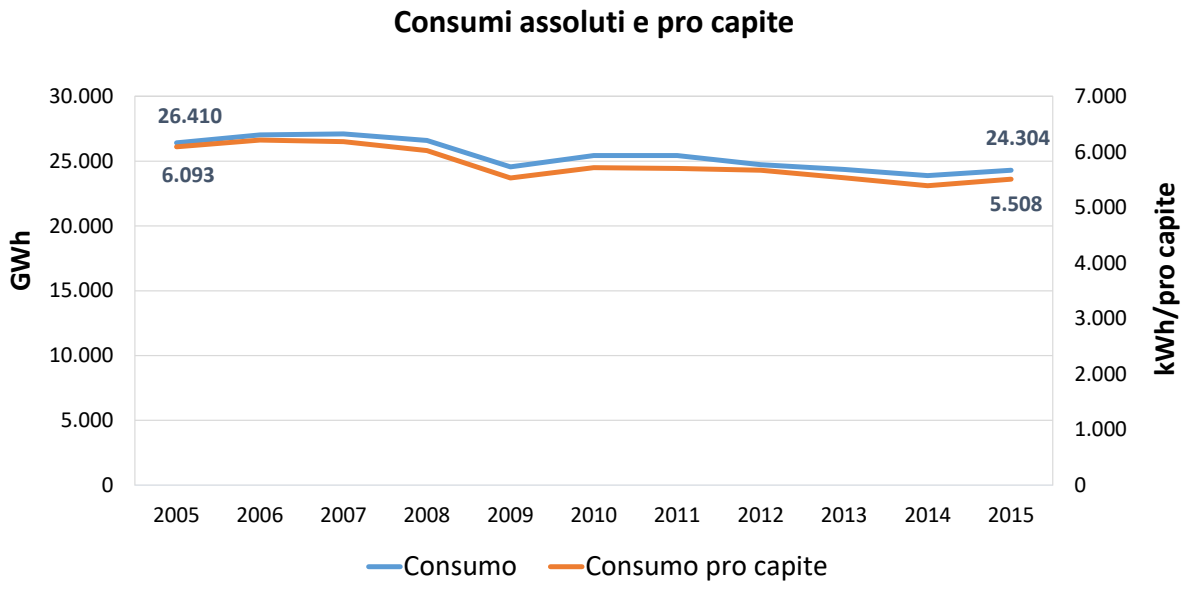


Figura 33 - Il confronto tra consumi finali assoluti e pro capite (fonte dati: TERNA)

Con riferimento, invece, ai dati correlati alla produzione di energia elettrica in Piemonte, si evidenzia come, nel 2015, la produzione netta destinata al consumo si mantenga su valori elevati (24.798 GWh), pur in presenza di una riduzione delle ore/anno di esercizio degli impianti di potenza a ciclo combinato. La produzione netta destinata al consumo non considera la quota parte di produzione netta utilizzata per i pompaggi negli impianti idroelettrici. Al 2015, rispetto al 2005 la produzione netta destinata al consumo aumenta addirittura del 25%. Tale incremento del dato di produzione regionale è quindi conseguenza del consistente incremento della produzione da fonti energetiche rinnovabili.

Per effetto del combinato disposto della riduzione dei consumi finali e della richiesta di energia elettrica sulla rete piemontese, nonché dell'incremento della produzione netta di elettricità, il dato rappresentativo del cosiddetto deficit elettrico regionale (rapporto tra energia consumata e prodotta localmente) all'anno 2015 risulta in netto calo, con valori ormai prossimi all'azzeramento. Esso, infatti, appare ridursi da una media triennale di circa 9.000 GWh (triennio 2005-2006-2007) ad una media di circa 1.400 GWh (triennio 2013-2014-2015).

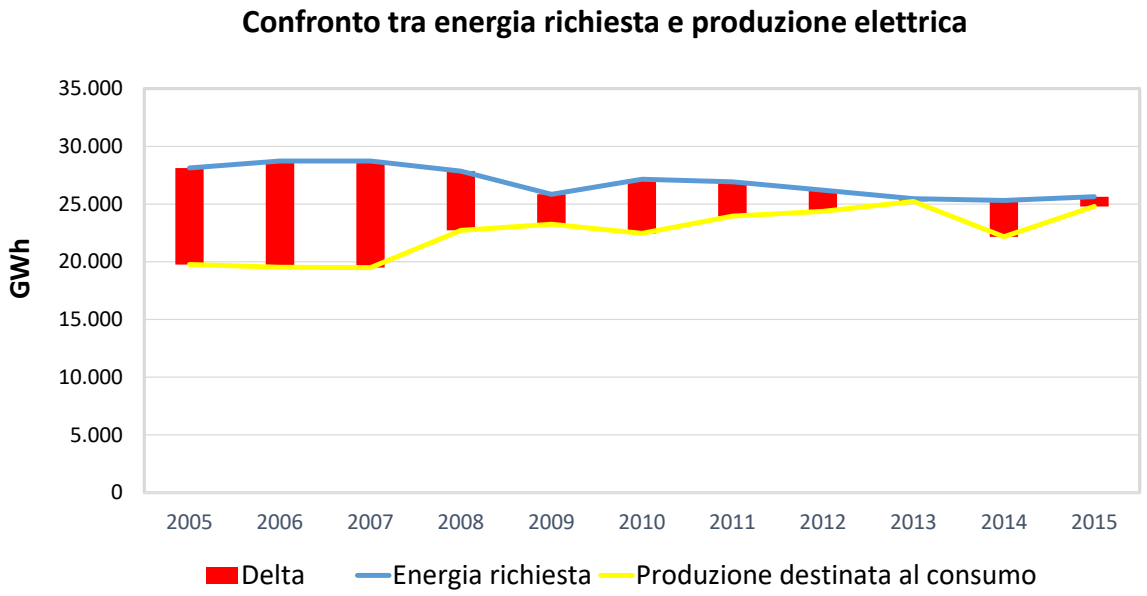


Figura 34 - Confronto tra energia richiesta dalla rete e produzione elettrica destinata al consumo

PREMESSA: GLI SCENARI DI RIFERIMENTO PER IL PEAR AL 2020 ED AL 2030

CONTESTO DI RIFERIMENTO DEL PIANO 38

SCENARI DI SVILUPPO DELLE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI E DI RIDUZIONE DEL CONSUMO FINALE LORDO PER IL PIEMONTE 41

LO SCENARIO AL 2020 42
LO SCENARIO AL 2030 45
SINTESI DEGLI OBIETTIVI DEL PEAR AL 2020 ED AL 2030 48
GOVERNANCE DEL PIANO E PROCESSO DI DEFINIZIONE DEL PROGRAMMA D'AZIONE 49

Contesto di riferimento del Piano

Il Piano Energetico Ambientale della Regione Piemonte si muove nell'ambito di un contesto normativo e vincolistico che trae le sue origini a livello europeo per essere poi declinato e recepito dallo Stato e, conseguentemente, dalle Regioni.

Preliminarmente all'illustrazione degli scenari di sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili e di riduzione del consumo finale lordo per il Piemonte, pare opportuno soffermarsi sulle misure che costituiscono i binari di riferimento entro i quali opererà il piano energetico ambientale del Piemonte.

Il Clean Energy Package (o Winter Package) è l'insieme delle iniziative finalizzate a rendere maggiormente competitiva l'Unione Europea nella transizione energetica e a ridisegnare il profilo del mercato elettrico europeo. La Commissione Europea vuole che l'Europa assuma il ruolo di guida in questa sfida che rivoluzionerà il settore energetico.

Tre gli obiettivi principali:

- raggiungere l'efficienza energetica,
- diventare leader nel settore delle rinnovabili,
- concepire il consumatore come un attore attivo del mercato elettrico.

Costituiscono pilastri del documento:

- la riduzione obbligatoria entro il 2030 del 40% dell'anidride carbonica rispetto al 1990 (obbligo che sarà ripartito fra i diversi Paesi Ue in obiettivi nazionali vincolanti);
- la realizzazione entro il 2030 del 27% di consumo di energia da rinnovabili (obiettivo vincolante). A tale riguardo va rimarcato che nel mese di giugno 2018 è stato raggiunto un accordo tra Commissione, Consiglio e Parlamento europeo sulla nuova Direttiva sulle fonti rinnovabili (la c.d. RED II, Renewable Energy Directive). Uno dei principali risultati, certamente quello politicamente più rilevante, è stato l'innalzamento del target vincolante sul contributo delle rinnovabili alla copertura dei consumi finali di energia al 2030, passato dal 27% della precedente Direttiva al 32%;
- incrementare del 30% entro il 2030 l'efficienza energetica (obiettivo indicativo). A tale riguardo il citato accordo del mese di giugno 2018 tra Commissione, Consiglio e Parlamento europeo ha previsto un innalzamento del miglioramento dell'efficienza energetica del 32,5%.

La strategia dell'Unione dell'Energia si articola in una pluralità di misure strettamente interconnesse, dirette a migliorare la sicurezza, la sostenibilità e la competitività dell'approvvigionamento energetico:

Tra i punti d'azione sono inoltre da evidenziare:

- la piena attuazione della normativa vigente nel settore dell'energia per realizzare l'Unione dell'Energia;
- l'esistenza di infrastrutture adeguate per completare il mercato dell'energia, integrare le energie rinnovabili e garantire la sicurezza dell'approvvigionamento;

- la creazione di un mercato interno dell'energia a vantaggio dei cittadini e in grado di garantire la sicurezza dell'approvvigionamento, integrare le energie rinnovabili nel mercato e porre rimedio all'attuale mancanza di coordinamento dei meccanismi di regolazione negli Stati Membri;
- la riqualificazione degli edifici per renderli efficienti sotto il profilo energetico e il pieno utilizzo del teleriscaldamento e del teleraffrescamento sostenibile, per rafforzare la sicurezza dell'approvvigionamento energetico e ridurre i costi dell'energia per le famiglie e le imprese;
- il miglioramento dell'efficienza energetica e la de-carbonizzazione nel settore dei trasporti, favorendo il graduale passaggio ai combustibili alternativi e l'integrazione dei sistemi di energia e di trasporto;
- l'attuazione del quadro per il clima e l'energia per il 2030 stabilito dal Consiglio europeo;
- la messa a punto di una strategia lungimirante di ricerca e innovazione per l'energia e per il clima, allo scopo di mantenere la leadership tecnologica dell'Europa e ampliare le opportunità per le esportazioni.

Sulla base di quanto stabilito dal "Clean Energy Package" in termini di emissioni, efficienza e fonti rinnovabili, con decreto del Ministero dello Sviluppo Economico e del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, è stata approvata con DM 10 novembre 2017 la Strategia Energetica Nazionale (SEN-2017), il piano decennale del Governo italiano per anticipare e gestire il cambiamento del sistema energetico.

In coerenza con i macro-obiettivi già identificati nella SEN 2013, la nuova SEN 2017 si è posta tre macro-obiettivi per traguardare una crescita economica sostenibile:

- migliorare la competitività del Paese, continuando a ridurre il gap di prezzo e costo dell'energia rispetto alla UE e assicurando che la transizione energetica di più lungo periodo (2030-2050) non comprometta il sistema industriale italiano ed europeo a favore di quello extra-UE;
- continuare a migliorare la sicurezza di approvvigionamento e la flessibilità e sicurezza dei sistemi e delle infrastrutture;
- traguardare in modo sostenibile gli obiettivi ambientali e di de-carbonizzazione al 2030 definiti a livello europeo, con un'ottica ai futuri traguardi stabiliti nella COP21 e in piena sinergia con la Strategia Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile.

Le priorità d'azione attraverso cui rendere possibile il raggiungimento dei suddetti macro-obiettivi sono riconducibili:

- allo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili;
- al miglioramento dell'efficienza energetica;
- alla sicurezza energetica;
- alla competitività dei mercati energetici;
- all'accelerazione della de-carbonizzazione del sistema;
- allo sviluppo della tecnologia, ricerca e innovazione.

I nuovi sfidanti obiettivi comunitari di efficienza al 2030 fatti propri dalla SEN 2017, vedono la proposta del mantenimento del regime obbligatorio per l'efficienza energetica, con l'1,5% di risparmio annuo da politiche attive per ogni Stato membro nel periodo 2021-2030.

La SEN si pone l'obiettivo di raggiungere per l'Italia la quota del 28% di fonti energetiche rinnovabili sui consumi finali lordi proposto dalla Commissione europea, come però un obiettivo per l'UE, non declinato a livello nazionale.

Per quanto riguarda le emissioni gas serra, la SEN converge verso la proposta della Commissione di una riduzione del 33% dei settori non-ETS per l'Italia rispetto ai livelli 2005.

A livello regionale, anche in considerazione del carattere trasversale della tematica energetica assume rilievo, per la correlazione con la stessa, il Piano regionale della qualità dell'aria, importante strumento di programmazione alla luce della procedura di infrazione comunitaria apertasi nel giugno 2016 nei confronti dell'Italia per le emissioni di PM10, le polveri sottili e ultrasottili. A tale proposito, va evidenziato che le misure legislative e amministrative finora adottate dall'Italia non sono bastate a risolvere il problema.

La procedura d'infrazione si riferisce a 30 zone di qualità dell'aria in tutto il territorio italiano in cui dall'1 gennaio 2005, data dell'entrata in vigore dei valori limite giornalieri di polveri sottili, si sono registrati dei superamenti. Per quanto riguarda il valore limite giornaliero, alcune delle 30 zone interessate si trovano in Piemonte. Le polveri sottili, note anche come "PM10", sono presenti nelle emissioni connesse al consumo di energia e al riscaldamento, ai trasporti, all'industria e all'agricoltura.

Con deliberazione di Giunta Regionale n. 13-5132 del 5 giugno 2017 è stata adottata la Proposta di Piano Regionale per la Qualità dell'Aria. Tale proposta definisce il quadro conoscitivo relativo allo stato della qualità dell'aria ambiente, stabilisce obiettivi generali, finalità e detta indirizzi per l'individuazione e l'attuazione delle azioni e misure per il risanamento, o il miglioramento, ovvero il mantenimento della qualità dell'aria che si rendono necessarie nel territorio regionale.

Obiettivo perseguito è quello di integrazione delle politiche di riduzione dell'inquinamento atmosferico con le politiche agricole, energetiche e sui trasporti. E' ormai evidente che le scelte di una politica settoriale producono effetti sia diretti, sia indiretti sui risultati attesi dalla pianificazione di settori diversi.

Infine, va rammentata la rilevanza dell'Accordo di Programma per l'adozione coordinata e congiunta di misure per il miglioramento della qualità dell'aria nel Bacino Padano. Il nuovo accordo sottoscritto il 9 giugno 2017, durante il G7 Ambiente, fra il Ministero dell'Ambiente e le Regioni Piemonte, Lombardia, Veneto ed Emilia-Romagna è quello di unire gli sforzi in vista del raggiungimento di un obiettivo comune. La Regione Piemonte, nelle more dell'approvazione del Piano Regionale per la Qualità dell'Aria e al fine di raggiungere i livelli imposti dalla normativa europea ha disposto di adottare un ventaglio di misure strutturali che vanno dalla limitazione della circolazione dei veicoli diesel, agli ecobonus per la sostituzione di quelli più inquinanti, dalle misure sugli impianti di riscaldamento, alla promozione delle buone pratiche in agricoltura.

Il contesto su illustrato ha influenzato in modo particolare la predisposizione del PEAR e l'individuazione degli scenari di seguito decritti.

Scenari di sviluppo delle Fonti Energetiche Rinnovabili e di riduzione del Consumo Finale Lordo per il Piemonte

A seguito dell'adozione da parte dell'Unione Europea del primo pacchetto di misure per il clima e l'energia nel 2008, sono stati ottenuti notevoli risultati. A livello europeo si è vicini al raggiungimento degli obiettivi fissati per il 2020. Paesi Membri e Regioni hanno concentrato risorse, politiche ed azioni verso la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra e la promozione delle energie rinnovabili. L'ultimo decennio è stato però segnato anche dal prolungato impatto della crisi economica e finanziaria, che ha inciso, in particolare in Italia, sulla capacità d'investimento del settore pubblico e privato. La combinazione del rafforzamento delle politiche per l'efficienza energetica e della promozione delle fonti rinnovabili con la contrazione della domanda di energia (principalmente nei comparti produttivi) hanno portato a registrare una situazione molto peculiare per il Piemonte:

- nel 2015 la percentuale di consumi finali lordi (CFL) da energie rinnovabili è arrivata al 17,8%, anticipando di fatto, come del resto avvenuto in molte altre regioni italiane, l'obiettivo fissato a livello regionale dal sistema di *burden sharing* nazionale;
- nel 2015 la produzione lorda di energia elettrica da fonte rinnovabile è stata pari al 46%;
- l'intensità energetica dell'economia regionale è scesa da 0,111 a 0,105 kep/€[17] nel periodo compreso tra il 2005 ed il 2015[18].

Alla luce di questi segnali incoraggianti ne esistono altri di segno opposto che richiedono un'intensificazione delle politiche e delle azioni nei prossimi anni, per rafforzare il passaggio a un'economia a basse emissioni di carbonio. In particolare, va ribadito il fatto che gran parte della riduzione dei consumi registrata negli ultimi anni deriva da un calo strutturale della domanda di energia del comparto industriale e quindi difficilmente ascrivibile a un vero incremento di efficienza energetica strutturale del sistema Piemonte, nonostante si rilevi comunque un calo del 10% dell'intensità energetica dell'economia regionale. Inoltre, va richiamata l'esigenza di contrastare con forza la concentrazione degli inquinanti atmosferici locali, che hanno fatto registrare situazioni allarmanti sul territorio regionale e che quindi impongono un cambiamento di marcia nella modalità, quantità e qualità di energia consumata. La transizione energetica auspicata deve quindi contribuire ad assicurare energia a prezzi ragionevoli, creare nuove opportunità di crescita e occupazione, garantire una maggiore sicurezza dell'approvvigionamento energetico e ridurre la dipendenza dalle importazioni dai territori limitrofi.

E' pertanto utile definire, accanto alle analisi di maggiore dettaglio sviluppate per il 2020, uno scenario di medio-lungo periodo al 2030 che sia in linea con quanto definito a livello europeo per quell'anno e con le tabelle di marcia per il 2050.

[17] Il calcolo dell'intensità energetica è frutto del rapporto tra Consumi Interni Lordi (dati ENEA) e Prodotto Interno Lordo (dati ISTAT). Per il denominatore (PIL) è stato utilizzato il dato a prezzi di mercato con valori concatenati con anno di riferimento 2010.

[18] Il dato di CIL del 2015, viceversa, è una stima realizzata a partire dai dati di CFL dello stesso anno (rilevati da GSE) in funzione del loro rapporto medio (CIL/CFL) nelle annualità precedenti.

L'Unione Europea ha definito, infatti, per il 2050, un obiettivo di riduzione delle emissioni di gas serra di circa l'80-95% rispetto ai valori del 1990. La Road Map per il 2050 definisce un percorso di transizione che garantisce sia la riduzione delle emissioni sia l'aumento della competitività del sistema economico e la sicurezza degli approvvigionamenti. In linea con gli scenari per il 2050 sono stati definiti dall'UE concreti obiettivi al 2030, di seguito sintetizzati.

- Riduzione complessiva di almeno il 40% delle emissioni di gas climalteranti rispetto ai valori del 1990, con obiettivi differenziati tra settori sottoposti allo schema di Emission Trading e settori esclusi
- Una percentuale di consumi finali lordi di energia soddisfatti con fonti rinnovabili, pari ad almeno il 27%
- Una riduzione dei consumi finali lordi (CFL) di energia pari ad almeno il 30% rispetto allo scenario tendenziale dei consumi interni lordi (CIL)

I principali destinatari degli obiettivi europei sono gli Stati membri, che, con adeguate forme di flessibilità, dovranno garantire il raggiungimento degli obiettivi fissati, con uno sforzo congiunto con il livello regionale e locale. A tal fine, si rende necessaria la definizione di un percorso di medio-lungo periodo anche per la Regione Piemonte, sapendo che le considerazioni e analisi riportate nel seguito dovranno essere soggette a periodiche attività di monitoraggio e revisione per essere coerenti con il mutevole contesto istituzionale, legislativo ed economico.

In tale direzione di marcia, la Regione Piemonte ha aderito nel novembre 2015 alla sottoscrizione del Protocollo Under 2 MOU – Subnational Global Climate Leadership Memorandum of Understanding, con cui si è impegnata entro il 2050 a ridurre le proprie emissioni climalteranti tra l'80 ed il 95% mediante l'adozione di politiche di sviluppo delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica nei diversi settori degli usi finali, nonché della mobilità sostenibile.

Per quanto attiene alle politiche e alle azioni per la riduzione dei consumi di energia nei diversi settori e comparti, nonché per la progressiva sostituzione di quote sempre maggiori di energia da fonte fossile con quote da fonte rinnovabile, il PEAR traguarda i propri obiettivi opportunamente quantificati, sia in un orizzonte temporale di breve periodo (2020), confrontandosi con un'ipotesi di scenario tendenziale business as usual (BAU), sia di lungo periodo (2030), individuando così le traiettorie verso il conseguimento degli obiettivi correlati ai target in via di conclusiva definizione da parte dell'UE con la revisione al 2030 della Strategia 20-20-20.

Lo scenario al 2020

Lo scenario al 2020 può essere considerato quale scenario di breve periodo, poiché, rispetto agli ultimi dati disponibili sui Consumi Finali Lordi e sulla diffusione delle Fonti Energetiche Rinnovabili, aggiornati dal GSE al 2015, intercorre solamente un quinquennio all'obiettivo del 2020. Questo scenario deve necessariamente considerare due differenti traiettorie: la prima, legata alle previsioni del decreto *Burden Sharing*, avente valore normativo; la seconda, legata alla costruzione dello scenario PEAR al 2030, avente viceversa caratteristiche previsionali e, come tali, attendibili per la finalità pianificatoria.

L'obiettivo di riduzione del CFL al 2020

Decreto Burden Sharing. Il decreto 15 marzo 2012 cosiddetto *Burden Sharing* ha declinato a livello regionale un obiettivo di soddisfacimento del CFL con fonti rinnovabili termiche ed elettriche al 2020 pari al 15,1%. Per giungere alla definizione di questo obiettivo, il decreto ha ipotizzato uno specifico andamento per il CFL: la traiettoria indica una lieve riduzione rispetto all'anno base di riferimento (-2,3%) ed una tendenziale stazionarietà dei Consumi Finali Lordi tra il 2012 ed il 2020 (+0,6%).

Scenari BAU2020 e PEAR2020. La definizione di valori di CFL da attribuirsi allo scenario di Piano al 2020 ha rappresentato un passaggio intermedio del processo di calcolo degli obiettivi al 2030, descritto nel paragrafo successivo. In tale processo, infatti, sulla base di una curva di interpolazione lineare avente origine dal dato effettivo di Consumo Finale Lordo nel 2015 in Regione Piemonte (GSE) e termine nell'obiettivo del PEAR stimato per il 2030, si è potuto ipotizzare al 2020 un valore di CFL pari a 9.952 ktep, con una riduzione del 6,2% rispetto al valore registrato nel 2015. Questo scenario è stato confrontato con uno scenario BAU, calcolato attraverso l'applicazione di riduzioni tendenziali dei Consumi Finali Lordi per ciascun settore economico. Per il 2020 l'obiettivo dello scenario BAU è di 10.277 ktep.

Per quanto concerne lo scenario BAU, la riduzione del CFL è determinata principalmente dall'incremento di efficienza degli usi termici nel settore residenziale (sia per effetto dell'installazione e del corretto utilizzo delle termo-valvole, sia per effetto degli interventi di efficientamento degli involucri e degli impianti; -264 ktep). Da rilevare anche una cospicua riduzione attesa nel settore dei trasporti (-59 ktep). Nello scenario PEAR la riduzione dei consumi nel settore residenziale è sensibilmente più alta, anche se leggermente controbilanciata dall'incremento dei consumi elettrici nel comparto civile (-293 ktep). Si prevede inoltre un miglioramento delle prestazioni energetiche delle utenze pubbliche (edifici, Illuminazione ed ospedali, -21,5 ktep) ed un calo più marcato del settore dei trasporti (-338,5 ktep).

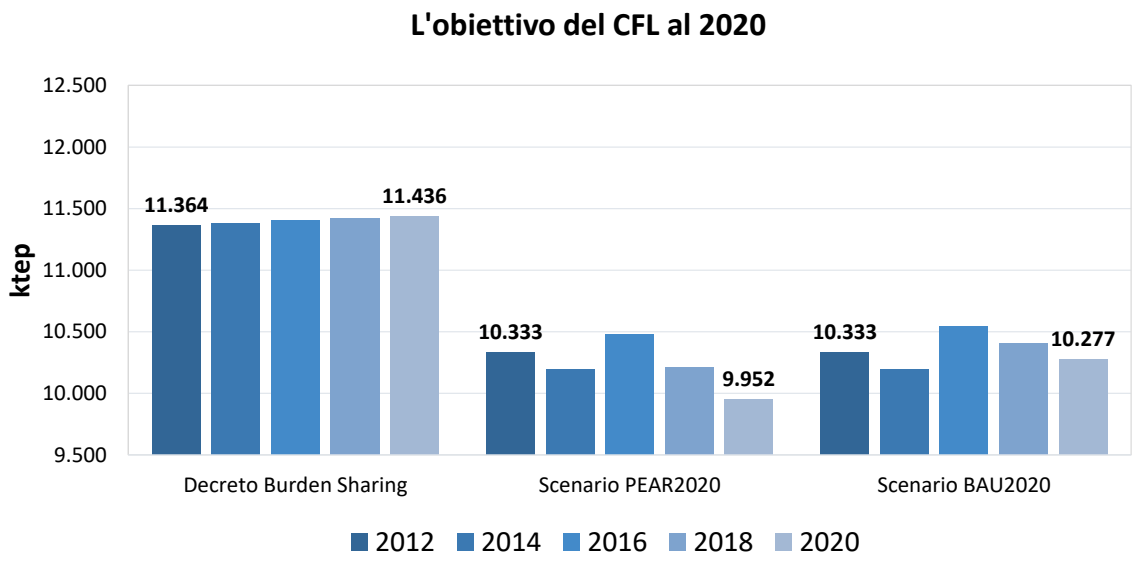


Figura 35 - L'obiettivo del CFL al 2020 (scenari BS, BAU, PEAR) (fonte dati: elab.Reg Piemonte su dati BS, GSE)

Il confronto tra lo scenario del Burden Sharing e gli scenari PEAR e BAU evidenzia una certa divergenza di obiettivi. Il decreto *Burden Sharing* risulta molto cautelativo sull'effettivo incremento di efficienza del sistema territoriale, ipotizzando addirittura una lieve crescita dei consumi tra il 2012 ed il 2020. Viceversa, nello scenario PEAR2020 ed anche dello scenario BAU2020, il Consumo Finale Lordo atteso al 2020 è inferiore a quanto rilevato nel 2012, con un andamento tuttavia altalenante.

Il contributo delle Fonti Energetiche Rinnovabili al 2020

Il calcolo della percentuale di CFL soddisfatto con Fonti Energetiche Rinnovabili al 2020 è nuovamente ripartito tra lo scenario indicato nel Decreto *Burden Sharing* ed uno scenario ipotizzato sulla base dell'implementazione delle misure stabilite dal PEAR. A tali valori si aggiunge, poi, un'ipotesi tendenziale calcolata in base all'analisi dei trend attuali di mercato (BAU).

Decreto Burden Sharing. Il consumo di energia rinnovabile, per rispettare la percentuale attribuita al Piemonte del 15,1% (rispetto ad un valore di CFL stimato in 11.436 ktep), sarebbe dovuto passare da un valore di circa 1.100 ktep registrato nell'anno base di riferimento al valore di circa 1.720 ktep al 2020, con una crescita percentuale del 58%. La crescita complessiva, nelle previsioni ministeriali, doveva essere trascinata dal forte incremento del consumo di energia termica da fonte rinnovabile (FER-C). Infatti, tale consumo avrebbe dovuto subire un incremento del 103%, passando da un valore di circa 500 ktep ad un valore prossimo ai 1.000 ktep. Anche il valore del consumo di energia elettrica rinnovabile (FER-E) sarebbe dovuto aumentare, con una crescita percentuale "limitata" al 22%.

Scenari BAU2020 e PEAR2020. Il valore obiettivo indicato nel decreto Burden Sharing è stato tuttavia già raggiunto e superato sia per effetto di un'inattesa riduzione del CFL, sia di un incremento più marcato della produzione da FER. Il GSE, nel monitoraggio del raggiungimento dell'obiettivo al 2020 (avente carattere di cogenza), ha evidenziato un consumo di energia da fonti energetiche rinnovabili pari a 1.888 ktep già nel 2015. Negli scenari BAU e PEAR, pertanto, si è deciso di ipotizzare nuovi obiettivi al 2020, frutto dell'analisi dei trend di mercato delle singole fonti, dei vincoli e potenziali ancora inespressi e delle politiche di supporto che verranno implementate attraverso l'attuazione del Piano. Si è giunti pertanto alla definizione di un target di consumi da FER di 2.153 ktep nello scenario tendenziale (scenario BAU2020) e di 2.139 ktep nello scenario di Piano (scenario PEAR), con una crescita percentuale rispetto al 2015 rispettivamente del 14% e del 13,3%. Il rapporto di tali valori di produzione con il CFL stimato nei due scenari evidenzia come il sistema Piemonte, in entrambi i casi, riesca a superare la quota-obiettivo del 15,1% inizialmente stabilita: 21,0% nel caso dello scenario BAU2020 e 21,5% nello scenario PEAR 2020. Per quanto attiene poi ad una caratterizzazione dell'obiettivo PEAR2020, esso si connota per una prevalenza di consumi termici (1.117 ktep al 2020); ciò è determinato soprattutto dal forte incremento nel numero di installazioni di pompe di calore, dalla crescita nel consumo di calore distribuito nelle reti del teleriscaldamento e della biomassa ad uso climatizzazione. I consumi elettrici da FER, subiscono ugualmente un incremento (raggiungono i 1.022 ktep nel 2020), con una crescita rilevante del fotovoltaico e un aumento più contenuto per l'idroelettrico e la biomassa. L'idroelettrico dovrebbe subire infatti un effetto di compressione del proprio sviluppo potenziale per effetto di una saturazione fisica della risorsa, mentre la biomassa dovrebbe risentire delle limitazioni imposte dalle azioni di miglioramento della qualità dell'aria.

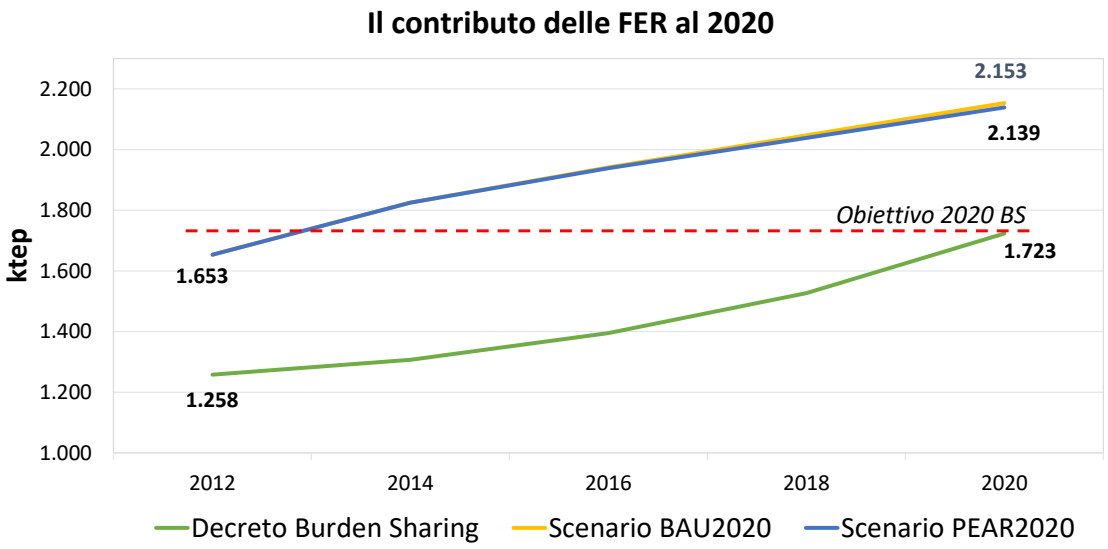


Figura 36 - Il contributo delle FER al 2020 (fonte dati: elab. Reg Piemonte su dati BS, GSE)

Gli scenari al 2020 (BAU e PEAR) sono molto allineati tra loro. Le due curve quasi si sovrappongono. Nel 2020 l'obiettivo di sviluppo delle FER è addirittura superiore per lo scenario BAU rispetto allo scenario PEAR: ciò è determinato in particolare dalla forte limitazione imposta al trend della biomassa ad uso termico (-48 ktep rispetto allo scenario BAU).

Lo scenario al 2030

Definire uno scenario al 2030 e quindi per un periodo superiore ai dieci anni non è semplice, non avendo l'opportunità di internalizzare tutte le variabili socio-economiche necessarie alle analisi. Le stesse previsioni definite per il 2020 per le regioni, relativamente al consumo finale di energia, nella definizione degli obiettivi di *Burden Sharing*, sono state infatti ampiamente superate dagli shock seguiti alla crisi economico-finanziaria della seconda metà del decennio scorso.

In ogni caso, è utile definire delle traiettorie che possano evidenziare lo sforzo necessario al raggiungimento degli obiettivi definiti a livello europeo. Pertanto, si è cercato di applicare tali obiettivi al livello regionale, pur sapendo che in un'ottica di flessibilità, sia a livello nazionale sia successivamente a livello regionale, gli stessi potranno essere declinati in modo differenziato (aggiornamento del *Burden Sharing*). Si procederà quindi ad illustrare la quantificazione dell'obiettivo di riduzione dei Consumi Finali Lordi di energia a livello regionale, in funzione di uno scenario di riferimento basato sull'andamento dei Consumi Interni Lordi. In seguito, si descriverà lo scenario di sviluppo delle fonti rinnovabili elettriche e termiche al 2030, le quali dovranno comunque soddisfare almeno il 27% del CFL nello stesso anno.

Il calcolo di uno scenario di riferimento non costituisce di per sé un'operazione univoca. Infatti, le scelte e le ipotesi di partenza possono determinare risultati tra loro completamente diversi. In considerazione del fatto che gli obiettivi fissati al 2030 sono una prosecuzione della politica europea

avviata a partire dal 2008 con la strategia 20-20-20, è importante che lo scenario di riferimento sia costruito sulla base di quanto accaduto anche prima della crisi economica. Questo approccio viene seguito dall'Unione Europea in tutti i documenti e le analisi di scenario[19]. A tal fine è sembrato utile utilizzare come approccio metodologico per la definizione dello scenario di riferimento al 2030 il valore medio dei Consumi Interni Lordi di energia registrati nel periodo compreso tra il 2000 e il 2015. In questo modo il dato al 2030 è stato ipotizzato in circa 14,2 Mtep. I dati di CIL sono stati desunti dai Bilanci Energetici Regionali redatti e validati da ENEA. Il dato di CIL del 2015, viceversa, è una stima realizzata a partire dai dati di CFL dello stesso anno (rilevati da GSE) in funzione del loro rapporto medio (CIL/CFL) nelle annualità precedenti.

L'obiettivo di riduzione del CFL al 2030

Fissato il dato tendenziale di CIL al 2030 (scenario di riferimento), pari a 14,2 Mtep, è necessario individuare dapprima il suo valore-obiettivo, calcolato applicando una riduzione del 30% sul dato tendenziale, ottenendo un Consumo Interno Lordo di circa 9,9 Mtep e successivamente calcolare il CFL atteso nello stesso anno.

L'andamento del CFL rispetto al CIL è variato molto negli ultimi quindici anni. In una prima fase, durata fino al 2004, il Consumo Interno Lordo era decisamente superiore al Consumo Finale Lordo, con un rapporto tra le due grandezze pari mediamente al 138%. Successivamente i due valori si sono man mano avvicinati. Nella costruzione dello scenario al 2030 si ipotizza pertanto che il rapporto tra il Consumo Interno Lordo e Consumo Finale Lordo si riduca ulteriormente in proiezione al 2030, per effetto di:

- una progressiva diffusione di sistemi di produzione dell'energia con valori di rendimento di trasformazione sempre più elevato,
- un progressivo incremento delle fonti rinnovabili elettriche in sostituzione delle fonti fossili,
- una riduzione delle perdite di distribuzione.

Si ipotizza quindi che il rapporto tra CIL e CFL raggiunga un valore pari al 115% (rispetto ad una media degli ultimi 5 anni assestatasi attorno al 119%), ottenendo un valore-obiettivo di CFL al 2030 pari all'incirca a 8,6 Mtep. Si assume che tale valore-obiettivo rappresenti lo scenario PEAR2030.

[19] Vedasi, ad esempio "2030 Framework for energy&climate: Outcome of the October 2014 European Council" http://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030/docs/2030_euco_conclusions_en.pdf

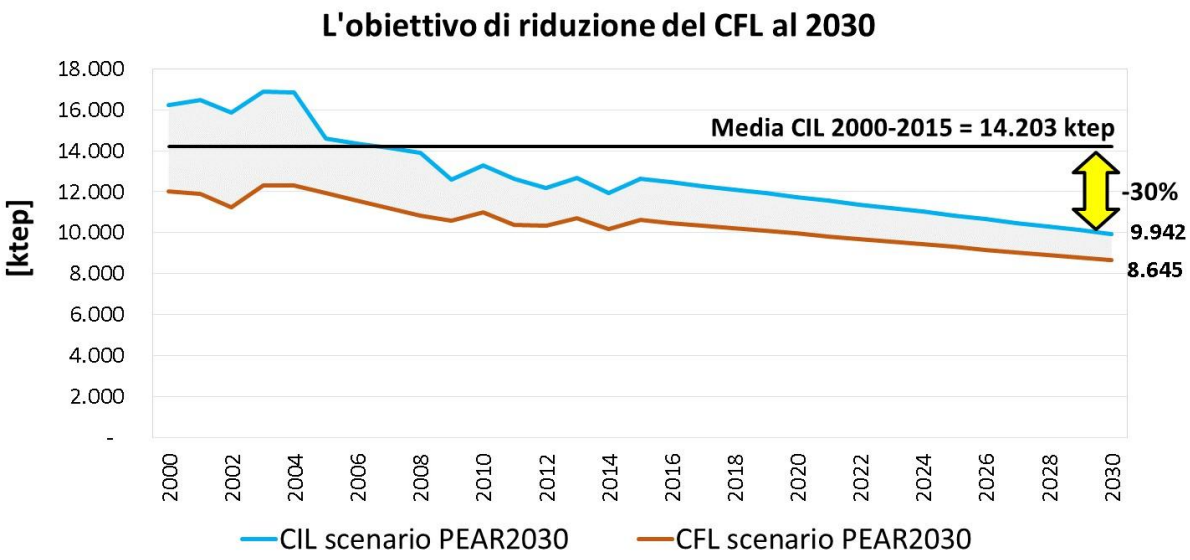


Figura 37 - L'obiettivo di riduzione del CIL e del CFL al 2030 (fonte dati: elab. Reg Piemonte)

L'incremento di efficienza del sistema si concretizza principalmente nel settore civile e nel settore dei trasporti (che dovrebbero ridurre rispettivamente di 1.079,5 ktep e 880 ktep il proprio CFL). Nell'ambito della riduzione dei consumi del settore civile, un significativo contributo dovrebbe provenire anche dal comparto pubblico (-90 ktep).

Il contributo delle Fonti Energetiche Rinnovabili al 2030

Il contributo delle Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) al 2030, secondo quanto definito dalle strategie europee, dovrà garantire il soddisfacimento di almeno il 27% del CFL. L'andamento in proiezione al 2030, per le singole fonti, è stato ipotizzato in funzione di una valutazione quali-quantitativa dello sviluppo e della maturità del mercato delle FER, nonché dei vincoli esistenti e/o ipotizzati, che potrebbero limitarne l'applicazione.

Per quanto concerne le rinnovabili elettriche si stima una crescita al 2030 per tutte le fonti, con un incremento significativo per il fotovoltaico (+ 157 ktep tra il 2015 e il 2030) e più contenuto per l'idroelettrico (+81 ktep) e la biomassa (+31 ktep). Si ipotizza uno sviluppo anche per il comparto eolico, che dovrebbe portare un contributo aggiuntivo attorno ai 20 ktep di produzione elettrica annua (valore normalizzato). Al 2030 il contributo complessivo delle rinnovabili elettriche è stimato in 1.218 ktep (+31,1% sul 2015).

Per quanto riguarda le rinnovabili termiche, il trend di crescita stimato, sebbene inferiore a quello registrato per il comparto elettrico, è altrettanto significativo; si ipotizza infatti un incremento di circa il 21,5% tra il 2015 ed il 2030. La crescita dovrebbe essere trascinata principalmente dalle pompe di calore, per le quali si prevede un forte sviluppo (+230 ktep al 2030 rispetto al 2015), dal calore immesso nelle reti di teleriscaldamento, prodotto da fonti rinnovabili e dal solare termico (si ipotizza rispettivamente un incremento attorno di 48 ktep e 40 ktep). Tra le rinnovabili termiche, è stato elaborato uno scenario che fa registrare un calo per le biomasse solide, sia per effetto di un

progressivo efficientamento del parco impianti (a parità di volumetria riscaldata si prevede un minore utilizzo di risorsa), sia per una limitazione del loro uso previsto dal Piano di Qualità dell'Aria, mentre si ipotizza una produzione incrementale di biometano. Al 2030 il contributo complessivo delle rinnovabili termiche è stimato in 1.164 ktep.

Globalmente, considerando il contributo sia delle rinnovabili elettriche, sia di quelle termiche, si ipotizza, nello scenario PEAR al 2030, una produzione di energia di circa 2.382 ktep. Tale valore, se confrontato con l'obiettivo del CFL di 8.645 ktep, evidenzia un tasso di penetrazione delle Fonti Energetiche Rinnovabili del 27,6%.

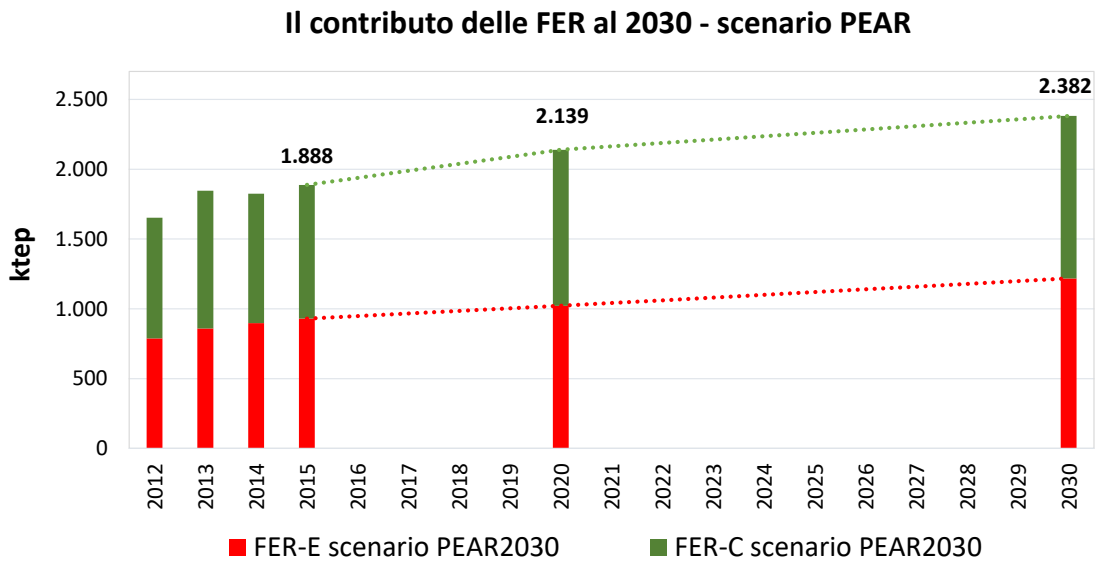


Figura 38 - Il contributo delle FER al 2030 - scenario PEAR (fonte dati: elab. Reg Piemonte)

Sintesi degli obiettivi del PEAR al 2020 ed al 2030

Il grafico riportato in Figura 39 rappresenta la situazione attesa al 2020 ed al 2030 nello scenario PEAR, legato alla piena attuazione delle misure indicate nel Piano.

ktep	2015	2020 - PEAR	2030 - PEAR	2015-2020	2015-2030
CFL scenario PEAR	10.605	9.952	8.645	-653	-1.960
FER scenario PEAR	1.888	2.139	2.382	+251	+494
FER/CFL (%)	17,8%	21,5%	27,6%	+3,7%	+9,8%

Tabella 12 - Gli obiettivi del PEAR al 2020 ed al 2030

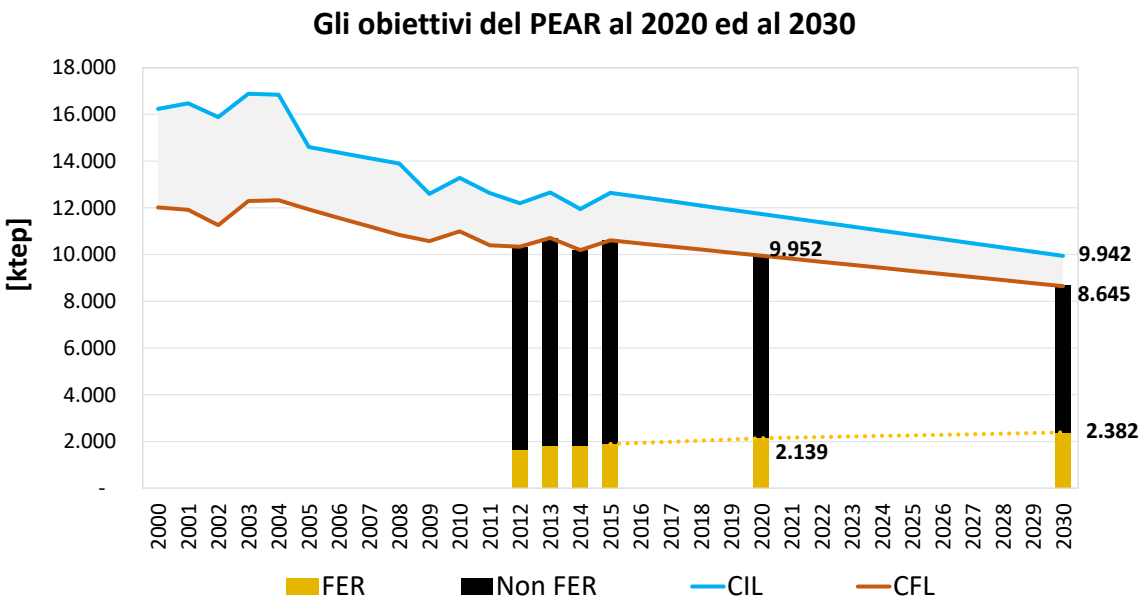


Figura 39 - Scenari tendenziali e di riduzione dei consumi finali lordi di energia al 2030 e del soddisfacimento con fonti rinnovabili (fonte dati: elab. Reg Piemonte)

Tornando a considerare i dati regionali relativi al Consumo Finale Lordo di energia, ambito rispetto al quale il livello di governo regionale può incidere maggiormente con politiche attive, rispetto al dato registrato nel 2015, lo scenario di riduzione del 30% implica un calo della domanda finale di circa 1.960 ktep al 2030. L'obiettivo appare sicuramente sfidante per l'Amministrazione e raggiungibile solo con un mix di interventi che coinvolgano tutti i settori d'attività ed in particolare i due settori più energivori del territorio regionale, ovvero il settore civile ed i trasporti, che complessivamente rappresentano il 77% del CFL al 2014 (dati BER). Nei capitoli successivi viene descritto il contributo che ciascun settore di consumo finale dovrà garantire per raggiungere la riduzione di 1.960 ktep al 2030. Per quanto concerne, viceversa, l'incremento del contributo delle Fonti Energetiche Rinnovabili, l'obiettivo fissato al 2030 implica una crescita di circa 494 ktep rispetto al dato registrato nel 2015. Il contributo delle fonti rinnovabili elettriche e termiche dovrebbe essere piuttosto equi ripartito: si stima, infatti, rispettivamente un peso del 51% e del 49% al 2030 sul totale delle FER.

Governance del Piano e processo di definizione del Programma d'Azione

Come previsto dall'art. 6 c. 2 della l.r. 23/2002, "la Giunta regionale, entro sei mesi dall'approvazione del Piano regionale energetico-ambientale, individua, previa informazione alle competenti Commissioni consiliari, uno specifico programma di azioni sulla base degli obiettivi e degli indirizzi del piano e ai fini della loro attuazione".

Il presente Piano, che costituisce documento strategico prefigurante scenari e obiettivi con orizzonte temporale di breve e lungo periodo, oltre a definire gli indirizzi di piano nell'ambito dei domini tematici trattati, anticipa in maniera generale e sintetica, per ciascuno dei macro-obiettivi individuati,

alcune tipologie di azioni, demandando la successiva definizione di dettaglio al citato Programma d'Azione.

A tale strumento di programmazione si demanda il compito di definire in maniera completa e organica il set delle azioni volte, oltre che alla riduzione dei consumi energetici e allo sviluppo sostenibile delle fonti rinnovabili, a sostenere la transizione di tutti i settori della società nelle sue varie componenti verso un nuovo modello energetico che coniughi sviluppo economico e sostenibilità ambientale anche attraverso il rafforzamento delle competenze, la formazione, la ricerca e l'innovazione.

Occorre sottolineare come, già in fase di redazione del presente Piano, nella consapevolezza dell'estrema trasversalità della tematica energetica e della conseguente interdipendenza con una parte rilevante degli altri ambiti di attività della Regione, la definizione dei contenuti sia stata oggetto di un percorso di confronto, collaborazione e condivisione con le altre strutture regionali competenti in tutte le materie a diverso titolo connesse con le tematiche energetico-ambientali.

Tale approccio ha permesso, fin dalla definizione delle strategie, dei target e degli indirizzi di Piano, di assicurare il coordinamento della pianificazione energetica con le altre pianificazioni (in primis con il Piano regionale della mobilità e dei trasporti, il Piano regionale della qualità dell'aria e il Piano di tutela delle acque) e politiche di settore, definite o in corso di definizione, ricercando ovunque possibile la coerenza delle modalità di raggiungimento degli obiettivi con le strategie definite dagli altri strumenti pianificatori e profondamente interconnesse con la pianificazione energetica.

E' pertanto evidente come sia naturale prevedere di proseguire, secondo un modello di governance orizzontale ispirato all'approccio integrato e interdisciplinare, tale attività concertativa anche nella futura definizione del Programma d'Azione, che sarà formalizzato dalla Giunta Regionale, sulla base delle indicazioni e delle priorità di intervento condivise, previa informazioni alle competenti Commissioni consiliari.

A questo fine, mutuando l'approccio recentemente utilizzato in sede di definizione dei Piani d'azione afferenti ad altre pianificazioni regionali, quali il PRMT (Piano regionale della mobilità e dei trasporti) e il PRQA (Piano regionale della qualità dell'aria), si proporrà l'istituzione di un apposito Nucleo Tecnico interdisciplinare chiamato a supportare la struttura competente nell'attività di definizione del programma attuativo del PEAR.

L'attività di tale Nucleo Tecnico dovrà garantire gli approfondimenti e le valutazioni necessari a declinare misure e azioni in coerenza con gli obiettivi delle altre pianificazioni regionali e dei rispettivi provvedimenti di attuazione.

Nell'ottica di evitare l'istituzione di nuovi tavoli tecnici di lavoro interdirezionali, potrebbe essere proficuo, così come già disposto in merito alla predisposizione dei piani di settore attuativi del PRMT, istituire tale Nucleo Tecnico incardinandolo nel "Gruppo di lavoro per la strategia regionale per il cambiamento climatico" (costituito dalla Direzione Segretariato generale con D.D. n. 131 del 28 agosto 2017), integrando quest'ultimo con le necessarie competenze che saranno individuate nell'ambito di tutte le Direzioni regionali coinvolte.

La costruzione partecipata del Programma d'Azione del PEAR, mediante il ricorso alla succitata modalità di lavoro, permetterà quindi di coordinare al meglio la definizione delle diverse politiche

settoriali e delle relative risorse, perseguendo così l'obiettivo, sempre più sentito dal territorio, di una pianificazione/programmazione regionale il più possibile unitaria e coordinata.

CAPITOLO "FER": FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI

INTRODUZIONE 54

L'ANALISI SWOT E GLI OBIETTIVI SPECIFICI DI PIANO 56

GLI SCENARI EVOLUTIVI 61

LE FER ELETTRICHE 66

ENERGIA IDROELETTRICA 66
ENERGIA ELETTRICA DA BIOMASSA 76
SOLARE FOTOVOLTAICO 84
ENERGIA EOLICA 92

LE FER TERMICHE 104

BIOMASSA TERMICA 104
SOLARE TERMICO 112
POMPE DI CALORE 116

LE AZIONI 124

AZIONI DI SEMPLIFICAZIONE 124
AZIONI DI FORMAZIONE E QUALIFICAZIONE DEGLI OPERATORI DEL SETTORE 125
AZIONI DI INCENTIVAZIONE DELLA DIFFUSIONE DEGLI IMPIANTI FER INTEGRATI CON INTERVENTI DI RIQUALIFICAZIONE ED EFFICIENTAMENTO ENERGETICO DEGLI EDIFICI PUBBLICI. 125
AZIONI DI INCENTIVAZIONE DELLA DIFFUSIONE DEGLI IMPIANTI FER INTEGRATI CON INTERVENTI DI EFFICIENTAMENTO ENERGETICO DEI PROCESSI PRODUTTIVI NELLE PMI PIEMONTESI. 126

FOCUS SULLE AUTORIZZAZIONI RILASCIATE DALLE PROVINCE PIEMONTESI 127

APPENDICE - LA NORMATIVA DI RILIEVO VIGENTE IN REGIONE PIEMONTE 132

Introduzione

Le energie rinnovabili hanno un ruolo fondamentale per affrontare le sfide, sempre più pressanti, connesse alla sicurezza degli approvvigionamenti energetici ai cambiamenti climatici e al degrado ambientale. Le politiche energetiche connesse allo sviluppo delle fonti rinnovabili rappresentano un'occasione di sviluppo sostenibile a livello economico, sociale ed ambientale in quanto connesse ad opportunità di sviluppo tecnologico, di creazione di nuove figure professionali e conseguente miglioramento della competitività delle imprese.

L'obiettivo di crescita delle rinnovabili in fase di conclusiva definizione in sede comunitaria al 2030[20] rappresenta sia a livello nazionale, sia regionale, un'occasione per incrementare l'utilizzo di risorse rinnovabili (in larga parte, endogene e sostenibili) e limitare la storica dipendenza del sistema energetico da paesi esteri, nonché per ridurre le emissioni in atmosfera, per favorire lo sviluppo tecnologico e per la creazione di nuovi posti di lavoro.

Lo "sviluppo delle rinnovabili" rappresenta, una delle 6 priorità d'azione della nuova proposta di Strategia Energetica Nazionale (SEN, 2017). Più in dettaglio, le scelte di fondo sulla politica nazionale per le rinnovabili consistono nel:

- superamento degli obiettivi di produzione europei 20-20-20, traguardando i nuovi target al 2030 con i seguenti contributi attesi: penetrazione delle rinnovabili elettriche pari al 55% dei relativi consumi finali rispetto al 33,5% del 2015; delle rinnovabili termiche pari al 30% dei relativi consumi finali rispetto al 19,2% del 2015; delle rinnovabili trasporti pari al 21% rispetto al 6,4% del 2015;
- sostenibilità economica dello sviluppo del settore, facendo evolvere i meccanismi di supporto da incentivi diretti sulla produzione a politiche abilitanti tese a facilitare gli investimenti e a eliminare rigidità regolatorie e procedurali;
- integrazione sempre più marcata delle rinnovabili elettriche con il mercato e la rete.

A livello nazionale la promozione delle fonti energetiche rinnovabili ha richiesto un importante investimento in termini di risorse economiche finalizzate all'incentivazione. Tali incentivi, grazie ad effetti di scala e miglioramenti tecnologici, stanno rapidamente diminuendo sino ad annullarsi, una volta raggiunta la grid parity (il punto in cui l'energia elettrica prodotta a partire da fonti di energia alternative ha lo stesso prezzo dell'energia tradizionale prodotta tramite fonti di energia tradizionali cioè le fonti fossili). Ulteriori investimenti dovranno essere destinati a risolvere il problema della mancanza di programmabilità delle fonti rinnovabili, ovviabile attraverso un adeguato dimensionamento e un'opportuna trasformazione della rete e della curva domanda – produzione, ovvero all'utilizzo di tecnologie di stoccaggio.

L'eccessiva dipendenza da fonti energetiche "a rischio" e il rispetto degli impegni europei e internazionali sul clima e sull'ambiente, rendono le fonti rinnovabili di energia un'opzione essenziale

[20] Il pacchetto di proposte legislative comunitarie noto con il nome di "Winter Package" propone di stabilire un target vincolante del 27%, quale quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia a livello europeo al 2030, che dovrà essere complessivamente raggiunto mediante la somma dei contributi dei singoli Stati membri.

di politica energetica, garantendo loro un ruolo strategico nella diversificazione delle fonti per il futuro energetico del Paese.

La forte dipendenza della Regione Piemonte da fonti energetiche non disponibili in ambito locale è alla base della vulnerabilità del sistema energetico regionale caratterizzato dal costante aumento del prezzo dei combustibili fossili e dell'energia elettrica (fortemente penalizzanti per la competitività delle industrie di trasformazione) e dai rischi derivanti dall'instabilità socio-politica dei paesi fornitori nonché dal divario ormai crescente a livello internazionale tra domanda ed offerta.

Questi fattori e gli impegni ambientali assunti dall'Unione Europea, impongono anche a livello regionale un ripensamento del modello energetico.

La Regione Piemonte, fino ad oggi, ha promosso lo sviluppo sostenibile delle fonti rinnovabili attraverso diversi strumenti, quali:

- il sostegno economico alla realizzazione e all'esercizio di impianti alimentati a fonte rinnovabile, impianti cogenerativi e reti di teleriscaldamento;
- gli accordi di programma cofinanziati con altri enti e soggetti coinvolti nella promozione delle fonti energetiche rinnovabili;
- l'adozione di strumenti normativi che hanno portato a dettare una disciplina per le aree inidonee (in particolare all'installazione di impianti fotovoltaici a terra e all'installazione di impianti a biomasse/biogas) in attuazione del DM 10 settembre 2010;
- la definizione di linee guida procedurali per uniformare le procedure di rilascio delle autorizzazioni da parte delle Province.

La promozione delle fonti energetiche rinnovabili in un'ottica di sostenibilità richiede un'attenta analisi delle ricadute:

1. sulle emissioni in atmosfera;
2. sugli impatti architettonici e sull'impatto paesaggistico;
3. sull'utilizzo dei suoli agricoli, con particolare riferimento alla competizione tra il tradizionale uso agronomico dei terreni e quello legato allo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili (sia in termini di installazioni su terreni agricoli, sia di produzioni agricole destinate alla produzione energetica).

L'auspicato ulteriore sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili è, pertanto, strettamente correlato a questioni di carattere economico, sociale ed ambientale esistenti.

L'analisi SWOT e gli obiettivi specifici di piano

Punti di forza	Punti di debolezza
- Attuale stato di conseguimento dell'obiettivo di Burden Sharing in base ai dati di monitoraggio 2015 del GSE, con elevate produzioni da fonte idraulica e fotovoltaica; - significativa consistenza del patrimonio forestale piemontese e conseguente buona disponibilità di biomasse di origine forestale potenzialmente sfruttabile a fini energetici; - presenza di circoscritte aree caratterizzate da buoni indici di ventosità, aventi carattere strategico per la produzione eolica; - ampie aree del territorio regionale con falda acquifera superficiale, sfruttabile in impianti a bassa entalpia; - presenza diffusa di aziende zootecniche, in grado di garantire una buona disponibilità di reflui utilizzabili per la produzione energetica; - quadro di incentivazioni ancora presente per gli impianti FER elettrici (in esaurimento) e termici; - presenza di un quadro normativo che prescrive l'utilizzo delle FER nei nuovi edifici e nelle ristrutturazioni significative; - significativa presenza di reti di teleriscaldamento, sia in città, sia in centri di dimensioni medio – piccole; - presenza di ambiziosi obiettivi europei di crescita della produzione da FER e adesione del Piemonte al Protocollo MOU con un target di riduzione dell'80% delle emissioni di CO^2 al 2050.	- Elevato grado di sfruttamento dei corpi idrici piemontesi e marcato livello di sottotensione degli stessi a derivazioni ad uso idroelettrico; - necessità di migliorare l'inserimento ambientale degli impianti e di adeguare i rilasci al fine di conservare il flusso ecologico negli alvei secondo le modalità delineate dai Documenti per l'implementazione della Direttiva 60/2006 sulle Acque; - sottocapacità della rete elettrica in AT rispetto alle esigenze di ritiro della nuova generazione FER nelle valli alpine piemontesi; - necessità di migliorare significativamente la qualità dell'aria, conservando un ruolo di sviluppo alla produzione termica o in cogenerazione da biomasse; - elevato frazionamento della proprietà dei boschi e scarsa diffusione della viabilità di servizio alla stessa, con conseguente scarsa valorizzazione della risorsa forestale disponibile localmente; - significativo consumo di suolo caratterizzato da alta capacità d'uso correlato alla diffusione di impianti fotovoltaici a terra; - buona parte del territorio regionale (circa 60%) risulta sottoposto a tutela paesaggistica con conseguenti forti vincoli allo sviluppo da fonte eolica; - limitata presenza di impianti di taglia significativa con riferimento alle FER termiche; - scarso livello di gestione del territorio montano conseguente allo spopolamento dell'area alpina piemontese.
Opportunità	**Minacce**
- Razionalizzazione e potenziamento del parco-impianti idroelettrico regionale venutosi a creare mediante stratificazioni successive nel secolo scorso; - sviluppo di nuova occupazione e del prodotto interno lordo nelle aree montane e collinari correlato alla gestione della filiera forestale; - gestione e valorizzazione dei rifiuti come risorsa per la produzione di energia elettrica e termica; - sfruttamento delle significative superfici correlate	- Perdita di produttività per effetto della concentrazione delle precipitazioni correlata ai cambiamenti climatici e dell'introduzione di standard ambientali più elevati; - peggioramento dello stato qualitativo e quantitativo dei corpi idrici piemontesi e aumento del rischio di non raggiungimento degli obiettivi dei corpi idrici stabiliti nel PdGPo; - ulteriore aggravamento dello stato della qualità

alle coperture, soprattutto delle strutture terziarie e produttive, ai fini della produzione di energia solare FTV e termica; - possibile significativo contributo al conseguimento degli obiettivi di Burden Sharing correlato allo sviluppo degli impianti eolici di grande taglia nelle aree individuate come strategiche e di piccola taglia nelle vallate alpine; - utilizzo dei reflui zootecnici non solo per la produzione di energia elettrica ma anche di "biometano" da immettere nella rete; - contemperamento dell'obiettivo di sviluppo delle FER con quello di tutela dell'ambiente, del paesaggio e del territorio; - introduzione di un quadro di incentivazioni a supporto della produzione di biometano, in grado di favorire l'affermazione del settore.	dell'aria con immediati riflessi in termini di blocco dell'esercizio degli impianti a biomassa; - permanenza delle norme paesaggistiche ostative alla realizzazione di nuovi impianti eolici; - indeterminatezza del quadro autorizzatorio per gli impianti a pompe di calore; - potenziale ulteriore consumo di suolo ad elevato valore agronomico per effetto dello sviluppo di coltivazioni di biomasse da utilizzare a fini energetici, con possibile criticità legata alla competizione *feed/food*; - rischio di compromissione delle falde freatiche legato alla diffusione di impianti geotermici a ciclo chiuso; - permanenza di un quadro legislativo disomogeneo e, a volte, anche conflittuale.

L'analisi SWOT evidenzia i "fattori endogeni" che rappresentano i punti di forza del territorio regionale sul tema, quali:

- l'attuale situazione relativa alla quota di Consumo Finale Lordo (CFL) regionale soddisfatta da FER elettriche e termiche (17,8%), che evidenzia – sulla base dei dati di monitoraggio editi dal GSE relativamente all'anno 2015 - l'anticipato conseguimento della soglia-obiettivo fissata per il Piemonte al 2020 dal DM 15 marzo 2012, pari al 15,1%. Le ragioni di tale anticipato conseguimento dell'obiettivo di *Burden Sharing*, peraltro in linea con il trend evidenziatosi a livello nazionale, risiedono sì in un incremento della produzione energetica da FER, in cui si evidenzia nella fattispecie del territorio regionale il ruolo di primo piano rivestito dalla fonte idraulica e da quella fotovoltaica per la parte elettrica, e dalle biomasse e pompe di calore per quella termica, ma soprattutto nella forte riduzione dei valori del CFL (10.605 ktep) rispetto a quelli pre-crisi economica;

2015 (GSE)	**ktep**
Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (settore Elettrico)	**930**
Idraulica (normalizzata)	614
Eolica (normalizzata)	2
Solare	149
Geotermica	0
Biomasse solide	60
Biogas	90
Bioliquidi sostenibili	14
Consumi finali di energia da FER (settore Termico)	**831**
Consumi finali di energia geotermica	2
Consumi finali di energia solare termica	17
Consumi finali della frazione biodegradabile dei rifiuti	6
Consumi finali di energia da biomasse solide nel settore residenziale	618
Consumi finali di energia da biomasse solide nel settore non residenziale	14
Consumi finali di energia da bioliquidi sostenibili	0
Consumi finali di energia da biogas e biometano immesso in rete	4
Energia rinnovabile da pompe di calore	170
Calore derivato prodotto da fonti rinnovabili (settore Termico)	127
Consumi finali di energia da fonti rinnovabili	**1.888**
Consumi finali lordi di energia	10.605
Consumo finale di energia da fonti rinnovabili / Consumi finali lordi di energia	**17,8%**

Tabella 13 - La produzione di energia da fonti rinnovabili (fonte dati: GSE)

- l'aggiornamento al 2030 della Strategia comunitaria 20*20*20 con nuovi ambiziosi obiettivi, unitamente all'adesione del Piemonte al Protocollo Under 2 MOU, con la sottoscrizione dell'impegno a ridurre dell'80% le emissioni di CO_2 al 2050, che inducono a non abbassare le

ambizioni di crescita della produzione regionale da FER, che dovrà continuare a svilupparsi secondo un trend positivo anche nel lungo termine, pur in presenza di importanti vincoli correlati allo stato dell'ambiente;

- la presenza di alcune potenzialità residue di sviluppo della produzione da FER legate alle caratteristiche del territorio (tra cui, la significativa consistenza del patrimonio forestale e la buona disponibilità di biomassa sfruttabile a fini energetici, la sussistenza di ampie aree del territorio regionale con falda acquifera aventi caratteristiche di accessibilità ampiamente sfruttabili in impianti a bassa entalpia, la caratterizzazione con buoni indici di ventosità di aree circoscritte aventi ruolo strategico per la produzione eolica, il ruolo esercitabile dalla razionalizzazione del parco idroelettrico esistente con recupero di producibilità), che induce a non considerare esaurito il potenziale di sfruttamento delle risorse endogene.

Non si può, peraltro, sottacere la presenza sul territorio regionale di importanti vincoli di natura per lo più ambientale, capaci di condizionare anche pesantemente la definizione di una strategia di crescita della produzione regionale da FER, da correlarsi obbligatoriamente a scelte che perseguano l'obiettivo di minimizzazione degli impatti, nella consapevolezza che la soluzione a "impatto zero" non esiste. Tra siffatti punti di debolezza spicca la necessità di migliorare significativamente la qualità dell'aria regionale, al fine di risolvere un'emergenza che accomuna il Piemonte alle altre regioni del cosiddetto "bacino padano", armonizzando le scelte del PEAR con quelle parallelamente in corso di definizione nel Piano Regionale della Qualità dell'Aria e nel Piano Regionale dei Trasporti. L'esigenza di superare tale vincolo, spostando l'aspettativa di sviluppo su "altre fonti" non contraddistinte da processi di combustione e, come tali definibili "a minore impatto", richiederà l'assunzione di scelte volte a ridurre motivatamente la presenza di vincoli ostativi allo sviluppo come, a titolo esemplificativo, nel caso della produzione da fonte eolica.

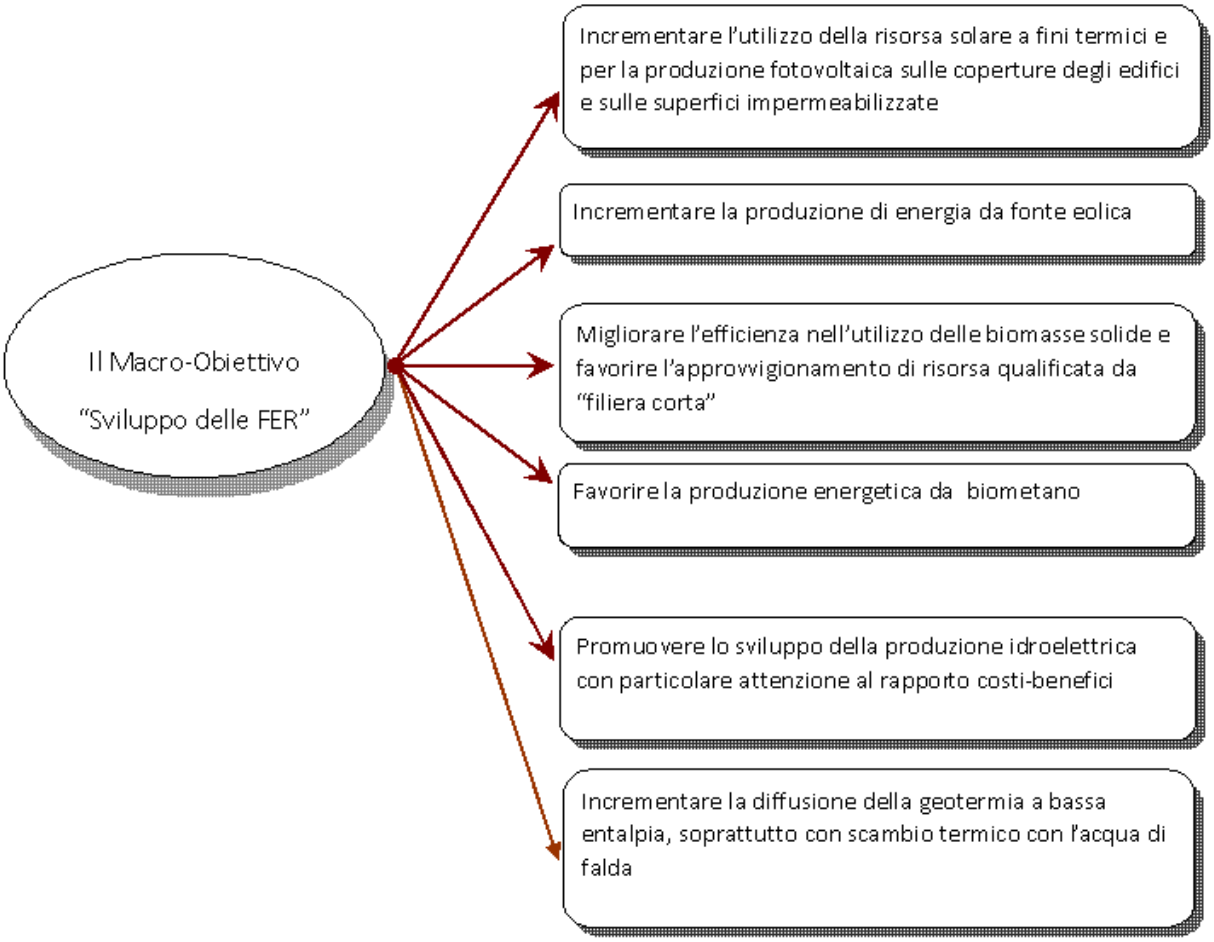
In parallelo ai menzionati fattori endogeni, sono stati analizzati anche gli aspetti "esogeni", ovvero quelli derivanti da azioni esterne in grado di influenzare sviluppi e azioni all'interno del quadro regionale considerato. Tra questi fattori appaiono di grande rilevanza le cosiddette "opportunità", tese ad individuare una possibile via per il perseguimento dell'obiettivo di sviluppo, a prescindere dall'entità dello stesso. Sono state collocate tra le opportunità, prima fra tutte, il perseguimento degli ulteriori margini di crescita esistenti nella produzione da FER derivanti dalla valorizzazione di aspetti ad oggi trascurati, in parte se non in tutto, quali: lo sfruttamento dei rifiuti per la produzione di energia sia elettrica, sia termica; la diffusione di parchi eolici di grande taglia in aree circoscritte di carattere strategico per la presenza di favorevoli condizioni anemologiche; lo sfruttamento delle coperture per ospitare grandi impianti solari (termici o fotovoltaici); lo sviluppo della fonte idroelettrica mediante la realizzazione di pochi nuovi impianti aventi carattere strategico, unitamente alla razionalizzazione del parco impianti esistente; lo sfruttamento intensivo della geotermia a bassa entalpia in edifici di nuova costruzione.

È altresì evidente che la produzione rinnovabile è sensibilmente legata a condizioni (climatiche, ambientali, economiche) esterne al settore, che potrebbero rappresentare delle minacce non

solamente per il perseguimento di un ulteriore sviluppo, ma anche per il mantenimento dell'attuale livello di produzione; tra queste, in particolare si evidenzia:

- la variabilità delle condizioni meteo – climatiche, in grado di influire pesantemente sulla produzione idroelettrica ed eolica;
- il peggioramento dello stato della qualità dell'aria con immediati riflessi anche sul pieno esercizio degli impianti esistenti;
- la permanenza di vincoli territoriali "passivi" che ostacolino lo sfruttamento della fonte eolica, ancorché in aree circoscritte.

A fronte di tale articolata e complessa situazione a livello regionale, gli obiettivi specifici di Piano nel comparto delle fonti energetiche rinnovabili sono così rappresentati:



Gli scenari evolutivi

Il presente paragrafo intende anticipare gli scenari evolutivi previsti per le fonti energetiche rinnovabili (FER), dettagliati in seguito, al fine di dare un quadro di insieme della produzione energetica rinnovabile destinata al consumo finale lordo di energia in Piemonte.

Nella seguente tabella di sintesi si riportano i dati principali relativa a ciascuna delle tipologie di energia rinnovabile prodotta.

Come indicato nei paragrafi successivi, sono stati elaborati due scenari alternativi:

- il business as usual (BAU) con orizzonte temporale al 2020, in cui si ipotizza un'evoluzione dei consumi secondo i trend attuali e le previsioni che si possono avanzare a politiche inalterate;
- lo scenario PEAR, con doppio orizzonte temporale (2020 e 2030) in cui le stime evolutive sono frutto delle considerazioni e delle politiche attivate dal Piano Regionale.

FER_E	GSE anno 2015	BAU 2020	PEAR 2020	PEAR 2030
Idroelettrico	**614**	**628**	**639**	**695**
Eolico	**2**	**4**	**8**	**22**
Fotovoltaico	**149**	**181**	**190**	**306**
Geotermico	**0**	**0**	**0**	**0**
Biomasse solide	60	65	51	50
Biogas	90	117	112	120
Bioliquidi sost.	14	22	22	25
Totale biomasse	**164**	**204**	**185**	**195**
Totale FER_E	**930**	**1.017**	**1.022**	**1.218**
FER_C	**GSE anno 2015**	**BAU 2020**	**PEAR 2020**	**PEAR 2030**
Geotermia	**2**	**2**	**2**	**2,5**
Solare	**17**	**22**	**35**	**57**
Fraz. bio rifiuti	**6**	**10**	**10**	**17,5**
Biomasse res.	618	690	630	450
Biomasse non res	14	18	15	12
Bioliquidi sost.	0	0	0	0
Biogas/biometano	4	10	25	50
Totale biomasse	**636**	**718**	**670**	**512**
Pompe di calore	**170**	**234**	**250**	**400**
Calore derivato	**127**	**150**	**150**	**175**
Totale FER_C	**958**	**1.136**	**1.117**	**1.164**
Totale FER_E+FER_C	**1.888**	**2.153**	**2.139**	**2.382**

Tabella 14 - Lo scenario PEAR per le FER

Nel 2015, anno preso a riferimento per le successive analisi, sono stati prodotti circa 1.888 ktep di energia rinnovabile, di cui poco più della metà dalle così dette rinnovabili termiche. Dieci anni prima, la situazione registrava ancora una leggera prevalenza (circa il 55%) delle rinnovabili elettriche, con una tendenza al progressivo livellamento dei valori con le rinnovabili termiche, come del resto viene evidenziato dagli scenari al 2020. Nel lungo periodo si prevede che saranno nuovamente le rinnovabili elettriche a dare il contributo maggiore nell'ambito del mix di fonti correlato allo scenario PEAR 2030. Questa situazione futura appare il risultato del combinato disposto di un aumento più accentuato delle rinnovabili prive di combustione (pompe di calore, fotovoltaico, idroelettrico ed eolico) a discapito dell'utilizzo della biomassa solida, per ragioni principalmente di natura ambientale. Sulle considerazioni alla base di tali assunzioni si tornerà nei paragrafi relativi alle singole fonti. Al di là, però, del mix energetico che compone i due scenari al 2020, i dati totali portano a risultati simili, come evidente anche dalla rappresentazione grafica seguente.

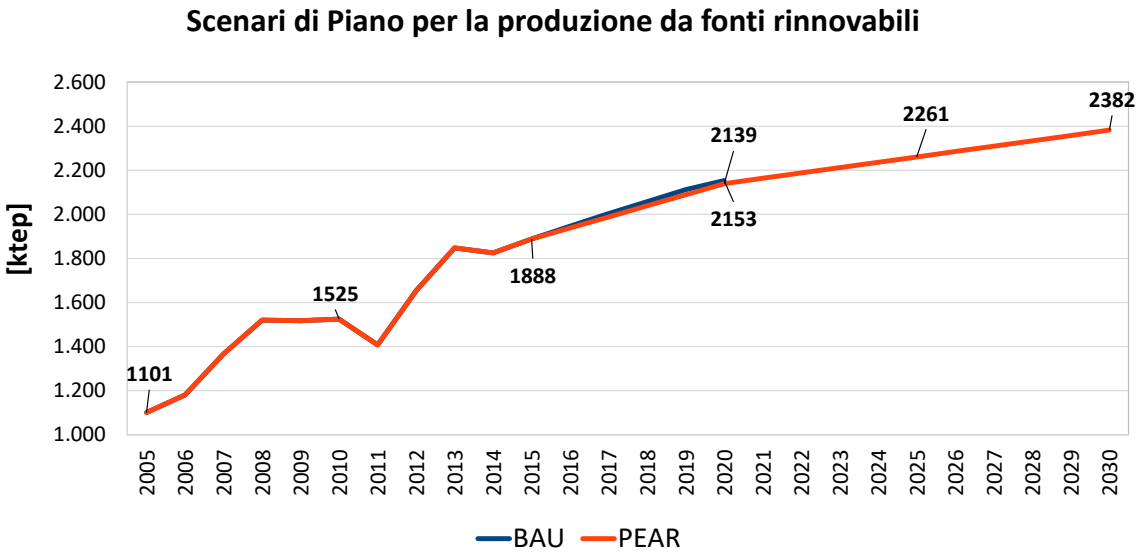


Figura 40 - Scenari di piano per la produzione da fonti rinnovabili (fonte dati: elab. Regione Piemonte)

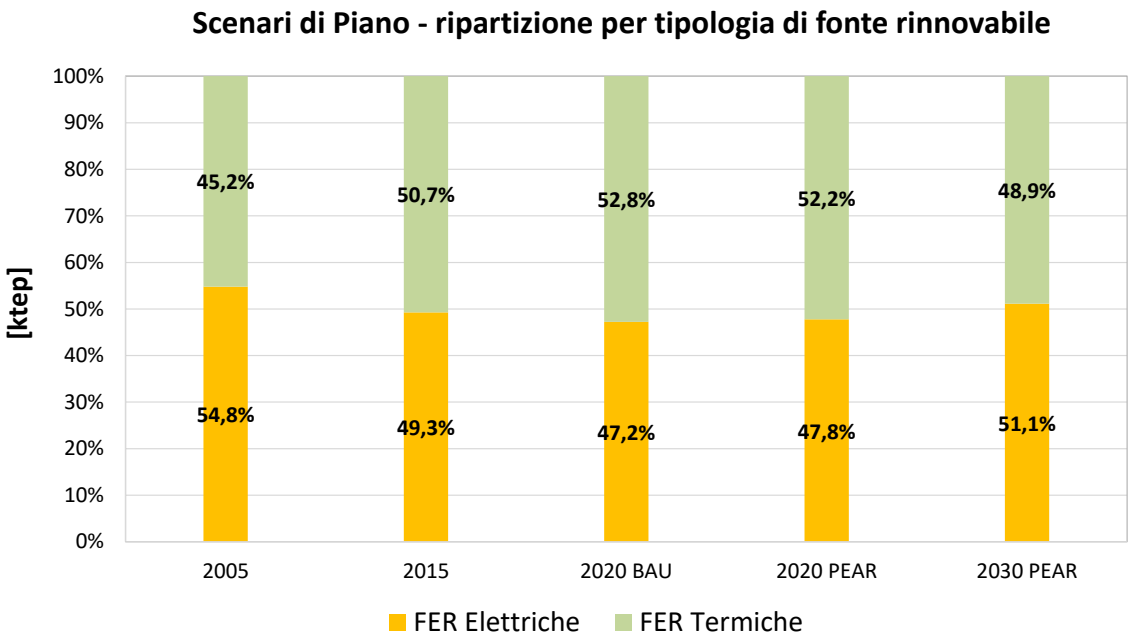


Figura 41 - Scenari di piano - ripartizione per tipologia di fonte rinnovabile (fonte dati: elab. Reg Piemonte)

Nelle successive rappresentazioni grafiche si propongono forme di aggregazione, tese a dare qualche elemento di riflessione sulla situazione attuale e quella attesa nel breve e medio termine.

Come noto, le biomasse, nelle loro varie forme di utilizzo, unitamente all'energia idraulica costituiscono le voci principali che compongono il mix tecnologico del sistema energetico rinnovabile del Piemonte. Si prevede che tale predominanza perdurerà anche in futuro, ma con percentuali sicuramente inferiori. Se, infatti, la somma di biomassa e idroelettrico rappresentava nel 2005 il 93% del contributo rinnovabile complessivo, tale quota scende all'82% nel 2015 e si prevede vada a ridursi ulteriormente fino a far registrare il 64% nel 2030. Tra le due fonti, sarà la biomassa (nella combustione diretta) a contrarsi in valore assoluto, mentre l'energia idraulica, nonostante il suo aumento nei valori assoluti, ridurrà il suo peso relativo per effetto della crescita più che proporzionale delle "nuove" rinnovabili (principalmente, solare e pompe di calore).

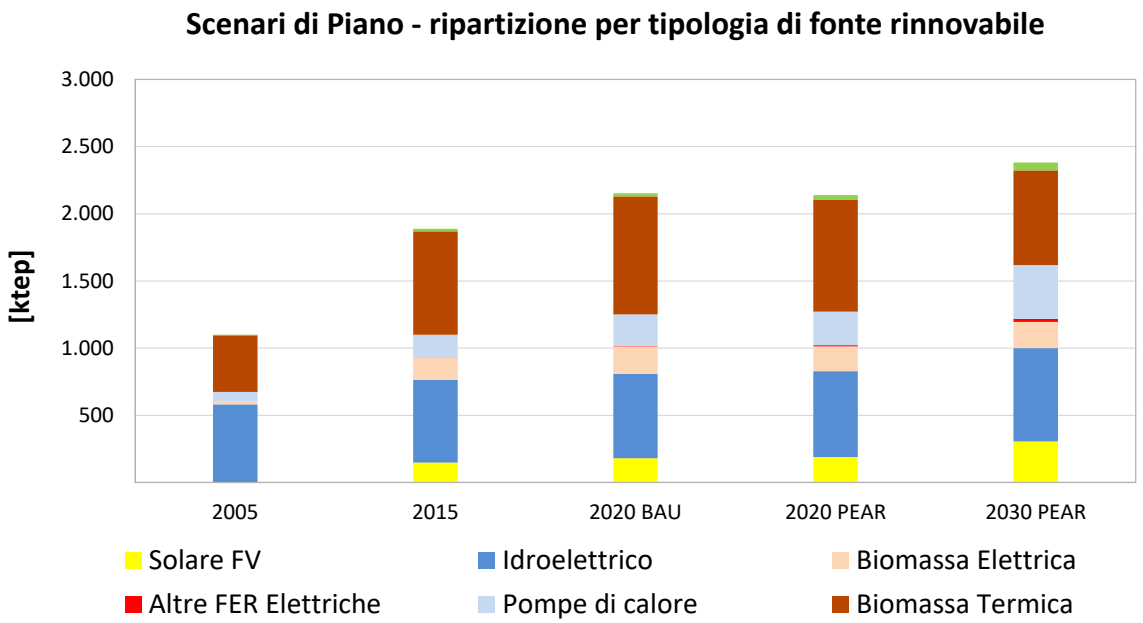


Figura 42 - Scenari di piano - ripartizione per tipologia di fonte rinnovabile (fonte dati: elab. Reg Piemonte)

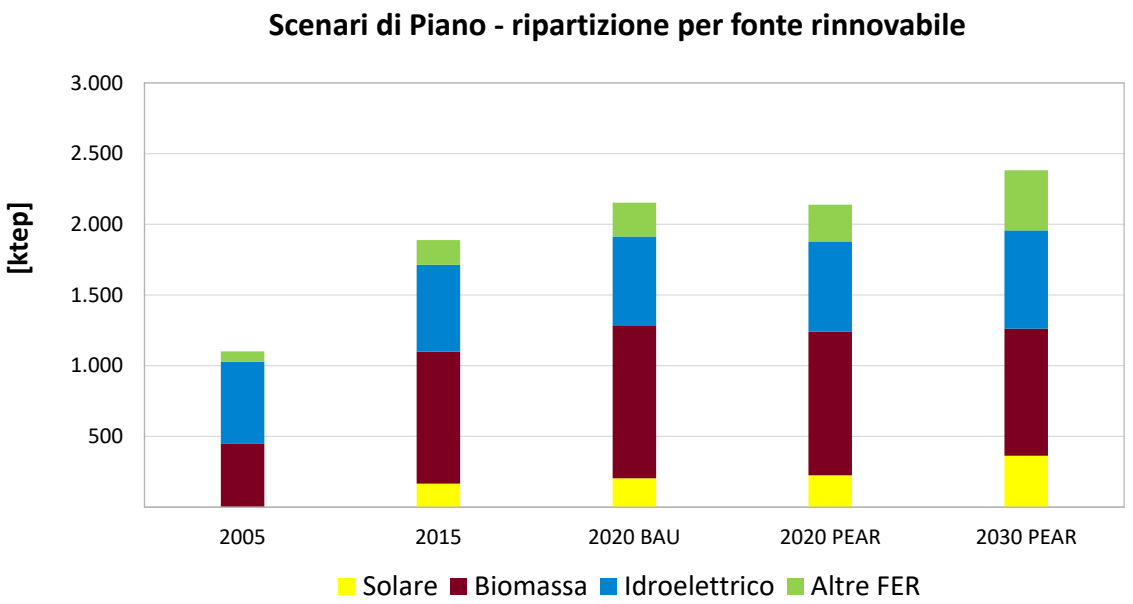


Figura 43 - Scenari di piano - ripartizione per fonte rinnovabile (fonte dati: elab. Reg Piemonte)

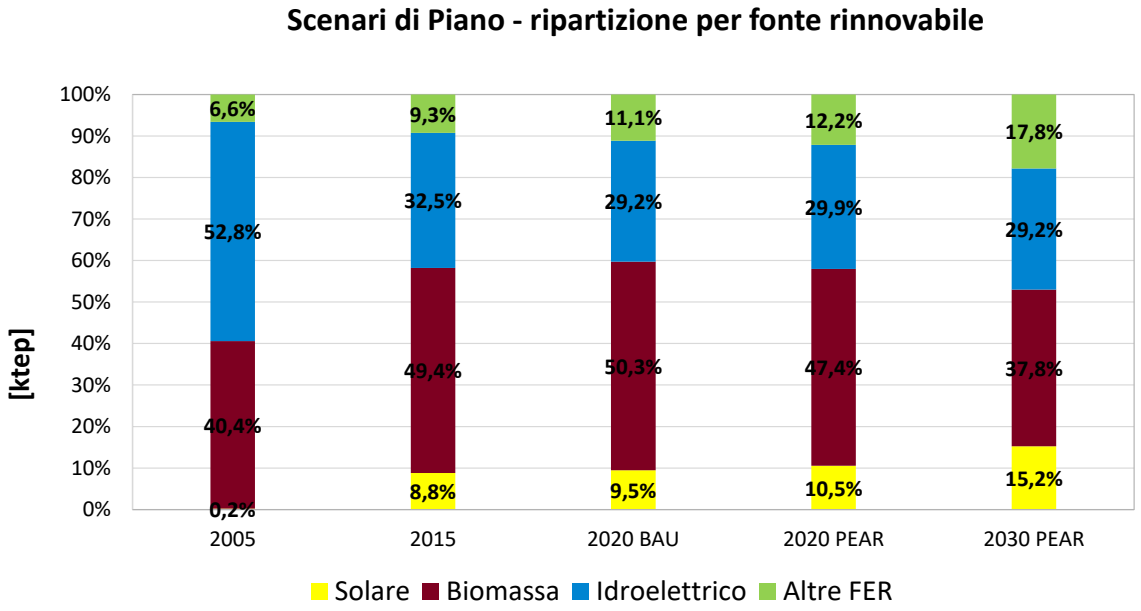


Figura 44 - Scenari di piano - ripartizione % per fonte rinnovabile (fonte dati: elab. Reg Piemonte)

Le FER elettriche

Energia idroelettrica

La produzione di energia idroelettrica in Piemonte rappresenta il 32,5% della produzione netta complessiva di energia elettrica. A tale contributo va sottratta l'energia destinata ai pompaggi. Di fatto l'energia contabilizzata come rinnovabile dal GSE ai fini del monitoraggio del Burden Sharing è stata, nel 2015, pari a circa 7.900 GWh, prodotta in 761 impianti per una potenza complessiva poco inferiore di 2,7 GW. Limitatamente alla produzione elettrica rinnovabile, il contributo dell'energia idrica supera il 68%. Tra il 2005 e il 2015 la produzione idrica è aumentata di più del 50%, ma il suo peso relativo sul totale rinnovabile è stato in continua decrescita (nel 2005 superiore al 95%), man mano che la produzione rinnovabile si è diversificata nel corso dell'ultimo decennio. La produzione idrica registra oscillazioni importanti di anno in anno, a fronte di una potenza installata che cresce in modo lineare nel decennio al tasso medio annuo dell'1%. Le oscillazioni sono dovute a contingenze climatologiche. Pertanto, al fine del monitoraggio del Burden Sharing regionale, viene calcolata l'energia elettrica normalizzata, che tende ad appiattire i picchi annuali su valori medi quindicennali. L'energia idrica normalizzata per il Piemonte ammontava nel 2015 a circa 7.100 GWh, pari a 614 ktep. Gli scenari evolutivi illustrati in seguito si basano proprio sull'energia normalizzata e non su quella effettiva registrata di anno in anno.

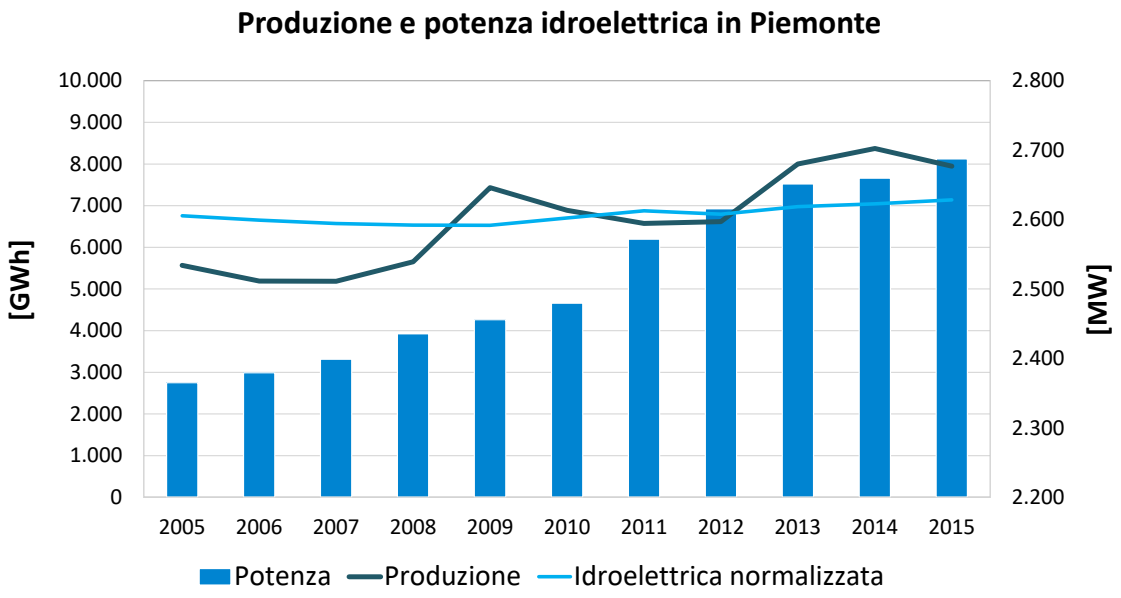


Figura 45 - La produzione idroelettrica in Piemonte (fonte dati: GSE)

Di fatto, nel corso degli anni il numero di ore equivalenti di funzionamento degli impianti è tendenzialmente cresciuta facendo registrare valori prossimi alle 3000 ore in quattro degli ultimi sette anni. Accanto a questa tendenza, tesa a valutare la produttività media degli impianti, si registra anche una tendenziale riduzione della potenza media degli impianti, superiore ai 5 MW nel 2005 e prossimo ai 3,5 MW nel 2015. Nel decennio infatti gli impianti censiti dal GSE sono passati dalle 464

unità alle 760. E' indubbio che negli ultimi anni si è assistito al proliferare di impianti di piccola taglia. Se il numero di impianti è aumentato del 64%, la produzione è cresciuta solo del 53%[21], rendendo evidente un problema di produzione marginale dei nuovi impianti. Tale considerazione mette in luce il problema dell'impatto ambientale degli impianti in relazione alla loro capacità di produzione aggiuntiva.

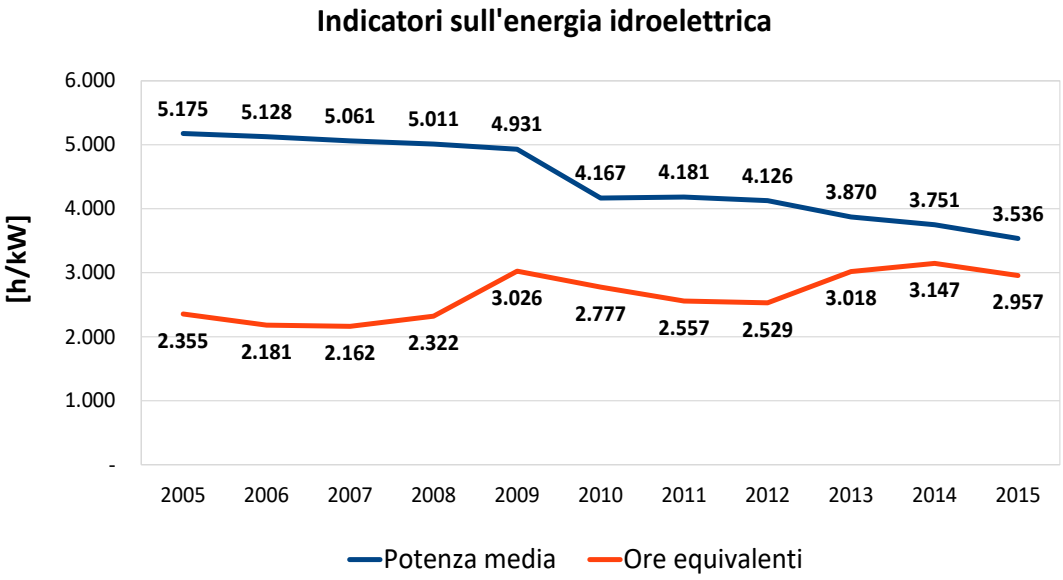


Figura 46 - Indicatori sull'energia idroelettrica (fonte dati: elab. Regione Piemonte su dati GSE)

Ad oggi il parco di generazione idroelettrico si distribuisce sul territorio Piemontese in modo alquanto eterogeneo. Se in termini di numerosità, gli impianti si concentrano nelle province di Torino, Cuneo e Verbano-Cusio-Ossola (la somma delle tre province rappresenta il 80% degli impianti in esercizio), in termini di potenza installata la percentuale delle tre province sale al 95% (Figura 47).

Nella mappa riportata in Figura 49 vengono rappresentate le installazioni presenti sul territorio regionale che hanno beneficiato di forme di incentivazioni da parte del GSE. Il campione rappresentato è di poco inferiore alla metà del numero degli impianti complessivamente in esercizio e costituisce circa un quinto della potenza nominale installata. Tale rappresentazione evidenzia la distribuzione territoriale degli impianti realizzati all'incirca negli ultimi due decenni.

[21] La percentuale è calcolata sulla produzione annuale, se calcolata sulla produzione normalizzata, l'incremento scenderebbe al 7%.

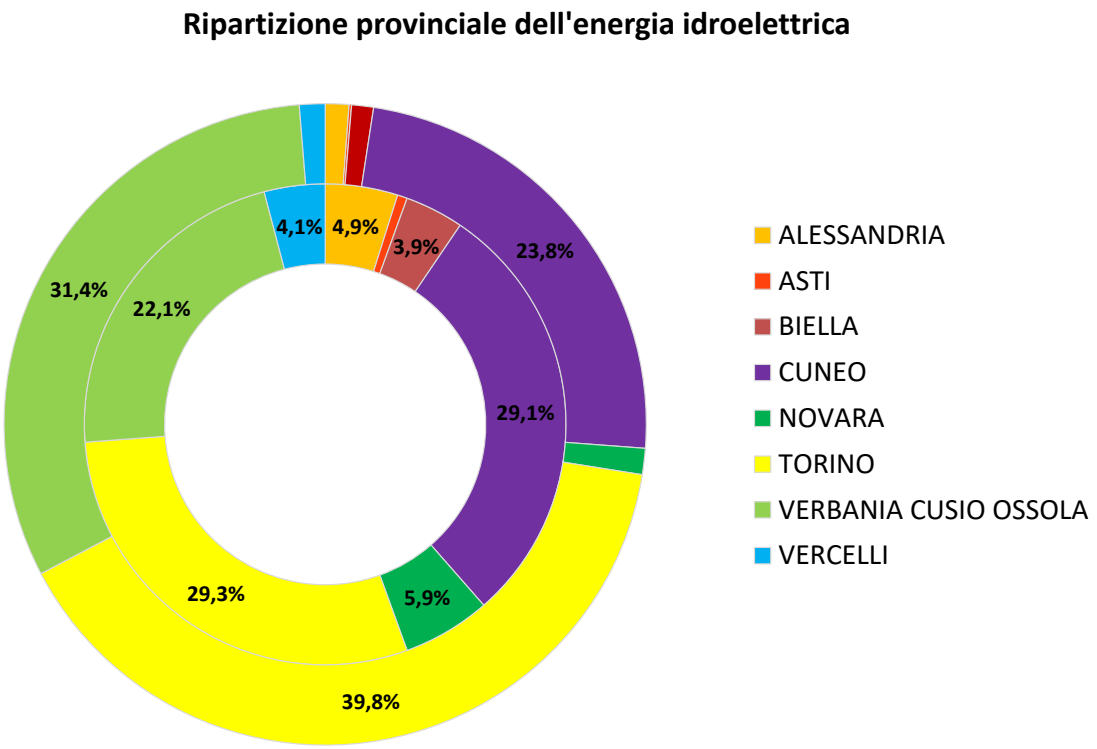


Figura 47 - Ripartizione provinciale dell'energia idroelettrica. Anello interno rappresenta la numerosità, l'anello esterno rappresenta la potenza installata (fonte dati: GSE)

Come evidenziato all'inizio del paragrafo, le considerazioni che seguono sono state condotte sui dati di produzione normalizzata.

Nella definizione dello scenario BAU si è prevista una crescita annua pari a + 0,8% per gli anni 2016 e 2017 sulla scorta dell'onda lunga degli incentivi di cui al DM 6 luglio 2012 e sua successiva revisione. Per il triennio 2018-2020, poi, si è prevista una crescita molto più contenuta (pari a + 0,2% anno), in ragione dell'entrata in vigore delle norme del Piano di gestione del Distretto idrografico del Po.

Nella definizione dello scenario PEAR 2020 si è prevista una crescita annua pari a + 0,8% negli anni 2016 e 2017 sulla scorta dell'onda lunga degli incentivi di cui al DM 6 luglio 2012 e sua revisione; successivamente (periodo 2018-2020) si è previsto il mantenimento dello stesso livello di crescita, se pur con le condizioni poste dalla "Direttiva Derivazioni" [22] dell'Autorità di Bacino del Fiume Po, che introduce la Valutazione del rischio ambientale connesso alle derivazioni idriche attraverso la metodologia ERA, in relazione agli obiettivi di qualità ambientale definiti dal citato Piano di gestione. Nello scenario al 2030, poi, è stata ipotizzata una crescita ulteriore, anche se su livelli annui (+ 0,4%) inferiori rispetto al periodo antecedente al 2020 a cui aggiungere l'apporto di produzione annua derivante dall'efficientamento progressivo del parco-impianti esistente nonché da mirate azioni di repowering dello stesso, quantificato in circa 350 GWh/anno e costituito da un recupero di

[22] "Direttiva per la valutazione del rischio ambientale connesso alle derivazioni idriche in relazione agli obiettivi di qualità ambientale definiti dal Piano di Gestione del Distretto idrografico Padano (Direttiva Derivazioni)" approvata, dal Comitato Istituzionale dell'Autorità di Bacino del Fiume Po, con Deliberazione n. 8 del 17/12/2015.

producibilità elettrica pari al 10% sulla metà degli impianti caratterizzati come grandi derivazioni in scadenza entro il 2029.

ktep	Scenario BAU	Scenario PEAR	
	2020	2020	2030
Energia idroelettrica	628	639	695

Tabella 15 - Lo scenario PEAR per la produzione idroelettrica

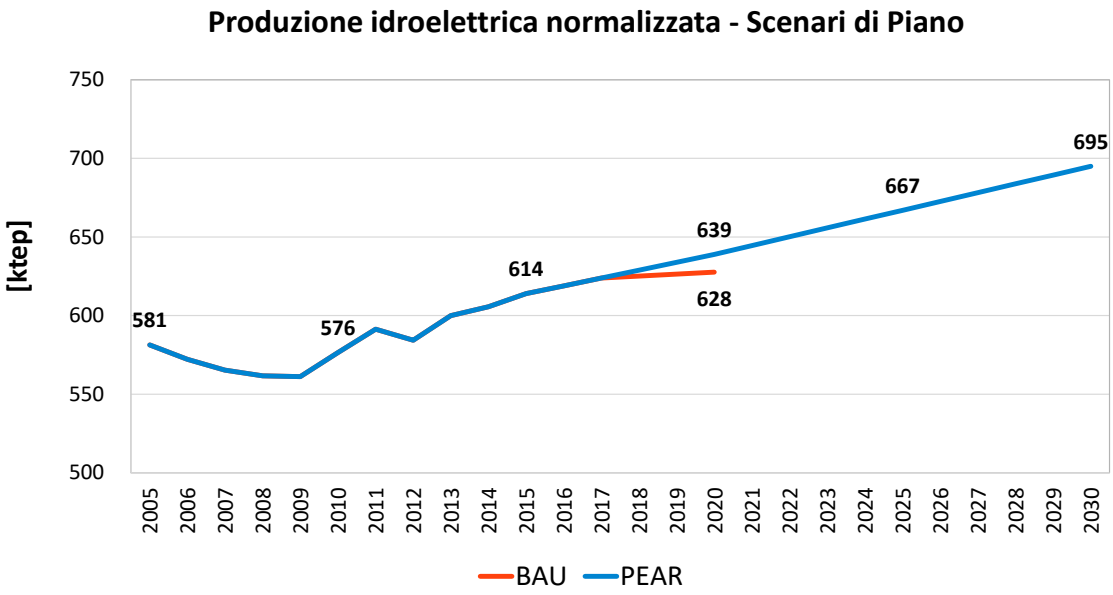


Figura 48 - La produzione idroelettrica normalizzata – gli scenari di piano (fonte dati: elaborazioni Regione Piemonte)

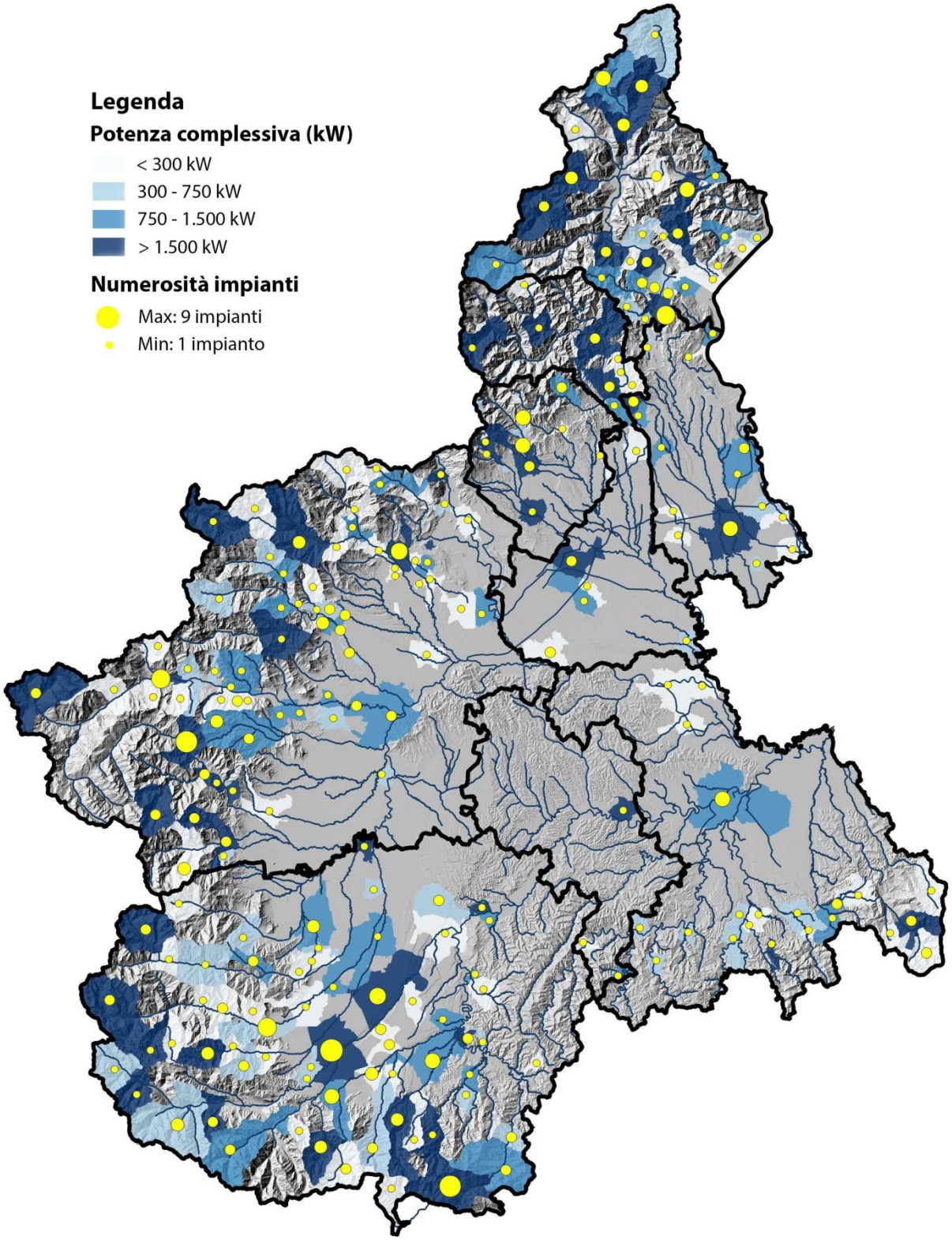


Figura 49 - La localizzazione degli impianti idroelettrici in Regione Piemonte (fonte dati: GSE)

Gli indirizzi

Nella definizione di specifici indirizzi dedicati al governo e allo sviluppo del comparto idroelettrico regionale il PEAR distingue tra le indicazioni rivolte alla nuova progettualità e quelle dedicate all'importante parco-impianti esistente, il cui sviluppo è andato stratificandosi anche disordinatamente lungo tutto il secolo scorso.

Indirizzi di Piano sugli impianti nuovi.

In linea con gli indirizzi di politica nazionale (SEN) e comunitaria che attribuiscono al settore idroelettrico una valenza strategica nel contribuire al conseguimento degli obiettivi energetici al 2020 e 2030, pur dando atto delle criticità correlate all'elevato grado di sfruttamento dei corpi idrici piemontesi e dei nuovi criteri di valutazione delle nuove istanze di concessione introdotti dalla Direttiva Derivazioni, si rimarca la necessità di prevedere un ulteriore sviluppo della producibilità idroelettrica a livello regionale, anche mediante lo sviluppo di nuovi impianti.

A tale proposito, sulla base dell'analisi effettuata sulle 320 istanze di concessione di derivazione idraulica pendenti presso le Province piemontesi alla data del 31.07.2016, è emerso come circa la metà della producibilità annua dell'intero parco-progetti sia rappresentata da un piccolo numero di impianti in fase di istruttoria (cfr. grafico seguente).

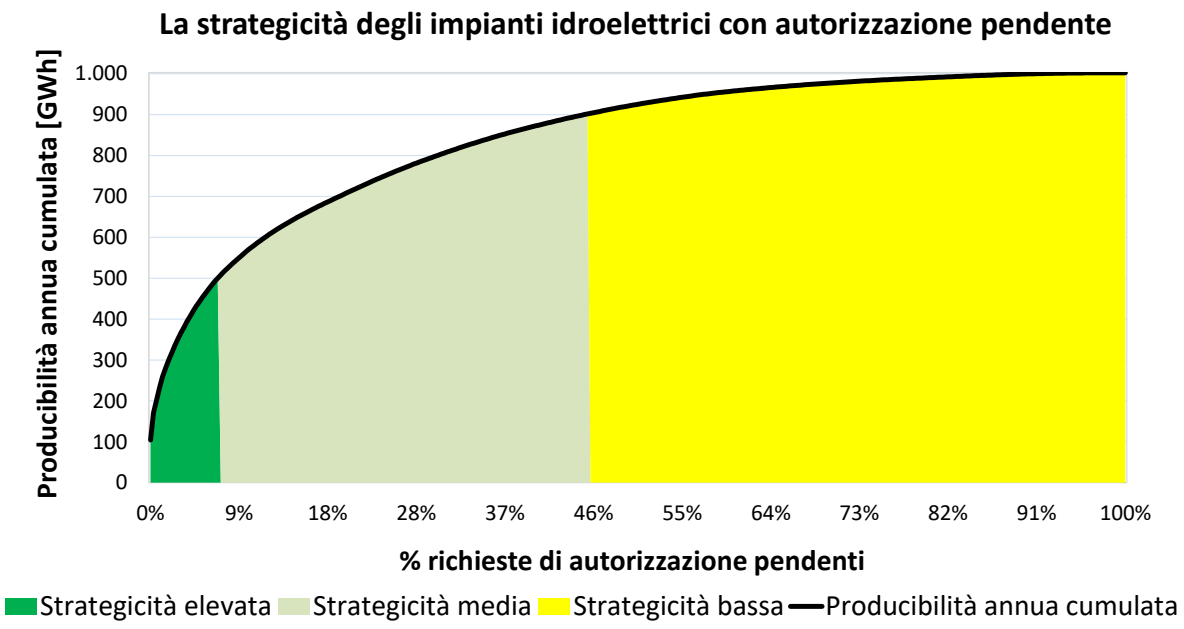


Figura 50 - La strategicità degli impianti idroelettrici con autorizzazione pendente (fonte dati: elab. Regione Piemonte)

Infatti, una prima fascia di circa 23 progetti (7% del totale delle istanze pendenti), caratterizzati singolarmente da una producibilità annua pari o superiore a 8 GWh, rappresenta un'aspettativa di produzione annua cumulata pari a circa 500 GWh. A seguire, una seconda fascia di circa 126 progetti (39% del totale delle istanze pendenti) con caratteristiche di producibilità annua compresa tra 1,5 e 8

GWh rappresenta un'aspettativa di produzione annua cumulata pari a circa 400 GWh; mentre le rimanenti 171 istanze progettuali rappresentano a mala pena 100 GWh/anno di produzione attesa.

Pertanto, per quanto concerne la nuova progettualità di impianti idroelettrici in Piemonte valgono i seguenti indirizzi di Piano:

- sono da considerarsi impianti "*a rilevanza energetica elevata*" tutti i nuovi impianti che siano contraddistinti da una producibilità annua pari o superiore a 8 GWh;
- sono da considerarsi impianti "*a rilevanza energetica media*" tutti i nuovi impianti che siano contraddistinti da una producibilità annua compresa tra 1,5 GWh e 8 GWh;
- sono da considerarsi impianti "*a rilevanza energetica bassa*" tutti i nuovi impianti che siano contraddistinti da una producibilità annua inferiore a 1,5 GWh.

Per i nuovi impianti "*a rilevanza energetica elevata*" verrà proposta, nell'ambito della pianificazione di Distretto, l'applicazione del regime di deroga ai sensi dell'art. 4.7, lett. c) della Direttiva 2000/60/CE (Direttiva Quadro sulle Acque – DQA[23]). Sono escluse dalla deroga le aree inidonee come specificate nell'Allegato 1.

Per i nuovi impianti "*a rilevanza energetica media*" si conferma l'interesse che la Regione nutre anche per tale fascia di producibilità energetica, nelle more di una valutazione di fattibilità dei singoli progetti secondo la metodologia ERA definita dalla Direttiva derivazioni.

Per i nuovi impianti "*a rilevanza energetica bassa*" non si manifesta un interesse strategico della Regione, a meno della sussistenza di particolari condizioni di rilevanza di carattere locale, quali particolari esigenze di auto-produzione in zone non servite adeguatamente dalle reti, che dovranno essere adeguatamente motivate e considerate nella valutazione caso per caso.

Infine, è da considerarsi d'interesse energetico, ai sensi del Piano, lo sfruttamento a fini idroelettrici della potenzialità residuale (circa 5-8 MW di potenza media nominale) ancora presente nella rete dei canali irrigui della regione, nell'ambito dell'uso plurimo della risorsa idrica, nonché nella rete degli acquedotti montani.

In particolare, occorre chiarire in questa sede che per quanto riguarda l'asta fluviale del Po, interamente disciplinata dal Piano d'area del Sistema delle aree protette della Fascia fluviale del Po (di seguito, Piano d'area del Po), sia per le porzioni di riserva naturale, sia per le porzioni costituenti area contigua ai sensi della l.r. 19/2009, il presente Piano si configura come piano settoriale in materia energetica.

Si specifica, infatti, che laddove il Piano d'area del Po, con riferimento alla categoria di attività U5.2 – attività e impianti di produzione energetica -, precisa che la stessa è consentita a condizione che l'intervento sia subordinato al preventivo inserimento in piani settoriali, tale condizione è assolta dai presenti indirizzi.

[23] Tale articolo contempla la possibilità di deroga agli obiettivi ambientali purché ricorrano specifiche condizioni.Fermo restando le altre condizioni previste, la lett. c), in particolare, prevede che questo sia possibile se le motivazioni delle alterazioni create siano di "*prioritario interesse pubblico e/o i vantaggi per l'ambiente e la società risultanti dal conseguimento degli obiettivi di cui al paragrafo 1 sono inferiori ai vantaggi derivanti dalle modifiche o alterazioni per la salute umana, il mantenimento della sicurezza umana o lo sviluppo sostenibile".*

Sono pertanto ammissibili le attività e gli impianti di produzione energetica, considerati a *"rilevanza energetica elevata"*, ammessi nelle zone normative dal Piano d'area del Po previo studio di compatibilità ambientale, o quelli considerati a *"rilevanza energetica media"* ammessi nelle zone normative del Piano d'area del Po previo studio di compatibilità ambientale e nelle more di una valutazione di fattibilità dei singoli progetti secondo la metodologia ERA definita dalla Direttiva Derivazioni. Sono altresì ammessi i piccoli impianti per autoconsumo, previo studio di compatibilità ambientale.

Con riferimento ai nuovi progetti d'impianto afferenti a corpi idrici naturali sono stabiliti i criteri localizzativi di seguito sintetizzati, sotto forma di "*aree inidonee*" e di "*aree di attenzione*", per lo sviluppo di una nuova progettualità idroelettrica nel territorio della regione Piemonte.

Pertanto, sono stati individuati come non idonei all'installazione e all'esercizio di impianti per la produzione di energia elettrica alimentati dalla fonte idraulica i siti e le aree di seguito riportati:

- gli 11 corpi idrici contenenti i "Siti di riferimento", ai sensi del D.Lgs. 152/2006;
- i corpi idrici superficiali in stato ecologico "elevato" riportati nel Piano di Gestione del Distretto idrografico del Fiume Po (PdG Po) predisposto ai sensi D.Lgs. 152/2006;
- le "Aree ad elevata protezione" individuate nell'ambito del Piano di Tutela delle Acque della Regione Piemonte (PTA);
- i tratti di corsi d'acqua destinati a specifici obiettivi funzionali di Sport d'acqua viva individuati nel Piano di Tutela delle Acque della Regione Piemonte (PTA);
- Aree interessate da fenomeni di dissesto quali frane (Fa, Fq), conoidi (Ca, Cp) e valanghe (Ve), evitando, nelle aree a pericolosità di esondazione Ee l'ubicazione delle centraline.
- i bacini idrografici di estensione inferiore a 10 kmq, caratterizzati da sezione di chiusura posta a quota superiore a 300 m s.l.m.;
- le acque designate "non captabili" dagli Enti di gestione delle Aree protette ai sensi dell'art. 164 del D.Lgs. 152/2006 (Disciplina delle acque nelle aree protette);
- i corpi idrici che interessano i Siti della Rete Natura 2000 dove sono presenti habitat o specie per i quali Le Misure di Conservazione Sito Specifiche o i Piani di Gestione prevedono la limitazione alla realizzazione di nuove captazioni e derivazioni idriche.

Per la specificazione delle caratteristiche delle aree sopra elencate, nonché per la illustrazione delle "*aree di attenzione*", si rimanda all'Allegato 1_Aree Inidonee.

Indirizzi di Piano sugli impianti esistenti.

Per quanto riguarda, invece, le indicazioni di Piano in merito all'importante parco-impianti idroelettrico esistente si attribuisce rilevanza al conseguimento di un recupero di producibilità negli impianti in esercizio delle grandi derivazioni. Tali impianti, la cui concessione scadrà nella quasi totalità dei casi entro il 2029, rappresentano circa il 90% della produzione annua del Piemonte e sono spesso caratterizzati da un'età media elevata. Come tali, poi, essi risultano spesso bisognosi di interventi di manutenzione straordinaria sul sistema di condotte, turbine, invasi, etc., capaci di

produrre un efficientamento produttivo anche dell'ordine del 10-15% a parità di risorsa idrica utilizzata. In tal senso, l'avvio di un processo di razionalizzazione del parco-impianti esistente che proceda in parallelo con il processo di rinnovo delle grandi derivazioni è auspicabile non solo sotto il profilo energetico, ma anche per l'effetto di riordino sulle derivazioni idriche e di miglioramento degli aspetti ambientali correlati. Inoltre, in linea con gli indirizzi enunciati nella SEN 2017, si ritiene che siano da promuoversi anche gli interventi di repowering di impianti esistenti, laddove le condizioni di disponibilità e salvaguardia delle risorse idriche locali lo consentano.

Tuttavia, poiché si ritiene che per gli operatori economici concessionari un elemento di freno a mettere mano ai costosi interventi di manutenzione straordinaria di volta in volta necessari sia rappresentato dalla scadenza programmata delle concessioni unitamente alla previsione di rinnovo mediante procedure di gara, si propone di riallineare la soglia delle grandi derivazioni a quella in vigore nella maggior parte degli Stati membri (pari o superiore a 10 MW_{pn}). Si otterrebbe così l'effetto sia di equiparare le condizioni di competizione all'interno degli Stati membri oggi fortemente penalizzante per gli operatori italiani, sia di liberare la propensione agli investimenti negli impianti caratterizzati da potenza nominale compresa tra 3 e 10 MW_{pn}, polarizzando l'attenzione sulla definizione dei criteri per la gestione delle gare di rinnovo sopra la soglia dei 10 MW_{pn}.

Inoltre, costituisce indirizzo di Piano il recupero di producibilità nell'unico impianto di pompaggio puro esistente sul territorio piemontese, ovvero nella cosiddetta Piastra di Entracque[24], costituente impianto Enel di potenza installata pari a circa 1.065 MW, in virtù del ruolo strategico di regolazione e modulazione del mercato elettrico dallo stesso rivestito.

Poiché l'attuale livello di esercizio di tale impianto, ai minimi storici da 10 anni a questa parte (cfr. grafico seguente), soffre per ragioni di diseconomicità correlate al basso prezzo dell'energia elettrica e all'elevato livello degli oneri fiscali applicati a tale forma di produzione (canoni e sovra canoni), si propone la definizione di una ponderata riduzione dell'imposizione fiscale, capace di restituirne il necessario livello di redditività. L'impianto in questione - proprio in considerazione del ruolo d'interesse pubblico rivestito dalle infrastrutture di stoccaggio di energia elettrica nell'ambito di un sistema sempre più pervaso dalla generazione distribuita -, ove opportunamente rivalutato, potrebbe servire da elemento di modulazione e valorizzazione della produzione da fonte rinnovabile non programmabile (FRNP). Il ruolo degli impianti di pompaggio, poi, diventa ancora più essenziale nello scenario, auspicabile per il futuro, di una rete elettrica davvero sostenibile ed evoluta; essa sarà sostenuta essenzialmente da generazione distribuita, in misura crescente da fonte rinnovabile, e da grossi "immagazzinatori" di energia, volti a garantire la stabilità della stessa rete, mentre gli impianti termoelettrici tradizionali saranno "relegati" a ruoli sempre più marginali e potranno dare un contributo di flessibilità via via più modesto. In un siffatto sistema elettrico del futuro i grandi serbatoi e gli impianti di pompaggio assumeranno un ruolo ancor più strategico in qualità di "riserva calda" di energia per la rete. In tale prospettiva, la realizzazione di impianti di ripompaggio da prevedersi alla base dei principali bacini esistenti potrebbe costituire un'azione significativa anche nella direzione dell'adattamento ai cambiamenti climatici in atto.

[24] Come evidenziato di sopra, gli impianti di pompaggio non sono considerati dal GSE ai fini del monitoraggio sul conseguimento degli obiettivi di Burden Sharing e, quindi, tra gli impianti a fonte rinnovabile. Tuttavia si è deciso di parlarne in questo capitolo del PEAR in ragione dell'affinità con il tema dell'energia prodotta da fonte idraulica.

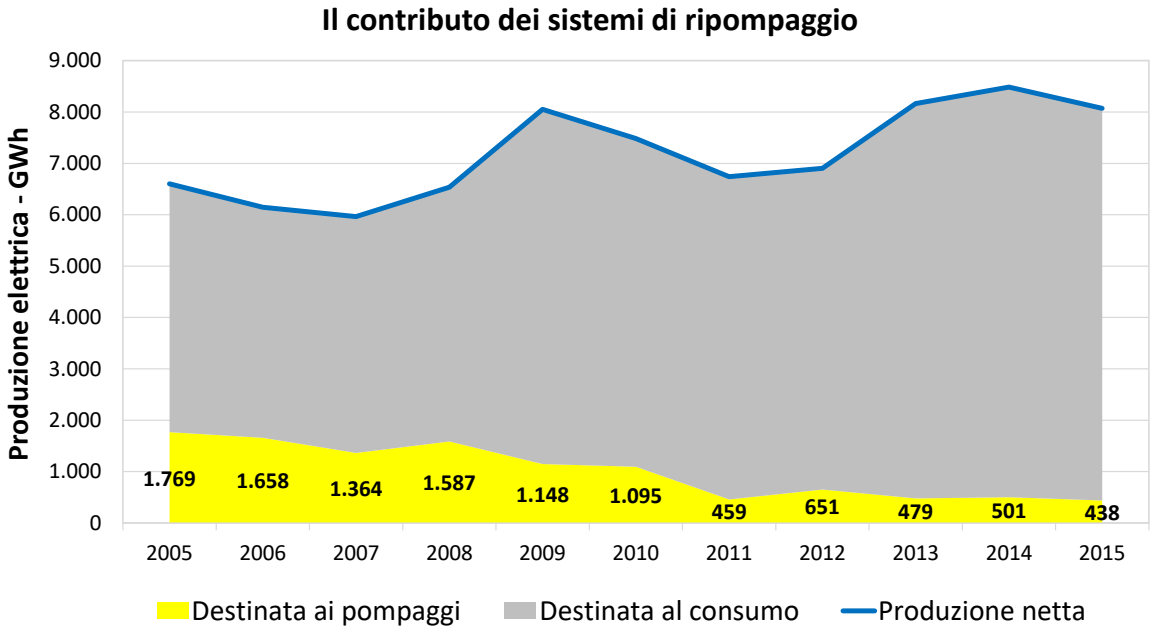


Figura 51 - Il contributo dei sistemi di ripompaggio in Regione Piemonte (fonte dati: TERNA)

Energia elettrica da biomassa

La produzione di energia elettrica da biomassa è generata dall'utilizzo di biomasse solide, biogas, bioliquidi e dalla termovalorizzazione dei rifiuti (quota parte). La produzione elettrica complessiva da biomassa rappresenta circa il 12% della produzione termoelettrica regionale ed il 7% della produzione lorda elettrica. Tra le fonti rinnovabili elettriche, il contributo della biomassa è superiore al 16%, con un peso relativo molto simile al fotovoltaico. La potenza installata è aumentata molto nella prima metà del decennio in corso, passando da circa 70 MW del 2009 ai circa 360 MW alla fine del triennio 2013-2015. L'andamento della produzione elettrica invece è stata molto più lineare con una crescita registrata anche negli ultimi anni, in cui la potenza installata non è cambiata in modo sostanziale. Ciò è dovuto principalmente alla completa entrata in esercizio del termovalorizzatore di Torino, che ha lavorato in modo discontinuo nel 2013 e per parte del 2014.

Il comparto ha anche registrato un cambiamento strutturale della tipologia di impianti installati. Nel 2005 non si generava energia elettrica da biomasse liquide (il primo impianto è entrato in esercizio nel 2009 nella provincia di Alessandria) e le biomasse solide avevano un peso relativo superiore al 39%. Dieci anni dopo la ripartizione percentuale è cambiata con il biogas a rappresentare più della metà della produzione annuale e le biomasse liquide ad avvicinare la quota del 10%. Per quanto riguarda la produzione da biomasse solide, sebbene più che quadruplicata in termini assoluti nel decennio, ha ridotto il suo contributo relativo al 27%.

Tipologia	2005			2015		
	Numero	Potenza (kW)	Produzione lorda (KWh)	Numero	Potenza (kW)	Produzione lorda (KWh)
Biogas	19	24.708	109.016.506	223	177.034	1.044.191.329
Biomasse liquide	-	-	-	33	43.606	167.767.692
Biomasse solide	2	21.225	127.730.776	36	69.545	524.002.565
Rifiuti	3	8.266	16.433.911	3	69.766	175.995.750
Totale	**24**	**54.199**	**253.181.193**	**295**	**359.951**	**1.911.957.336**

Tabella 16 - La produzione elettrica da biomasse (fonte dati: GSE)

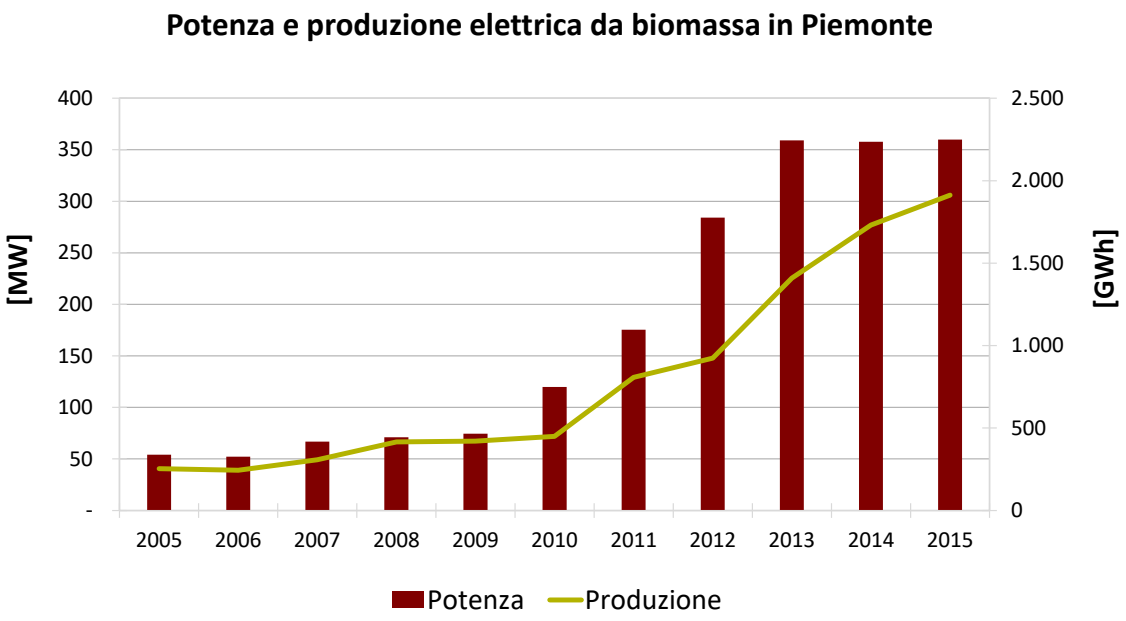


Figura 52 - Potenza e produzione elettrica da biomassa in Piemonte (fonte dati: GSE)

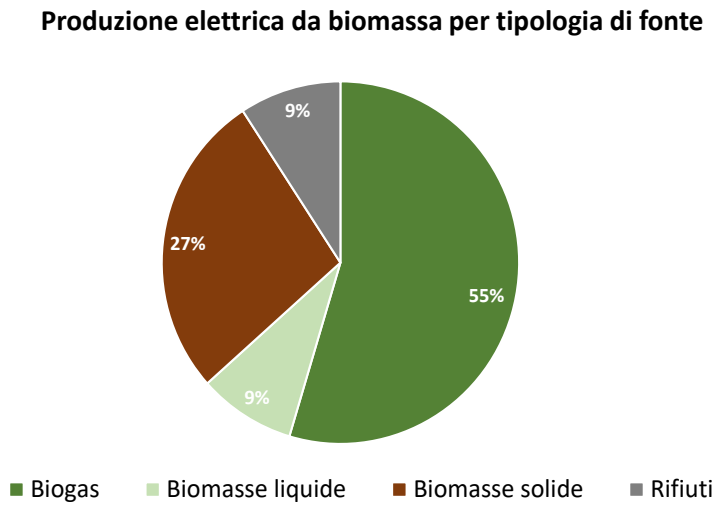


Figura 53 - La produzione elettrica da biomassa per tipologia di fonte (fonte dati: GSE)

Le ore equivalenti di funzionamento degli impianti si attesta nel 2015 intorno alle 5.000 ore con valori decisamente superiori a quelli registrati all'inizio del decennio. Per contro la potenza media degli impianti è scesa dai 2,5 MW a 1,2 MW. Il dato delle ore di funzionamento medio è viziato dal dato relativo alla termovalorizzazione dei rifiuti, su cui viene contabilizzata solo l'energia considerata rinnovabile. Andando ad analizzare i dati per tipologia impiantistica, si osserva che per il biogas le ore equivalenti medie di funzionamento sono circa 6000 e la taglia media poco meno di 800 kW, mentre le per biomasse solide le ore medie di funzionamento sfiorano le 8000 con una taglia media leggermente inferiore ai 2 MW. Decisamente inferiori sono le ore equivalenti di funzionamento per le biomasse liquide (3.800).

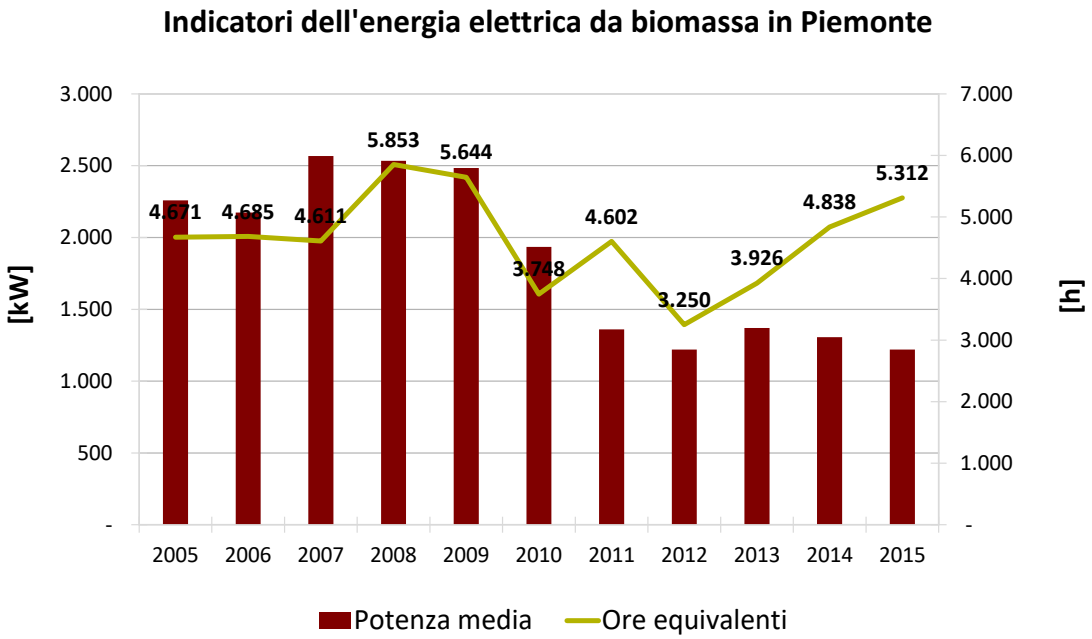


Figura 54 - Indicatori dell'energia elettrica da biomassa in Piemonte (fonte dati: elab. Reg Piemonte su dati GSE)

Tutte le province piemontesi ospitano impianti alimentati a biomasse. In termini di numerosità è Cuneo a detenere la maggior parte (33%) seguita da Torino e Alessandria. In termini di potenza è invece Torino a detenere quasi la metà della potenza installata[25].

[25] Il dato è condizionato principalmente dal dato di potenza del termovalorizzatore di Torino, mentre a Cuneo la maggior parte degli impianti è alimentata a biogas, con una taglia media generalmente inferiore alle altre tipologie di impianto.

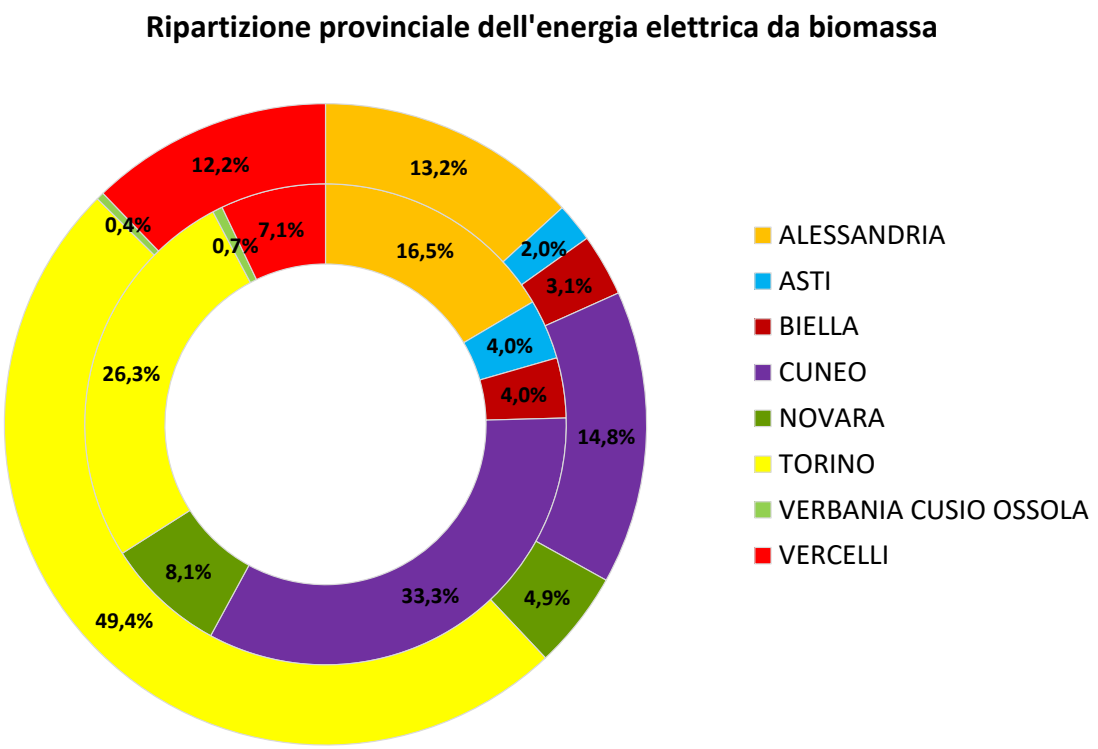


Figura 55 - Ripartizione provinciale dell'energia elettrica da biomassa. Anello interno rappresenta la numerosità, l'anello esterno rappresenta la potenza installata (fonte dati: GSE)

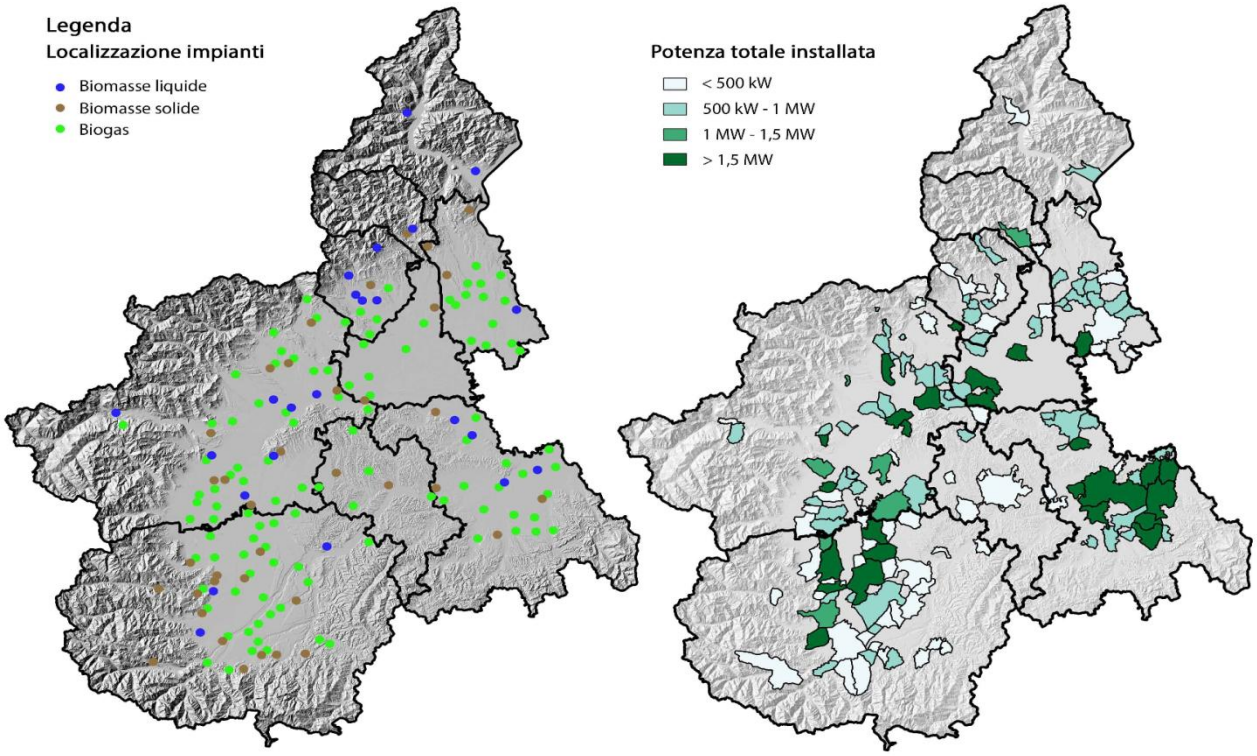


Figura 56 - La localizzazione degli impianti a biomassa in Regione Piemonte (fonte dati: GSE)

Il target di produzione di energia elettrica complessivamente inteso con riferimento alle biomasse nello scenario BAU è stato complessivamente quantificato in un valore pari a 204 ktep, frutto di un contributo diversificato proveniente dalle diverse fonti considerate (solide, liquide e gassose). In particolare, la produzione da biomassa solida è prevista in consistente incrementoAnalogo risulta essere il trend che caratterizza la produzione da bioliquidi, anche se su valori complessivi più ridotti. Con lo scenario PEAR 2020 si iniziano ad evidenziare gli effetti attesi delle misure di limitazione allo sviluppo di tali fonti per effetto delle necessità correlate alle politiche per la qualità dell'aria con particolare riferimento alla riduzione delle emissioni di particolato. Infatti, il contributo complessivo è previsto in riduzione di circa il 10% con riduzioni più marcate sull'utilizzo della biomassa solida (-21,5%). La riduzione prevista sul fronte dell'utilizzo del biogas, invece, risulta essere frutto della progressiva attesa diversione del settore verso la produzione di biometano con immissione in rete e dell'indebolimento in atto del quadro delle incentivazioni.

Nello scenario al 2030 si assiste alla sostanziale sterilizzazione della crescita della produzione elettrica da biomasse solide rispetto ai valori dello scenario PEAR 2020, mentre la produzione da biogas viene prevista in leggero aumento (+10%). Tale aspettativa è tuttavia condizionata al concretizzarsi di un intervento normativo dello Stato volto a garantire i necessari profili di redditività per il mantenimento degli impianti in esercizio, oltre allo sviluppo del settore rivelatosi sempre più importante nel bilanciare gli effetti di squilibrio nel sistema elettrico determinati dal carattere di non programmabilità della generazione da fonte fotovoltaica ed eolica.

ktep	Scenario BAU	Scenario PEAR	
	2020	2020	2030
Biomasse solide	65	51	50
Biogas	117	112	120
Bioliquidi sostenibili	22	22	25
Energia elettrica da biomassa	**204**	**183**	**195**

Tabella 17 - Lo scenario PEAR per la produzione elettrica da biomasse

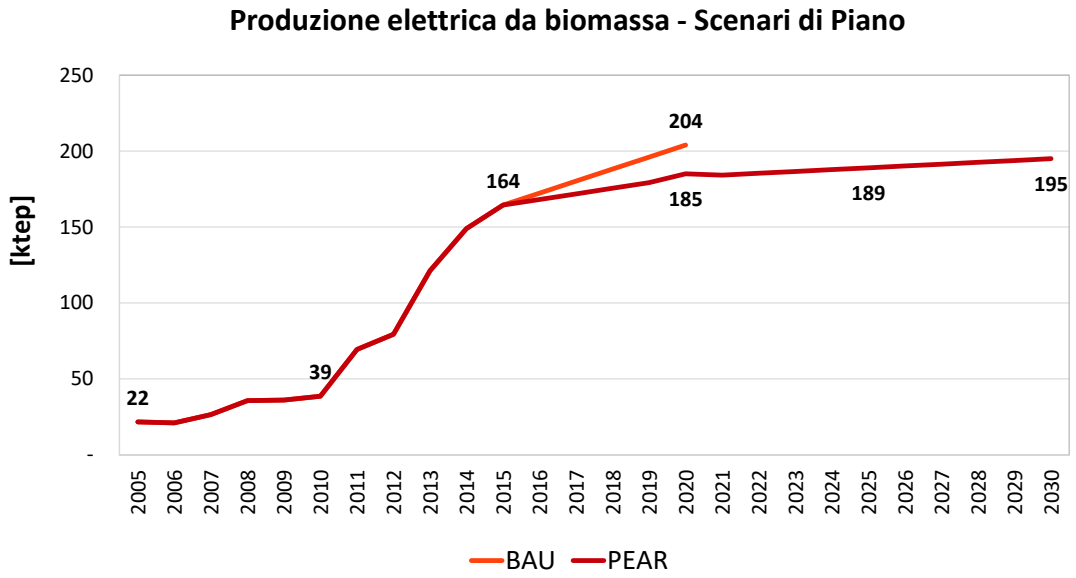


Figura 57 - Produzione elettrica da biomassa - scenari di piano (fonte dati: elab. Regione Piemonte)

Gli indirizzi

Una simulazione circa l'evoluzione attesa del costo medio dell'elettricità (euro/MWh) prodotta da alcune tecnologie rinnovabili e non, rappresentata nella figura seguente e pubblicata nella SEN 2017, evidenzia trend di costo anche molto differenti tra loro a seconda della FER considerata. Infatti, mentre la parità del costo di produzione elettrico tra la fonte fotovoltaica e gli impianti a gas naturale verrebbe raggiunta in ipotesi già nel 2020, e nell'anno successivo quella tra questi ultimi e gli impianti eolici, per quanto concerne la produzione elettrica da biomassa un medesimo traguardo andrebbe posticipato a ben oltre il 2030, in ragione dei costi di esercizio (combustibile). In prospettiva futura, ciò significa che la produzione di energia elettrica da biomassa in impianti esistenti, ove cessassero gli incentivi pubblici, verrebbe abbandonata, non avendo più ragione economica di esistere. Del pari, i nuovi impianti in assenza di incentivi cesserebbero di essere realizzati.

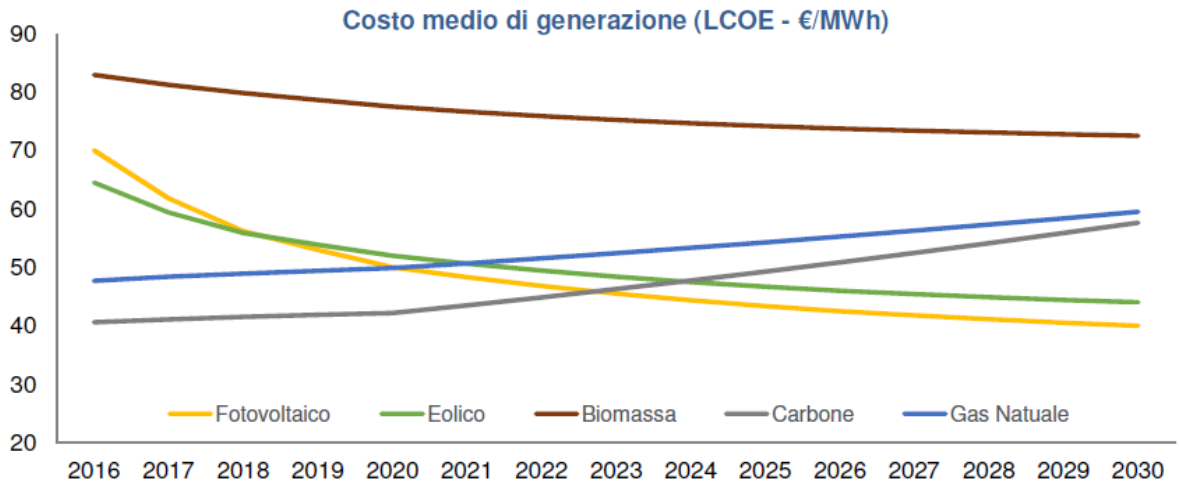


Figura 58 - Evoluzione attesa del costo medio di generazione elettrica di alcune tecnologie rinnovabili e non (fonte dati: tratto da pubblicazione Assoelettrica - aprile 2017)

L'obiettivo dichiarato a livello nazionale di voler comprimere gli oneri di sistema della componente A3 della bolletta elettrica degli italiani, e la conseguente scomparsa o forte riduzione degli incentivi per la produzione elettrica da FER, in presenza di costi della materia prima combustibile (biomassa) allo stato attuale non comprimibili, non lascia intravedere nel lungo periodo ulteriori significative prospettive di sviluppo per il settore. Se, poi, a tali considerazioni si aggiungono, in regioni come il Piemonte caratterizzate da una situazione di gravità dell'inquinamento atmosferico da particolato, valutazioni circa l'opportunità di promuovere ulteriormente tali tipologie di impianti impattanti sulla qualità dell'aria, le aspettative di sviluppo peggiorano oltremodo.

Con questa premessa, per quanto riguarda gli impianti alimentati da biomasse solide e liquide a tutt'oggi in esercizio, gli indirizzi di Piano, ferma restando la probabilità di un deciso ridimensionamento degli incentivi statali in essere, tendono a difendere l'attuale quota di produzione legata all'utilizzo di risorse endogene al territorio (esclusi, quindi, i bioliquidi), anche in ragione di motivazioni correlabili a politiche proprie del settore agroforestale. Tuttavia, in linea con quanto di sotto affermato in materia di nuovi impianti, si ritiene che l'eventuale rinnovo degli incentivi nazionali per impianti esistenti dovrebbe essere previsto solamente per quelli in assetto cogenerativo.

Per quanto concerne i nuovi impianti, motivazioni riconducibili all'imperativo di rientro dalla procedura di infrazione sulle polveri sottili entro il 2030, fanno poi sì che gli indirizzi di Piano contemplino ipotesi di generazione elettrica da biomasse solide soltanto ove la stessa avvenga in assetto cogenerativo, con effettivo utilizzo per buona parte dell'anno del calore di recupero ad uso di processi produttivi o per riscaldamento/teleriscaldamento di utenze termiche al contorno. In altre parole, si afferma l'indicazione secondo cui la generazione elettrica da biomassa solida e liquida (quest'ultima con carattere veramente residuale) non verrà più autorizzata se non in assetto cogenerativo. Infatti, considerati i livelli di rendimento elettrico degli impianti alimentati a biomassa (ben lontani da quelli del parco-impianti di potenza a gas), unitamente ai costi elevati del combustibile (spesso proveniente da Stati esteri, se non da continenti diversi), e le esternalità negative derivanti dalle emissioni di inquinanti in atmosfera correlate sia al trasporto, sia al processo di combustione, tale modalità di generazione non viene più ritenuta compatibile.

Una considerazione a parte meritano gli indirizzi di Piano che attengono all'utilizzo di biomasse nell'alimentazione di impianti di cogenerazione, a cui sono sottese reti locali di teleriscaldamento. In tale ipotesi di utilizzo, gli indirizzi di Piano intendono favorire la diffusione di piccoli impianti alimentati a cippato, di taglia inferiore a 1 MWe, approvvigionati da "filiera corta", al servizio di reti di teleriscaldamento locali in Comuni montani, in cui non risultino superati i valori limite del PM_{10}. L'energia termica prodotta in tali fattispecie di impianti e vettoriata mediante reti locali di teleriscaldamento dovrà prioritariamente sostituire quella generata in singoli impianti già alimentati a biomassa solida (con rendimenti di gran lunga più bassi) o a gasolio[26]. In tali casi, il ricorso alla valorizzazione della biomassa locale in territori non caratterizzati da problematiche correlate alle concentrazioni di particolato, perderebbe gli aspetti negativi connaturati all'utilizzo della risorsa in

[26] La quota parte di energia termica sostituita e prodotta da singoli impianti a gas naturale o gpl non potrà essere superiore al 20%, mentre quella prodotta da singoli impianti a legna o gasolio non potrà essere inferiore all'80%.

aree critiche per la qualità dell'aria, mantenendo tutto il valore aggiunto proprio dei progetti sviluppo locale.

Per quanto attiene agli indirizzi concernenti gli impianti di produzione elettrica a biogas, il minore impatto di questi ultimi in termini di emissioni di polveri sottili, unitamente alle caratteristiche di migliore rendimento elettrico e di programmabilità nella generazione confermano un interesse energetico al mantenimento delle attuali produzioni da garantirsi anche mediante nuovi incentivi nazionali e/o regionali, insieme con la promozione di nuovi impianti, entro margini modesti ma pur sempre apprezzabili, per effetto della competizione esercitata dalla produzione di biometano da immettersi in rete, che gli indirizzi di Piano intendono pienamente sostenere.

In ultimo, con riferimento ai nuovi impianti di produzione di energia elettrica alimentati a biomassa (solida, liquida e gassosa) si conferma la validità dei criteri localizzativi di pre-pianificazione afferenti all'individuazione di specifiche "aree inidonee" e di altrettante "aree di attenzione" approvati con Deliberazione della Giunta Regionale n. 6-3315 del 30 gennaio 2012 in attuazione del paragrafo 17.3 delle *Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili*, di cui al decreto ministeriale 10 settembre 2010. Nella fattispecie, si confermano le seguenti Aree inidonee approvate dalla D.G.R. n. 6-3315 del 30.01.2012:

- aree sottoposte a tutela del paesaggio e del patrimonio storico, artistico e culturale;
- ambiente e aree protette;[27]
- aree agricole;
- aree forestali e aree in dissesto idraulico e idrogeologico.

Per la specificazione delle aree su elencate si rimanda all'Allegato sulle Aree Inidonee.

[27] Per quanto afferisce ai tematismi correlati alla qualità dell'aria, allo stato attuale non applicabili in quanto riferentisi alla zonizzazione non più in vigore, la Regione provvederà a consentirne l'applicazione mediante l'adozione di specifici provvedimenti attuativi del Piano Regionale sulla Qualità dell'Aria (PRQA).

Solare fotovoltaico

La produzione di energia elettrica con tecnologia solare fotovoltaica in Piemonte rappresenta il 7% della produzione netta complessiva di energia elettrica. Con una potenza installata superiore a 1,5 GWp la Regione costituisce circa l'8% del parco impianti nazionale. L'andamento delle installazioni in Piemonte, analogamente a quanto accaduto a livello nazionale, ha osservato un picco nel 2011, in cui si è installato circa la metà dell'intero parco di generazione. Come evidenziato dalla rappresentazione grafica riportata in Figura 59, l'andamento delle installazioni è stato molto diversificato nel corso degli anni. Sotto gli effetti del sistema di incentivazione introdotto dal conto energia, il mercato è aumentato di un fattore "mille" in poco più di sei anni, passando da meno di 2 MWp nel 2005 a più di 1 GWp nel 2011. A partire dal 2012 il mercato ha rallentato notevolmente, facendo registrare tassi di crescita ridotti di anno in anno, rispettivamente +7%, +2% e +1% tra il 2013 e il 2015. Per contro la produzione elettrica è aumentata tra il 2015 e il 2014 in modo più che proporzionale rispetto alla potenza installata, per effetto del pieno esercizio degli impianti realizzati nella seconda metà dell'anno precedente.

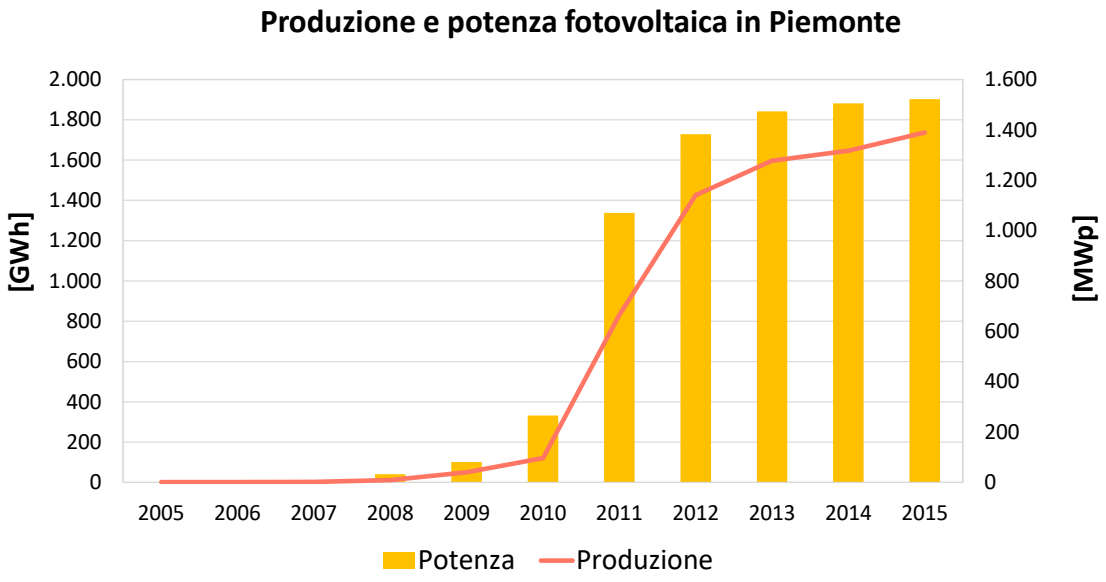


Figura 59 - Produzione e potenza fotovoltaica installata in Regione Piemonte (fonte dati: GSE)

Di fatto, nel corso degli anni il numero di ore annue equivalenti di funzionamento degli impianti è cresciuta fino a sfiorare nel 2015 le 1150 ore e lasciando intravedere per il futuro un assestamento intorno al valore di 1200 ore equivalenti. Inoltre, la taglia media degli impianti, cresciuta nel 2011 a circa 45 kWp è scesa negli anni successivi verso i 30kWp. Tale situazione è spiegabile dal fatto che il mercato ha avuto la sua accelerazione massima con l'installazione di impianti di grande taglia nella seconda metà del decennio precedente, per poi registrare un numero di installazioni concentrate principalmente su impianti di piccola taglia. Tali dinamiche sono evidenti nella figura seguente.

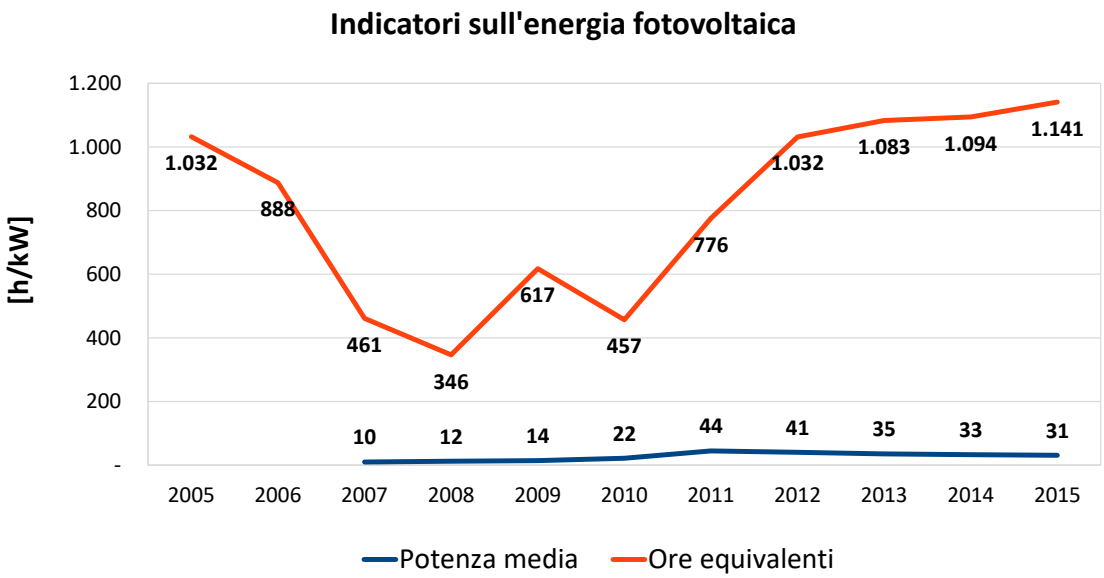


Figura 60 - Indicatori sull'energia fotovoltaica (fonte dati: elab. Regione Piemonte su dati GSE)

Ad oggi il parco di generazione fotovoltaico si distribuisce in modo alquanto eterogeneo. Se in termini di numerosità, gli impianti domestici (ipotizzati con potenza inferiore ai 20 kWp) rappresentano l'89% delle installazioni totali e gli impianti con potenza superiore ai 500 kWp solo l'1%, in termini di potenza installata le percentuali si capovolgono. Gli impianti di maggiore taglia sono in grado di produrre circa il 48% dell'energia complessiva (Figura 61).

Anche a livello provinciale la distribuzione è diversificata, con le province di Cuneo e Torino che ospitano circa il 61% della potenza complessivamente installata. La provincia di Cuneo, in particolare, detiene la quota maggiore di potenza installata (pari al 35%), che si concentra per il 50% negli impianti di taglia superiore ai 500 kWp. E' però la provincia di Alessandria ad avere la maggior incidenza di grandi impianti in termini di potenza (69%), seguita da Vercelli e Biella, rispettivamente al 57% e 56%. Per contro, il Verbano Cusio Ossola è la provincia in cui l'incidenza di piccoli impianti (inferiori a 20kWp) registra la percentuale più alta della potenza installata (42%).

Per quanto riguarda la numerosità di impianti, in tutte le province i piccoli impianti sono intorno al 90% delle installazioni totali con l'unica eccezione della provincia di Cuneo, nella quale gli impianti di taglia medio grande (superiore a 20 kWp) costituiscono quasi il 20% del totale.

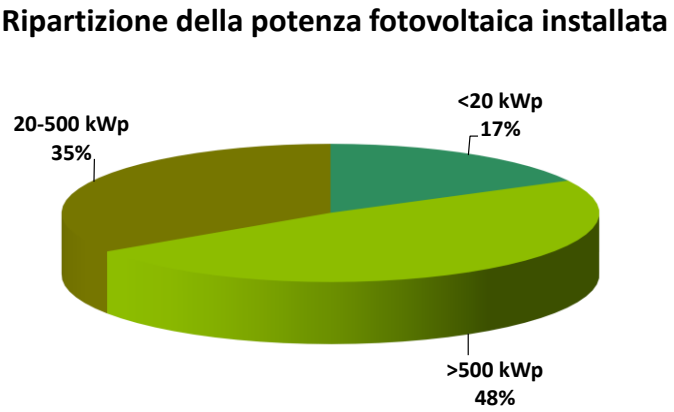


Figura 61 - Ripartizione della potenza fotovoltaica installata per taglia d'impianto (fonte dati: GSE)

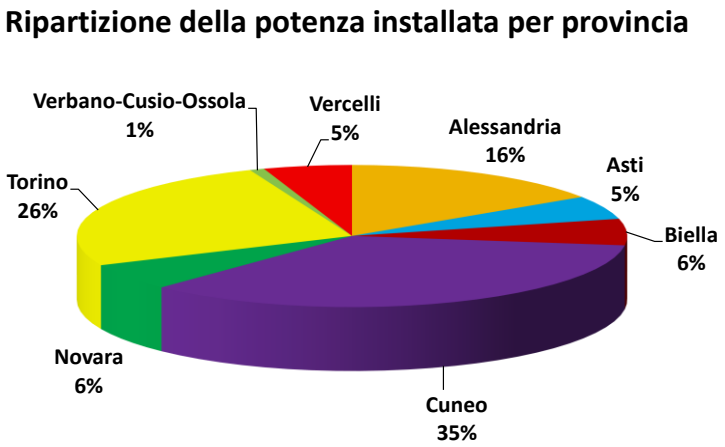


Figura 62 - Ripartizione della potenza installata per provincia (fonte dati: GSE)

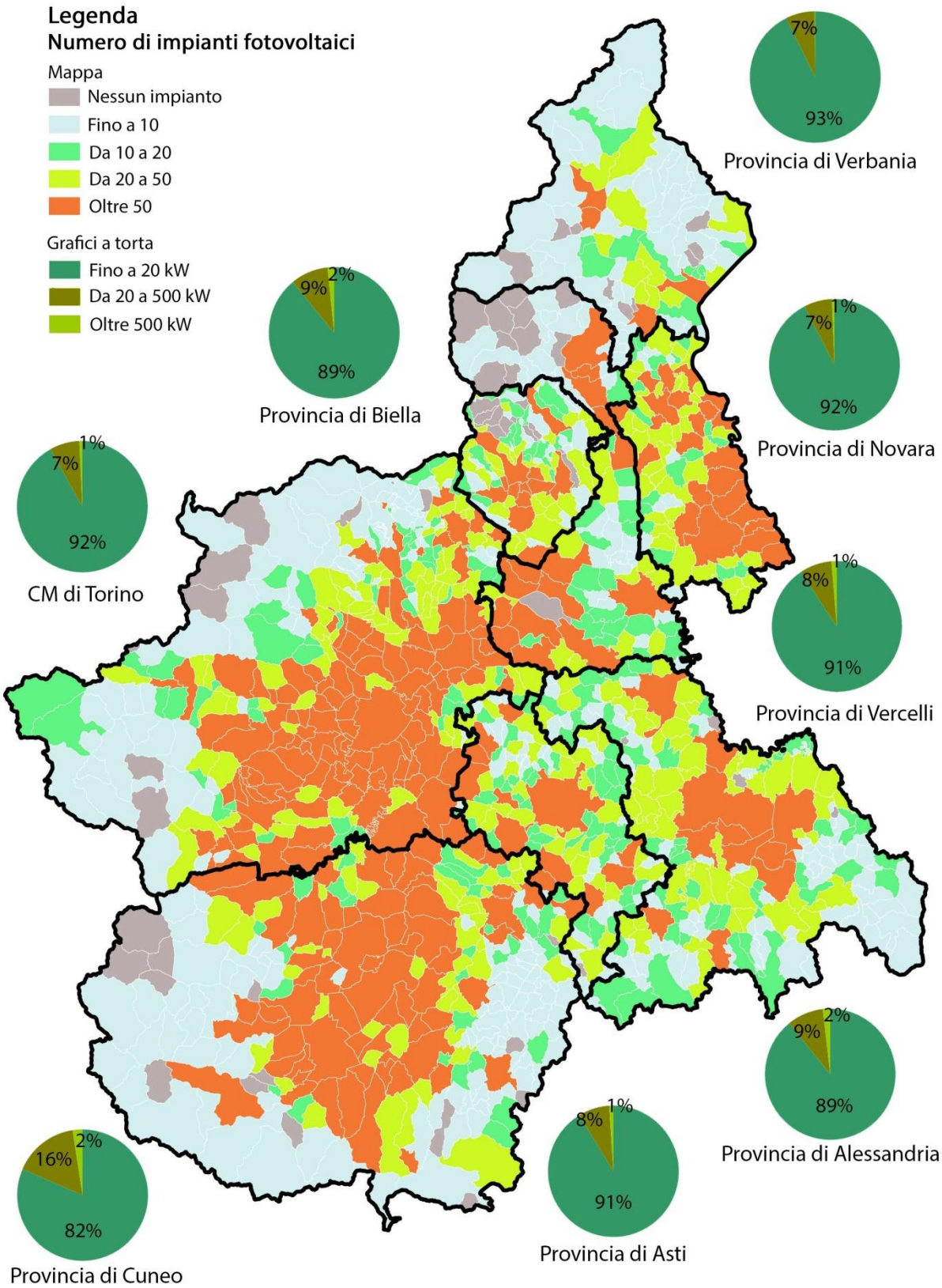


Figura 63 - La diffusione degli impianti fotovoltaici in Regione Piemonte (fonte dati: elaborazione Reg Piemonte su dati GSE)

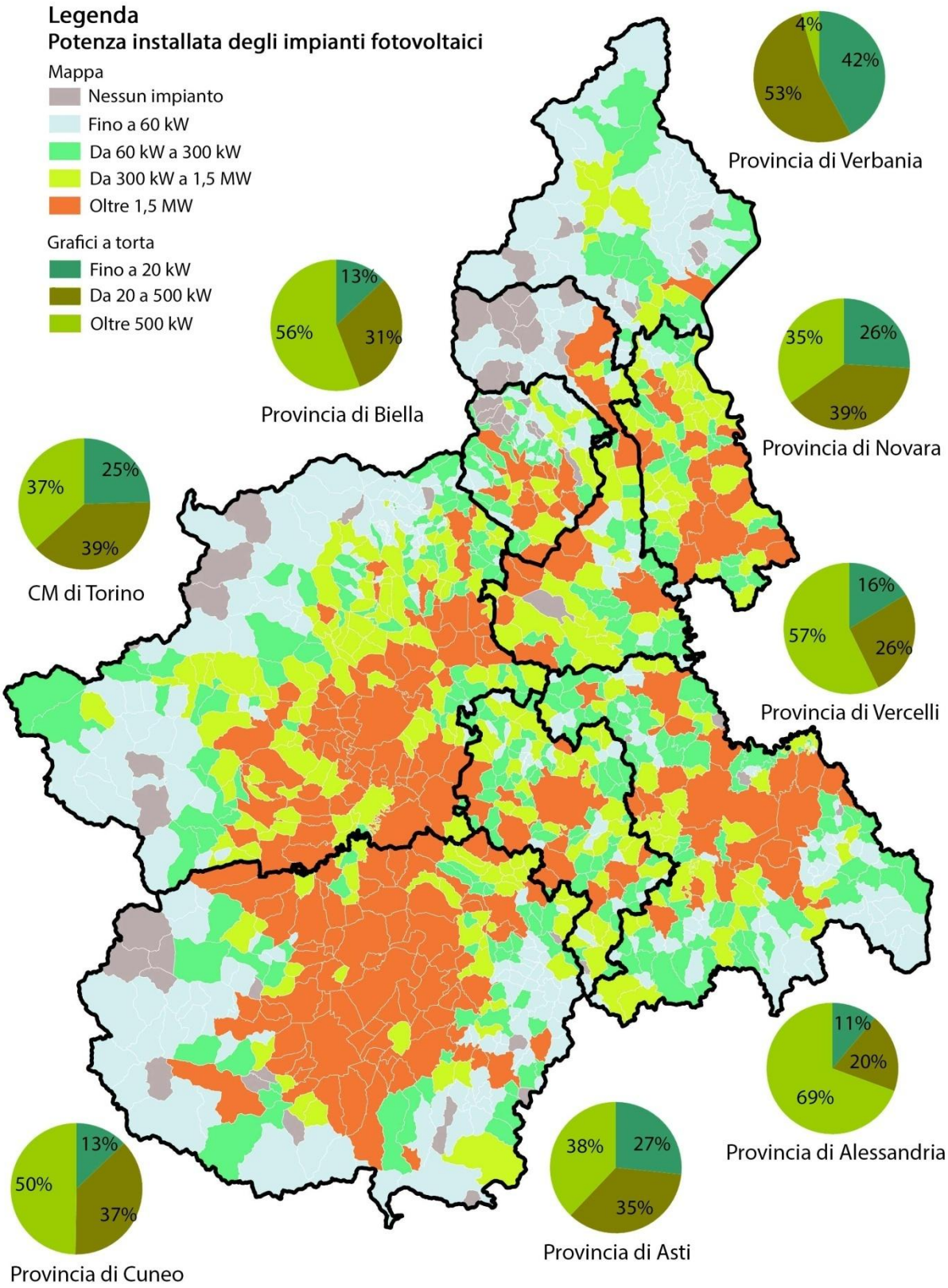


Figura 64 - Impianti fotovoltaici - potenza installata per provincia (fonte dati: elab. Regione Piemonte su dai GSE)

Come evidenziato all'inizio del paragrafo, la crescita delle installazioni fotovoltaiche sembra aver incontrato una battuta di arresto a seguito delle mutate condizioni di incentivazione degli impianti e di una serie di disposizioni normative tese a limitare la fattibilità degli impianti di grande taglia a terra. Il mercato però risulta essere ancora molto interessante con un numero di addetti del settore non trascurabile. Inoltre, a livello mondiale si assiste a una continua riduzione dei prezzi di installazione e a un progressivo aumento dell'efficienza media dei moduli introdotti sul mercato. L'efficienza dei moduli di silicio è infatti passata dal 12 al 17%, mentre i migliori moduli monocristallini hanno ormai rendimenti superiori al 24%. Secondo L'International Renewable Energy Agency il costo totale di installazione degli impianti fotovoltaici si ridurrà del 57% entro il 2025. Già negli ultimi anni si è osservato un calo dei prezzi compreso tra il 15 e il 30%. Questi elementi hanno reso nuove condizioni di convenienza per l'installazione degli impianti fotovoltaici, lasciando intravedere un nuovo rilancio del comparto. In un lasso di tempo medio-lungo, inoltre, si prevede un ulteriore slancio della tecnologia abbinata a sistemi di accumulo che possano garantire maggiore efficacia alla produzione locale, rendendola direttamente funzionali alle esigenze dei consumatori e favorendo la proliferazione di un sistema di generazione diffusa più governabile.

Esistono diverse elaborazioni di sviluppo tendenziale del mercato in Italia al 2030 con risultati molto divergenti. Si va dai 24 GW dello scenario di riferimento di uno studio RSE-Enea ai 49,5 GW dello scenario Entso-E Vision. Nella tabella sottostante, tratta dal rapporto pubblicato da RSE "Fotovoltaico: power to the people?" si riportano varie ipotesi di scenario per l'Italia.

Scenario	Potenza [GW]	Produzione [TWh]
ENEA_RSE "Riferimento"	24,1	29,0
ENEA_RSE "-36%"	34,6	46,2
PRIMES "Reference 2013"	28,2	44,4
ENTSO-E "Vision 1"	24,6	35,0
ENTSO-E "Vision 2"	37,4	53,3
ENTSO-E "Vision 3"	43,4	71,9
ENTSO-E "Vision 4"	49,5	80,2
EREC "Reference"	34,0	41,0
PRIMES "Energy [r]evolution"	44,0	53,0
GridTech	41,4	60,5

Tabella 18 - Ipotesi di scenario per l'evoluzione della produzione fotovoltaica

Ipotizzando un livello di crescita nazionale al 2030 medio tra i valori emersi dai vari scenari e pari a circa 36,8 GWp**,** si può procedere a ipotizzare uno scenario PEAR 2030 basato su tale indicazione tendenziale, che consentirà di raggiungere un livello di installazione di circa 3 GWp con un tasso annuo di incremento pari a circa il 6% e una produzione annua attesa pari a circa 306 ktep.

All'orizzonte temporale del 2020, invece, mentre nello scenario *Business as usual* si ipotizza una crescita lineare con il tasso di crescita medio registrato tra il 2013 e il 2015 (pari al 4%), nello scenario

PEAR 2020 si ipotizza un tasso di crescita leggermente superiore (pari al 5%) con una produzione annua attesa sensibilmente più alta di quella dello scenario BAU, ovvero pari a circa 190 ktep.

ktep	Scenario BAU	Scenario PEAR	
	2020	2020	2030
Solare fotovoltaico	181	190	306

Tabella 19 - Lo scenario PEAR per la produzione elettrica da fotovoltaico

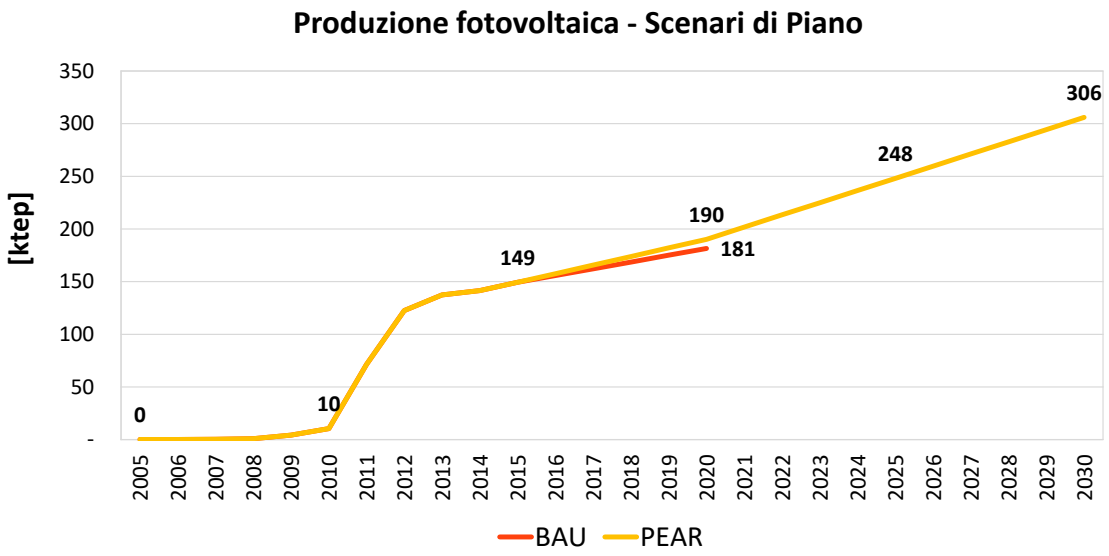


Figura 65 - La produzione fotovoltaica - scenari di piano (fonte dati: elab. Regione Piemonte)

Gli indirizzi

In linea con la corrente di pensiero che ha ritenuto di privilegiare lo sviluppo della produzione elettrica da fonte solare mediante impianti localizzati sui tetti degli edifici e sulle coperture di strutture produttive e terziarie (ad es. le strutture della grande distribuzione commerciale), gli indirizzi del PEAR affermano la preferenza per gli impianti che non comportano consumo di suolo, ad eccezione di quelli che prevedano il riutilizzo di aree almeno temporalmente gravate da vincoli di destinazione, quali ad esempio le discariche di rifiuti in fase di gestione *post mortem*, nonché per gli impianti realizzati sui tetti e sulle coperture accompagnati da azioni di bonifica rispetto alla presenza di amianto.

Per quanto afferisce agli impianti a terra, esauritosi progressivamente il periodo del vero e proprio *boom* di sviluppo, coinciso con l'epoca di vigenza degli incentivi delle diverse versioni del Conto Energia dello Stato, gli indirizzi di Piano tendono a privilegiare soluzioni che valorizzino superfici già impermeabilizzate in abbandono e non altrimenti utilizzabili, come ad esempio i piazzali delle aree industriali dismesse. In ogni caso, ai fini della localizzazione di tali tipologie d'impianti a terra, si conferma la validità dei criteri localizzativi di pre-pianificazione afferenti all'individuazione di

specifiche "aree inidonee" e di altrettante "aree di attenzione" approvati con Deliberazione della Giunta Regionale 14 dicembre 2010 in attuazione del paragrafo 17.3 delle *Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili*, di cui al decreto ministeriale 10 settembre 2010.

Nella fattispecie, si confermano le seguenti Aree inidonee approvate dalla D.G.R. n. 3-1183 del 14.12.2010:

- aree sottoposte a tutela del paesaggio e del patrimonio storico, artistico e culturale e specificamente i siti inseriti nel patrimonio mondiale dell'UNESCO, le aree interessate dai progetti di candidatura a siti UNESCO, i beni culturali e paesaggistici, le vette e crinali montani e pedemontani, i tenimenti dell'Ordine Mauriziano;
- aree protette nazionali di cui alla legge 394/1991 e Aree protette regionali di cui alla L.R. 12/1990 e alla L.R. 19/2009, siti di importanza comunitaria nell'ambito della Rete Natura 2000;
- aree agricole e specificamente i terreni agricoli e naturali ricadenti nella prima e seconda classe di capacità d'uso del suolo, le aree agricole destinate alla produzione di prodotti D.O.C.G. e D.O.C. e i terreni agricoli irrigati con impianti irrigui a basso consumo idrico realizzati con finanziamento pubblico;
- aree in dissesto idraulico e idrogeologico.

Per la specificazione delle aree su elencate si rimanda all'Allegato 1_Aree Inidonee.

Energia eolica

La produzione di energia eolica in Piemonte rappresenta una quota residuale della produzione elettrica complessiva. Di fatto l'energia contabilizzata come rinnovabile dal GSE è stata, nel 2015, pari a circa 30 GWh, prodotta in 16 impianti per una potenza complessiva poco inferiore ai 18 MW. Il comparto eolico è ancora limitato a pochi impianti di piccola taglia e nell'ultimo quinquennio la potenza installata non è variata in modo particolarmente significativo. Le aree di potenziale sviluppo della tecnologia sono, in buona parte, soggette a vincoli che ne impediscono lo sfruttamento.

Analogamente a quanto accade per l'energia idrica anche per l'eolico, il GSE prende in considerazione la produzione elettrica normalizzata per il monitoraggio del Burden Sharing. In questo caso, la procedura di normalizzazione viene effettuata su quattro anni (ove disponibili). L'energia eolica normalizzata per il Piemonte ammontava nel 2015 a meno di 30 GWh, pari a 2,5 ktep. Gli scenari evolutivi illustrati in seguito si basano proprio sull'energia normalizzata e non su quella effettiva registrata di anno in anno.

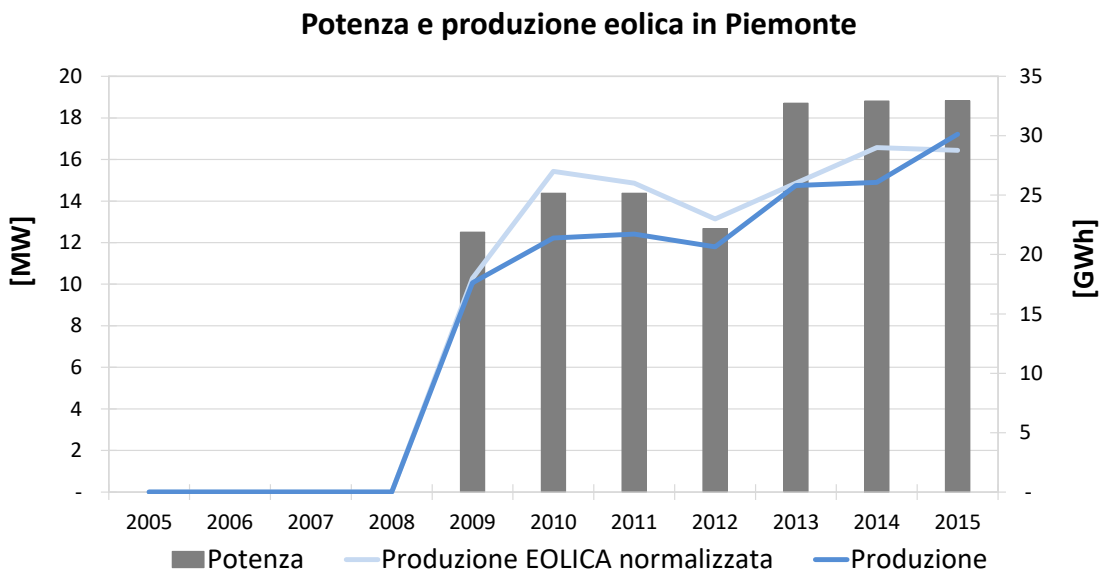


Figura 66 - Potenza e produzione eolica in Piemonte (fonte dati: GSE)

Nel corso degli anni il numero di ore annue equivalenti di funzionamento degli impianti è rimasto abbastanza costante (intorno alle 1500 ore), con valori compresi tra 1400 e 1600 ore. Il dato di potenza media degli impianti, invece, attualmente di poco superiore al MW è sensibilmente diminuito nel corso degli anni. La situazione è dovuta al fatto che il primo impianto installato, nella provincia di Cuneo, aveva una taglia (12,5 MW) decisamente superiore a quelli realizzati nel corso degli anni successivi. Negli ultimi due anni sono stati installati solo impianti di minieolico (in totale sei impianti con una potenza complessiva di 113 kW). Affinché il comparto eolico in Piemonte possa dare in futuro un contributo significativo alla produzione elettrica da fonti rinnovabili vanno sicuramente ridiscussi alcuni vincoli normativi, diversi da quelli più tradizionalmente ostativi, che

contribuiscono ad impedirne la realizzazione in aree potenzialmente interessanti dal punto di vista anemologico.

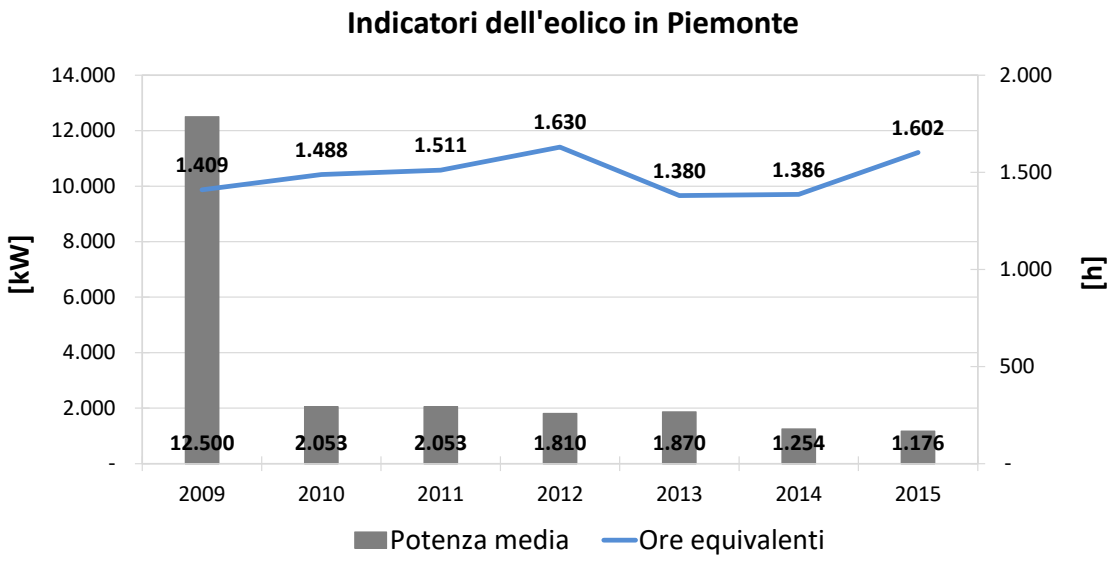


Figura 67 - Indicatori dell'eolico in Piemonte (fonte dati: elab. Regione Piemonte su dati GSE)

Ad oggi il parco di generazione eolico si distribuisce sul territorio Piemontese in modo alquanto eterogeneo. Solo le province di Alessandria, Asti, Cuneo e Torino ospitano impianti. La Città Metropolitana di Torino, con otto impianti in esercizio, è il territorio che ne presenta il maggior numero. Per contro, quella di Cuneo, con i 18 MW installati, è la provincia che concentra la maggior produzione elettrica annua.

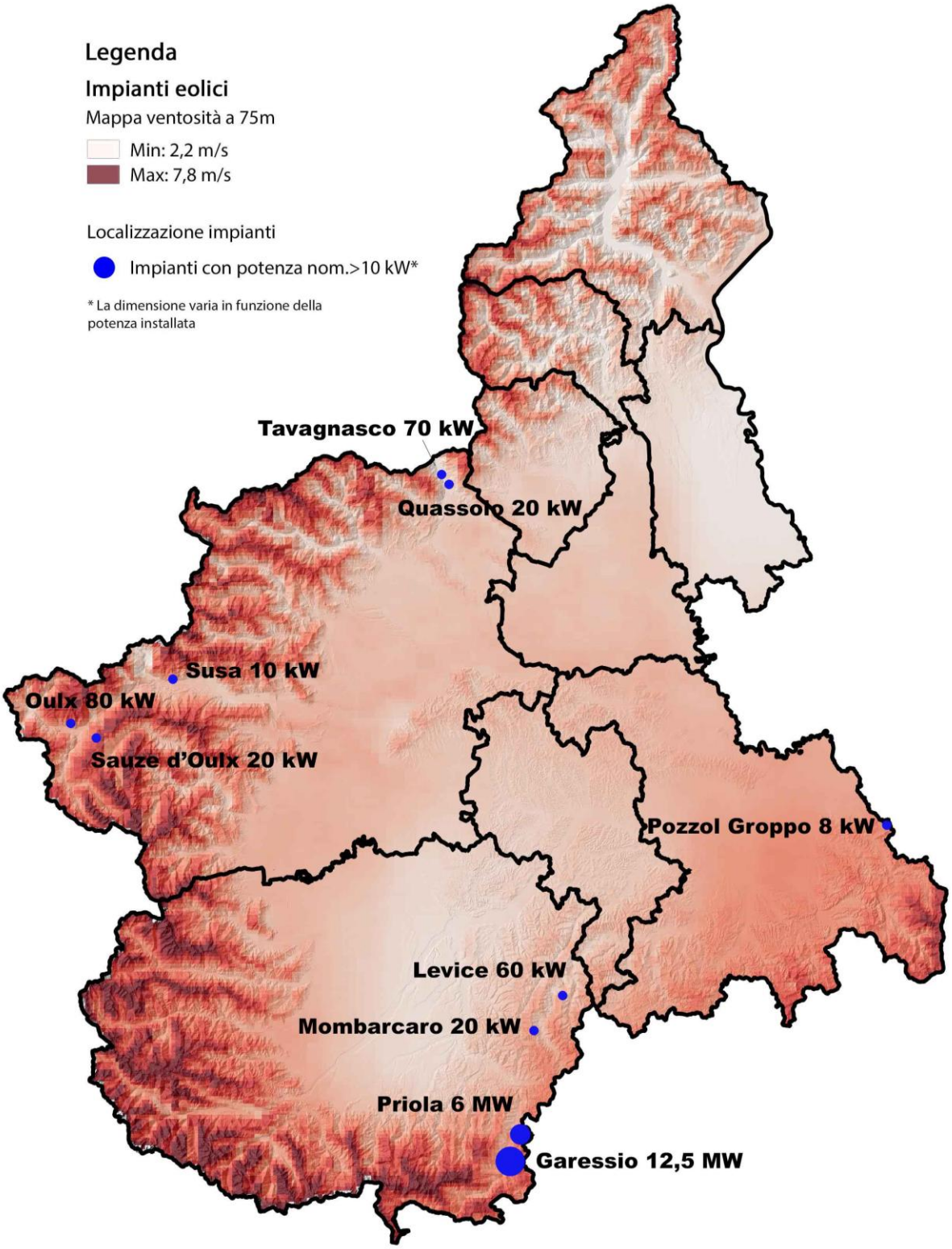


Figura 68 - La localizzazione degli impianti eolici in Regione Piemonte (fonte dati: GSE)

Per quanto riguarda la stima degli scenari evolutivi agli orizzonti temporali del 2020 e 2030, si fa riferimento, come di sopra accennato, ai dati di produzione normalizzata.

Nella definizione dello scenario BAU 2020 è stato previsto un modesto sviluppo della produzione eolica su valori annui d'incremento pari a quelli registratisi nel quinquennio 2010-2015 sulla base della media delle ore di funzionamento degli impianti; viceversa, lo scenario PEAR 2020 prevede un valore obiettivo normalizzato pari a 8 ktep, in ragione della previsione di un incremento pari a circa un ktep annuo. Nello scenario di Piano al 2030 è stata ipotizzata una ulteriore crescita significativa con un obiettivo di 22 ktep, il cui raggiungimento è ritenuto possibile anche in ragione delle *aree di sviluppo della fonte eolica* più oltre individuate.

ktep	Scenario BAU	Scenario PEAR	
	2020	2020	2030
Energia eolica	4	8	22

Tabella 20 - Lo scenario PEAR per la produzione elettrica da eolico

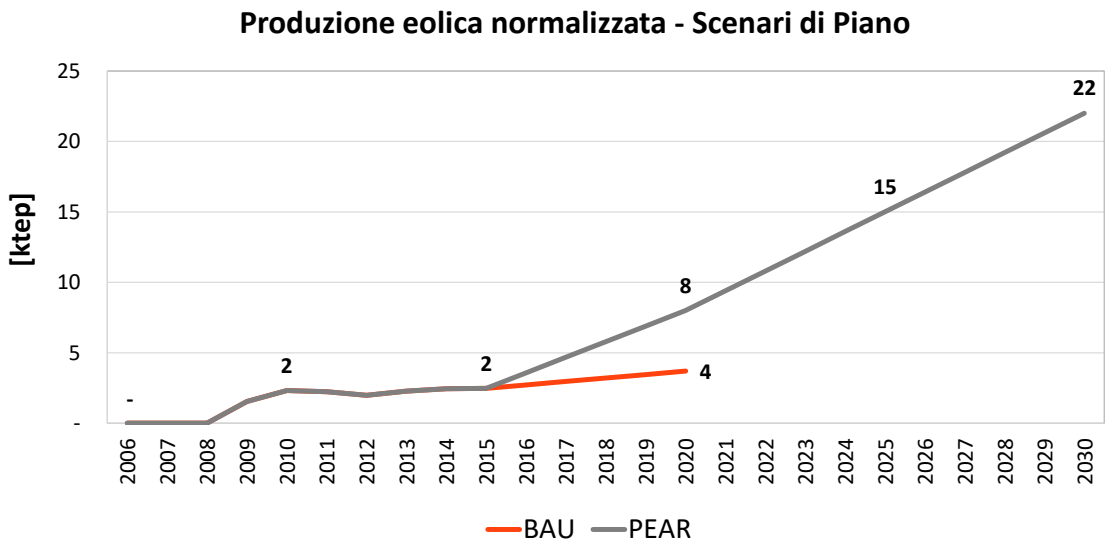


Figura 69 - La produzione eolica normalizzata - scenari di piano (fonte dati: elab. Regione Piemonte)

Gli indirizzi

Contrariamente a quanto si è soliti pensare, guardando al Piemonte come area del bacino padano tradizionalmente caratterizzata da calme di vento, il territorio regionale non è così sprovvisto di risorsa sotto il profilo delle condizioni anemologiche di minima fattibilità tecnico-economica per il funzionamento di aerogeneratori. Infatti, a fronte dell'estesa area delle pianure risicole e cerealicole regionali, dove l'assunto di base viene ampiamente confermato, il territorio regionale, al netto dei territori assoggettati a particolari misure di tutela paesaggistica e ambientale[28], presenta ampie

[28] *Crinali montani*: all'art.13 "Aree di montagna" comma 12 delle NdA del Piano Paesaggistico Regionale, viene indicato che "nell'intorno di 50 metri per lato […] dai sistemi di crinali montani principali e secondari […] è vietato ogni intervento di trasformazione […] fatti salvi gli interventi necessari per la produzione di energia […] qualora sia dimostrato il rilevante interesse pubblico dell'impianto e l'intorno di 50 metri per lato […] dai sistemi di crinali in cui sorge l'impianto non ricada

porzioni di territorio montano e pedemontano caratterizzate da crinali e aree vallive in cui possono riscontrarsi condizioni anemologiche di interesse per gli operatori del settore. Sulla base della georeferenziazione dei vincoli menzionati è stata realizzata la carta di seguito rappresentata contenente, oltre ai principali fattori ostativi alla localizzazione di un impianto eolico di taglia industriale (potenza > 200 kW), le aree ad elevato potenziale eolico[29].

altresì in aree e immobili individuati ai sensi degli articoli 134, comma 1, lettere a. e c. del Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio.

Aree sottoposte a vincolo ai sensi del Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio: all'art.134 "Beni paesaggistici", comma 1, lettere a. e c. del Codice vengono individuati "gli immobili e le aree di cui all'art.136" [ovvero Immobili ed Aree di notevole interesse pubblico, di fatto ricompresi nei beni di cui alla legge 1497 del 1939] e "gli ulteriori immobili ed aree specificamente individuati a termini dell'art.136 e sottoposti a tutela dai piani paesaggistici previsti dagli articoli 143 e 156" [ovvero le aree individuate dal Decreto Ministeriale 01/08/1985 definito "Galassini"].

Zone ZPS: si tratta di Zone di Protezione Speciale istituite ai sensi della Direttiva 2009/147/CE "Uccelli", concernente la conservazione degli uccelli selvatici e rientranti all'interno del più ampio sistema di aree tutelate ricomprese nella Rete Natura 2000.

[29] L'individuazione delle *aree ad elevato potenziale eolico* è avvenuta attraverso l'utilizzo delle mappe dell'atlante eolico interattivo messe a disposizione da RSE al seguente indirizzo web (http://atlanteeolico.rse-web.it/). In particolare sono state utilizzate le due mappe relative:

- alla velocità media annua del vento a 75 metri di quota espressa in metri al secondo;
- alla producibilità specifica a 75 metri di quota, espressa in ore teoriche di funzionamento annuo degli impianti.

Sono stati utilizzati i dati relativi alla quota di 75 metri sul livello del terreno, poiché si può assumere che gli impianti eolici abbiano mediamente un'altezza delle pale compresa tra 50 e 100 metri s.l.t. Per entrambi i parametri considerati si è deciso inoltre di imporre due soglie per identificare l'elevato potenziale: per la velocità media annua del vento sono state selezionate le aree del territorio regionale con un valore superiore a 5 m/s, mentre per la producibilità specifica si è utilizzata una soglia di 1.500 ore teoriche annue di funzionamento. Le aree ad elevato potenziale sono quelle che superano entrambe le soglie.

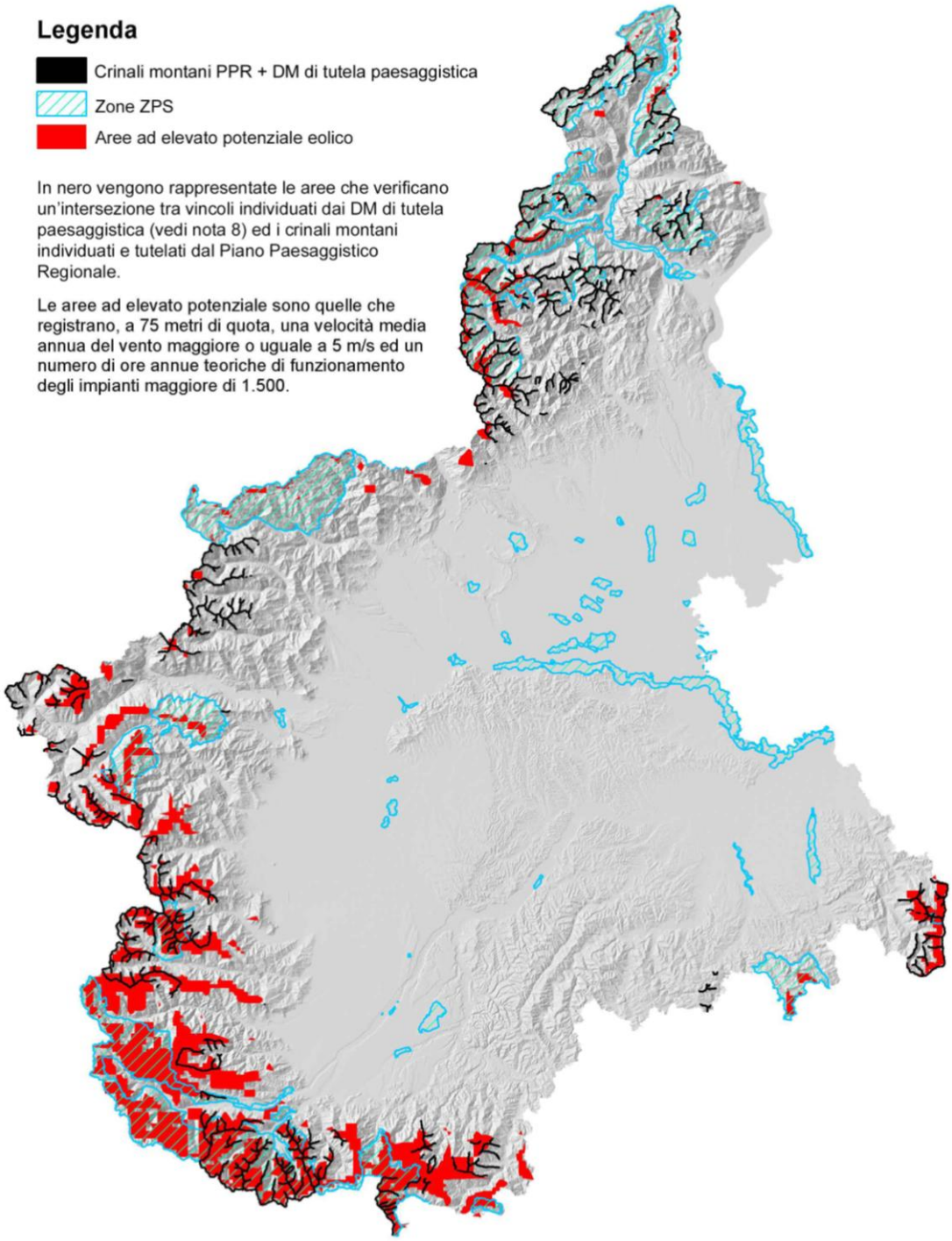


Figura 70 - Individuazione delle aree ad elevato potenziale eolico

La sovrapposizione delle aree ad elevato potenziale ai vincoli ostativi sopra descritti, rappresentati graficamente nella precedente figura, evidenzia tutte le porzioni del territorio regionale che non possono essere "sfruttate" ai fini della produzione eolica, in virtù della presenza di ambiti ad elevato valore ambientale, paesaggistico e naturale. Viceversa, laddove non vi sia sovrapposizione (*aree di sviluppo della fonte eolica*), è possibile immaginare che possa approfondirsi, pur al netto delle *aree inidonee* di cui al successivo Allegato n. 1, una progettualità per lo sfruttamento a fini energetici della

risorsa vento. Tali aree, rappresentate nella figura seguente, pur presentando un'estensione molto più limitata (97.000 Ha) rispetto alla totalità (179.000 Ha), costituiscono un insieme di territori di dimensioni significative, prevalentemente localizzati nelle province di Cuneo, Torino e Alessandria.

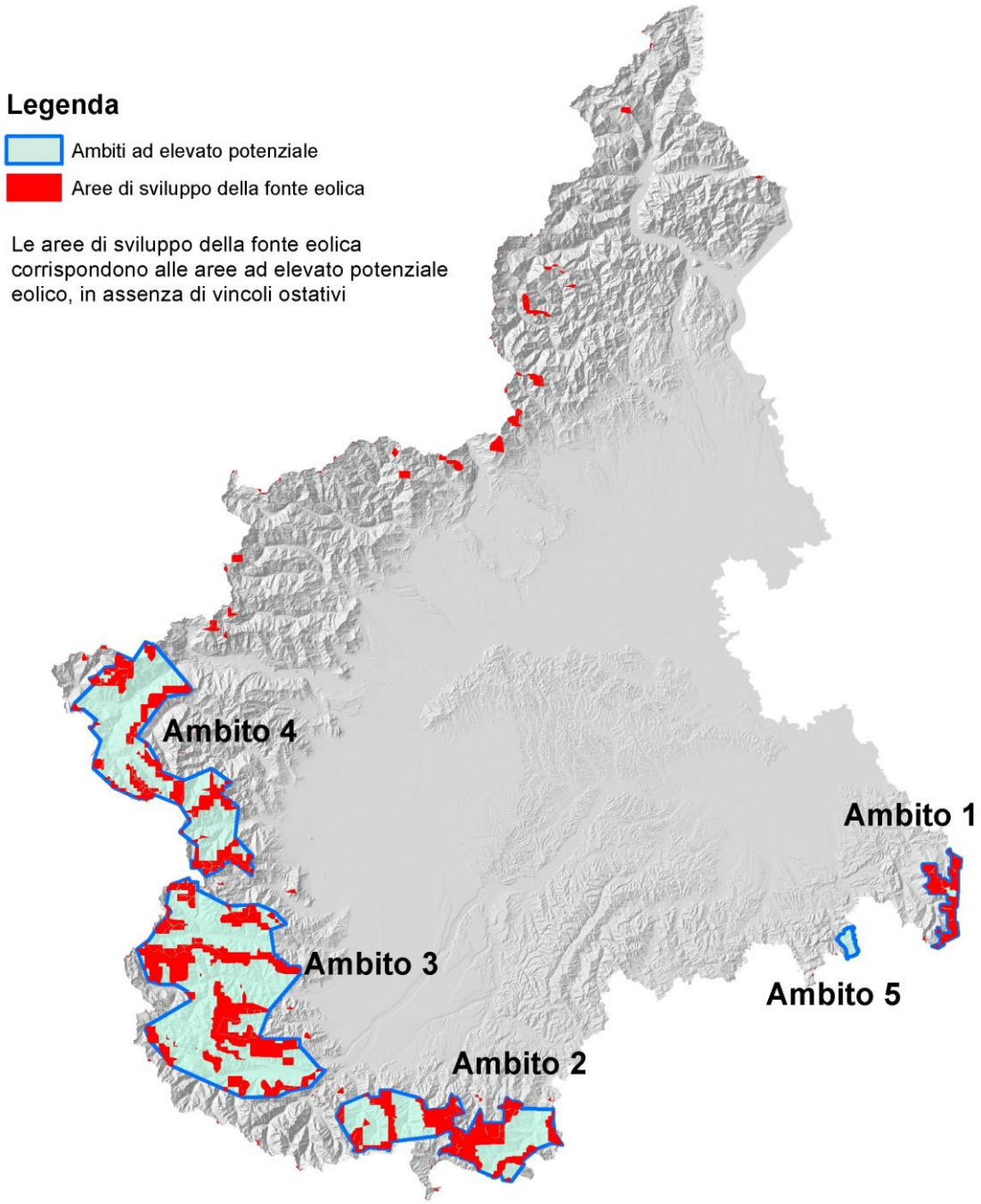
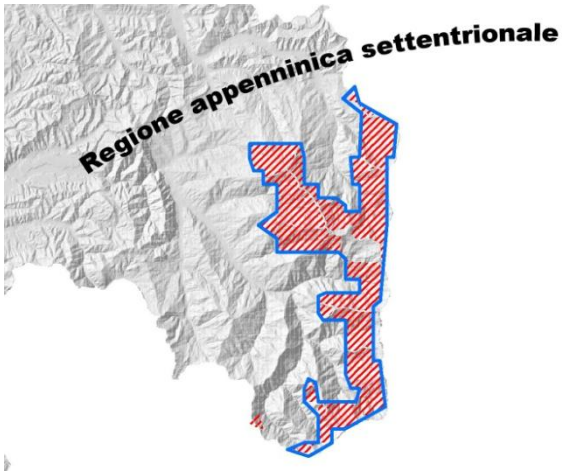
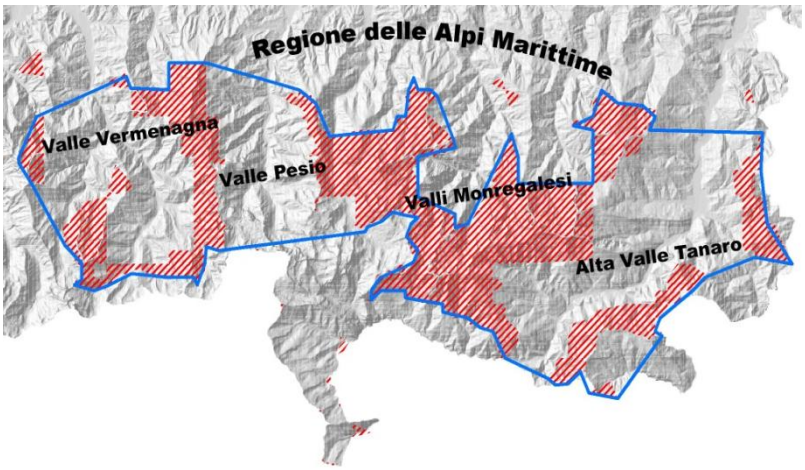


Figura 71 - Identificazione delle aree di sviluppo della fonte eolica

L'identificazione e la successiva analisi delle *aree di sviluppo della fonte eolica* ha poi consentito di selezionare cinque specifici *ambiti strategici* per lo sviluppo della generazione eolica in Piemonte, ovvero porzioni estese di territorio regionale al cui interno si riscontrano le condizioni di elevato

potenziale eolico e di assenza di condizioni ostative (aree con tratteggio rosso), tali da rendere lo sfruttamento della risorsa vento una reale opzione di Piano, meritevole di essere approfondita nelle successive fasi di valutazione dei singoli progetti stabilite dalle norme. Oltre ai primi quattro ambiti, identificati in figura 71, ottenuti mediante l'applicazione della procedura cartografica descritta, viene aggiunto l'ambito 5, in seguito alle osservazioni pervenute da ANEV[30], che evidenzia la presenza di un'area particolarmente vocata, sita nel Comune di Fraconalto. Tale evidenza risulta documentata mediante la restituzione dei dati certificati registrati da un anemometro.

Di seguito, gli *ambiti strategici* sono ulteriormente dettagliati sia in termini di localizzazione geografica, sia in termini di estensione delle aree ad elevato potenziale.

Ambiti	
	***Ambito 1 - Appennino settentrionale alessandrino*** Con tratteggio rosso le aree di sviluppo della fonte eolica. *Estensione delle aree = 5.993 ettari*
	***Ambito 2 - Regione delle Alpi Marittime*** Alta Valle Tanaro, Valli Monregalesi, Valle Pesio, Valle Vermenagna Con tratteggio rosso le aree di sviluppo della fonte eolica. *Estensione delle aree = 20.787 ettari*

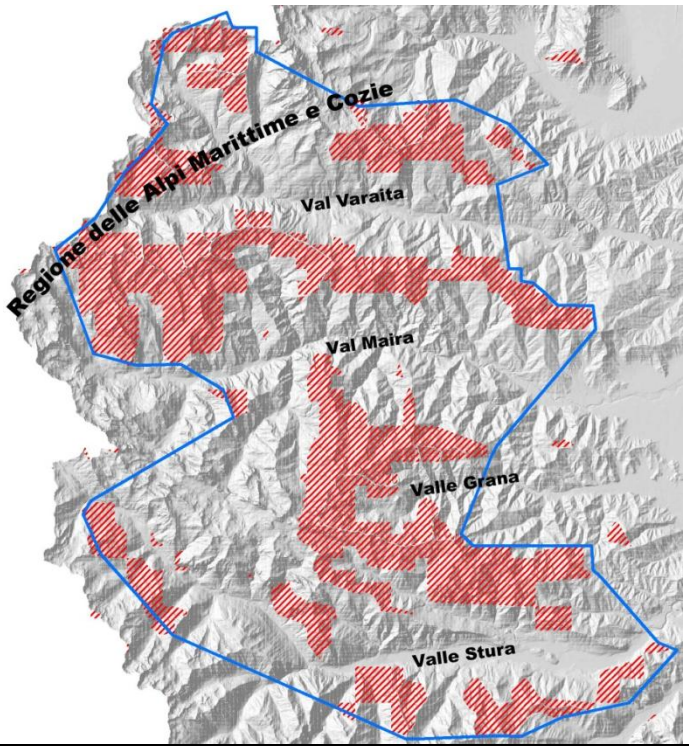
30 ANEV = Associazione Nazionale Energia del Vento

Ambito 3 - Regione delle Alpi Marittime e Cozie

Valle Stura, Alta Valle Grana, Val Maira, Val Varaita

Con tratteggio rosso le aree di sviluppo della fonte eolica.

Estensione delle aree = 38.920 ettari

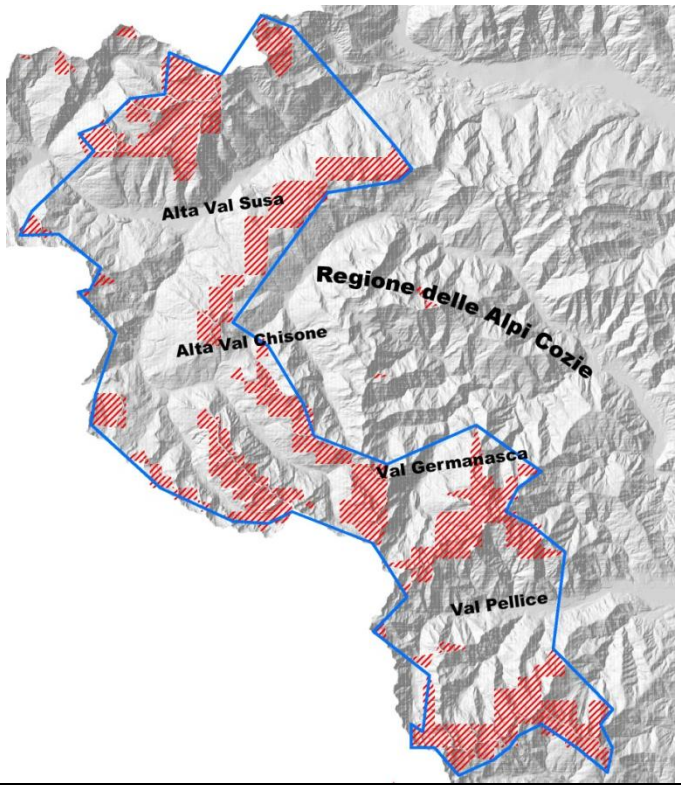


Ambito 4 - Regione delle Alpi Cozie

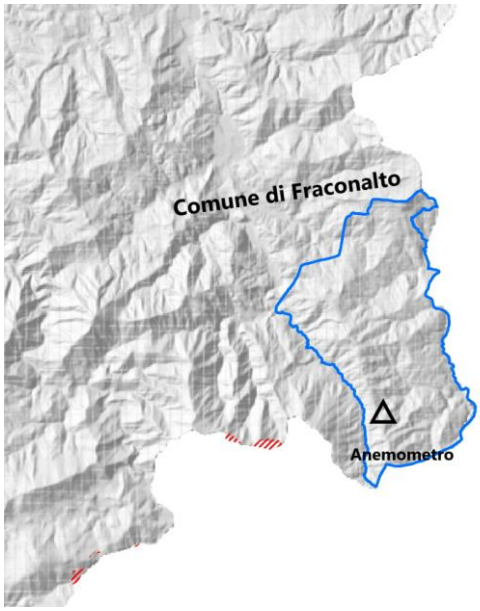
Alta Valle Susa, Alta Val Chisone, Val Germanasca, Alta Val Pellice

Con tratteggio rosso le aree di sviluppo della fonte eolica.

Estensione delle aree = 20.941 ettari



Ambito 5 – Appennino settentrionale alessandrino (Comune di Fraconalto)



Comune di Fraconalto

L'area in questione coincide con un sito puntuale (crinale tra il monte Poggio e il monte Calvo) in Comune di Fraconalto, su cui è localizzato un anemometro. I dati anemometrici sono certificati e sono relativi al quinquennio 2012-2017. Essi indicano una velocità media del vento pari a 6,2 m/s e più di 3.000 ore equivalenti.

Si tratta dell'area apicale delle valli Curone e Borbera (Ambito strategico 1) nell'Appennino alessandrino ai confini con le province di Pavia, Piacenza e Genova. Quindi, dell'area delle Alpi Marittime (Ambito strategico 2) innervata dalle valli Tanaro, Casotto, Ellero, Pesio e Vermenagna in provincia di Cuneo ai confini con le province di Savona e Imperia e con la Francia. Si tratta ancora dell'area tra le Alpi Marittime e le Alpi Cozie (Ambito strategico 3) contrassegnata dalle valli cuneesi Stura, Grana, Maira e Varaita. Infine, dell'area delle Alpi Cozie torinesi (Ambito strategico 4) caratterizzata dalle valli Pellice, Germanasca e alte Valli Chisone e Susa di sotto rappresentata, nonché di un'area puntuale sita in Comune di Fraconalto (Ambito strategico 5) ancora nell'Appennino alessandrino.

Oltre alle aree di crinale di sopra rappresentate, appaiono poi significative per lo sviluppo del minieolico (P >60<200 kW) e microeolico (P >0<60 kW) anche i territori situati nei fondovalle che caratterizzano il territorio regionale. Si tratta spesso di aree di ampiezza e lunghezza non trascurabile, contraddistinte da brezze anche di marcata intensità, e come tali, idonee all'installazione di aerogeneratori di più piccola taglia.

L'insieme di tali potenzialità, ove sfruttata a fini di generazione eolica, potrebbe raggiungere livelli di produzione capaci di soddisfare fino all'1% del fabbisogno elettrico del sistema regionale (circa 250-270 GWh/anno), in una logica di piena ripartizione dello sforzo di conseguimento degli obiettivi al 2030 sul mix di fonti disponibili.

La generazione eolica, pur utilizzando una fonte rinnovabile e pulita al pari del sole e dell'acqua, incontra numerosi detrattori in ragione del soggettivo impatto visivo determinato dagli aerogeneratori sul paesaggio circostante, della potenziale influenza sugli spostamenti dell'avifauna di passo e stanziale, nonché del ronzìo prodotto dalla rotazione delle pale, avvertibile a qualche centinaio di metri di distanza. Queste sono le criticità principali, in ragione delle quali svariati progetti

di sviluppo in Piemonte, anche di precipuo interesse energetico-ambientale, non hanno ottenuto fino ad oggi parere positivo nelle istruttorie tecniche correlate alle valutazioni di impatto ambientale.

Nella consapevolezza che gli sfidanti obiettivi di sviluppo delle FER al 2030 possano essere conseguiti solo a condizione che ogni fonte, ciascuna per le proprie potenzialità, contribuisca in quota parte senza preclusioni ostative di sorta, il Piano pone con forza il tema dell'interesse pubblico prevalente, anche di natura ambientale, correlato allo sviluppo della generazione eolica in Piemonte. In tal senso, si accolgono con soddisfazione le dichiarazioni contenute nella Strategia Energetica Nazionale (SEN) 2017 che richiamano l'esigenza di un riesame dei contenuti delle Linee guida per il corretto inserimento degli impianti eolici nel paesaggio.

Più in generale, si rileva la necessità di definire una metodologia di valutazione dei progetti capace di riconoscere, sulla scorta di un'analisi costi-benefici, l'interesse pubblico prevalente anche di natura ambientale correlato alla realizzazione di progetti di tale fattispecie negli ambiti territoriali di sopra definiti, riconoscendo agli stessi nel corso del processo valutativo l'importante valore aggiunto nella mitigazione dei cambiamenti climatici. L'esigenza di dotarsi di strumenti valutativi, quali l'analisi costi-benefici, che consentano al decisore pubblico di ricavare informazioni utili nell'individuazione dell'interesse pubblico prevalente, e garantendo una scelta più consapevole nell'eventuale superamento di alcuni vincoli territoriali e ambientali discende poi anche dalla necessità di compensare il mancato o ridotto contributo di altre fonti rinnovabili[31].

Nello specifico, poi, gli indirizzi di Piano individuano negli ambiti strategici sopra rappresentati, al netto dei principali vincoli ostativi vigenti, le aree preferenziali per la generazione eolica in Piemonte, territorialmente circoscritte, ma caratterizzate da condizioni di fattibilità tecnico-economica per gli impianti industriali (>200 kW). In tali aree, al netto di una verifica di insussistenza di residue condizioni di inidoneità (*aree inidonee*, di cui all'Allegato 1) e della coerenza con le disposizioni normative e prescrittive del Ppr, potrà essere valutata la realizzazione di parchi eolici, atteso il riconoscimento del prevalente interesse pubblico sotto il profilo della generazione elettrica.

Per quanto riguarda, invece, gli impianti di più piccole dimensioni, quali il minieolico (>60 kW e <200 kW) e il microeolico (> 0 kW e < 60 kW), quest'ultimo non soggetto alle attuali limitazioni in aree caratterizzate dalla presenza di vincoli paesaggistici istituiti con decreto ministeriale, l'indirizzo di Piano prevede di promuoverne lo sviluppo soprattutto nelle aree di fondovalle, al fine di sfruttare i costanti regimi termici di brezza.

Infine, con riferimento ai nuovi progetti d'impianto sono stabiliti criteri localizzativi sotto forma di "*aree inidonee*" e di "*aree di attenzione*" per lo sviluppo di una nuova progettualità eolica nel territorio della regione Piemonte.

Sono individuati come non idonei all'installazione e all'esercizio di impianti per la produzione di energia elettrica alimentati dalla fonte eolica le aree di seguito sintetizzate:

- parti delle aree sottoposte a tutela del paesaggio e del patrimonio storico, artistico e culturale;

[31] Tra queste, si evidenziano in primo luogo le biomasse, la cui contrazione delle possibilità di utilizzo in Piemonte, per ragioni di salute pubblica legate alle emissioni di inquinanti in atmosfera, necessita obiettivamente di opportuni recuperi di producibilità energetica da altre fonti non caratterizzate da processi di combustione.

- i siti inseriti nel patrimonio mondiale dell'UNESCO (Sacri Monti, Residenze Sabaude e paesaggi vitivinicoli Langhe-Roero e Monferrato);
- le aree in dissesto idraulico e idrogeologico;
- le aree importanti per l'avifauna (ZPS), aree caratterizzate dalla presenza di colonie di chirotterofauna (SIC, ZSC, …);
- i terreni agricoli irrigati con impianti irrigui a basso consumo idrico realizzati con finanziamento pubblico e terreni classificati dai PRGC vigenti a destinazione d'uso agricola e naturale ricadenti nella prima e seconda classe di capacità d'uso dei suoli.

Per la specificazione delle caratteristiche delle *"aree inidonee"* sopra elencate, nonché per la illustrazione delle "*aree di attenzione*", si rimanda all'Allegato 1_Aree Inidonee.

Infine, si sottolinea l'esigenza di favorire un'armonizzazione delle disposizioni localizzative nelle aree di confine con le regioni Liguria e Lombardia, al fine di uniformare il più possibile normative e approcci valutativi differenti.

Le FER termiche

Biomassa termica

Il comparto delle biomasse è alquanto diversificato. Secondo la ripartizione proposta dal GSE, le biomasse si classificano in biomassa solida (suddivisa tra settore residenziale e non), frazione biodegradabile dei rifiuti, bioliquidi e biogas o biometano immesso in rete. A queste voci si può aggiungere la voce "calore derivato" prodotto da rinnovabili che è quasi esclusivamente generato dalla combustione di biomassa. L'insieme delle voci di cui sopra, rappresenta, con i 769 ktep consumati nel 2015, oltre l'80% dell'intero comparto "fonti rinnovabili termiche". Tra le varie forme di biomassa, quella solida rappresenta l'82% del totale e il calore derivato oltre il 16%, lasciando a circa l'1,3% il contributo fornito dalle altre forme di utilizzo di biomassa. Il presente paragrafo si concentrerà pertanto principalmente sulla combustione della biomassa solida (legna da ardere, pellet e cippato).

Nel 2014 l'ISTAT ha condotto un'importante indagine statistica[32] che ha portato a rivedere in modo sostanziale i dati attribuiti ai consumi di biomassa e, in particolare, alla combustione della biomassa solida in ambito domestico. Da stime iniziali pari a circa 2 Mtep si è passati a valori compresi tra 5 e 7 Mtep a livello nazionale. Ne è conseguito che il target fissato al 2020 nel Piano d'Azione Nazionale (pari a 5,2 Mtep) per questo specifico comparto è risultato essere ampiamente superato e, di fatto, poco significativo, proprio a seguito dell'adeguamento statistico.

Al Piemonte, è stato attribuito un dato di circa 630 ktep, pari a poco meno del 10% del mercato nazionale. Il dato presenta una certa variabilità annuale in funzione delle condizioni climatiche e dei gradi-giorno dell'anno di riferimento. In ogni caso il consumo di 632 ktep del 2015 è in linea con quanto registrato negli ultimi quattro anni[33].

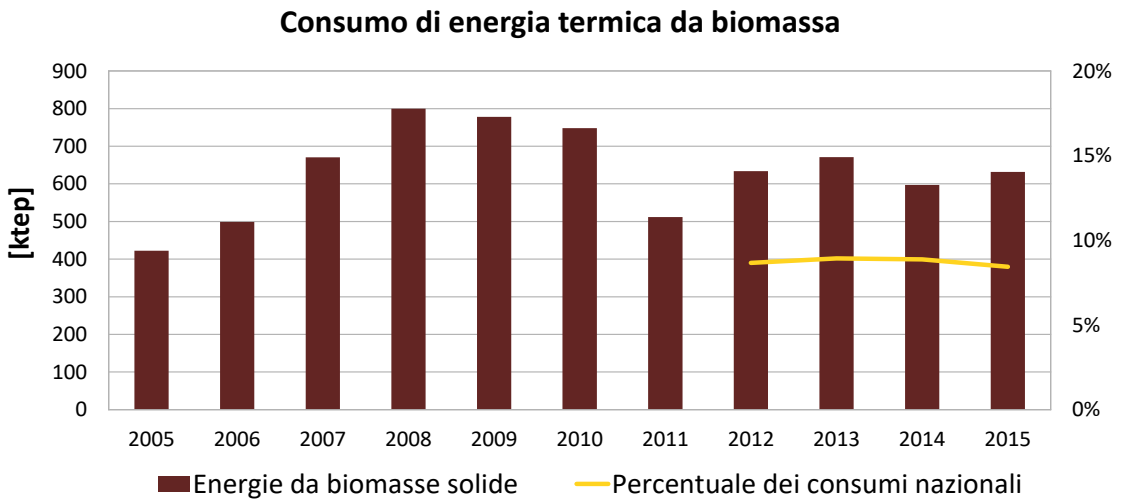


Figura 72 - Consumo di energia termica da biomassa (fonte dati: GSE)

[32] I consumi energetici delle famiglie - http://www.istat.it/it/archivio/142173

[33] Nel grafico riportato in Figura 72 i dati antecedenti al 2012 sono stimati sulla base dei dati nazionali, applicando la quota media del mercato piemontese (pari a 9,84%), calcolato nel quadriennio.

Per la combustione di biomassa solida, il contributo dei settori non afferenti alle residenze private è inferiore al 2%, a evidenza del fatto che l'utilizzo della biomassa è un fenomeno particolarmente diffuso sul territorio e parcellizzato, poco gestibile in modo centralizzato con conseguenti importanti risvolti circa la sostenibilità del suo utilizzo, per effetto, principalmente, delle emissioni di polveri sottili.

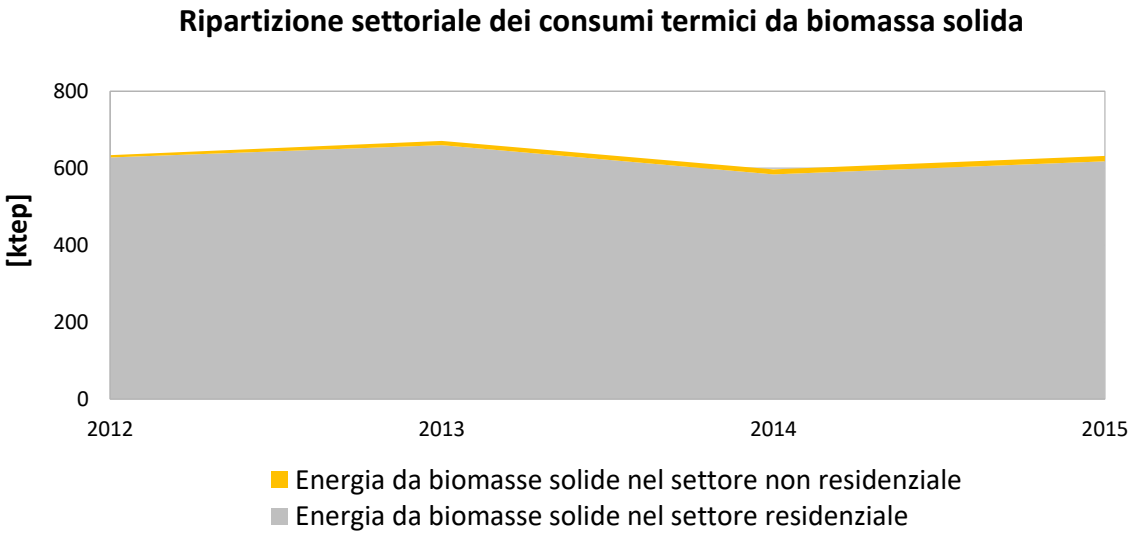


Figura 73 - Il consumo di energia termica da biomassa solida per settore (fonte dati: GSE)

Premesso che il target fissato a livello nazionale per la biomassa solida è superato nei fatti, diventa strategico, a livello regionale ipotizzare scenari più realistici e calibrati sugli indirizzi di pianificazione.

Nello scenario BAU si ipotizza un valore obiettivo complessivo pari a 718 ktep al 2020 in ragione dell'attesa di mantenimento per gli anni 2017-2020 di un trend di crescita sostenuto, sebbene in lieve flessione rispetto agli anni precedenti in ragione delle difficoltà di approvvigionamento della risorsa a costi concorrenziali. Le motivazioni che supportano tale previsione sono: la permanenza del trend di sostituzione del GPL con il pellet; l'evoluzione dei rendimenti termici degli impianti; il permanere di condizioni di concorrenzialità del prezzo della legna rispetto a quello dei combustibili fossili; infine, la previsione di un non trascurabile contributo derivante dalla produzione di biometano, in ragione del carattere strategico riconosciuto dall'UE a tale fonte. Lo scenario PEAR 2020, invece, evidenzia l'effetto della prima implementazione delle politiche attese per il miglioramento della qualità dell'aria. Tale effetto si esplica soprattutto nella limitazione attesa nell'utilizzo di biomasse solide nel settore residenziale (- 60 ktep, pari ad una riduzione di circa 8,6% rispetto al valore BAU), parzialmente compensata dal forte incremento relativo nel settore della produzione di biometano (+ 150%), condizionatamente al varo di un quadro di incentivazioni nazionali che si rivelino efficaci a supportare sia lo sviluppo di nuovi impianti, sia la trasformazione di impianti esistenti per la produzione di biogas.

Nello scenario PEAR 2030 si palesano in tutta la loro forza gli effetti delle misure di qualità dell'aria che saranno adottate per consentire il rientro dalla procedura di infrazione comunitaria. Il valore del contributo delle biomasse solide nel settore residenziale è previsto in forte discesa (450 ktep), con

una riduzione pari al 28,6% rispetto al corrispondente valore dello scenario PEAR 2020. Viceversa di segno fortemente positivo risulta essere il trend della produzione di biometano con un sostanziale raddoppio rispetto al valore 2020. Tale crescita appare tuttavia subordinata al consolidamento negli anni di un quadro di incentivazioni basato sul sostanziale riconoscimento del ruolo strategico rivestito da tale fonte nel mix delle energie rinnovabili.

Nello scenario al 2030, pertanto, il comparto della biomassa segnerà un cambiamento strutturale del mix energetico con una quota del "calore derivato" di circa il 25% e una quota di combustione diretta nel settore residenziale inferiore al 65%.

Di seguito si riportano in forma tabellare i dati di sintesi.

Tipologia di biomassa [ktep]	2015	2020 BAU	2020 PEAR	2030
Frazione biodegradabile dei rifiuti	6	10	10	17,5
Biomasse solide nel settore residenziale	618	690	630	450
Biomasse solide nel settore non residenziale	14	18	15	12
Energia da biometano immesso in rete	4	10	25	50
Calore derivato	127	150	150	175
Totale	**769**	**878**	**830**	**704**

Tabella 21 - Lo scenario PEAR per la produzione termica da biomassa

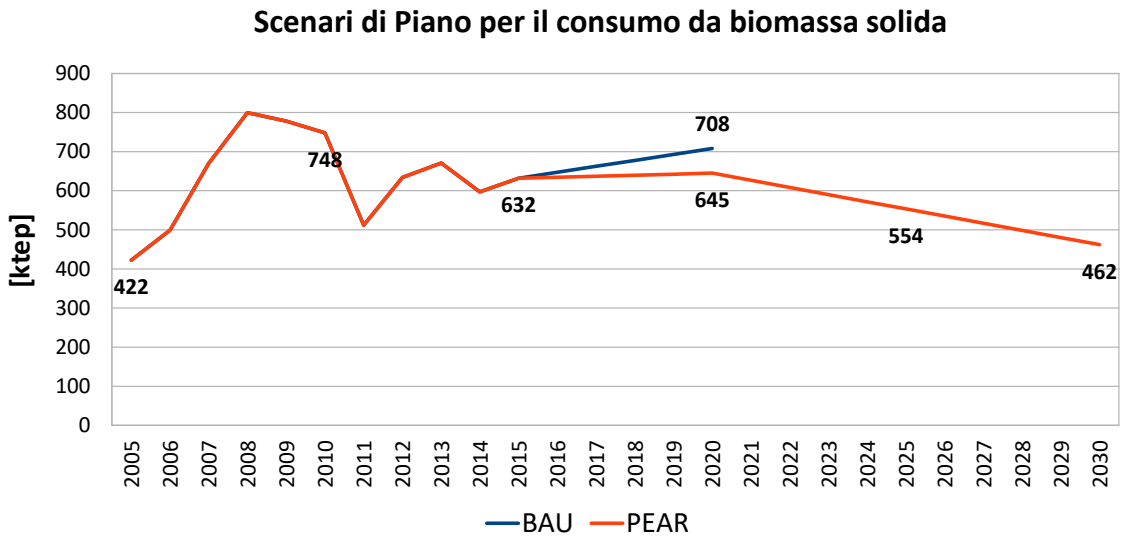


Figura 74 - Scenari di piano per il consumo di biomassa solida (fonte dati: elab. Regione Piemonte)

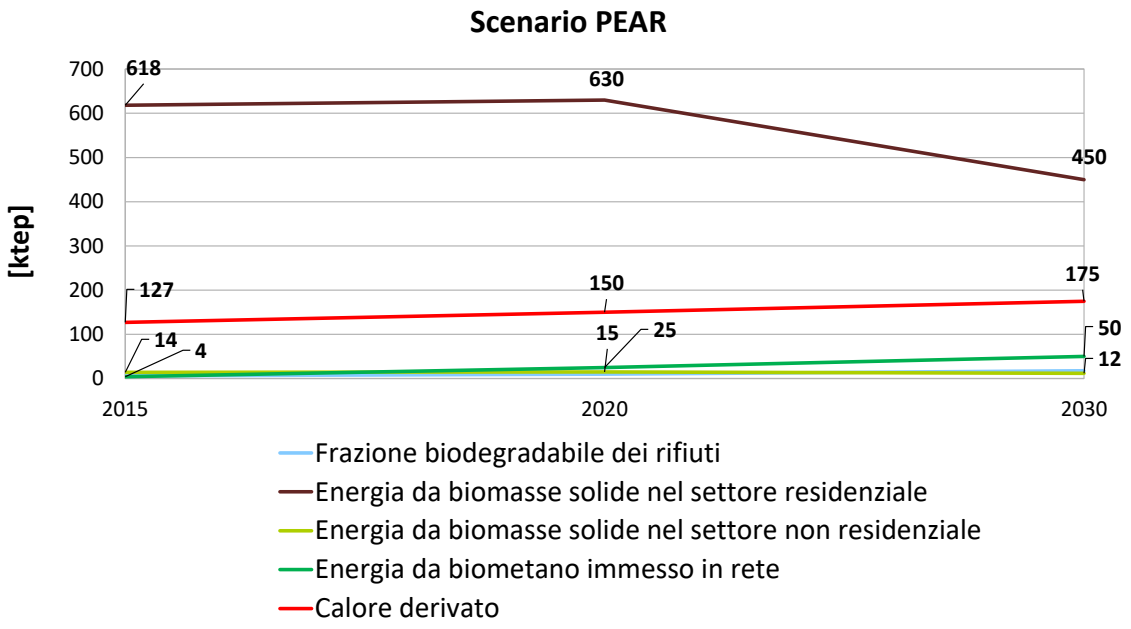


Figura 75 - Le previsioni di sviluppo per le biomasse in Piemonte nello scenario PEAR (fonte dati: elab. Regione Piemonte)

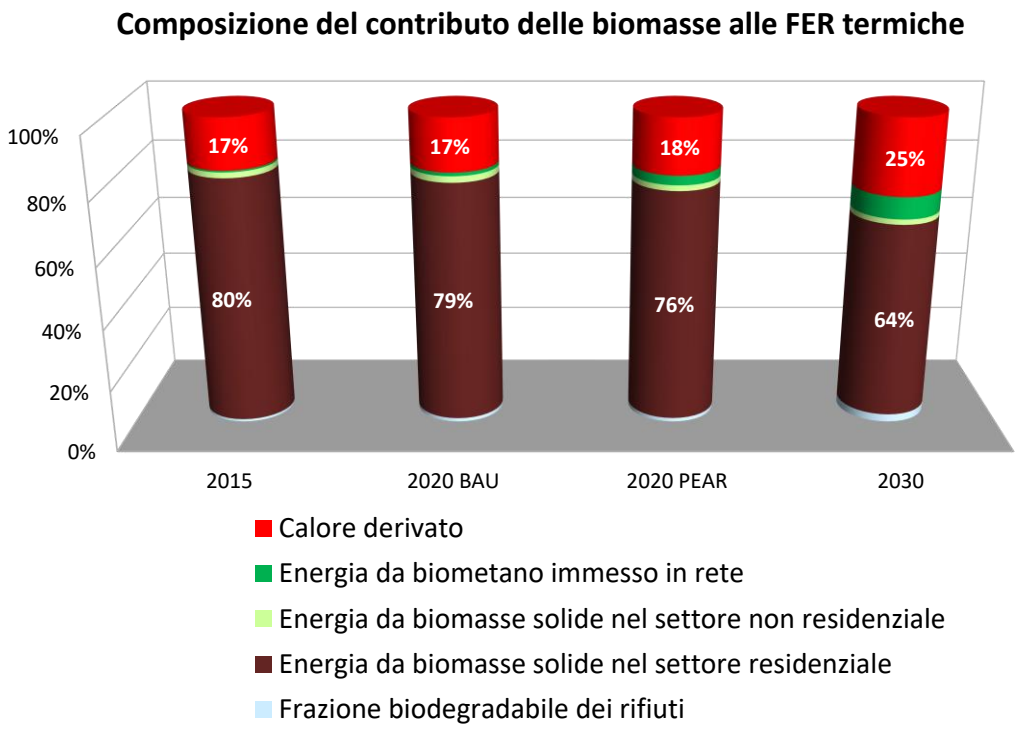


Figura 76 - Il contributo delle biomasse alle FER termiche

Gli indirizzi

Per quanto attiene generalmente alla messa a punto di specifici indirizzi di sviluppo del comparto relativo all'utilizzo delle biomasse a fini di riscaldamento, il Piano, prendendo atto di un problema emergente di grande serietà dal punto di vista ambientale e degli effetti sanitari che genera, ovvero degli impatti emissivi derivanti dalla combustione delle biomasse solide, ha dovuto condizionare pesantemente la propria strategia di crescita della produzione regionale da FER, accogliendo l'ipotesi di ridurre significativamente il peso di tale fonte nel mix della produzione rinnovabile attesa nel breve e lungo periodo. In altri termini, la necessità di migliorare significativamente la qualità dell'aria regionale soprattutto per quanto riguarda le emissioni di particolato, e di risolvere un'emergenza che accomuna il Piemonte alle altre regioni del cosiddetto "bacino padano", ha rappresentato un elemento capace di favorire l'armonizzazione delle scelte del PEAR e del Piano Regionale della Qualità dell'Aria, pur nella consapevolezza di un paradossale allontanamento del Piemonte dai target energetici al 2030. Tali scelte, riguardano sia il processo di penetrazione della risorsa in sostituzione di impianti a fonte fossile, mediante la realizzazione di nuovi impianti e apparecchi, considerando l'introduzione di limitazioni a nuove installazioni nelle aree più critiche, sia il processo di efficientamento del parco impianti esistente unitamente alla promozione di una filiera locale nell'approvvigionamento della risorsa.

Gli indirizzi per i nuovi impianti.

Ai fini di ridurre le emissioni di inquinanti correlate ai processi di combustione delle biomasse solide, l'indirizzo di Piano prevede l'imposizione di una regolamentazione dell'uso della risorsa negli impianti termici civili che, in linea con le previsioni della proposta di Piano Regionale per la Qualità dell'Aria, vieti l'installazione di nuovi apparecchi/impianti a biomassa nelle aree più critiche per la qualità dell'aria e servite dalla rete del gas naturale a una distanza dal fabbricato per cui il costo di allacciamento risulti economicamente sostenibile. Inoltre, costituisce specifica raccomandazione di Piano la limitazione della possibilità di installare nuovi impianti, comunque caratterizzati da rendimenti energetici ed emissivi molto elevati, soltanto agli edifici che presentino l'indicatore della prestazione energetica invernale dell'involucro di qualità "Alta" (secondo quanto riportato sull'Attestato di Prestazione Energetica – APE – con riferimento al § 5.2.1 del decreto ministeriale 26.06.2015 "Adeguamento del decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 26.06.2009 – Linee guida nazionali per la certificazione energetica degli edifici").

In particolare, in ossequio a quanto stabilito nell'*Accordo di Programma per l'adozione coordinata e congiunta di misure di risanamento della qualità dell'aria nel Bacino Padano* sottoscritto il 9 giugno 2017 dal Ministro dell'Ambiente e dai Presidenti delle Regioni Piemonte, Lombardia, Emilia-Romagna e Veneto, si confermano le seguenti limitazioni assunte con la dgr n.29-7538 del 14.09.2018:

- divieto, in tutti i Comuni del territorio regionale, di nuova installazione di generatori di calore con potenza nominale inferiore a 35 kW e alimentati da biomassa legnosa aventi prestazioni emissive inferiori a quelle individuate dal DM n.186 del 07.11.2017 per le seguenti classi di appartenenza:
    - "tre stelle", per i generatori che verranno installati dal 1.10.2018;

- "quattro stelle, per i generatori che verranno installati dal 1.10.2019.

Risultano inoltre vigenti le ulteriori prescrizioni previste dall'Accordo di Bacino Padano 2017 e approvate con la dgr n. 42-5805 del 20 ottobre 2017:

- divieto, a partire dal 1.10.2018, nel caso di nuove costruzioni o di ristrutturazioni rilevanti, di ricorrere all'impiego della combustione di biomassa, per assicurare il raggiungimento dei valori di cui all'allegato 3 del decreto legislativo 28/2011, nei comuni presso i quali risulta superato uno o più dei valori limite del PM_{10} e/o il valore obiettivo del benzo(a)pirene per almeno 3 anni anche non consecutivi, nell'arco degli ultimi cinque;
- divieto, a partire dal 1.10.2018 nel caso di bandi che utilizzano fondi strutturali finalizzati all'efficientamento energetico, di incentivazione di interventi di installazione di impianti termici a biomassa legnosa nei comuni presso i quali risulta superato uno o più dei valori limite del PM_{10} e/o il valore obiettivo del benzo(a)pirene per almeno 3 anni anche non consecutivi, nell'arco degli ultimi cinque;
- a partire dal 1.10.2018, nei generatori di calore a pellet di potenza termica nominale inferiore ai 35 kW, obbligo di utilizzo su tutto il territorio regionale di pellet che rispetti le condizioni previste dall'Allegato X, Parte II, sezione 4, paragrafo 1, lettera d), parte V del decreto legislativo n. 152/2006, e che sia certificato conforme alla classe A1 della norma UNI EN ISO 17225-2 da parte di un Organismo di certificazione accreditato, da comprovare mediante la conservazione obbligatoria della documentazione pertinente da parte dell'utilizzatore.

Per quanto attiene, invece, alla realizzazione di impianti centralizzati (caldaie o cogeneratori) alimentati a cippato e asserviti a reti locali di teleriscaldamento che coinvolgono i nuclei abitati montani, costituisce indirizzo di Piano l'obbligo da parte dei medesimi di prevedere l'allacciamento di volumetrie edificate prioritariamente servite da impianti alimentati a biomassa o gasolio[34]. Tali impianti dovranno essere caratterizzati dalle tecnologie più efficienti presenti sul mercato sotto il profilo dei rendimenti energetici ed emissivi.

Gli indirizzi per gli impianti esistenti.

Per assicurare emissioni di particolato inferiori agli standard medi del parco impiantistico esistente l'indirizzo di Piano prevede l'avvio di un processo di progressiva sostituzione dello stock di impianti/apparecchi oggi in esercizio, secondo termini temporali prestabiliti legati a specifici standard di rendimento degli impianti sostituiti. In particolare, in coerenza con quanto stabilito nell'*Accordo di Bacino Padano 2017* si confermano i seguenti obblighi stabiliti nelle dgr n. 42-5805 del 20.10.2017 e dgr n. 29-7538 del 14.09.2018 attuative:

- dal 1.10.2018, nei generatori di calore a pellet di potenza termica nominale inferiore ai 35 kW, su tutto il territorio regionale è consentito solo l'utilizzo di pellet che rispetti le condizioni previste dall'Allegato X, Parte II, sezione 4, paragrafo 1, lettera d), parte V del decreto legislativo n. 152/2006, e che sia certificato conforme alla classe A1 della norma UNI

[34] La quota parte di energia termica sostituita e prodotta da singoli impianti a gas naturale o gpl non potrà essere superiore al 15%, mentre quella prodotta da singoli impianti a legna o gasolio non potrà essere inferiore all'85%.

EN ISO 17225-2 da parte di un Organismo di certificazione accreditato, da comprovare mediante la conservazione obbligatoria della documentazione pertinente da parte dell'utilizzatore;

- dal 1.10.2019 in tutti comuni appartenenti alle zone "Agglomerato di Torino", "Pianura" e "Collina" così come individuati nella deliberazione di Giunta regionale n. 41-855 del 29.12.2014, è vietato l'utilizzo dei generatori di calore con potenza nominale inferiore a 35 kW e alimentati da biomassa legnosa se aventi prestazioni emissive, come individuate dal DM n. 186 del 07.11.2017, inferiori alle "tre stelle" (sono esentate da tale divieto le unità immobiliari in cui il generatore di calore a biomassa sia l'unico sistema di riscaldamento presente).

Inoltre, tra gli indirizzi di Piano si enuncia altresì la necessità di limitare il consumo di biomassa negli impianti ed apparecchi esistenti, portando i fabbricati nei quali la risorsa viene utilizzata ad un livello di efficienza minima, ovvero riducendone il fabbisogno energetico, mediante la realizzazione di interventi di coibentazione di agevole esecuzione.

Gli indirizzi concernenti la creazione di una filiera locale per l'approvvigionamento della risorsa.

L'importanza di disciplinare anche gli aspetti correlati all'approvvigionamento di biomassa forestale degli impianti/apparecchi alimentati da biomassa solida si rivela stringente alla luce della considerazione secondo cui la biomassa assume i connotati di vera fonte rinnovabile nel momento in cui essa viene consumata vicino al luogo dove è prodotta. Secondo la menzionata ricognizione dell'Istat sui consumi energetici delle famiglie, il 50% della biomassa di origine forestale consumata nel Paese sarebbe oggetto di importazione anche da territori esteri e comunque lontani dalle aree di consumo. L'applicazione di tale proporzione ai consumi di biomassa forestale (*in primis,* legna da ardere) stimati per il Piemonte dalla stessa indagine evidenzia come la dimensione dell'import regionale sia del tutto ragguardevole (circa 850.000 ton).

A questo proposito, costituisce specifico indirizzo di Piano il favorire il processo di qualificazione della risorsa forestale utilizzata, sia sotto il profilo della provenienza da "filiera corta", sia delle caratteristiche di umidità e, quindi, di PCI del combustibile. In tal senso, si ritiene che, sulla base dei criteri tecnici che saranno definiti in attuazione del Piano Forestale Regionale, sia da promuovere la "tracciabilità" della compra-vendita di legna da ardere.

Gli indirizzi per il biometano.

Le normative, nazionali e comunitarie, ancora oggi non consentono una reale diffusione in Italia della produzione di biometano, disciplinata e incentivata dal D.M. 5.12.2013: tra le criticità emerge lo scarso supporto dato dal decreto alla conversione di un impianto a biogas esistente (e quindi attualmente incentivato sotto il profilo della produzione elettrica) in un impianto di produzione di biometano.

Riconosciuto che il ricorso al biometano comporta un tasso di sostituzione del gas naturale di origine fossile del 90% - più efficace nell'azione di raggiungimento dei target comunitari rispetto alla

sostituzione con biogas – nell'ambito della presente pianificazione di settore si esprimono i seguenti indirizzi:

- promuovere la localizzazione degli impianti di produzione di biometano in prossimità delle reti di distribuzione del gas naturale (i carri bombolai erranti dediti alla raccolta del biometano prodotto nelle campagne non appaiono un presupposto solido e programmato per lo sviluppo di questa fonte energetica);
- preferire la produzione di biometano in impianti alimentati da frazione umida derivante dalla raccolta differenziata dei rifiuti solidi urbani (FORSU); è un'azione che chiude un ciclo produttivo sostenibile, spesso identificato con il termine di "economia circolare", e che economicamente si autosostiene. In merito, si evidenzia la necessità di promuovere il contestuale recupero di materia e di energia ottenibile con l'integrazione di impianti di digestione anaerobica e di impianti di compostaggio, rispettando in questo modo la gerarchia dei rifiuti; infatti, il processo integrato trasforma in biogas/biometano la sostanza organica volatile che, altrimenti (in un processo solo aerobico), sarebbe destinata a disperdersi in atmosfera, preservando di fatto il valore agronomico della restante quota di sostanza, trasformandolo in compost. Inoltre sarebbe opportuno privilegiare la conversione degli impianti esistenti, rispetto alla costruzione di nuovi impianti, in coerenza con il Piano Regionale di Gestione dei Rifiuti Urbani (PRGR);
- in ambito agricolo, preferire la produzione di biometano in impianti alimentati prioritariamente con scarti vegetali, residui delle colture, sottoprodotti ed effluenti di allevamento (nel quadro di un'economia circolare e per una massima valorizzazione della sostanza organica), nonché con erbai ed altre colture di secondo raccolto (utili a mantenere la copertura del suolo limitando i fenomeni di erosione superficiale e di lisciviazione degli elementi nutritivi sotto lo strato di terreno esplorato dalle radici), vietando colture dedicate particolarmente idroesigenti o che richiedono ingenti utlizzi di prodotti fitosanitari.

Gli indirizzi per il biometano per autotrazione

A conferma del ruolo strategico che potrà avere lo sviluppo futuro del biometano, è importante ricordare che il ricorso a tale combustibile nel settore dei trasporti potrebbe essere decisivo per il raggiungimento dell'obiettivo al 2020 e in prospettiva al 2030 per l'Italia, che è ancora distante dagli obiettivi comunitari sull'utilizzo di biocarburanti.

Ad oggi, la modalità di incentivazione del biometano per autotrazione, costituita dai CIC, che essendo soggetti a fluttuazioni di mercato non hanno un valore certo, rende, di fatto, non bancabile l'investimento. Anche a questo problema dovrebbe ovviare la citata revisione del Decreto, insieme ad ulteriori azioni in linea con la direttiva 2014/94/UE «Dafi», recepita tramite D.Lgs. 257/2016, che aprono interessanti prospettive per il biometano liquefatto come possibile sostituto del gas naturale liquefatto che si sta diffondendo nel settore del trasporto merci con mezzi pesanti.

Solare termico

Il solare termico fornisce un contributo ancora modesto alla produzione complessiva di energia da rinnovabile per il comparto termico. Nel 2015 il contributo di tale tecnologia era stimata dal GSE per la Regione Piemonte al 2.1%, con una produzione di 17 ktep. L'applicazione principale del solare termico è di fatto limitata alla produzione di acqua calda sanitaria in utenze domestiche o del terziario. Poche sono le applicazioni industriali o lo sfruttamento di tale tecnologia in impianti di grandi dimensioni. Lo sviluppo di tali tipologie di impianti potrebbe dare una spinta ulteriore all'intero comparto.

Sia a livello regionale, sia a livello nazionale, il mercato del solare termico ha visto nell'ultimo decennio un andamento altalenante e la spinta propulsiva al comparto fornita dall'introduzione delle detrazioni fiscali si è via via affievolita nel tempo. Il mercato è monitorato dal European Solar Thermal Industry Federation (ESTIF) che pubblica annualmente un report sull'andamento dei mercati dei Paesi Membri dell'Unione Europea. Nel grafico sotto riportato si rappresenta il trend del mercato Italiano dal 2005 al 2015, in cui si registra un picco di installazione tra il 2008 e il 2010 con poco meno di 500.000 mq/anno. Negli ultimi anni, il mercato si è, di fatto, dimezzato, facendo registrare nel 2015 un valore di poco inferiore a 230.000 mq in linea con i dati di dieci anni prima. Il mercato nazionale, quindi è passato da tassi di crescita superiori al 30% annui a valori inferiori al 10%[35].

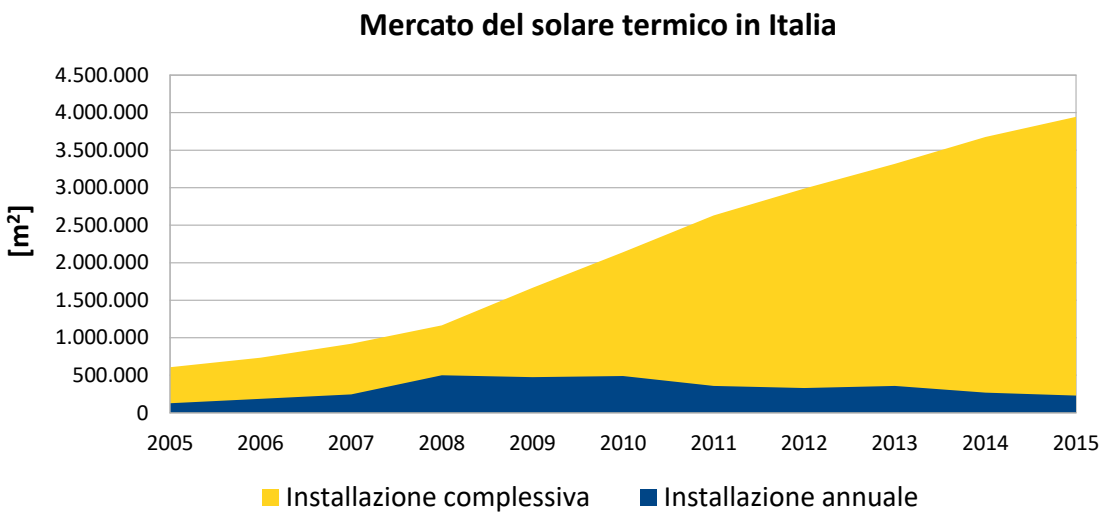


Figura 77 - Il mercato del solare termico in Italia (fonte dati: ESTIF)

Tale andamento è in linea con quanto si registra a livello europeo. Infatti nel 2015, il mercato europeo delle nuove installazioni (2.7 milioni di metri quadrati) ha registrato una contrazione del 6,6% rispetto all'anno precedente con un mercato annuale del 4.4%. L'unico Paese europeo che sta facendo registrare trend in controtendenza è la Danimarca per effetto dello sviluppo del solare termico ad integrazione di reti di teleriscaldamento.

[35] Il dato si riferisce all'installato annuo rispetto a quanto complessivamente presente l'anno precedente.

Tra i Paesi principali, l'Italia è quello che segna il divario più ampio rispetto agli obiettivi fissati dal Piano d'Azione Nazionale al 2020. Il Piano d'Azione Nazionale stabiliva per il 2020 un contributo del solare termico di circa 1.400 ktep, pari al 14,7% del contributo complessivo delle rinnovabili termiche. Stante la situazione attuale del mercato, la previsione è risultata errata di almeno un ordine di grandezza.

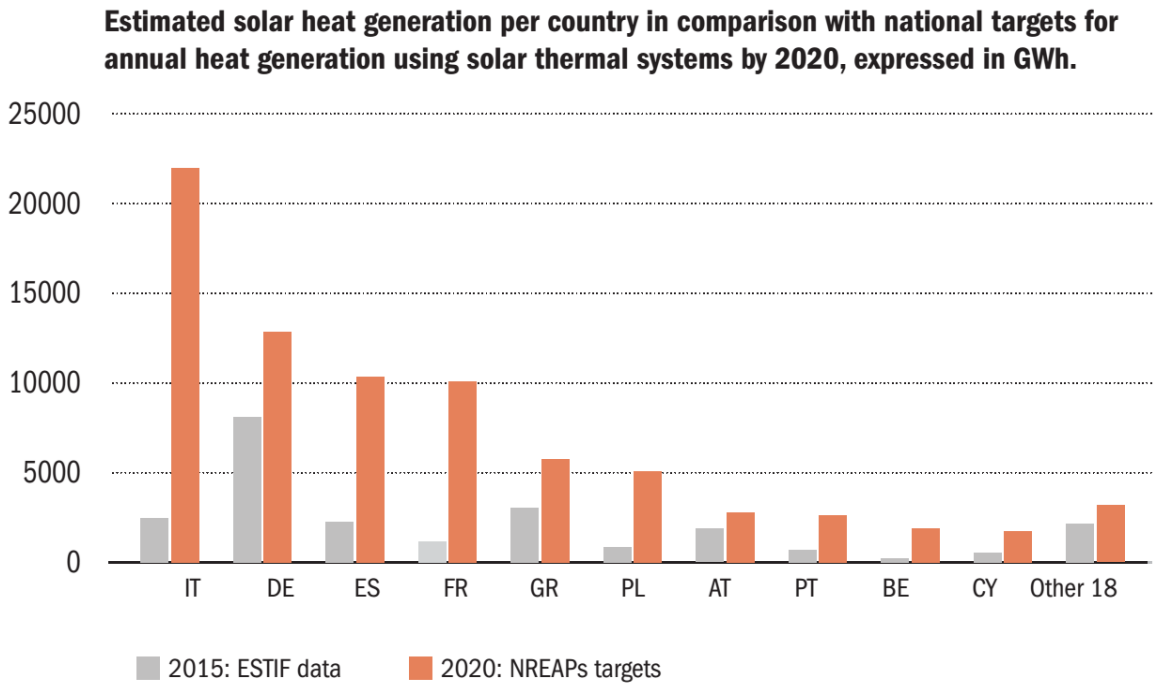


Figura 78 - Il mercato del solare termico in Europa (fonte dati: ESTIF)

Premesso quindi che il mercato del solare termico risulta in crescita, ma non nei tassi aspettati, si può affermare che la tecnologia mostra ampi margini di ulteriore crescita. In particolare la tecnologia è matura e presenta un regime di sostegno (detrazioni fiscali del 65%) abbastanza favorevole che ne rendono relativamente economico l'investimento da parte dei privati. Inoltre, le normative entrate in vigore a partire dalla seconda metà degli anni 2000, sia a livello nazionale, sia regionale, hanno imposto il raggiungimento di livelli minimi di produzione di acqua calda sanitaria mediante tecnologie solari in caso di ristrutturazione edilizie e di nuove costruzioni.

Secondo le statistiche del GSE, il mercato della Regione Piemonte rappresenta circa il 9% del mercato nazionale. Si può stimare che il mercato piemontese sia di poco superiore ai 420.000 mq complessivamente installati, con un mercato annuale sceso nel 2015 intorno ai 12.000 mq, dopo anni in cui si registravano installazioni quattro volte superiori.

Stimare l'evoluzione futura del mercato regionale, pertanto, non è molto semplice, soprattutto in un contesto così fluido e legato all'andamento del mercato immobiliare. Nella tabella seguente si riporta una stima annuale del mercato solare termico in Piemonte. I dati di produzione dal 2012 in poi sono quelli ufficiali del GSE. Gli altri dati sono elaborazioni fatte dai dati ESTIF, ENEA e GSE.

Anno	Produzione energetica (ktep)	Installato (mq)
2005	2,45	60.403
2006	3,07	75.703
2007	3,89	95.857
2008	5,55	136.987
2009	7,14	176.060
2010	8,77	216.367
2011	9,97	245.816
2012	11,29	272.962
2013	14,94	369.739
2014	16,57	412.123
2015	17,06	424.395

Tabella 22 - La produzione di energia da solare termico

Il tasso di installazione medio annuo tra il 2012 e il 2015 è stato del 15% con un picco superiore al 30% tra il 2013 e il 2012 e un modesto 3% tra il 2015 e il 2014. Si può quindi procedere ad ipotizzare uno scenario *business as usual* in cui il tasso di crescita dell'ultimo anno venga mantenuto costante fino al 2020, in contrapposizione a uno scenario PEAR che si attesta, fino al 2020, al tasso di crescita medio del periodo di riferimento (15%) in ragione delle politiche per l'efficienza energetica sostenute dal POR FESR 2014-2020, nonché dell'attività di promozione dei contratti di rendimento energetico nel settore pubblico (*in primis*, nel settore ospedaliero-sanitario), per poi ridursi nel prossimo decennio a un tasso annuo di installazione pari al 5% del mercato complessivo (al netto delle dismissioni di impianti vetusti). I risultati di tali elaborazioni sono riportate di seguito.

Ktep	Scenario BAU	Scenario PEAR	
	2020	2020	2030
Solare termico	22	35	57

Tabella 23 - Lo scenario PEAR per la produzione termica da solare

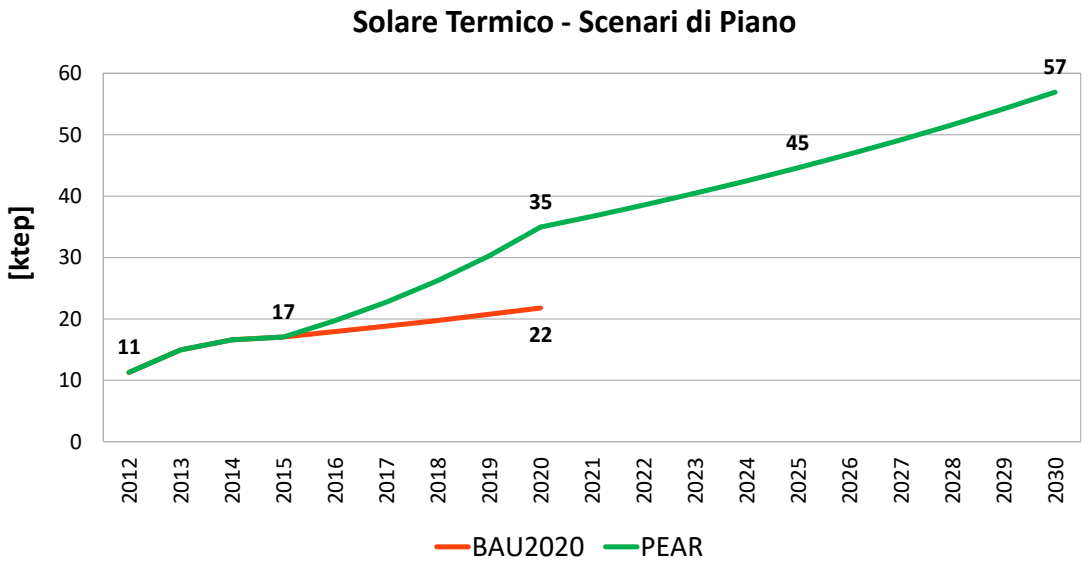


Figura 79 - Gli scenari di piano per il solare termico (fonte dati: elab. Regione Piemonte)

Gli indirizzi

Come tutti i sistemi di produzione di calore a bassa temperatura la tecnologia del solare termico, oltre alla produzione di acqua calda ad uso igienico sanitario particolarmente efficace presso utenze domestiche e terziarie (alberghiere, sportive, ospedaliere, …) può ben adattarsi ad una funzione di integrazione rispetto a sistemi di condizionamento invernale a bassa temperatura, ivi comprese le soluzioni di teleriscaldamento con scambio termico verso sistemi a bassa entalpia. Tuttavia, a prescindere da valutazioni di mera convenienza economica legata al risparmio di energia in ragione dell'apporto solare, tali soluzioni appaiono per lo più percorribili solo in edifici e strutture di nuova costruzione che vengano progettate allo scopo. Spesso, infatti, anche in edifici di recente costruzione, caratterizzati dalla presenza di sistemi di condizionamento a bassa temperatura, l'assenza di presupposti idraulici e strutturali idonei a consentire il collegamento di un impianto solare ne inibisce l'effettiva realizzazione, alla luce dei conseguenti extra costi correlati alle opere "aggiuntive" che si rendono necessarie.

Pertanto, ai fini di dare corpo alle potenzialità di sviluppo proprie della fonte solare termica secondo quanto sopra illustrato in relazione agli scenari PEAR 2020 e 2030, in coerenza peraltro con le disposizioni del decreto legislativo n. 28/2011, si prescrive che in tutte le nuove progettazioni di edifici che prevedano un condizionamento invernale, e in primo luogo negli edifici ospedalieri, alberghieri, nonché residenziali venga opportunamente valutata e conseguentemente valorizzata l'opzione di soddisfare, mediante l'apporto termico integrativo da fonte solare, il fabbisogno di riscaldamento degli ambienti. Tale indirizzo risulta chiaramente aggiuntivo rispetto al tradizionale utilizzo della fonte in argomento, i cui impianti opportunamente sovvenzionati dalle detrazioni fiscali al 65% e dal nuovo "Conto Termico" risultano installabili su edifici e strutture esistenti con precipua funzione di produzione di acqua calda ad uso igienico-sanitario.

Si ritiene, inoltre, che la fonte solare in argomento possa integrarsi validamente anche con i servizi erogati per mezzo di sistemi di teleriscaldamento, soprattutto nei periodi estivi in cui il fabbisogno termico è confinato al soddisfacimento di esigenze di acqua calda ad uso igienico-sanitario.

Pompe di calore

La produzione di energia rinnovabile da pompe di calore, viene ripartita dal GSE, secondo la seguente classificazione: aerotermica, geotermica e idrotermica. Il dato con tale dettaglio viene pubblicato solo a livello nazionale, mentre per le Regioni si riporta solo il dato complessivo. In Piemonte nel 2015 sono stati generati 170 ktep di energia rinnovabile da pompe di calore, pari a circa il 6,6% del dato nazionale[36]. Il dato attribuito alle pompe di calore è, a livello nazionale, ben superiore ai valori obiettivo fissati per il raggiungimento degli obiettivi al 2020 e già nel 2015 (pari a 2.584 ktep) si è registrato un dato superiore a quello atteso per il 2018 e prossimo al target fissato per il 2020 (2.900 ktep). Il contributo prioritario fornito dalle pompe di calore è quello dei sistemi aria-aria, che costituiscono circa il 97% del mercato totale, lasciando alle pompe di calore geotermiche un valore residuale di poco inferiore al 3% e un contributo, quasi trascurabile per la produzione idrotermica. Come detto in precedenza, non essendoci statistiche regionali di tale ripartizione, si assume che tale suddivisione del mercato sia simile anche sul territorio piemontese. Nel corso degli anni, si assiste comunque ad una crescita più che proporzionale dei sistemi alternativi alla classica applicazione aerotermica.

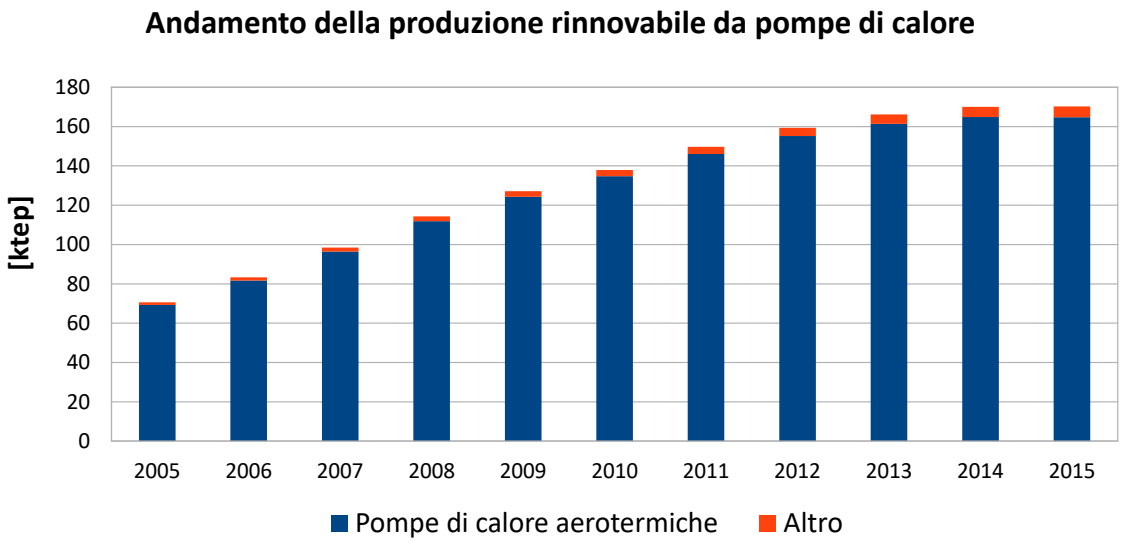


Figura 80 - Andamento della produzione rinnovabile da pompe di calore (fonte dati: GSE)

[36] La quota del mercato Piemontese, per i dati ufficiali pubblicati dal GSE sul sistema di rilevazione statistico per il monitoraggio del *burden sharing* è sempre costante per le annualità 2012-2015. Sulla base di tale percentuale si è provveduto a stimare a ritroso i dati regionali sulla base di quelli nazionali. Tale percentuale è anche paragonabile alla quota di fatturato annuo riportato nell'indagine statistica sul mercato dei componenti per impianti di condizionamento dell'aria, pubblicata da Assoclima.

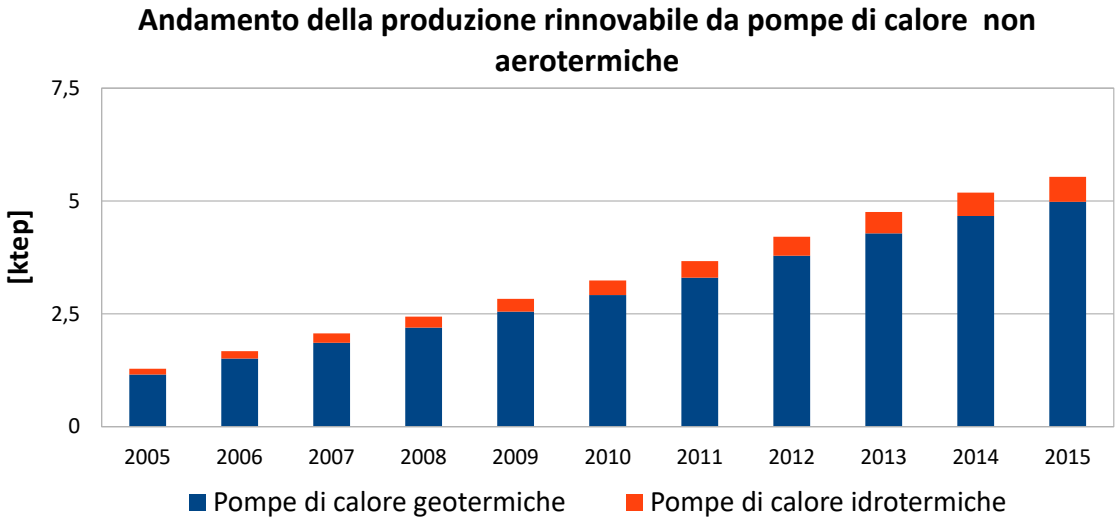


Figura 81 - Andamento della produzione rinnovabile da pompe di calore non aerotermiche (fonte dati: GSE)

Premesso che il target fissato a livello nazionale per le pompe di calore è già prossimo ad essere raggiunto, è bene segnalare che tra il 2013 e il 2015 la crescita del comparto ha registrato una battuta di arresto. Dopo circa un decennio di crescita media del 18% all'anno, negli ultimi tre anni la crescita è stata mediamente pari a 5% e inferiore al punto percentuale nell'ultimo anno. A livello regionale si ripropone la stessa dinamica, ma con tassi di crescita negli ultimi tre anni pari addirittura alla metà di quelli nazionali. Nonostante ciò, è evidente che la crescita del comparto si differenzia molto tra le opzioni tecnologiche. In particolare la crescita delle pompe di calore aerotermiche registra un tasso di crescita dimezzato rispetto alle tecnologie più innovative. Ciò fa ipotizzare che le pompe di calore possano avere uno sviluppo ulteriore nei prossimi anni, soprattutto grazie alla diffusione della geotermia a bassa entalpia, su cui il PEAR intende puntare molto in termini di contributo al soddisfacimento di quote crescenti di CFL al 2030.

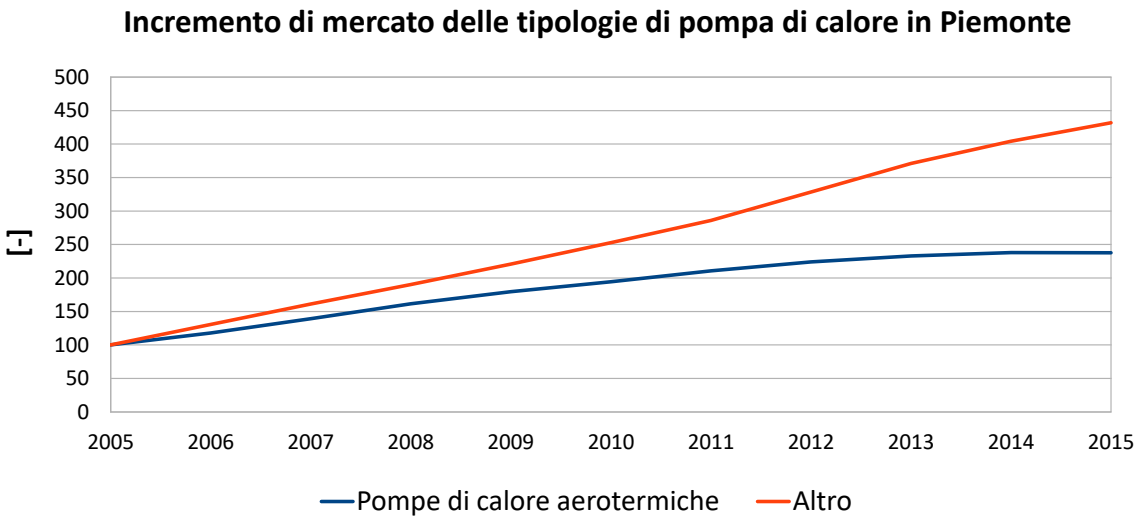


Figura 82 - Incremento del mercato delle pompe di calore - base 100 anno 2005 (fonte dati: elab. Regione Piemonte su dati GSE)

Sulla base delle considerazioni sopra esposte, lo scenario BAU prevede il mantenimento del tasso di sviluppo annuo pari a circa il 5% con un valore cumulato di produzione al 2020 pari a 234 ktep. Lo scenario PEAR 2020 si attesta su un valore pari a 250 ktep, in ragione dell'implementazione attesa di politiche di sostegno e promozione legate all'utilizzo delle risorse del POR FESR 2014-2020 nel patrimonio immobiliare pubblico. Nello scenario al 2030, peraltro in linea con le stime previsionali della SEN 2017, si configura un consistente incremento (400 ktep) della diffusione della tecnologia che condurrà ad una parziale elettrificazione del soddisfacimento dei fabbisogni termici.

Ktep	Anno 2015	Scenario BAU	Scenario PEAR	
		2020	2020	2030
Energia rinnovabile da pompe di calore	170	234	250	400

Tabella 24 - Lo scenario PEAR per la produzione termica da pompe di calore

Siffatta ipotesi di crescita è fortemente correlata all'auspicato sviluppo dello sfruttamento a fini di climatizzazione invernale ed estiva di una fonte pressoché inesauribile come quella geotermica a bassa entalpia, soprattutto con scambio termico con l'acqua di falda superficiale. Infatti, l'enorme disponibilità di acqua a temperatura quasi costante (circa 14°C) nel corso dell'anno, facilmente accessibile a pochi metri sotto il piano campagna nella gran parte del territorio regionale di pianura, fa sì che la stessa possa definirsi un importante bacino energetico che attende di essere estratto e quindi valorizzato mediante la tecnologia delle pompe di calore.

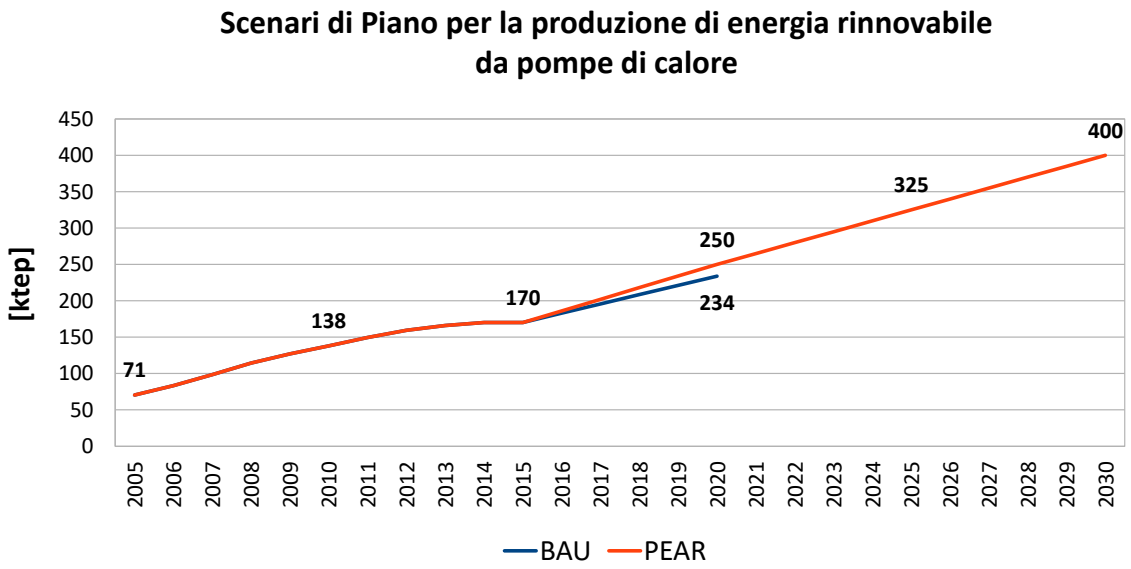


Figura 83 - Scenari di piano per la produzione di energia rinnovabile da pompe di calore (fonte dati: elab. Regione Piemonte)

I criteri per un utilizzo compatibile dell'energia aerotermica, idrotermica e geotermica.

Fonte rinnovabile di particolare interesse per la realtà piemontese è il calore estraibile dall'ambiente declinato, come da definizioni del D.Lgs. 28/2011, nell'energia aerotermica, idrotermica e geotermica.

Preme in questa sede sottolineare che si sta facendo riferimento ad installazione di pozzi o sonde che in nessun modo devono mettere in comunicazione la falda profonda con quella superficiale, aspetto che non ammette deroga.

Per considerare l'apporto di ognuna di queste fonti virtuali vanno considerati i seguenti aspetti e peculiarità.

Idrotermia

La maggior parte della popolazione regionale risiede nell'area della pianura padana piemontese. Il Piemonte nelle zone di pianura vanta una ricca falda superficiale, con soggiacenza modesta, temperature energeticamente ideali comprese tra 10 e 15°C, costanti tutto l'anno; la zona dove è disponibile la falda superficiale copre almeno un 40% della superficie regionale e coincide, non a caso, con le aree in cui è situata gran parte delle attività e della popolazione residente.

L'utilizzo della falda superficiale non comporta impatti negativi: ha un impatto ambientale modesto, quando non trascurabile - se si esclude la verifica dell'impatto termico su impianti geotermici preesistenti ed eventuali pozzi ad uso potabile finestrati nello stesso acquifero - o addirittura potrebbe avere ricadute positive, qualora se ne associasse l'utilizzo ad un'azione di miglioramento della qualità dell'acqua di falda, oppure alla re-immissione in falda di acque più calde rendendole così disponibili ad ulteriori riutilizzi (ad esempio, irrigazione con acque meno fredde rispetto a quelle

sotterranee o superficiali), fermo restando che qualora fosse possibile un utilizzo diretto, questo sia da preferirsi poiché è nei pozzi di resa che si concentrano le principali problematiche progettuali e operative (plume termico, intasamento, corto-circuito termico tra pozzo di resa e pozzo di presa) degli impianti geotermici a circuito aperto.

Le tecnologie oggi sono disponibili e tali da proporre al mercato diverse taglie di impianto a costi compatibili con il ritorno degli investimenti anche alla luce delle ultimi strumenti di incentivazione (es. Conto Termico 2.0).

L'efficienza è più alta rispetto alle altre tecnologie disponibili; si consideri infatti che tra le tecnologie più efficienti per la produzione del calore destinato al riscaldamento degli ambienti e dell'acqua calda sanitaria, oggi disponibili commercialmente, vi sono le pompe di calore idroniche, impiegabili cioè a servizio di un impianto di riscaldamento ad acqua, in cui la generazione di energia termica avviene sfruttando un ciclo frigorifero inverso. Nella scelta del sistema idro-termico è consigliabile optare per la risorsa idrica superficiale ed artificiale (ad es. i canali irrigui) che, ove disponibile, può rappresentare la scelta d'elezione.

A questo proposito, è doveroso indicare che, qualora in fase di progettazione l'ubicazione delle opere di presa e/o di resa ricada in acquiferi caratterizzati da contaminazioni diffuse (con presenza di valori di fondo antropico o naturale maggiori delle concentrazioni di soglia di contaminazione - CSC), l'Amministrazione competente al rilascio dei provvedimenti di concessione e di autorizzazione allo scarico può autorizzare la re-immissione in falda delle acque prelevate in ragione del fatto che una contaminazione diffusa è assimilabile ad un campo di concentrazioni uniforme (assenza di un gradiente di concentrazione). La realizzazione della *Planimetria degli acquiferi caratterizzati da contaminazioni diffuse* è in corso di predisposizione da parte degli uffici competenti.

Geotermia o aerotermia

Laddove risulti indisponibile o non sia conveniente l'utilizzo dell'acqua di falda o di corpi idrici superficiali si può ricorrere alla geotermia superficiale o all'uso dell'aria.

Per edifici di nuova costruzione la tecnologia delle "geostrutture energetiche" è oramai matura per ospitare le sonde geotermiche in fondazioni, muri controterra, gallerie, ecc. consentendo di economizzare non soltanto sulla cantierizzazione, ma anche sulla movimentazione delle terre e rocce da scavo, che rappresentano un costo gestionale ed ambientale significativo.

Nelle aree non metanizzate, le soluzioni con pompa di calore elettrica (geotermica o aerotermica) sono da preferire anche all'uso di biomasse legnose, che già attualmente hanno un notevole impatto sulla qualità dell'aria.

A quest'ultimo proposito, anche in ottemperanza dei dettami del D.Lgs. 28/2011, è buona prassi ricorrere al geotermico, integrando il solare termico, ovvero immagazzinando nel sottosuolo il calore accumulato d'estate, per poi recuperarlo in inverno. Tale modifica impiantistica è conveniente in assenza di falde idriche, perché il flusso di falda dissiperebbe il calore accumulato.

Negli edifici esistenti è buona prassi valutare il ricorso alle pompe di calore sia elettriche, sia a gas. La matrice "aria" può significativamente sostituire l'utilizzo dell'energia fossile anche in edifici esistenti

mediante l'adozione di sistemi pluri energetici con funzionamento bivalente. Infatti, una comune macchina esistente sul mercato presenta un COP (o meglio, sCOP/SPF) >2,875, che, come mostra il grafico in basso a sinistra, significa fornire al sistema tecnico una percentuale di FER maggiore del 67%.

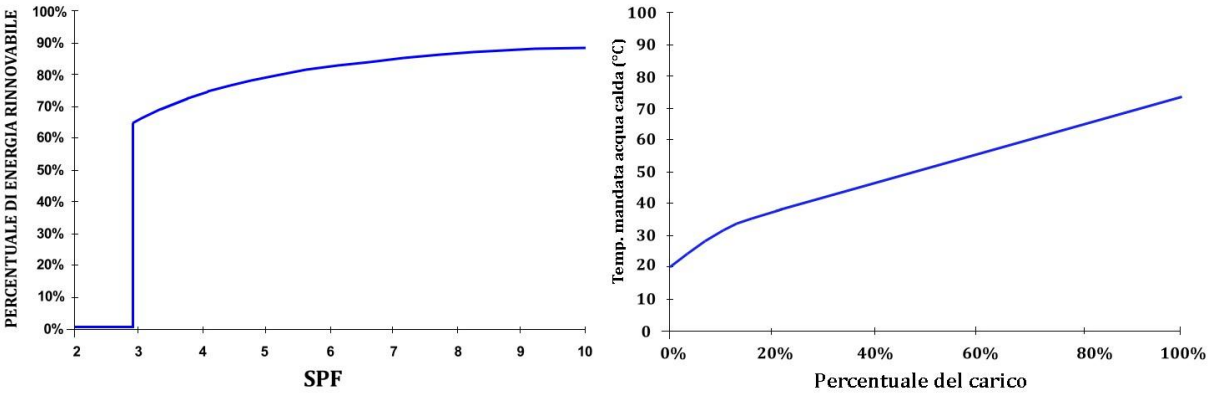


Figura 84 - Caratteristiche delle pompe di calore con matrice aria

L'ibridazione degli impianti ha quindi ragione di esistere in proporzione alla gestione dinamica dei sistemi basati su strategie di funzionamento sensibili alle condizioni microclimatiche e/o alle eventuali fluttuazioni del prezzo del vettore elettrico.

Inoltre, possono essere utilizzati anche impianti a radiatori. Nel grafico a destra sopra rappresentato si evince che una sensibile riduzione del carico termico di progetto - ottenibile mediante un risanamento energetico dell'involucro - consente di utilizzare i medesimi terminali di emissione con una temperatura media del fluido termovettore consona alla operatività della maggior parte delle pompe di calore.

Focus: pompe di calore

Le pompe di calore (pompe di calore a gas/elettriche) rivestono un grande interesse all'interno del presente Piano. Le pompe di calore permettono di ridurre i consumi di energia primaria rispetto alle caldaie a combustibili fossili, quantificabile in funzione della tipologia di pompa di calore (elettrica o ad assorbimento), della sorgente termica (aria, terreno, falda, acque superficiali) e del tipo di produzione elettrica (da rete nazionale o autoprodotta). In particolare, una pompa di calore aerotermica (elettrica o ad assorbimento), confrontata con una caldaia a condensazione, permette un risparmio di circa il 30% (la quota del 30% è fornita dall'ambiente ed è identificabile come energia rinnovabile). Le pompe di calore geotermiche open-loop permettono risparmi energetici del 50% se alimentate da rete elettrica e superiori se in autoconsumo da fotovoltaico.

La condizione indispensabile affinché la pompa di calore esplichi il suo potenziale consiste nel tenere al minimo possibile il salto termico tra la temperatura dell'ambiente da cui si riceve calore e la temperatura dei terminali di distribuzione. Quindi un riscaldamento fornito con pannelli radianti a 30C° rappresenta il metodo ideale da abbinare ad una pompa di calore, mentre il più tradizionale

termosifone a 70°C comporta un ulteriore salto termico di 40°C, che rende dubbia l'efficacia della pompa di calore elettrica.

Un'ulteriore riduzione del salto termico può essere effettuato sul lato sorgente termica. In questo senso, la migliore sorgente è l'acqua di falda (impianti open-loop), poiché mantiene una temperatura pressoché costante durante l'anno, risultando più calda dell'aria durante l'inverno e più fredda d'estate.

Le pompe di calore c.d. "bivalenti" uniscono le funzioni di riscaldamento e raffrescamento (e, spesso, produzione di acqua calda sanitaria), permettendo una semplificazione dell'impianto di climatizzazione. Se accoppiati con pannelli radianti, gli impianti geotermici open-loop (e, in misura minore, gli impianti geotermici closed-loop e quelli idrotermici) permettono inoltre di operare in modalità "free cooling", cioè con scambio diretto tra il circuito dei terminali di climatizzazione e il terreno (o l'acqua). Tale modalità, che evita l'accensione del compressore della pompa di calore, porta a notevoli risparmi energetici ed economici nel raffrescamento degli edifici.

Infine necessita segnalare che negli ultimi anni si sono affermate sul mercato le pompe di calore dedicate alla produzione di acqua calda sanitaria. Si tratta di impianti semplici e relativamente economici, che possono essere utilizzati:

- là dove non siano disponibili, o siano insufficienti per il fabbisogno, gli spazi su tetto per pannelli solari termici;

- per integrare o supplire alla mancata produzione dei pannelli solari termici, di notte o durante l'inverno;

- in abitazioni servite dal teleriscaldamento per la sola climatizzazione.

Gli indirizzi

Per quanto attiene alle autorità competenti al rilascio delle autorizzazioni allo sfruttamento sostenibile della risorsa idro/geotermica, costituisce indirizzo di Piano la rimozione degli ostacoli allo sfruttamento delle acque sotterranee, unitamente ad una auspicata riduzione dei tempi del procedimento, non sussistendo alcun divieto dal punto di vista legislativo, né alcuna limitazione dal punto di vista tecnico-scientifico, ove si escluda la verifica dell'impatto termico su impianti idro/geotermici preesistenti e l'eventuale presenza di pozzi ad uso potabile finestrati nello stesso acquifero.

Per quanto attiene invece ai soggetti privati (progettisti, consulenti, imprese, cittadini, …) costituiscono indirizzi di Piano le seguenti indicazioni:

- nel caso di nuove costruzionivalutare la possibilità di installazione di una pompa di calore geotermica open-loop o closed-loop. Per quest'ultima tipologia, la costruzione delle opere di fondazione permette di impiegare le "geostrutture energetiche", previa valutazione della compatibilità strutturale delle alterazioni termiche indotte;
- nel caso di ristrutturazioni di edifici, valutare l'introduzione di terminali con pannelli radianti da accoppiare con pompa di calore, in sostituzione di radiatori e/o ventilconvettori. Tale operazione permette inoltre di recuperare la volumetria occupata e prospiciente i terminali,

permettendo una migliore valorizzazione degli spazi (con recupero fino a circa il 10% della superficie calpestabile);

- laddove la falda superficiale e il terreno non presentino caratteristiche adatte all'utilizzo a scopo geotermico, si raccomanda di valutare altre tipologie di pompa di calore elettrica (aerotermica o idrotermica) o, in presenza della rete del gas, anche una pompa di calore ad assorbimento;
- in caso di propensione per una scelta di un sistema idro-termico, optare per i più efficienti circuiti aperti. Inoltre, la Regione intende promuovere una corretta pianificazione per la gestione razionale della risorsa idrica sotterranea. Le grandi potenzialità insite nella risorsa stessa, quale fonte di energia rinnovabile, impongono la conoscenza dell'idrogeologia dell'acquifero superficiale disponibile per procedere rapidamente alla concessione all'uso della risorsa, operando un costante monitoraggio dello stato qualitativo e quantitativo della risorsa. Inoltre, l'impatto che potrebbe derivare da un sovra sfruttamento del sistema acquifero, se non regolamentato, potrebbe generare interferenza tra sistemi e/o depauperare la risorsa idrica sotterranea.

Si tratta di produrre, a scala urbana, il Modello idrodinamico e termico dell'acquifero superficiale alla base della pianificazione e gestione dell'utilizzo del *plume* termico, insieme ad una Mappatura della producibilità regionale (potenzialità termica e quantitativa) a scala regionale distinta tra geotermia a circuito chiuso (che dipende dalle proprietà termiche del terreno) e aperto (in funzione delle proprietà idrodinamiche). Al modello idrodinamico dovrà essere affiancato, e costantemente aggiornato, il Catasto delle sonde geotermiche. Sarà quindi necessario procedere ad una disciplina sufficientemente dettagliata delle dismissioni.

Infine, dovrà provvedersi all'inserimento della previsione del sistema geotermico all'interno del Regolamento Edilizio tipo o nell'Allegato energetico tipo.

Per quanto riguarda gli indirizzi localizzativi per le installazioni geotermiche si rimanda all'Allegato 2-Limitazioni areali all'ubicazione degli impianti geotermici

Le azioni

Azioni di semplificazione

Il raggiungimento degli obiettivi del Piano richiede la semplificazione di procedure e tempi al fine di non "ingessare" il sistema decisionale regionale. Si ritiene pertanto fondamentale accelerare iter burocratici lunghi e complessi, che spesso ostacolano la realizzazione delle azioni, mirando a facilitare ed incentivare in particolare le attività imprenditoriali legate ai temi della Green economy. Una regolamentazione chiara e snella della materia assume un ruolo sempre più rilevante ed incisivo sulle nuove modalità di utilizzo dell'energia (in termini di prodotti, processi, tecniche costruttive, ecc.). A questo riguardo, la Regione Piemonte ha già dettato in passato indicazioni procedurali tese ad uniformare sul territorio regionale i procedimenti unici in capo alle Province per il rilascio delle autorizzazioni ai sensi dell'art. 12 del decreto legislativo 387/2003 (cfr. DGR n. 5-3314 del 30 gennaio 2012), nonché definito per gli impianti fotovoltaici a terra e per quelli di produzione di energia elettrica alimentati a biomasse le relative *aree inidonee* (cfr. DGR n. 3-1183 del 10 dicembre 2010 e DGR n. 6-3315 del 30 gennaio 2012). A fronte di siffatto primo impianto di discipline tese ad una semplificazione dell'attività istruttoria e procedimentale volta al rilascio delle autorizzazioni degli impianti FER, nonché sulla base del completamento della disciplina delle *aree inidonee* mediante la sua estensione agli impianti idroelettrici ed eolici operata dal PEAR, dovrà essere implementata un'azione tesa a:

- creare un quadro di conoscenze condiviso tra Regione, EE.LL. e operatori del settore in merito allo stato dell'arte georiferito di tutti gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili (catasto impianti), capace di rappresentare per la PA un valido strumento di supporto all'attività istruttoria nel rilascio delle autorizzazioni, nonché per gli operatori del mercato un utile ausilio nel verso di favorire una più corretta localizzazione delle nuove proposte progettuali. Una migliore conoscenza dello stato dell'arte attuale, infatti, consentirebbe per un verso di meglio focalizzare le azioni a sostegno delle politiche del settore, per altro di dotare gli operatori del settore di un quadro di informazioni chiaro ed aggiornato, unitamente agli strumenti in grado di supportare la complessa procedura autorizzativa, quali a titolo d'esempio:
    - rappresentazioni cartografiche aggiornate che consentano ai potenziali investitori l'individuazione a priori di *aree inidonee* e di *aree di attenzione*, nonché per differenza, di aree di potenziale sviluppo;
    - georeferenziazione degli impianti autorizzati con differenziazione di quelli entrati in esercizio, delle derivazioni idriche assentite e dei pozzi dismessi per geotermia, registro delle sonde geotermiche, ecc.
- dematerializzare i procedimenti autorizzativi, realizzando un sistema informatizzato che consenta la presentazione *on line* delle domande di autorizzazione ai sensi del D.Lgs. 387/2003 e il contestuale aggiornamento del quadro conoscitivo degli impianti. Tale azione di dematerializzazione dell'autorizzazione unica prevista dal suddetto D.Lgs. 387/2003, potenzierà l'azione di semplificazione e dematerializzazione attivata nel corso del 2012

nell'ambito del Modello Unico Digitale per l'Edilizia (MUDE)[37], una procedura informatizzata per la presentazione della comunicazione di inizio lavori per l'attività di edilizia libera e per la presentazione dell'istanza di procedura abilitativa semplificata. Tale procedura (www.mude.piemonte.it), in corso di sperimentazione nei Comuni aderenti al MUDE, da un lato è finalizzata a semplificare le procedure attraverso la dematerializzazione delle richieste autorizzative in capo alle amministrazioni comunali e dall'altro ad aggiornare il quadro conoscitivo degli impianti alimentati da fonti rinnovabili. L'operazione riveste carattere innovativo e ha risvolti di indubbia utilità sia nei confronti dei cittadini e delle imprese, sia verso la P.A. che, nello svolgimento dell'attività programmatoria ed autorizzativa, può disporre della georeferenziazione degli impianti al momento della trasmissione dell'istanza.

Azioni di formazione e qualificazione degli operatori del settore

Il conseguimento degli obiettivi correlati allo sviluppo delle FER richiede la presenza sul territorio di operatori competenti, in particolare degli installatori. Pertanto, la formazione e la qualificazione degli operatori del settore da svilupparsi, ai sensi del decreto legislativo n. 28/2011, d'intesa con le Associazioni di categoria, gli Istituti tecnici e gli Enti di formazione del territorio, rappresenta una delle condizioni per il successo della politica regionale.

Azioni di incentivazione della diffusione degli impianti FER integrati con interventi di riqualificazione ed efficientamento energetico degli edifici pubblici.

A valere sulle risorse stanziate dal POR FESR permarrà l'attenzione, peraltro storicamente affermata, per l'incentivazione di interventi integrati di produzione energetica da fonti rinnovabili con interventi di efficienza energetica nell'ambito di azioni di riqualificazione energetica di edifici pubblici.

[37] Il sistema MUDE è articolato in una componente web di Front Office denominata "Scrivania del professionista", attraverso la quale il professionista può selezionare la modulistica prevista per l'inoltro allo Sportello Unico Edilizio comunale, compilare le istanze da inoltrare, firmare digitalmente il modulo compilato, allegare la documentazione richiesta per la tipologia di istanza selezionata, inviare le istanze alla pubblica amministrazione, ricevere quindi informazioni in merito allo stato delle pratiche e consultare i propri lavori. L'accesso all'applicazione avviene tramite certificato digitale.

Altra componente web del sistema MUDE è il Back Office o "Scrivania della P.A.", tramite la quale gli operatori dello Sportello Unico Edilizio possono ricevere le istanze inoltrate dai professionisti, ricercare e consultare tale istanze, inviare notifiche al professionista sulla presa in carico/rifiuto/accettazione delle stesse. Tale componente permette inoltre ad utenti della Pubblica Amministrazione coinvolti nel procedimento di consultare le istanze e caricare documenti a corredo delle stesse.

La soluzione considerata per la gestione dei dati relativi ai dati sull'efficienza energetica, sulla sostituzione o installazione di impianti termici nonchè degli impianti per la produzione di energia rinnovabile, integra le attuali componenti di Front Office e Back Office del sistema MUDE, con un nuovo Quadro Informativo che permette al professionista incaricato di inserire i dati energetico-ambientali degli edifici.

Azioni di incentivazione della diffusione degli impianti FER integrati con interventi di efficientamento energetico dei processi produttivi nelle PMI piemontesi.

A valere sulle risorse stanziate dal POR FESR permarrà l'attenzione, peraltro storicamente affermata, per l'incentivazione di interventi integrati di produzione energetica da fonti rinnovabili con interventi di efficienza energetica nell'ambito di azioni di efficientamento dei processi produttivi nelle imprese piemontesi.

Azioni finalizzate al miglioramento della conoscenza, al supporto alle decisioni e al monitoraggio degli obiettivi del PEAR.

Al fine di creare un flusso informativo avente carattere continuativo rispetto ai più lunghi intervalli di redazione dei piani energetici ambientali regionali, verrà predisposto un *Rapporto Statistico sull'Energia in Piemonte*, quale banca dati periodicamente aggiornata, mediante la valorizzazione di dati inerenti alla produzione energetica da fonti rinnovabili e non, ai consumi energetici disaggregati per settori degli usi finali nonché ai consumi di CO_2. Il *Rapporto* avrà molteplici finalità, tra cui:

- costituire una base di conoscenze utile per il monitoraggio degli obiettivi del PEAR;
- offrire un servizio al territorio , restituendo base-dati energetiche (di produzione e consumo) a livello comunale e di area vasta a supoporto delle elaborazioni propedeutiche alla redazione di paini energetici locali;
- indirizzare le politiche regionali verso le reali esigenze dei territori;
- rendere trasparenti e accessibili alla cittadinanza gli effetti di politiche, normative, piani e progetti attuati dalla Regione Piemonte.

Focus sulle autorizzazioni rilasciate dalle province piemontesi

La Giunta regionale con deliberazione 30 gennaio 2012, n. 5-3314 ha dettato "Indicazioni procedurali in ordine allo svolgimento del procedimento unico di cui all'articolo 12 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, relativo al rilascio dell'autorizzazione alla costruzione ed esercizio di impianti per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile".

Con questo provvedimento la Regione Piemonte, al fine di rendere omogenea l'applicazione della normativa a livello provinciale, dà attuazione alle previsioni contenute nelle Linee guida nazionali di cui al D.M. 10 dicembre 2010 in coerenza con la giurisprudenza sviluppatasi sul tema, disponendo inoltre sugli ulteriori aspetti ritenuti utili ai fini di una esaustiva trattazione del tema.

L'atto, per quanto dallo stesso non espressamente disciplinato, rinvia a quanto previsto dalle suddette Linee guida nazionali e dagli articoli 5 e 6 del D.Lgs. 3 marzo 2011, n. 28 recante "Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE".

Le indicazioni procedurali si inquadrano nel generale perseguimento degli obiettivi comunitari, nazionali e regionali in materia di sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili. Le stesse indicazioni procedurali, in attuazione della generale funzione regionale di indirizzo e coordinamento di cui all'articolo 3 della legge regionale 26 aprile 2000, n. 44, sono finalizzate ad individuare le modalità di esercizio delle funzioni attribuite alle Province ai sensi della medesima norma e della legge regionale 7 ottobre 2002, n. 23, nell'ambito dei procedimenti diretti all'autorizzazione di interventi per la produzione di energia elettrica mediante lo sfruttamento delle fonti rinnovabili, assicurandone il corretto inserimento nel territorio.

Nel periodo 2012-2015 in Piemonte sono pervenute complessivamente alle Province alcune centinaia di richieste autorizzative ai sensi del D.Lgs.387/2003, per la realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonte rinnovabile, a fronte delle quali sono state rilasciate 272[38] autorizzazioni con una media di circa 70 provvedimenti all'anno. Le province che nel periodo considerato hanno rilasciato il maggior numero di autorizzazioni sono state quelle di Cuneo (76), Torino e VCO (59, ciascuna), mentre in coda a tale speciale classifica compaiono le Province di Biella (10) e Asti (5).

[38] La fonte deli dati è rappresentata dalle stesse Province piemontesi, che in parte (Province di Alessandria, Asti, Biella, Cuneo, Vercelli, VCO) li hanno forniti direttamente alla Regione, in parte (Città Metropolitana di Torino e Provincia di Novara) lo hanno messo a disposizione sul web.

Province	Biomassa	Eolico	Fotovoltaico	Idroelettrico	Totale
AL	20	-	1	6	27
AT	1	-	1	3	5
BI	-	-	3	7	10
CN	35	-	9	32	76
NO	8	-	1	8	17
TO	20	1	12	26	59
VC	7	-	7	5	19
VCO	-	-	-	59	59
Totale	91	1	34	146	272

Tabella 25 - Numero di autorizzazioni rilasciate negli anni 2012-2015

Una ripartizione delle autorizzazioni rilasciate per fonti di energia evidenzia poi il netto primato numerico degli impianti idroelettrici (146) seguiti da quelli alimentati a biomassa (91), tra i quali soprattutto quelli a biogas, e dagli impianti fotovoltaici (34).

Se si passa ad analizzare i dati acquisiti in termini di potenza autorizzata, a fronte di un dato complessivo di circa 178 MW a livello regionale, si possono notare importanti differenze tra le diverse province piemontesi. Infatti, la disaggregazione del dato evidenzia come talune Province, in particolare quella di Cuneo e la Città Metropolitana di Torino, abbiano autorizzato impianti per una potenza di circa 56 MW ciascuna (di cui rispettivamente 34,6 e 27,2 MW in impianti alimentati a biomassa), mentre altre, come Biella e Asti, abbiano giocato un ruolo più marginale sia per la minore estensione territoriale, sia per le caratteristiche proprie dei rispettivi territori.

Province	Biomassa	Eolico	Fotovoltaico	Idroelettrico	Totale
AL	17.710	-	970	5.659	24.339
AT	999	-	37	2.396	3.432
BI	-	-	1.177	2.299	3.476
CN	34.605	-	6.446	15.416	56.467
NO	8.268	-	998	1.022	10.287
TO	27.176	400	11.484	16.854	55.913
VC	999	-	11.199	245	12.442
VCO	-	-	-	11.606	11.606
Totale	**89.757**	**400**	**32.311**	**55.496**	**177.964**

Tabella 26 - Autorizzazioni rilasciate negli anni 2012-2015 (potenze autorizzate in kW)

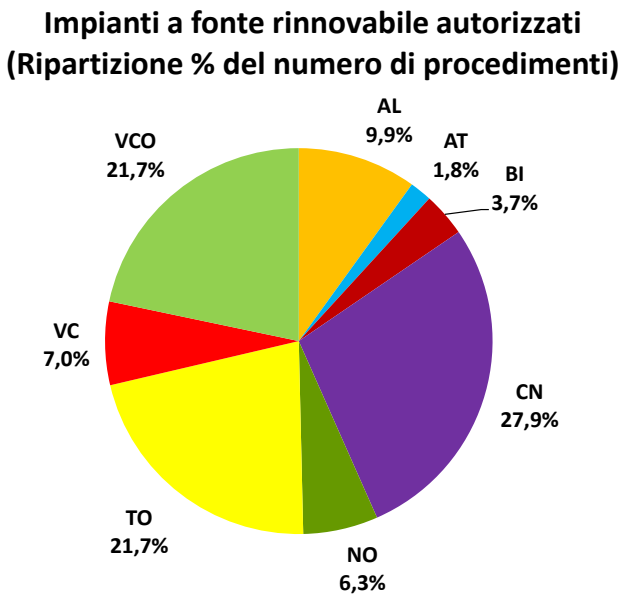


Figura 85 - Ripartizione percentuale del numero di procedimenti per provincia (fonte dati: elab. Regione Piemonte)

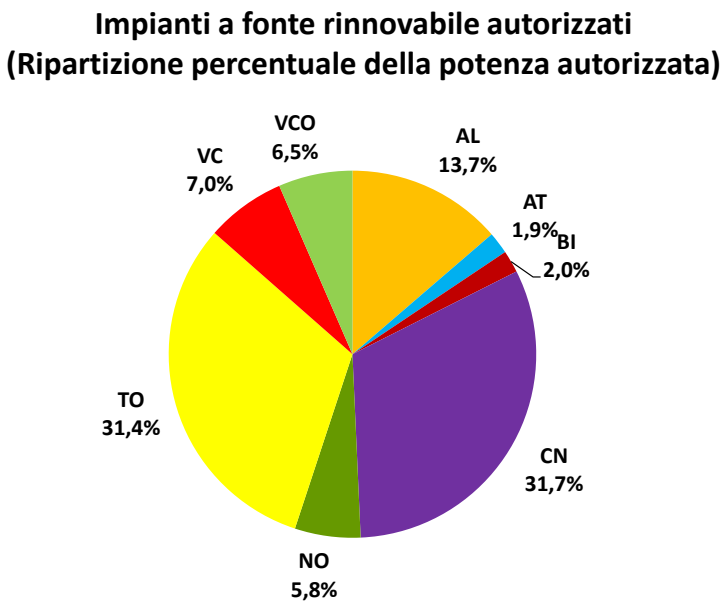


Figura 86 - Ripartizione percentuale della potenza autorizzata per provincia (fonte dati: elab. Regione Piemonte)

Il differente contributo offerto, nel periodo considerato, dai diversi territori provinciali allo sviluppo delle FER elettriche in Piemonte, rappresentato nei grafici seguenti, è peraltro emblematico di una diversa vocazione degli stessi: da una parte province caratterizzate da una sorta di monocoltura (idroelettrico nel VCO), dall'altra territori più versatili e aperti a diverse opportunità di generazione rinnovabile (idroelettrico, fotovoltaico e biomasse - Cuneo e Torino).

Per quanto afferisce alla disaggregazione del dato per fonti autorizzate, si può invece notare come, nel periodo in questione, in Piemonte siano gli impianti a biomassa a registrare la crescita maggiore con quasi 90 MW_e, seguiti da quelli idroelettrici, con oltre 55 MW di P_n , e da quelli fotovoltaici (oltre 32 MW_p). Tra le diverse fonti, l'eolico (con soli 400 kW autorizzati nel periodo) si conferma ancora poco considerato in Piemonte.

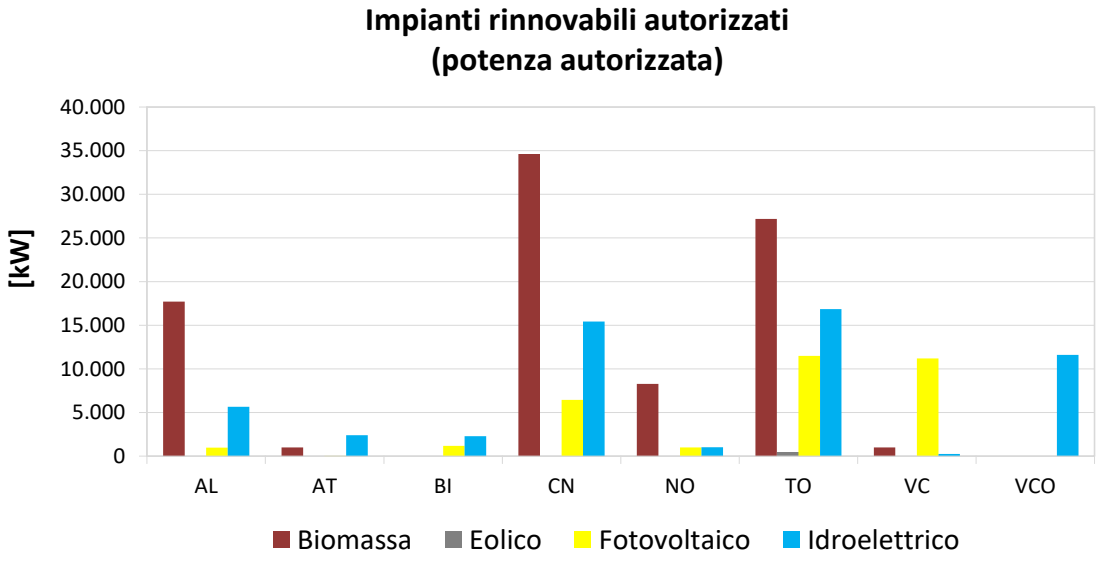


Figura 87 - Impianti rinnovabili autorizzati per provincia (fonte dati: elab. Regione Piemonte)

Inoltre, da una disamina delle autorizzazioni complessivamente rilasciate dalle Province piemontesi nel periodo si può evincere come il parco impianti autorizzato sia per la maggior parte costituito da impianti di piccola taglia. Tale affermazione risulta ben suffragata dal grafico seguente. Esso infatti evidenzia come il 50% della potenza complessivamente autorizzata sia concentrata in un esiguo numero di impianti (15%) di taglia appena significativa, mentre la rimanente parte sia caratterizzata da impianti di piccola taglia, espressione di una sorta di "polverizzazione" delle potenze d'impianto.

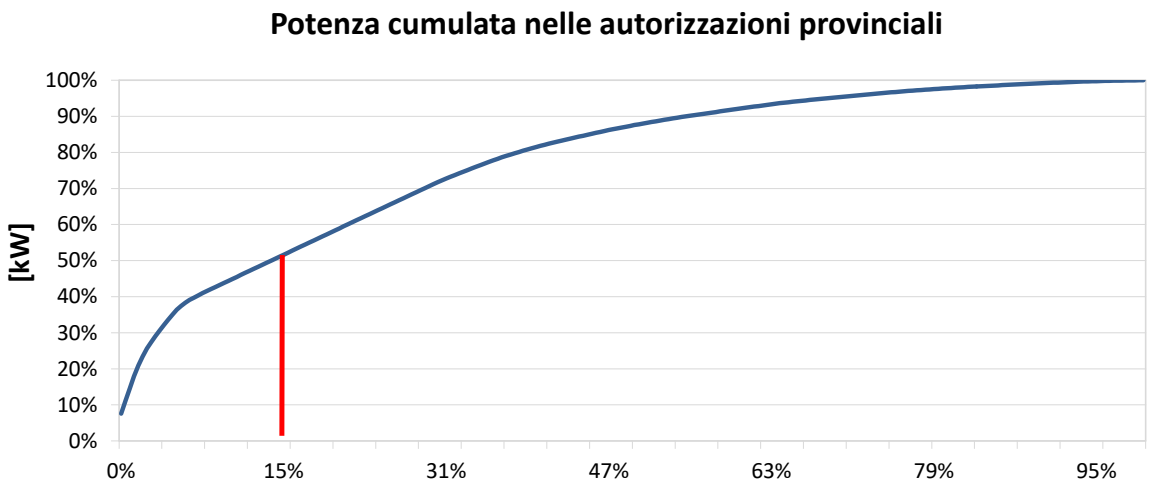


Figura 88 - Potenza cumulata nelle autorizzazioni provinciali (fonte dati: elab. Regione Piemonte)

Focalizzando poi l'attenzione sulle singole fonti, si evidenzia come i nuovi impianti a biomassa autorizzati siano contraddistinti da un valore di potenza media (986 kW) superiore a quello degli impianti fotovoltaici (950 kW_p) e degli impianti idroelettrici (380 kW di P_n), a testimonianza del fatto che il citato fenomeno di "polverizzazione" riguarda soprattutto quest'ultima fonte, pur nel rispetto delle oggettive differenze riscontrate tra le diverse province: il valore di potenza media per impianto risulta più elevato tra gli impianti idroelettrici autorizzati nella Città Metropolitana di Torino (648 kW di P_n), che in quelli autorizzati nella provincia del VCO (196 kW di P_n).

APPENDICE - La Normativa di rilievo vigente in Regione Piemonte

D.G.R. 14 dicembre 2010, n. 3-1183 recante "Individuazione delle aree e dei siti non idonei all'installazione di impianti fotovoltaici a terra ai sensi del paragrafo 17.3 delle "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili" di cui al decreto ministeriale del 10 settembre 2010" (Supplemento n. 1 del B.U.R. n. 50 del 16 gennaio 2010).

D.G.R. 30 gennaio 2012, n. 5-3314 recante "Indicazioni procedurali in ordine allo svolgimento del procedimento unico di cui all'articolo 12 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, relativo al rilascio dell'autorizzazione alla costruzione ed esercizio di impianti per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile" (B.U.R. n. 5 del 2 febbraio 2012).

D.G.R. 30 gennaio 2012, n. 6-3315 "Individuazione delle aree e dei siti non idonei all'installazione ed esercizio di impianti per la produzione di energia elettrica alimentati da biomasse, ai sensi del paragrafo 17.3 delle "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili" di cui al decreto ministeriale del 10 settembre 2010" (B.U.R. n. 5 del 2 febbraio 2012.

D.G.R. 8 Giugno 2015, n. 18-1540 "Acquisizione dello standard formativo per l'attività di installazione e manutenzione straordinaria di impianti energetici alimentati da fonti rinnovabili (FER) - ai sensi D.Lgs.28/2011 e ss.mm.ii. Disciplina dei profili formativi della Regione Piemonte per l'abilitazione degli installatori di impianti a fonti di energia rinnovabile (FER)" (B.U.R. n. 23 dell'11 giugno 2015).

D.G.R. 3 Aprile 2017, n. 18-4848 "Deliberazione della Giunta regionale 8 giugno 2015, n. 18 - 1540 diretta a disciplinare, ai sensi dell'articolo 15 del D.Lgs. 28/2011 e ss.mm.ii., i profili formativi della Regione Piemonte per l'abilitazione degli installatori di impianti alimentati da fonti di energia rinnovabile. Proroga al 31 dicembre 2019 della validita' delle attivita' formative di aggiornamento realizzate dal 1 agosto 2013. (B.U.R. n. 16 del 20 aprile 2017).

D.G.R. 23 febbraio 2009, n. 64-10874 "Condizioni e modalita' per l'utilizzo agronomico del materiale derivante dal trattamento di digestione anaerobica di materie fecali e altre sostanze naturali provenienti da attivita' agricola" (Supplemento Ordinario n. 1 al B.U.R. n. 8 del 26 febbraio 2009).

D.P.G.R. 29 ottobre 2007, n. 10/R "Regolamento regionale recante: "Disciplina generale dell'utilizzazione agronomica degli effluenti zootecnici e delle acque reflue e programma di azione per le zone vulnerabili da nitrati di origine agricola (legge regionale 29 dicembre 2000, n. 61)"" e successive modifiche e integrazioni (B.U.R. 31 ottobre 2007, n. 44).

D.C.R. 21 luglio 2011, n. 122-29783 "Approvazione del piano territoriale regionale ai sensi dell'articolo 7 della legge regionale 5 dicembre 1977, n. 56 (Tutela ed uso del suolo)" (B.U.R. 11 agosto 2011, n.32).

D.C.R. 3 ottobre 2017, n. 233-35836 "Approvazione del piano paesaggistico regionale ai sensi della legge regionale 5 dicembre 1977, n. 56 (Tutela ed uso del suolo)" (Supplemento Ordinario n. 1 al B.U.R. n. 42 del 19 ottobre 2017).

D.P.G.R. 29 luglio 2003, n. 10/R "Regolamento regionale recante: "Disciplina dei procedimenti di concessione di derivazione di acqua pubblica e ss.mm.ii., tra cui in particolare il regolamento regionale 9 marzo 2015, n. 2/R (B.U.R. 31 luglio 2003, n. 3).

D.G.R. 16 marzo 2015, n. 20-1194 “Linee guida per la valutazione e il monitoraggio della compatibilità ambientale degli impianti idroelettrici con l’ecosistema fluviale” (Supplemento Ordinario 26 marzo 2015, n. 12).

D.D. 3 marzo 2016, n. 66 “Linee guida regionali per l'installazione e la gestione delle sonde geotermiche” come rettificata successivamente (rettifica di errore materiale) dalla determinazione dirigenziale del 23 marzo 2016, n. 98 (B.U. 21 aprile 2016, n. 16).

D.G.R. 14 settembre 2018, n. 29-7538 “Misure a tutela della qualità dell'aria - Limiti di emissione piccoli impianti termici alimentati a biomassa legnosa - Allineamento a Dm 7 novembre 2017, n. 186 - Integrazione Dgr 20 ottobre 2017 n. 42-5805”.

CAPITOLO "EFFICIENZA ENERGETICA"

IL MACRO OBIETTIVO: EFFICIENZA E RISPARMIO ENERGETICO 136

L'ANALISI SWOT E GLI OBIETTIVI SPECIFICI DI PIANO 138

GLI OBIETTIVI DI EFFICIENZA ENERGETICA (EE) PER LA PUBBLICA AMMINISTRAZIONE 141

EDIFICI PUBBLICI 142
ILLUMINAZIONE PUBBLICA 144
STRUTTURE OSPEDALIERE E SANITARIE 147

GLI OBIETTIVI DI EFFICIENZA ENERGETICA NEL PATRIMONIO IMMOBILIARE RESIDENZIALE E CIVILE NON RESIDENZIALE 152

RIDUZIONE DEI CONSUMI NEL PATRIMONIO EDILIZIO RESIDENZIALE PRIVATO 152
ADEGUAMENTO EDIFICI ESISTENTI (EX DGR 46-11968) 162
SETTORE CIVILE NON RESIDENZIALE 164
TERMOREGOLAZIONE E CONTABILIZZAZIONE 165
AMPLIAMENTI E MIGLIORAMENTO GESTIONALE DELLE RETI DI TELERISCALDAMENTO 166
USO DEL CALORE AMBIENTALE MEDIANTE POMPE DI CALORE 167
RIDUZIONE DEL FABBISOGNO DI EDIFICI ALIMENTATI DA BIOMASSE 168
CONSUMI ELETTRICI 169

RIDUZIONE DEI CONSUMI NEI TRASPORTI 172

UNA STRATEGIA PER L'EFFICIENZA ENERGETICA NEI TRASPORTI 174
MOBILITÀ ELETTRICA 175
L'UTILIZZO DEL METANO E DEL BIOMETANO 178
POTENZIALITÀ PER LA RIDUZIONE DEI CONSUMI NEL SETTORE DEI TRASPORTI 179

CONSUMI NEL SETTORE INDUSTRIALE 182

EFFICACIA DELLA MISURA EFFICIENZA ENERGETICA NEL SETTORE PRODUTTIVO, BANDO POR-FESR 2014-2020 ...183

LE AZIONI DI SISTEMA A SUPPORTO DEGLI INTERVENTI DI EFFICIENZA ENERGETICA.....185

SOSTENERE LA CREAZIONE DELLE CONDIZIONI DI MERCATO FAVOREVOLI ALLA REALIZZAZIONE DI INTERVENTI DI RIQUALIFICAZIONE ENERGETICA DEGLI EDIFICI ESISTENTI PROMUOVENDO IL RUOLO DELLE ESCO *(ENERGY SERVICE COMPANIES)* E L'APPLICAZIONE DEI CONTRATTI DI RENDIMENTO ENERGETICO NELLA PA. 185
PROMUOVERE ATTRAVERSO IL RICORSO A RISORSE FSE LO SVILUPPO DI NUOVE COMPETENZE SUL TERRITORIO RAFFORZANDO UN COMPORTAMENTO RAZIONALE IN MERITO AL CONSUMO DI ENERGIA. 186
PROMUOVERE LA RICERCA APPLICATA E LA SPERIMENTAZIONE IN MATERIA DI EFFICIENTAMENTO ENERGETICO DEGLI EDIFICI. 186
COSTRUIRE IL SISTEMA DI CONOSCENZA. 186
SEMPLIFICARE E OMOGENEIZZARE LA NORMATIVA. 187

APPENDICE – LA NORMATIVA DI RILIEVO VIGENTE IN REGIONE PIEMONTE.....188

LE POLITICHE COMUNITARIE 188
IL CONTESTO NORMATIVO NAZIONALE E REGIONALE 192

Il Macro Obiettivo: Efficienza e Risparmio energetico

Come riportato nella Comunicazione "Tabella di marcia verso un'Europa efficiente nell'impiego delle risorse" [COM(2011) 571] del settembre del 2011 "l'epoca delle risorse abbondanti e a basso costo è finita, le imprese devono far fronte all'aumento dei prezzi di materie prime e minerali essenziali, la cui scarsità e instabilità sul fronte dei prezzi hanno ripercussioni negative sull'economia"; occorrerà quindi razionalizzare i consumi, al fine di liberare risorse per incrementare la competitività delle imprese, migliorare la qualità della vita dei cittadini e ridurre gli impatti ambientali.

Il nuovo PEAR, promuovendo l'utilizzo consapevole ed efficiente delle risorse energetiche, vuole essere uno tra gli strumenti in grado di contribuire alla realizzazione di una "crescita intelligente, sostenibile e inclusiva".

La nuova Strategia Energetica Nazionale 2017 (SEN2017) prosegue nella sua scelta di assegnare all'efficienza energetica la priorità assoluta in quanto "contribuisce contemporaneamente al raggiungimento di tutti gli obiettivi di costo e competitività, sicurezza, crescita e qualità dell'ambiente".

Gli obiettivi proposti dalla Commissione Europea al 2030 su emissioni (-40%), efficienza (-30%) e quota FER su consumi finali lordi (27%) sono corroborati dalla proposta di estensione dell'Effort Sharing Decision al 2030 che ha fissato nuovi target obbligatori di riduzione delle emissioni da settori non-ETS per gli Stati membri (per l'Italia: -33% rispetto al 2005).

Lo "scenario base" tendenziale della SEN2017, è definito come "confortante", in quanto evidenzia la stabilizzazione dei livelli di consumo, il crescente ricorso alle FER e la riduzione delle emissioni di CO2 connesse ai processi energetici. La crescita dell'utilizzo delle fonti rinnovabili non appare tuttavia scontata e gli scenari nazionali prevedono, inoltre, a livello nazionale un aumento dei consumi per il settore residenziale.

Nella realtà piemontese, tale preannunciato aumento dei consumi nel settore residenziale non pare plausibile in quanto ascrivibile alla crescente diffusione di impianti di climatizzazione estiva nelle zone più calde della penisola associabili ad un aumento del consumo di energia elettrica per la produzione del freddo.

La SEN2017 individua, inoltre, nei settori "*residenziale*" e "*trasporti*" i due comparti di usi finali su cui occorre focalizzare l'impegno per l'aumento di efficienza nello scenario proiettato al 2030.

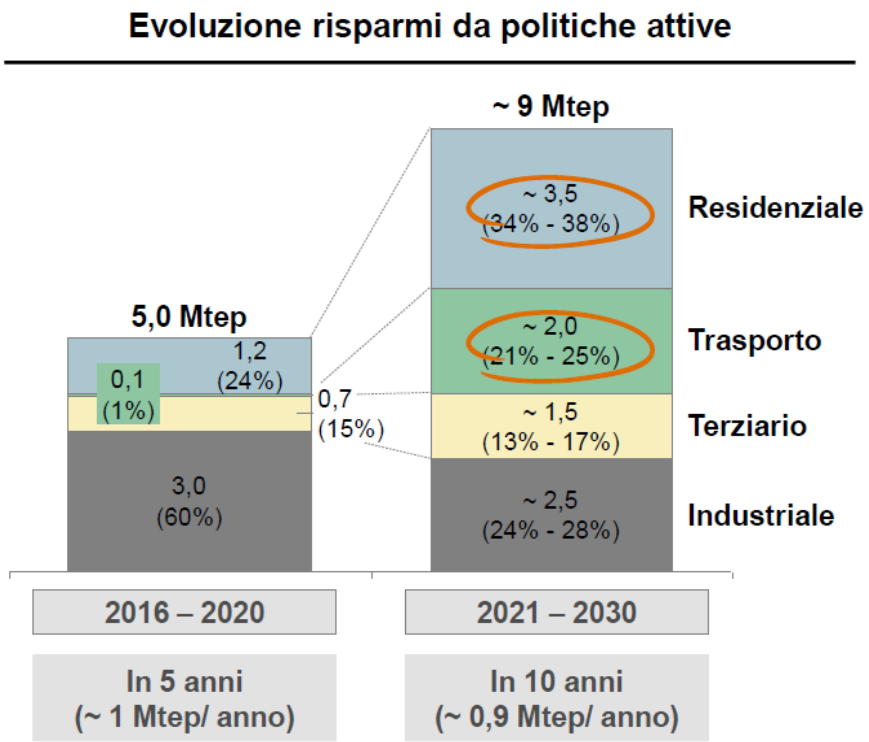


Figura 89 - Evoluzione dei risparmi da politiche attive (fonte dati: tratto da SEN 2017)

Tra i principali elementi che concorreranno al raggiungimento degli obiettivi la SEN2017 evidenzia:

- uno scenario di crescita economica finalmente in leggera ma costante ripresa (tasso tendenziale dell'1% di PIL annuo);
- l'evoluzione tecnologica derivante dalla ricerca applicata al settore e trasferita alla produzione di massa delle apparecchiature destinate al mercato. (ad.es. pompe di calore, sistemi attivi di regolazione e controllo "smart home devices", ecc.);
- la concreta applicazione delle nuove tecnologie per la riqualificazione energetica e delle modalità per la realizzazione della *deep renovation* del patrimonio edilizio esistente e del parco circolante mediante nuovi motori e sistemi di accumulo.

Invero l'analisi di scenario tiene conto anche delle dinamiche di miglioramento dell'efficienza proprie di settori in cui l'avvicendamento tecnologico avviene con una certa frequenza. È il caso dei mezzi di trasporto o dei generatori di calore che, per consunzione fisica o adeguamento normativo, vengono sostituiti da unità più recenti ed efficienti.

L'analisi SWOT e gli obiettivi specifici di piano

Punti di forza	Punti di debolezza
- Elevato ricorso delle famiglie all'utilizzo delle detrazioni fiscali per il risparmio energetico nel settore residenziale - Tessuto produttivo e servizi energetici in grado di soddisfare la crescente domanda di investimenti di EE - Incisiva regolamentazione regionale della certificazione energetica degli edifici e quadro tecnico-amministrativo di supporto ai Contratti Rendimento Energetico - Valido sistema di incentivazione al risparmio energetico basato su sgravi fiscali o incentivi per gli interventi di EE - Incentivi efficaci per l'installazione di impianti termici e cogenerativi ad elevata efficienza nonché per interventi di riduzione delle dispersioni degli involucri - Presenza di un avanzato quadro normativo che incoraggia la ricerca di *performance* elevate nei nuovi edifici e nelle ristrutturazioni edilizie significative - Nutrita adesione dei Comuni piemontesi al Patto dei Sindaci - Gli asset, sia in termini di capitale umano che di tecnologie presenti, a disposizione del territorio sono rafforzati dalla presenza di un valido sistema accademico	- Mercato finanziario inadeguato a supportare gli investimenti energetici e conseguenti difficoltà per gli operatori del settore e per le ESCO a reperire risorse - Basso profilo del personale tecnico presente rispetto al grado di formazione richiesto dall'elevato livello di sofisticazione delle tecnologie energetiche da implementare - Edifici pubblici delle amministrazioni locali e del comparto sanitario caratterizzati da elevati consumi di energia primaria - Insufficiente conoscenza dello "stato di salute" del patrimonio immobiliare pubblico con particolare riferimento ai consumi energetici del parco impiantistico - Mancanza di un sistema di definizione dei livelli di priorità nella scelta e nell'attuazione degli investimenti pro-EE - Scarsa centralizzazione e razionalizzazione delle procedure di gestione degli appalti di fornitura energetica negli ospedali e nelle strutture pubbliche in generale - Basso livello di cultura generale sul tema energetico e mancanza di informazione sui dati di consumo energetico e sull'associazione dei consumi ai centri di utilizzo non favoriscono i processi cd. "Plan-Do-Check-Act"
Opportunità	**Minacce**
- Efficientamento dei consumi energetici nei settori degli usi finali quale occasione di riduzione dell'importazione e del consumo di fonti fossili - Sviluppo di nuova occupazione e rafforzamento del comparto produttivo regionale promossi dalla crescita di investimenti, beni, nuove tecnologie e conoscenze nel campo dell'EE - Decisa espansione degli investimenti connessi all'EE guidata dalla diffusione di EPC nella costruzione di edifici pubblici, industriali e residenziali - Creazione di valore aggiunto grazie al rafforzamento reciproco dell'obiettivo di sviluppo delle FER con quello di riduzione dei consumi di energia primaria	- Il ricorso alle tecnologie FER senza dare priorità alla riduzione dei consumi di energia primaria comporta elevati costi sociali e locali - La perdurante variabilità del quadro delle incentivazioni a supporto degli investimenti di EE non ha ancora acquisito un carattere "strutturale" - L'innegabile vantaggio della riduzione del prezzo di acquisto massivo dell'energia (SCR) non sembra ancora sufficientemente controbilanciato dall'incentivo a mettere in atto azioni di efficienza (CONSIP) - Si osserva una contrapposizione tra il modello CONSIP e le procedure che consentono di acquistare

- Possibile evoluzione dei PAES comunali in "PAES congiunti": veri e propri "piani d'area", cui far convergere risorse dalla nuova Politica di Coesione comunitaria - Agire per favorire il processo di rigenerazione dei centri abitati mediante politiche di supporto prioritariamente orientate alla ricostruzione di intere aree urbane - Le amministrazioni devono migliorare i meccanismi di raccolta e analisi dei dati forniti dai distributori relativi ai consumi finali di energia	in modo centralizzato l'energia (modello SCR)

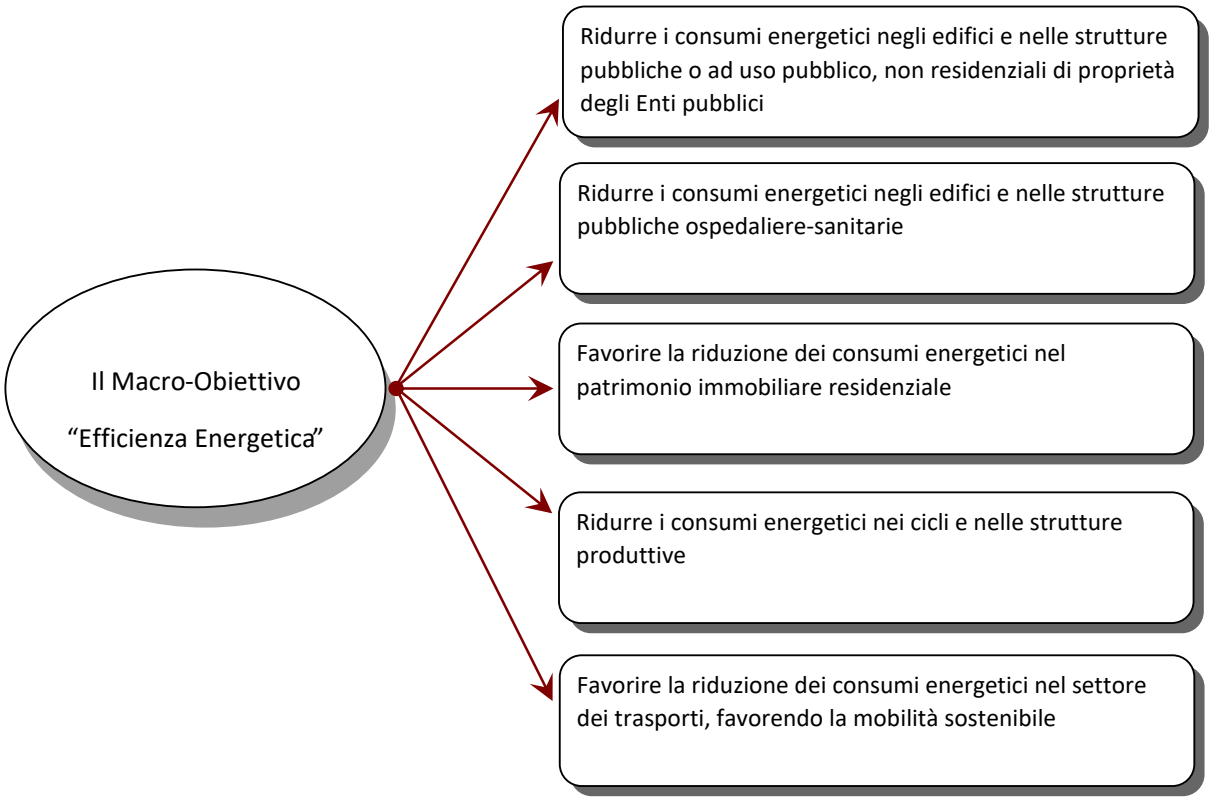
L'obiettivo regionale di risparmio energetico cui concorrono e hanno concorso in questi anni di approfondimenti della pianificazione energetica le misure definite nel PEAR, prevedono una valutazione intermedia funzionale al raggiungimento dei seguenti obiettivi di riduzione del CFL:

- riduzione di 328 ktep, entro l'anno 2020, in coerenza con l'obiettivo regionale di *Burden Sharing* (DM 15 marzo 2012);
- riduzione di 1960 ktep entro l'anno 2030 per allinearsi ai target fissati nella "Sintesi degli Obiettivi del PEAR al 2020 e al 2030".

Tale sfidante obiettivo, assegnato al ruolo dell'efficienza energetica, deve essere altresì letto nell'ottica di una cospicua riduzione delle emissioni collegate agli usi finali.

Le problematiche di qualità ambientale sono fortemente interrelate con l'utilizzo massivo di energia legato alla climatizzazione degli ambienti e al sistema trasportistico.

Il macro obiettivo, che tiene conto della disaggregazione nei vari settori di utilizzo dell'energia finale è articolato nei seguenti obiettivi specifici in funzione dell'ambito di intervento.



Settore	BAU2020	PEAR2020	PEAR2030
Edifici Pubblici	1,6	14,7	49,6
Illuminazione pubblica	3,3	4,3	12,5
Strutture ospedaliere e sanitarie	0	2,5	27
Riduzione dei consumi nel patrimonio edilizio residenziale privato	176,3	190	451,6
Adeguamento edifici civili esistenti	0	0	100
Civile (non residenziale)	0	0	120
Termoregolazione e contabilizzazione	88	99	110
Ampliamenti e miglioramento gestionale delle reti di TLR	0	22	58
Pompe di calore	0	0	59,5
Riduzione fabbisogno edifici a biomasse	0	0	90
Consumi elettrici settore civile	0	1	1
Settore trasporti	59	319,5	880
Settore Industriale	0	0	0
Totale di riduzione sul 2015	**328**	**653**	**1959,5**
Obiettivo di Consumo Finale Lordo (CFL)	**10.277**	**9.952**	**8.645**

Tabella 27 - Lo scenario PEAR per le azioni di promozione dell'efficienza energetica

Gli Obiettivi di Efficienza Energetica (EE) per la Pubblica Amministrazione

L'obiettivo di efficienza energetica per la Pubblica Amministrazione (PA) è orientato a favorire politiche locali che aumentino il ricorso alle fonti di energia rinnovabile e promuovano l'uso razionale dell'energia.

La PA, nel ruolo di traino evidenziato nella Direttiva 27/2012, dovrà promuovere la realizzazione di interventi integrati di efficientamento sull'involucro edilizio, su impianti e apparecchiature sul parco edilizio pubblico, puntando a risultati ambiziosi in termini di riduzione dei consumi energetici, che abbiano ricadute in termini di crescita economica con la creazione di posti di lavoro e nuove opportunità professionali.

La Regione Piemonte si impegna a supportare gli enti locali nell'individuazione delle priorità di investimento e della scelta delle opportunità di finanziamento presenti a livello comunitario, nazionale e regionale, nonché ad individuare il perimetro di applicazione dei limiti di fabbisogno energetico previsto per gli edifici a energia quasi-zero (nZEB) nell'ambito del parco immobiliare esistente e le misure di promozione dei nuovi standard per i nuovi edifici che andranno applicati a partire dal 2019, in attuazione del Piano d'Azione nazionale per gli edifici ad energia quasi-zero di cui all'art. 4bis del D.Lgs. 192/2005.

La bolletta energetica annuale del comparto pubblico rappresenta un grande potenziale di risparmio non sfruttato in termini di efficienza energetica. Migliorare l'efficienza energetica del settore offre l'opportunità di stimolare la crescita e la creazione di posti di lavoro, migliorare la salute dei cittadini, ridurre la spesa pubblica e la dipendenza energetica. Nonostante questi benefici, il settore pubblico non sfrutta a pieno l'enorme potenziale di risparmio energetico. Varie motivazioni spiegano questa inerzia. Un primo fattore è costituito dalla mancanza di consapevolezza circa le opportunità disponibili. Un altro è costituito dalle difficoltà di accesso al credito e, in generale, dai vincoli sull'utilizzo della liquidità per realizzare investimenti. Negli ultimi anni si stanno consolidando opportunità di realizzazione di investimenti mediante il ricorso a forme contrattuali innovative, quali, ad esempio, i contratti di rendimento energetico[39] (EPC) con il coinvolgimento di Società di Servizi Energetici (ESCO). Tali forme contrattuali aiutano le autorità pubbliche a rafforzare il loro ruolo dimostrativo nell'efficienza energetica, così come previsto dalla strategie europea e nazionale per il 2020 e 2030. Gli EPC offrono una serie di vantaggi per gli enti pubblici:

- gli investimenti per il miglioramento dell'efficienza energetica sono finanziati direttamente dai risparmi sulle spese correnti per il pagamento delle bollette energetiche;
- il settore privato si assume i rischi operativi e di performance degli interventi;
- il risparmio energetico e i costi sono garantiti dalle ESCO;
- la ESCO porta la sua esperienza per migliorare il servizio di gestione dell'energia.

[39] Un EPC è un contratto con il quale un soggetto "fornitore" (ESCO) si obbliga al compimento - con propri mezzi finanziari o con mezzi finanziari di terzi soggetti – di una serie di servizi e di interventi integrati volti alla riqualificazione e al miglioramento dell'efficienza di un sistema energetico, verso il corrispettivo correlato all'entità dei risparmi energetici ottenuti in esito all'efficientamento del sistema.

Il valore degli EPC nell'attivare risparmi energetici è evidenziato nella direttiva sull'efficienza energetica (2012/27 / UE) e nel pacchetto di misure "Energia pulita per tutti gli europei", adottato a novembre 2016.

Una serie di esperienze realizzate in Italia e in altri Paesi Europei negli ultimi anni dimostrano che contratti EPC ben strutturati possono garantire importanti risultati di efficienza energetica sia in termini di investimenti sia di risparmio per la Pubblica Amministrazione. Dal settore pubblico, tali iniziative stanno anche per essere estese al comparto edilizio privato, in particolare per i condomini, in cui esiste un altro potenziale di risparmio particolarmente interessante.

Edifici Pubblici

BAU2020 (ktep)	PEAR2020 (ktep)	PEAR2030 (ktep)
1,6	14,7	49,6

Gli edifici della pubblica amministrazione non sono attualmente censiti in modo completo e tanto meno lo sono i loro consumi. La scarsa documentazione sul segmento in analisi consente di valutare il potenziale di efficienza solo ricorrendo all'incrocio dei dati di carattere nazionale provenienti da varie fonti, ad esempio ENEA, CRESME, MISE e TERNA.

Consumi termici

L'analisi sugli attestati presenti nel SIPEE conferma che è largamente disatteso l'obbligo di redigere un APE per ogni edificio pubblico con superficie maggiore di 250 m^2 vigente dal luglio del 2014.

I settori più significativi delle costruzioni ad utilizzo pubblico sono quantificabili in circa 2,36 milioni di m^2, per quello che concerne gli uffici, e 7,34 milioni di m^2 per il settore scolastico.

Considerati i parametri prestazionali medi rilevati nelle indagini, i consumi termici ascrivibili ai due comparti sono rispettivamente di circa 49 ktep e di 101 ktep, per un totale di circa 150 ktep.

Il potenziale di risparmio stimato al 2030 è complessivamente di almeno 45 ktep. Tale risultato è realizzabile attraverso un approccio integrato che preveda la realizzazione di una molteplicità di opzioni di intervento e il ricorso a diverse forme di finanziamento, dal tradizionale indebitamento all'attivazione di forme di Partnership Pubblico-Private mediante il finanziamento tramite terzi. L'accesso alle attuali forme di incentivazioni pubbliche disponibili, tra cui principalmente il Conto Termico 2.0 e i Titoli di Efficienza Energetica, crea le condizioni di contorno affinché la sostenibilità economica degli investimenti sia migliore che in passato.

Nella programmazione dei fondi strutturali POR-FESR 2014-2020 la Regione Piemonte ha finora attribuito a questo settore risorse pari a un totale di 79,1 M€ così ripartiti:

- 28,6 M€ per il Bando per l'efficienza energetica e fonti rinnovabili degli Enti Locali con popolazione superiore a 5.000 abitanti;
- 14,5 M€ per il Bando per l'efficienza energetica e fonti rinnovabili degli Enti Locali con popolazione inferiore a 5.000 abitanti;

- 16 M€ per interventi di riduzione dei consumi energetici in edifici e strutture pubbliche del patrimonio ospedaliero-sanitario regionale;
- 10 M€ per il finanziamento di interventi di efficienza nel patrimonio immobiliare gestito dalle ATC;
- 10 M€ per il finanziamento di interventi di efficienza nel patrimonio edilizio di proprietà regionale.

Considerato che tali fondi servono ad avviare e sostenere quegli interventi strutturali che le singole PA non riescono ad intraprendere per la ridotta convenienza e per l'alto costo, in un periodo, tra l'altro, di scarsissime risorse, la stima del potenziale di risparmio su questi investimenti deve necessariamente tener conto degli elevati tempi di ritorno (mediamente non meno di 10/12 anni) che si presentano quando si interviene sia sul fabbricato, sia sugli impianti.

Tali interventi, d'altronde, devono essere realizzati per garantire il ruolo di esempio che la PA deve assumere e hanno sia valenza dimostrativa sia lo scopo di ridurre strutturalmente le spese correnti delle PA legate alla gestione degli immobili.

Il risultato atteso dei risparmi in termini di energia primaria derivante dagli interventi realizzati con il sostegno delle due misure analizzate è determinabile auspicabilmente in 1,6 ktep. Tale risparmio può essere aumentato fino a circa 2,8 ktep mettendo in atto un fattivo sostegno alla ottimizzazione, sotto il profilo costi benefici, delle scelte progettuali ricorrendo, laddove possibile, alla sinergia con il Conto Termico 2.0.

E' possibile, inoltre, prevedere che, grazie alla presenza di strumenti idonei di sostegno finanziario agli investimenti, all'applicazione di contrattualistica basata sull'efficienza e all'adozione dei Criteri Ambientali Minimi per l'affidamento di servizi di progettazione e lavori per la nuova costruzione, ristrutturazione e manutenzione degli edifici, si conseguano gli obiettivi di efficienza energetica della PA individuati nel D.Lgs. 102/2014 relativamente alla riqualificazione del 3% annuo della superficie climatizzata utilizzata dalla Pubblica Amministrazione. Tale miglioramento, che va in ogni caso sostenuto e adeguatamente stimolato, comporta una riduzione del CFL al 2020 di circa 13,5 ktep e di 45 ktep al 2030, per i consumi termici.

Consumi elettrici

Gli edifici pubblici sono energivori anche per quanto riguarda i consumi elettrici. Ciò è particolarmente vero per gli edifici muniti di condizionamento estivo (principalmente gli uffici). Di seguito si propongono analisi e considerazioni relative alla stima del risparmio energetico associato ai consumi elettrici. In particolare l'evoluzione tecnologica introdotta con i LED e il progressivo miglioramento dei consumi specifici dei dispositivi elettronici garantiscono margini significativi di risparmio.

Un'ulteriore considerazione va infine fatta per il possibile trasferimento di alcuni consumi termici verso l'elettrico (a seguito dell'introduzione di sistemi a pompa di calore) che consentirebbe, laddove fattibile e razionale, un interessante sfruttamento congiunto con le fonti rinnovabili, fotovoltaico in particolare.

Per definire i possibili margini di efficientamento dei consumi elettrici nel parco edilizio pubblico sono stati utilizzati i dati pubblicati da TERNA, disponibili fino al 2016. La serie storica indagata (2008-2016) evidenzia un trend di riduzione sia in termini assoluti (-8,5%), sia nel peso percentuale all'interno del settore terziario.

Elettrico - Dati assoluti in ktep									
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
TERZIARIO	570,2	585,3	593,5	600,2	622,5	625,7	625,4	642,6	648,6
Di cui PA - edifici	25,1	26,0	25,9	25,0	24,2	23,8	23,4	22,4	22,9
% PA edifici su terziario	4,4%	4,4%	4,4%	4,2%	3,9%	3,8%	3,7%	3,5%	3,5%

Tabella 28 -Il peso dei consumi elettrici degli edifici pubblici (fonte dati: ENEA)

Applicando il tasso di riduzione media annua dei consumi elettrici negli edifici pubblici, rilevato negli ultimi 6 anni, fino al 2025 (ipotizzando che il trend di diffusione dell'illuminazione interna a LED e di dispositivi elettronici nelle classe energetiche più efficienti prosegua per un'altra decina d'anni) e successivamente dimezzando il tasso fino al 2030, si ottiene una riduzione percentuale attorno al 23% tra il 2016 ed il 2030. Questa riduzione si traduce in un risparmio di circa 1,2 ktep al 2020 e di 4,6 ktep al 2030 (rispetto al 2015).

Illuminazione Pubblica

BAU2020 (ktep)	PEAR2020 (ktep)	PEAR2030 (ktep)
3,3	4,3	12,5

Il settore della Illuminazione Pubblica (IP) è un comparto in profonda trasformazione: nell'ultimo decennio si è assistito dapprima all'introduzione delle tecnologie a LED e successivamente all'avvento dei dispositivi smart city, attraverso l'impiego di soluzioni hardware e software per il monitoraggio ed il controllo delle sorgenti luminose. Le nuove tecnologie, oggi a disposizione sul mercato, dovrebbero garantire nel breve-medio periodo un incremento della sostenibilità ambientale del comparto:

- riducendo i consumi energetici e di conseguenza le emissioni climalteranti,
- limitando l'inquinamento luminoso diretto verso l'alto,
- eliminando la presenza di sostanze dannose per l'ambiente negli apparecchi di illuminazione,
- aumentando la sicurezza per gli utenti della strada.

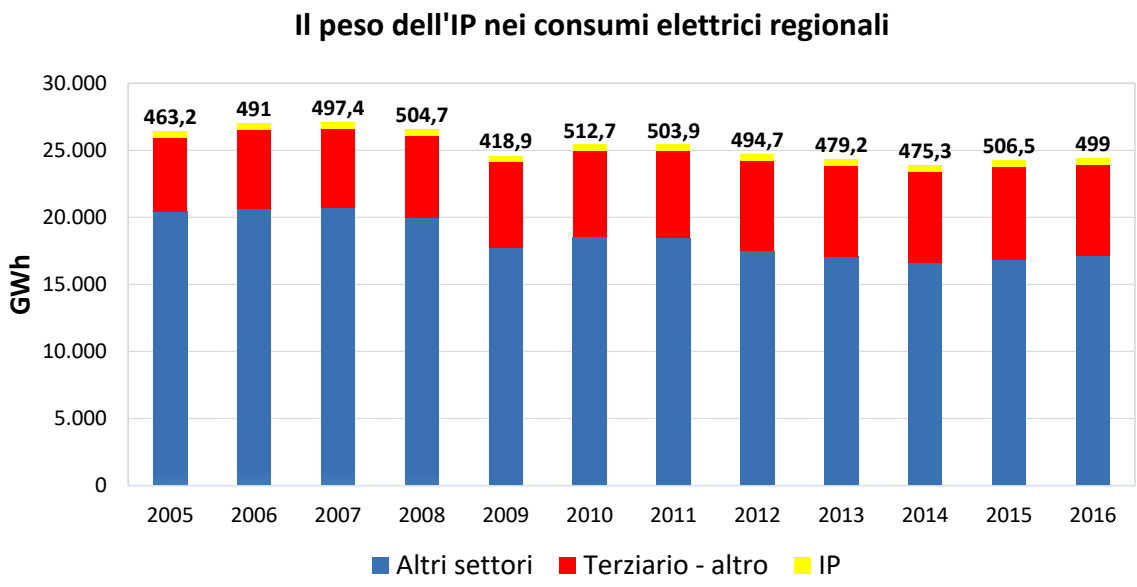


Figura 90 - Il peso dell'illuminazione pubblica nei consumi elettrici regionali (fonte dati: TERNA)

La transizione verso il nuovo sistema è stata avviata, negli ultimi anni, in molte realtà comunali[40] e potrebbe definitivamente concretizzarsi nel prossimo decennio in modo capillare.

Nel 2005 il comparto dell'illuminazione pubblica era pari a circa l'8% dei consumi elettrici del settore terziario e circa il 2% dei consumi elettrici globali in Regione Piemonte. Al 2016, il peso dell'Illuminazione Pubblica si riduce percentualmente rispetto all'anno base nel confronto con il terziario di quasi un punto percentuale.

Analizzando l'andamento dei consumi del comparto, si assiste, in generale, ad un trend di crescita tra il 2005 ed il 2010 (con un'anomalia nel 2009, quando si è registrato un crollo significativo dei consumi, frutto probabilmente di un errore di rilevazione statistica). Successivamente si è rilevata una costante riduzione, pari al 7,3% nel periodo 2010-2014, che si è interrotta negli ultimi due anni della serie storica analizzata. Al 2016 la riduzione dei consumi si attesta attorno al 2,7% rispetto al 2010.

Nel solo 2015, secondo gli studi dell'Energy and Strategy Group del Politecnico di Milano[41], sono state acquistate, a livello nazionale, tra le 300.000 e le 380.000 nuove sorgenti luminose a LED. In totale le sorgenti efficienti sono, al 2015, ancora meno del 10% delle sorgenti totali. Ciò significa che nel prossimo decennio si potrà assistere ad un profonda trasformazione del comparto, portando ad una significativa riduzione dei consumi energetici del settore. Per quanto concerne il mercato delle soluzioni smart, l'intervento principe, nel 2015, è stata la tele gestione punto-punto, realizzata in affiancamento all'introduzione dei LED. Tuttavia, solo il 3% di queste sorgenti luminose ne è stata

[40] Il caso più emblematico è quello del Comune di Torino, che ha provveduto nel biennio 2015-2016 alla graduale sostituzione di buona parte del proprio parco illuminotecnico, in favore di nuove soluzioni a LED e di telecontrollo dell'accessione e spegnimento degli impianti.
[41] Efficient and Smart Lighting Report - Settembre 2016

interessata. Ciò significa che l'impatto di queste soluzioni è ancora molto limitato e potrà ampliarsi più che proporzionalmente rispetto all'inserimento dei LED.

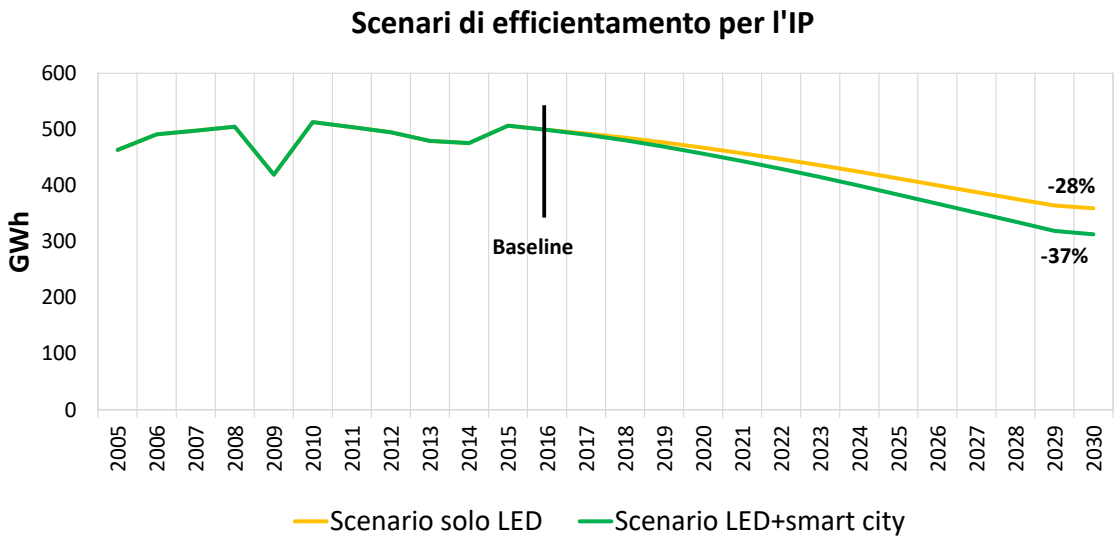


Figura 91 - La proiezione dei consumi del settore dell'illuminazione pubblica al 2030 (fonte dati: elab. Regione Piemonte)

Ipotizzando che il mercato dei LED incrementi il proprio tasso di crescita fino al 2025 e che successivamente si mantenga stabile sino al completo esaurimento del parco punti luce da sostituire (ipotizzata intorno al 2028[42]), si può evidenziare un calo, atteso al 2030 rispetto al 2016 - ultimo anno di riferimento - del 28% circa.

Considerando anche il contributo dei dispositivi smart, ed in particolare quelli per la regolazione del flusso luminoso, il risparmio complessivo dovrebbe aumentare di un ulteriore 9% (-37% rispetto al 2016).

[GWh]	2005	2014	2015	2016	2020	2025	2030
Scenario "solo LED"	463	475	506	499	467	412	359
Scenario "LED + Smart city"					457	383	313

Tabella 29 - La proiezione dei consumi del settore dell'illuminazione pubblica al 2030

Prendendo a riferimento lo scenario "solo LED", più cautelativo, dal comparto dell'illuminazione pubblica potrà quindi essere ottenuta una riduzione di energia di circa 147 GWh (rispetto al 2015), corrispondenti a circa 12,5 ktep. Assumendo viceversa che lo scenario PEAR2020 sia equivalente allo scenario "LED+Smart City" indicato in tabella e che l'obiettivo BAU2020 sia equivalente allo scenario "solo LED", si stimano delle riduzioni rispettivamente pari a 4,3 e 3,3 ktep, rispetto ai dati del 2015.

Nella programmazione dei Fondi Strutturali POR FESR 2014-2020 la Regione Piemonte ha destinato a questo settore 10 milioni di Euro attraverso una specifica misura finalizzata ad interventi

[42] Ipotesi elaborata dall'Energy and Strategy Group del Politecnico di Milano

"dimostrativi" di riqualificazione energetica degli impianti di illuminazione pubblica dei Comuni piemontesi. La misura, che sarà avviata nel corso del 2018, prevede l'erogazione di contributi in conto capitale per la sostituzione di sorgenti e apparecchi con dispositivi più efficienti e la contemporanea installazione di sistemi orientati alle "smart cities" su ambiti quali la gestione del traffico, la sicurezza urbana e il monitoraggio ambientale. Si ritiene che tale iniziativa possa contribuire sia direttamente, sia indirettamente (producendo un effetto "volano" sul territorio) al raggiungimento degli obiettivi previsti.

Strutture ospedaliere e sanitarie

BAU2020 (ktep)	PEAR2020 (ktep)	PEAR2030 (ktep)
0	2,5	27

Nell'ambito del patrimonio pubblico, il comparto ospedaliero-sanitario da sempre costituisce un polo concentrato di domanda energetica, in cui più consistenti sono le opportunità d'intervento per la razionalizzazione dei consumi e dei relativi costi, anche in un'ottica di spending review.

La ricognizione effettuata da Ires Piemonte sui consumi energetici dei 53 presidi ospedalieri piemontesi nella serie storica degli anni 2010-2015 evidenzia, come illustrato nella tabella seguente, un valore medio di consumo di energia primaria (elettrico + termico) significativo, pari a circa 110 ktep. L'analisi comparata del dato medio dei consumi di energia elettrica e termica rivela poi una sostanziale equivalenza, con un trend crescente nel periodo (+ 14%) per i consumi elettrici, per effetto della diffusione sempre più capillare del condizionamento estivo, nonché del crescente fabbisogno elettrico delle apparecchiature diagnostiche ed elettromedicali, e una variazione di quelli termici in relazione ai valori dei gradi giorno delle diverse stagionalità.

Anno	Energia elettrica (tep)	Energia termica (tep)	Totale (tep)	% EE	% ET
2010	49.650	56.339	105.988	47%	53%
2011	54.019	54.295	108.314	50%	50%
2012	58.032	57.939	115.970	50%	50%
2013	55.126	56.606	111.732	49%	51%
2014	54.045	50.676	104.721	52%	48%
2015	57.536	55.120	112.656	51%	49%
Media	**54.735**	**55.162**	**109.897**	**50%**	**50%**

Tabella 30 - Consumi medi annui di energia nei presidi ospedalieri in Regione Piemonte. Fonte dati: IRES Piemonte (rapporto anno 2016 sui consumi e sulla spesa dei vettori energetici del patrimonio edilizio sanitario).

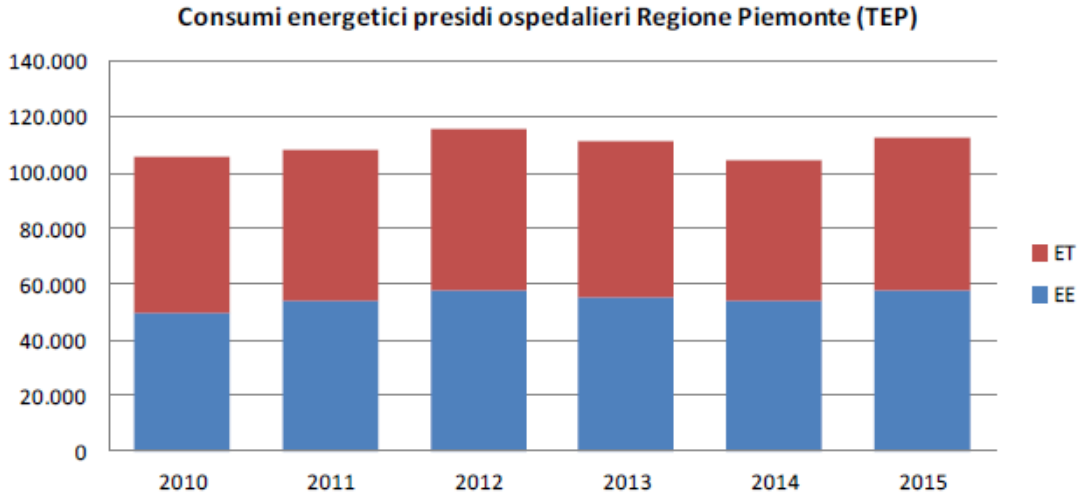


Figura 92 - Consumi energetici dei presidi ospedalieri in Regione Piemonte (fonte dati: tratto da IRES Piemonte rapporto 2016)

L'energia termica consumata nei presidi ospedalieri è sostanzialmente correlata al fabbisogno di climatizzazione invernale, acqua calda ad uso igienico-sanitario, cucina e sterilizzazione. L'analisi dei consumi termici per tipologia di fonte utilizzata rivela mediamente nel periodo considerato una prevalenza del consumo di gas naturale (72%) per usi di condizionamento invernale, seguita da un valore decisamente inferiore relativo al teleriscaldamento (17%). Si evidenzia ancora la permanenza di utilizzo di combustibili decisamente incompatibili con l'attuale situazione regionale di qualità dell'aria, quali il gasolio (5%) e olio combustibile a basso tenore di zolfo (6%).

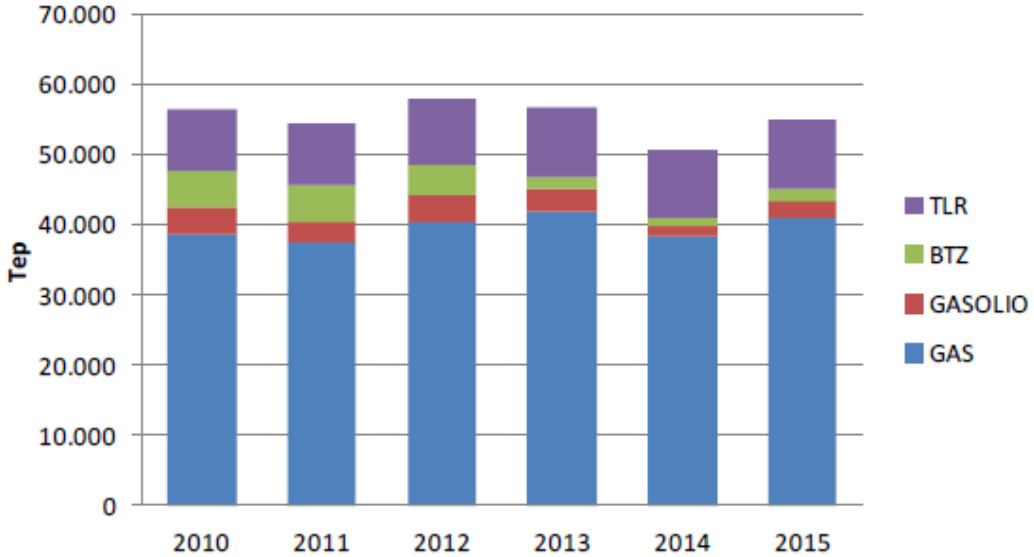


Figura 93 - Ripartizione per vettore dell'energia termica media annua consumata nei presidi ospedalieri in Piemonte (fonte dati: tratto da IRES Piemonte rapporto 2016).

A fronte di un siffatto quadro di consumi, il dato medio annuo di spesa correlata alla voce "energia" nei presidi ospedalieri del Piemonte è ammontato nel periodo 2010-2015 a circa 84 M€.

Estendendo la ricognizione sui consumi energetici del comparto sanitario regionale all'intero patrimonio di competenza delle aziende sanitarie, ovvero alle strutture dei cosiddetti "distretti territoriali", il quadro complessivo dei consumi energetici annui della sanità pubblica piemontese sale nel 2015 a 124 ktep, ovvero all'1,2% del dato del Consumo Finale Lordo (CFL) regionale. Tale consumo si suddivide in 61 ktep di energia termica e 63 ktep di energia elettrica, per una spesa annua complessiva pari a circa 92 M€, a sua volta suddivisa in 51 M€ per l'approvvigionamento del vettore elettrico e 41 M€ per l'energia termica. La ripartizione del totale di spesa tra presidi ospedalieri e distretti territoriali rivela rispettivamente percentuali del 90% peri primi e del 10% per i secondi.

Anno 2015	PO (tep)	SST (tep)	TOT (tep)	PO (%)	SST (%)
Energia elettrica	57.536	5.650	63.186	91%	9%
Gas	40.920	5.980	46.900	87%	13%
Gasolio	2.469	669	3.138	79%	21%
BTZ	1.558	0	1.558	100%	0%
Teleriscaldamento	9.191	507	9.698	95%	5%
GPL	0	96	96	0%	100%
TOT	**112.481**	**12.902**	**124.577**	**90%**	**10%**

Tabella 31 - Consumi energetici delle ASR della Regione Piemonte (anno 2015). Fonte dati: IRES Piemonte (rapporto 2016 sui consumi e sulla spesa dei vettori energetici del patrimonio edilizio sanitario)

Il valore complessivo dei consumi energetici assume quindi connotati ancor più significativi. Effettuando un rapporto con le singole fonti, si può rilevare come il consumo totale di gas rappresenti l'1,4% del consumo regionale della stessa fonte, quello di energia elettrica il 2,9% del dato regionale, mentre il consumo di teleriscaldamento l'1,4% del totale a livello regionale.

In ultimo la rappresentazione dei dati di consumo energetico ripartito sulle diverse ASR piemontesi evidenzia una frammentazione dei valori molto significativa. Analizzando le Aziende che nel 2015 sono risultate essere più energivore, si notano ai primi posti la Città della Salute di Torino con circa 22 ktep, l'ASL di Alessandria con circa 9 ktep e l'ASL di Biella con 8 ktep, mentre agli ultimi posti le ASL di Novara e CN2 con circa 2,5 ktep ciascuna.

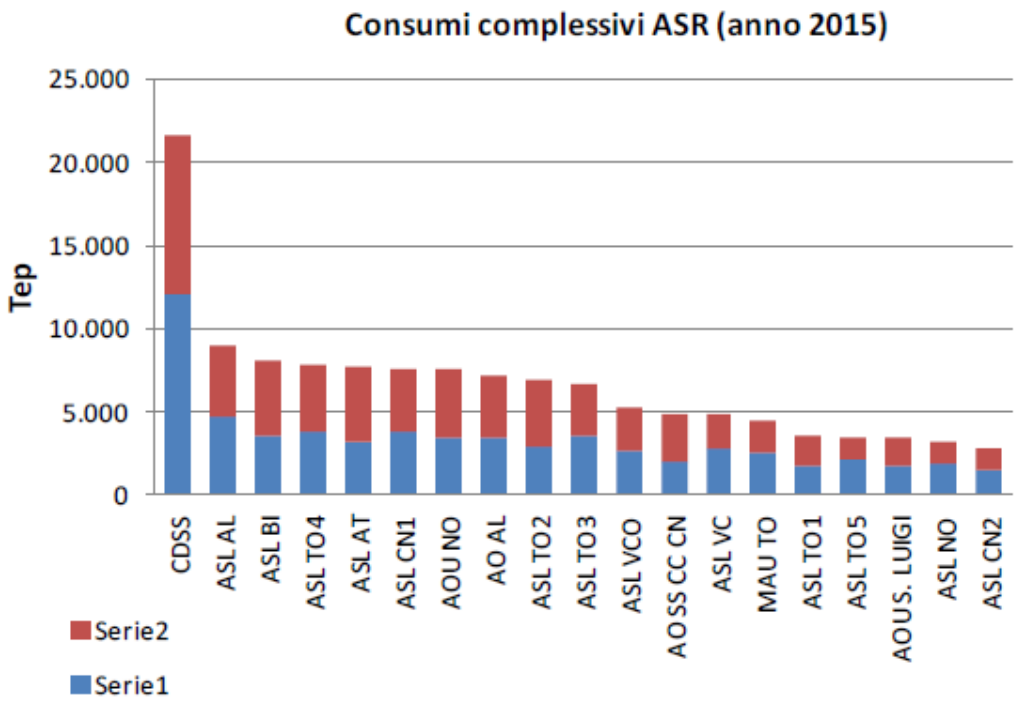


Figura 94 - Consumi complessivi ASR nel 2015 (fonte dati: tratto da IRES Piemonte rapporto 2016)

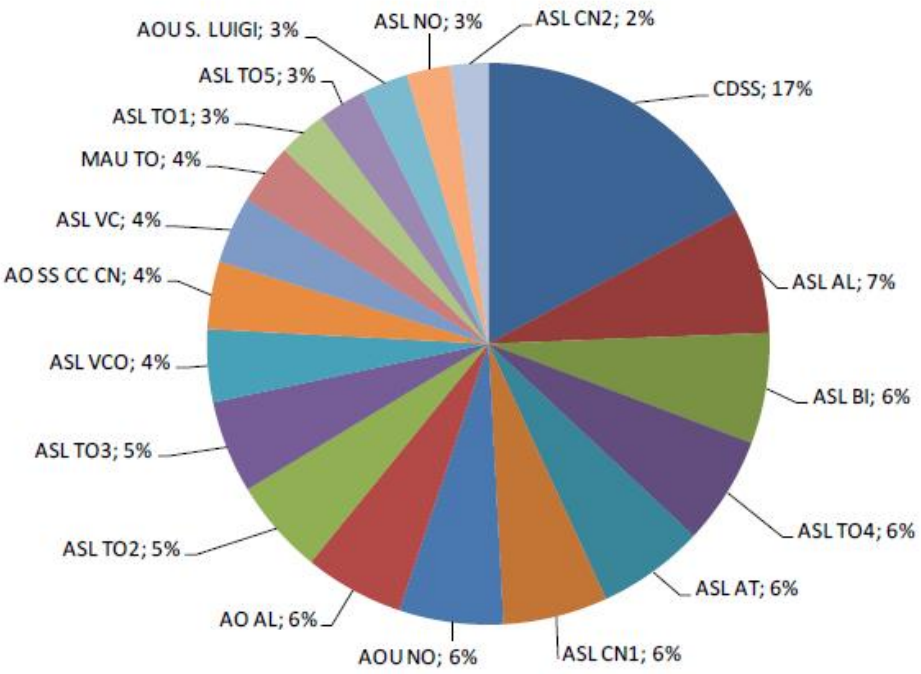


Figura 95 - Ripartizione dei consumi energetici complessivi medi annui della Regione Piemonte nel 2015 (fonte dati: tratto da IRES Piemonte rapporto 2016)

La rilevazione del consumo energetico nel comparto sanitario nell'ultima annualità censita (2015) dimostra come effettivamente lo stesso costituisca un importante e omogeneo bacino di consumo, e come parimenti si manifestino significative opportunità di efficienza energetica e di riduzione dei consumi di energia primaria a parità di servizi resi. Sul fronte della spesa correlata all'energia si evidenziano, di conseguenza, altrettante opportunità di riduzione correlate al contenimento dei consumi energetici, ma anche di razionalizzazione della stessa generando efficienza nel processo di acquisto dei vettori energetici sul mercato.

A tale riguardo gli indirizzi di Piano traguardano al 2030 una riduzione almeno pari al 30% dei consumi di energia termica e di almeno il 15% dei consumi di energia elettrica. Un siffatto obiettivo di riduzione calcolato sui valori dell'ultima rilevazione dei consumi al 2015 è quantificabile in circa 27 ktep/anno, pari a circa il 22,5% dei consumi totali di energia primaria.

Ai fini di conseguire tale obiettivo di riduzione il Piano indica due strumenti principali, potenzialmente utilizzabili da parte delle ASR:

- il ricorso agli strumenti di sostegno agli investimenti di efficienza energetica negli edifici pubblici, in vigore sia a livello nazionale (Conto Termico 2.0), sia a livello regionale con l'approvazione di una Misura del POR FESR 2014-2020 specificamente dedicata alle strutture ospedaliero-sanitarie regionali con una dotazione iniziale pari a 16 Meuro;
- il ricorso all'implementazione degli Energy Performance Contract (EPC), di cui al D.Lgs. 102/2014 e ss.mm.ii., mediante l'affidamento alle ESCO dei servizi di gestione dell'energia debitamente "efficientati" mediante la progettazione-realizzazione-gestione di interventi di efficienza energetica sul sistema integrato edificio-impianto delle strutture costituenti il patrimonio sanitario della Regione.

Gli Obiettivi di Efficienza Energetica nel patrimonio immobiliare residenziale e civile non residenziale

Riduzione dei consumi nel patrimonio edilizio residenziale privato

BAU2020 (ktep)	PEAR2020 (ktep)	PEAR2030 (ktep)
176	190	451,6

Gli strumenti attuali di analisi statistica sulle banche dati e l'analisi deduttiva per modelli o casi reali consentono una buona caratterizzazione del patrimonio edilizio, segmento di domanda particolarmente energivoro, in particolare sono stati analizzati i dati relativi alla frequenza, numerosità e intensità di:

- interventi di riqualificazione energetica sul patrimonio edilizio esistente,
- nuova costruzione di immobili,
- applicazione di step normativi (ad es. installazione di termoregolazione, sostituzione di generatori di calore, utilizzo di FER, ecc.) .

La valutazione della prestazione media pre e post intervento, anche alla luce delle indagini effettuate in altri *case studies* consentono inoltre la quantificazione dei costi connessi alle economie di spesa legate alla riduzione di domanda energetica.

Il potenziale di risparmio conseguibile è effettivamente una grande riserva largamente sotto sfruttata.

La promozione di politiche di supporto al conseguimento dell'ottimizzazione del patrimonio edilizio esistente possono, inoltre, costituire un potente volano che può facilitare la ripresa economica di un settore che è sempre stato trainante per la nostra economia e che attualmente soffre una problematica situazione con orizzonti di miglioramento particolarmente oscuri.

La maturazione della competenza settoriale nella riqualificazione energetica è tuttavia un interessante driver del mercato e consentirebbe di espandersi facilmente su mercati analoghi. Innegabilmente, tuttavia, il settore dell'edilizia, sia pubblica, sia privata gode di uno dei più favorevoli scenari di ausilio economico diffuso e, in alcuni casi, puntuale.

Dal punto di vista fiscale gli incentivi partono dal 50% di detrazione per chi esegue comuni interventi di manutenzione straordinaria o ristrutturazione edilizia.

La manutenzione in sé non è necessariamente collegata ad una riqualificazione energetica ma, spesso, applicando correttamente le norme in vigore dal giugno del 2015, gli interventi sull'involucro di qualunque tipo, rendono obbligatorie le verifiche sulla prestazione energetica dell'intero edificio o della struttura disperdente interessata.

Il punto 1.4.3. del DM 26/6/2015 esclude, infatti, dalla verifica degli obblighi solamente la tinteggiatura e il rifacimento di intonaco che non incida su più del 10% della superficie disperdente lorda dell'edificio.

In parallelo continua ad essere utilizzabile la detrazione fiscale del 65%, continuamente rinnovata dal Governo con riferimento al primo decreto "Edifici" del marzo 2008, per i classici interventi di miglioramento dell'involucro, sostituzione dei generatori di calore e installazione di pompe di calore e collettori solari termici.

Tale detrazione, elevabile fino al 75% nel caso di interventi sulle parti comuni dei condomini (ad es. facciate o coperture) è recuperabile anche mediante la cessione del credito. Tale possibilità favorisce in particolare gli interventi in condominio e i soggetti incapienti.

E' stato rafforzato il c.d. "Conto Termico 2.0" che prevede l'erogazione di sovvenzioni dirette, indicativamente il 40% del valore complessivo degli investimenti, agli interventi di efficienza energetica sia su edifici privati, sia su quelli pubblici.

La valutazione tenta di comprendere quali siano i trend in atto, quali le potenzialità e quali i margini di miglioramento o di ottimizzazione di un processo che presenta ottime prospettive, ma alti costi connessi. Nel caso del residenziale va tenuto in conto, infatti, che a volte la cosiddetta *deep renovation* o la trasformazione a edificio con classe alta e status di nZEB comporta un costo di investimento niente affatto secondario: il costo finale della riqualificazione, ad oggi, rischia di eccedere il valore venale dell'immobile e ciò non rende appetibili molti investimenti nel settore.

L'analisi tiene conto di due fenomeni separatamente individuabili. Il primo riguarda il settore della nuova costruzione. Pur in assenza di un mercato in grado di assorbire la produzione storica continua ad esistere una domanda di nuovi immobili per quanto contenuta.

Il secondo è quello della riqualificazione dell'esistente: nell'attuale fase congiunturale, vista la disponibilità di generose detrazioni fiscali, il mercato opta spesso per la riqualificazione di immobili esistenti, piuttosto che per la realizzazione di nuove costruzioni.

Tale fenomeno potrebbe proprio essere stato accentuato dal parco invenduto di immobili prodotti negli ultimi anni sulla base di permessi di costruzione con livelli di prestazione obsoleti (ante 2010), vuoti e offerti sul mercato a prezzi non adeguati alla loro reale condizione.

Nuova Costruzione (NC)

Considerando il settore della NC è stata adottata la seguente valutazione: il nuovo recente, quello che energeticamente sta migliorando con l'introduzione delle nuove tecnologie e con la diffusione di nuove conoscenze a tutti i livelli della filiera produttiva, viene comprato e utilizzato da chi abbandona un edificio obsoleto, di prestazione più scadente (media dello stock), che non verrà più utilizzato. Tale segmento, non desta, numericamente, particolare interesse: esso può essere descritto, rispetto all'intero stock edilizio, come una piccola quota di edifici nuovi su cui il livello di performance e la quota di copertura da FER elettro termiche previsto dalle normative in vigore è adeguata.

A tal proposito, si noti che il recepimento delle direttive 2010/31/UE e 2009/28/CE ha comportato l'approvazione di nuovi decreti nazionali riguardanti i livelli minimi di prestazione energetica, che ridefiniscono parzialmente le condizioni per la Nuova Costruzione e per gli interventi di efficienza sugli edifici esistenti. Inoltre, in materia di obbligo di copertura mediante FER dei consumi complessivi, il D.Lgs. 28/2011 prevede un ulteriore aumento delle quote minime a partire dal 2017.

Dal 1° gennaio 2017 la richiesta del titolo abilitativo per ogni nuovo edificio deve essere accompagnata dalla dimostrazione che esso è alimentato da FER almeno per il 50% (prima di tale scadenza il valore era del 35%) del fabbisogno complessivo (climatizzazione invernale ed estiva e acqua calda sanitaria); parimenti per ogni nuovo edificio si dovrà disporre la realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da FER elettriche almeno con potenza pari a 2 kWp per ogni 100 m^2 di impronta al suolo del fabbricato.

La NC, nel periodo 2006/2011, rappresenta un valore poco significativo rispetto al totale dello stock edilizio esistente: nell'ultima rilevazione disponibile (OMI 2013) il nuovo rappresenta meno dello 0,23% degli edifici già edificati e meno dello 0,34% degli appartamenti preesistenti.

L'analisi degli attestati depositati nel database del SIPEE, il sistema informativo degli attestati di prestazione energetica del Piemonte, fornisce i seguenti valori.

	ACE	APE	ACE+APE	EPi+ACS	EPgl, nren	EPgl,ren	Quota FER
Anno	sup. NC (Su)	sup.NC (Su)	sup.NC (Su)	kWh/m^2	kWh/m^2	kWh/m^2	%
2009	119.099	-	(*) 724.518	93,6	93,6	-	0%
2010	1.080.277	-	1.080.277	87,5	87,5	-	0%
2011	959.110	-	959.110	78,6	72,2	6,4	8%
2012	779.444	-	779.444	70,8	61,5	9,3	13%
2013	643.432	-	643.432	62,5	51,6	10,9	17%
2014	447.517	-	447.517	57,2	46,2	11,0	19%
2015	333.024	88.482	421.506	86,2	61,6	24,6	29%
2016	-	377.448	377.448	81,8	58,5	23,4	29%
2017	-	183.819	(*) 324.008	71,7	51,2	20,5	29%

Tabella 32 – Analisi degli attestati depositati nel database SIPEE. (*) proiezione a 12 mesi (fonte dati: banca dati SIPEE)

Con riferimento al patrimonio esistente, l'incremento di nuova superficie incide percentualmente da un valore di 0,45% del 2011 al minimo storico del 2017 con un valore di 0,149%. Si consideri che il dato 2017 è un dato parziale rilevato in un periodo di transizione sul sistema SIPEE a nuove metodologie di caricamento degli attestati.

In considerazione delle previsioni di leggero miglioramento del quadro socioeconomico e considerando le previsioni di aumento del PIL, al modello è stato assegnato, facendo base al momento peggiore (il 2017 con 324.000 m^2 di nuove costruzioni), un tendenziale di aumento del 5% annuo della Superficie utile (Su), tale da riportare – cautelativamente - il valore in m^2/anno della nuova costruzione al recupero dell'intensità di realizzazioni pre-crisi entro il 2035.

La bassa intensità della Nuova Costruzione (NC) è tuttavia controbilanciata da una sostanziale migliore prestazione media rispetto alla media di stock. Inoltre, la NC introduce in modo progressivo l'uso di FER.

Si consideri, inoltre, che l'attuale elevato livello di prestazione normativo imposto non permette realisticamente di ipotizzare ulteriori misure di efficienza: ciò comporterebbe costi più alti dei cosiddetti costi ottimali di investimento previsti dallo stato italiano in ossequio alle indicazioni della direttiva 2010/31/UE.

Sarebbe invece interessante prevedere, mediante la revisione e riprogrammazione degli obiettivi strategici della pianificazione urbanistica, strumenti di facilitazione e percorsi di ristrutturazione urbanistica e di riordino, che orientino gli investitori alla demolizione e ricostruzione con l'ausilio di premialità, piuttosto che alla riqualificazione dell'esistente.

È oggettivo che la riqualificazione di un'intera porzione di territorio o di un parte di città non solo possa conseguire, a parità di costo, una migliore prestazione globale ma consenta di introdurre in modo molto più marcato il ricorso a opzioni tecnologiche precluse in alcuni contesti; si pensi alla estensione razionale e sistematica di una rete di teleriscaldamento o della riorganizzazione delle volumetrie per la riduzione dei fenomeni di isola di calore o al ricorso allo sfruttamento del calore di falda.

A corollario si aggiunga la valutazione di scenario tendenziale delineato da ANCE nel suo studio del luglio 2016[43]. Esso evidenzia una riduzione drastica degli investimenti nel settore dell'edilizia in generale: il settore ha avuto una contrazione pari al 34,7% nel periodo 2008/2016 ed evidenzia una sostanziale stabilità nel tendenziale. Tale dato è mediato rispetto alla ripartizione tra NC e manutenzioni di edifici esistenti: il tracollo del nuovo (-62,4% per il residenziale, -41,2% per il non residenziale di cui –47,1% di opere pubbliche) è stato solo parzialmente controbilanciato dalla maggiore propensione alla spesa degli investitori nella riqualificazione di edifici pre-esistenti.

ANCE stima un +19,1% (2008/2015) e un tendenziale in leggera crescita rispetto al periodo (2008/2016): +21,3%, dati che verranno confrontati nel paragrafo successivo.

Pertanto, appare corretto immaginare una lenta e lunga ripresa di importanza delle nuove costruzioni, che non raggiungeranno, tuttavia, l'importanza numerica del passato.

A lato della riqualificazione energetica del patrimonio esistente, le nuove costruzioni potranno comunque giocare un ruolo, soprattutto se in presenza di processi di sostituzione, in luogo del mantenimento storico degli immobili.

[43] http://www.ance.it/docs/docDownload.aspx?id=32038

	2015 (mln €)	Variazione % in quantità						
		2013	2014	2015*	2016*	2017**	2017***	2008-2016*
Costruzioni totali	125.348	-7,5%	-5,2%	-1,0%	+0,3%	-1,2%	+1,1%	-34,7%
Abitazioni	66.772	-3,3%	-4,2%	-1,9%	+0,2%	-1,1%	+1,7%	-27,6%
Di cui nuove (*)	21.038	-12,4%	-14,0%	-6,8%	-3,4%	-3,0%	+1,8%	-62,4%
Di cui Man.straordinaria (*)	45.734	+2,9%	+1,5%	+0,5%	+1,9%	-0,2%	+1,7%	+21,3
Non residenziali	58.576	-11,7%	-6,3%	+0,1%	+0,3%	-1,4%	+0,3%	-41,2
Di cui private (*)	34.053	-13,4%	-7,1%	-1,2%	+0,2%	+0,2%	+0,2%	-36,6%
Di cui pubbliche (*)	24.523	-9,3%	-5,1%	+1,9%	+0,4%	-3,6%	+0,5%	-46,9%

Tabella 33 - Investimenti in costruzioni al netto dei costi per trasferimento di proprietà. (*) Stime ANCE (**) Scenario tendenziale (***) Scenario programmatico (fonte dati: elaborazione ANCE su dati ISTAT)

A completamento del quadro sulla NC si deve tenere conto che è il DM "Requisiti Minimi" del giugno 2015 prevede un ulteriore innalzamento del livello prestazionale a far data dal 2019 (livello cogente per le nuove costruzioni pubbliche) e dal 2021 per tutti gli altri edifici. Ciò comporta che ogni nuovo edificio nei prossimi 3/5 anni sarà costruito con caratteristiche tali da classificarlo nella odierna classe energetica A4/nZEB.

Questo livello colloca tutti i nuovi edifici realizzati dopo tali scadenze (2019 e 2021) oltre la soglia dei cosiddetti costi ottimali (Cost Optimal), previsti dalla Direttiva 2010/31/UE come il livello di riferimento efficace sotto il profilo costi/benefici.

Nello specifico l'adozione di un provvedimento di anticipazione del livello prescritto per l'edificio A4/nZEB dal 2019/2021 al 1 gennaio 2017 comporterebbe un miglioramento della prestazione globale in termini di $EP_{,nren}$ dell'12% corrispondenti – al 2021 - ad un risparmio cumulato di circa 3,5 ktep rispettando la proiezione delle attuali condizioni di mercato degli immobili.

Il rafforzamento del livello di legge per la NC ha senza dubbio un effetto efficace sotto il profilo comunicativo, costituisce quasi un obbligo morale per il settore pubblico per la valenza di esempio e di sperimentazione trainante del settore degli appalti e della riduzione della minimizzazione della spesa energetica gestionale.

Esso è, tuttavia, una misura che avrebbe senso inserire in un severo inasprimento generale delle regole per la limitazione delle emissioni, pur non comportando rilevanti benefici in termini di bilancio energetico globale.

In linea di massima se è possibile asserire che la NC, a saldi migratori e a dinamiche demografiche sostanzialmente in pareggio, andando a sostituire immobili con prestazioni desuete, determina un vantaggio sensibile in termini di efficienza rispetto alla prestazione media del parco edilizio – dai 160 ai circa 180 kWh/m^2 dopo l'entrata in vigore delle regole nZEB estese a tutta la NC), il beneficio complessivo atteso a lungo termine si attesta intorno a 18 ktep (20/21 ktep dopo il 2021) per ogni anno.

Riqualificazione del patrimonio edilizio esistente

Come è noto il patrimonio edilizio piemontese, ha subito un incremento volumetrico sostanziale nel periodo della ricostruzione e della re-industrializzazione postbellica. In tali periodi il problema energetico non era una priorità e, del resto, fino al 1978 non esistevano indicazioni cogenti in materia di progettazione sull'impiego di misure per il contenimento dei consumi energetici.

Di conseguenza, nella caratterizzazione dello stock edilizio si riscontrano elementi di criticità profondi: oltre il 78% delle pareti, dei tetti e dei pavimenti su terra o cantine non dispone di isolamento e soltanto lo 0,4% delle medesime strutture presenta valori di trasmittanza adeguati agli attuali standard normativi.

Appare migliore il quadro delle chiusure trasparenti che, almeno nel 12% dei casi, è adeguato o prossimo ai livelli prestazionali legali.

L'analisi e il monitoraggio della diffusione e della intensità del fenomeno della riqualificazione energetica - come in atto - è stata condotta dal progetto EPISCOPE valutando diverse fonti: ISTAT, Osservatorio regionale condizione abitativa, Database SIPEE per gli APE depositati in Regione, ENEA.

Gli attestati di prestazione energetica consentono di individuare in modo abbastanza chiaro, pur con parecchi limiti collegati alla mancanza di omogeneità nella redazione eseguita da soggetti con professionalità differenti, le caratteristiche e la composizione di tutto quello che è il patrimonio edilizio certificato (circa il 20% dell'intera volumetria esistente) che, con modalità statistiche, consente una proiezione sul totale edificato.

I dati complessivi sono riepilogati nel paragrafo 3.3 del Report nazionale datato Ottobre 2015[44].

L'analisi dell'attuale trend delle riqualificazioni energetiche è ricavabile dalla presenza dei dati ENEA sulla detrazione fiscale collegata agli interventi di efficienza degli edifici.

Dall'analisi congiunta dei dati di frequenza ed intensità dell'intervento e seguendo le assunzioni di modello della relazione EPISCOPE e dallo studio di comparazione del trend scenario con i risultati attesi per gli obiettivi di protezione ambientale previsti ne risulta che nel periodo indagato, la applicazione della detrazione fiscale ha stimolato interventi di riqualificazione più o meno costosa – purtroppo non sempre parimenti efficaci, come, ad esempio, la frequente riqualificazione dell'involucro trasparente - su circa il 2% della superficie di pavimento esistente in Piemonte.

[ktep]	1990	1995	2000	2005	2008
Combustibili solidi	**30**	**36**	**16**	**5**	**3**
Di cui carbone	13	18	1	2	2
Di cui lignite	-	-	-	-	-
Di cui prodotti della cokefazione	14	14	13	-	-
Di cui altri combustibili solidi	3	4	3	3	2
Prodotti petroliferi	**793**	**457**	**429**	**338**	**243**
Di cui gasolio	652	382	388	232	130

[44] http://episcope.eu/fileadmin/episcope/public/docs/pilot_actions/IT_EPISCOPE_RegionalCaseStudy_POLITO_SecEd.pdf

[ktep]	1990	1995	2000	2005	2008
Di cui GPL	112	60	35	104	112
Di cui petrolio da riscaldamento	29	15	6	2	1
Di cui altri prodotti petroliferi	-	-	-	-	-
Gas naturale	**1.295**	**1.553**	**1.517**	**1.784**	**1.605**
Rinnovabili	**104**	**110**	**130**	**101**	**46**
Di cui biomassa	104	110	130	101	46
Di cui rifiuti e biogas	-	-	-	-	-
Di cui altri prodotti	-	-	-	-	-
Energia elettrica	**352**	**369**	**398**	**420**	**426**
Consumi finali	**2.575**	**2.526**	**2.491**	**2.649**	**2.324**

Tabella 34 – Consumi energetici nel settore residenziale in Regione Piemonte (fonte dati: ENEA/EPISCOPE)

L'efficacia applicativa del D.Lgs. 28/2011 è, inoltre stata rafforzata in virtù del DM 26/6/2015 c.d. "Requisiti minimi" del giugno 2015 che ne estende l'applicazione anche ad interventi di Ristrutturazione Importante di primo livello, in passato tale applicazione sugli edifici esistenti era limitata ai casi di ristrutturazione rilevante di immobili con superficie superiore a 1000 m^2.

La detrazione fiscale del 65% non ha carattere di stabilità anche se più volte il Governo ha espresso la volontà di renderla strutturale. Giunta al decimo anno di proroga, tale opportunità di sostegno agli investimenti per la ristrutturazione e la manutenzione straordinaria è prevedibile che sia mantenuta.

In aggiunta, è stato introdotto il Conto Termico 2.0, rivisto per una più facile e ampia applicazione.

In virtù di tali condizioni ed esaminando la stima dell'ANCE che prevede comunque una costante sostituzione degli investimenti in NC con quelli destinati alla riqualificazione degli immobili già esistenti il trend di riqualificazione pare ampiamente confermabile.

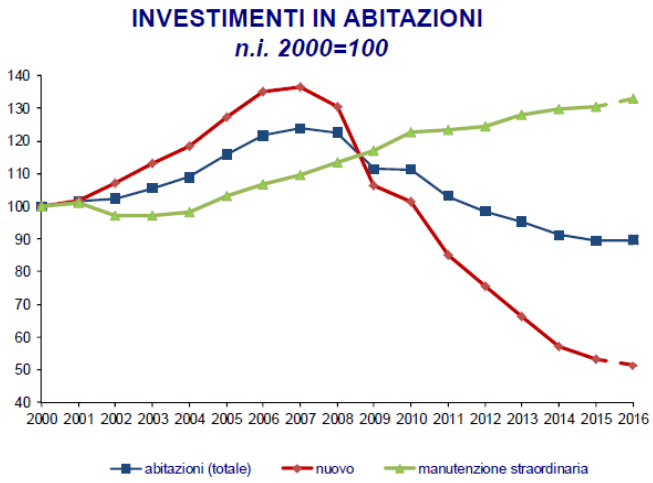


Figura 96 - Investimenti in abitazioni - base 100 anno 2000 (fonte dati: tratto da ANCE)

Il riepilogo delle considerazioni, avallato ulteriormente dal confronto con i dati caricati sul SIPEE effettuato a luglio 2017, porta alla definizione di uno scenario BAU per l'edilizia residenziale in cui il totale dei ktep destinati al settore decresce anche a fronte dell'aumento, anche se al momento modesto, di superficie utile realizzata.

Dall'esame degli Attestati di certificazione energetica (ACE) presenti in banca dati trasmessi fino all'ottobre 2015 risultano i seguenti valori.

Le superfici oggetto di interventi di efficienza sono individuabili sotto due categorie: "ristrutturazione edilizia" e "riqualificazione energetica". Nel primo caso la definizione è propria di interventi organici su un organismo edilizio che vengono realizzati per un riutilizzo del fabbricato. Come definito dal Testo Unico (DPR 380/2001 e ss.mm.ii.), si tratta di interventi onerosi e di un certo tenore che prevedono un iter amministrativo preciso presso il Comune sede di intervento (titolo abilitativo all'esecuzione delle opere, deposito elaborati, dichiarazione di fine lavori, ecc.). Nel secondo caso rientrano gli altri interventi più semplici e non onerosi, come le manutenzioni straordinarie, che normalmente prevedono delle semplici comunicazioni di avvio dei lavori, ove dovute.

Anno	Riqualificazione energetica [m^2]	Ristrutturazione edilizia [m^2]	Totale [m^2]
2009	506.375	403.122	909.497
2010	847.256	554.226	1.401.481
2011	856.222	709.984	1.566.206
2012	829.723	717.206	1.546.929
2013	799.980	595.088	1.395.068
2014	744.503	459.210	1.203.712
2015	774.600	414.717	1.189.317
Totale	**5.358.658**	**3.853.563**	**9.212.211**

Tabella 35 – Superfici oggetto di interventi di efficienza energetica

Le curve denotano una piccola ripresa tendenziale del valore relativo alle superfici oggetto di intervento già alla fine del 2015.

Le aree interessate dagli interventi rispetto al complessivo stock edilizio rappresentano stabilmente una percentuale di rinnovo indicativamente pari all'1% del totale utilizzato.

Si oscilla tra un 1,25% e uno 0,98 % del totale del patrimonio edilizio privato che viene fatto oggetto di opere di riqualificazione energetica.

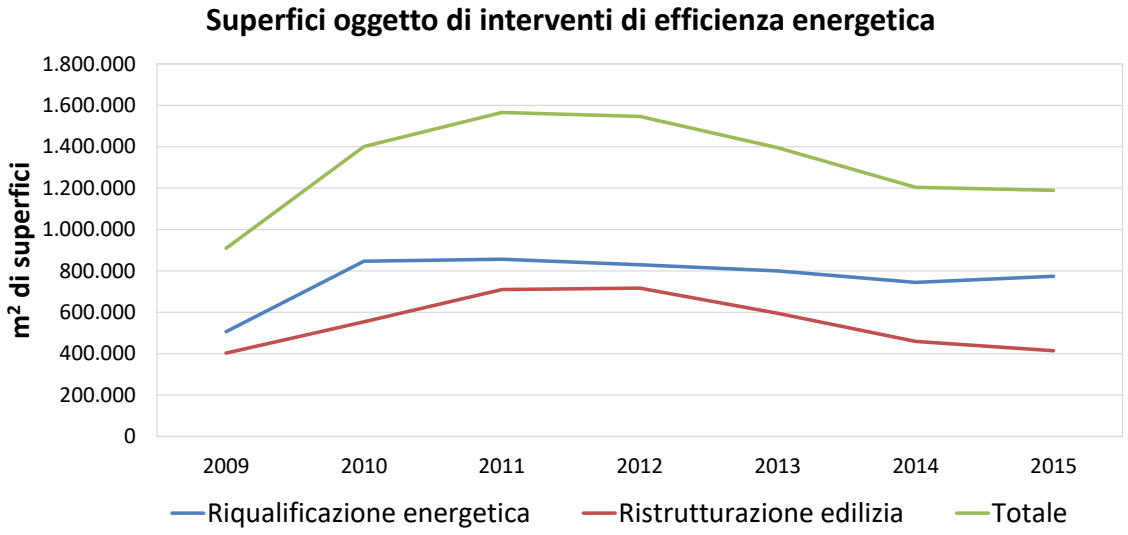


Figura 97 - Superfici oggetto di intervento di efficienza energetica

Tali interventi sono tuttavia rappresentativi di una evoluzione prestazionale del costruito utilizzato, ovviamente meno appetibile del nuovo, ma pur sempre interessante e compensata dalla maggiore intensità di interventi realizzati.

Rispetto ad un dato medio di stock attribuito al settore residenziale dal BER che caratterizza il valore di performance medio dell'edificio medio piemontese a circa 249 kWh/ m^2 di Consumo Finale Lordo (CFL) gli edifici oggetto di riqualificazione passano a un nuovo consumo totale lordo di 166 kWh/m^2 nel 2015 con tendenza alla ulteriore riduzione legata alla sempre maggiore applicazione del DM 26/6/2015 c.d. "Requisiti minimi".

Anno	EPi+ACS	EPgl,nren	Media	Media pesata
	kWh/m^2	kWh/m^2	kWh/m^2	kWh/m^2
2009	230	190	206	212
2010	214	183	192	202
2011	203	173	181	189
2012	194	171	178	183
2013	194	165	175	182
2014	175	164	168	171
2015	172	155	162	166

Tabella 36 - Indice di prestazione energetica - evoluzione pluriennale

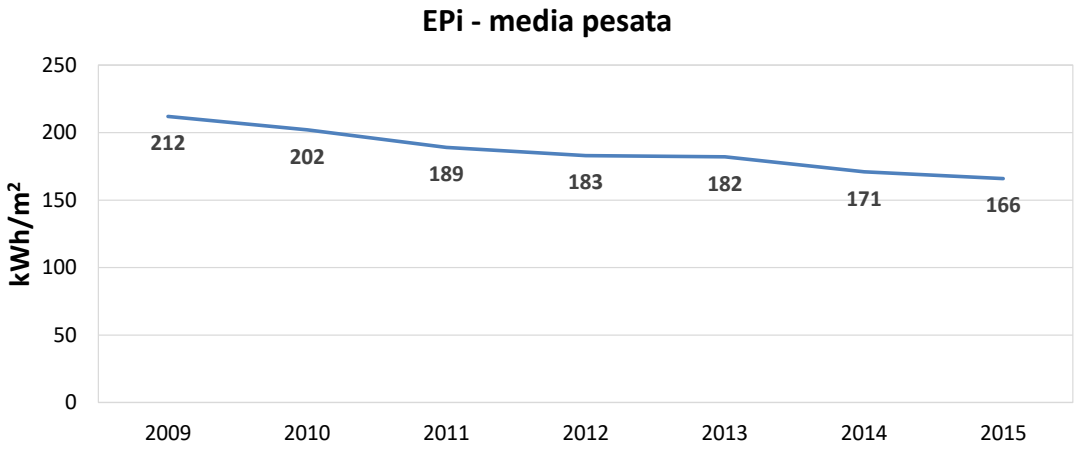


Figura 98 - Andamento pluriennale del valore di EPi medio pesato dello stock edilizio

Considerando tali valutazioni, il target atteso dall'applicazione dalle norme attualmente vigenti in Italia prevedrebbe una riduzione del CFL pari a 176 ktep (2020) e 411 ktep(2030).

A tale decremento, derivante dalla sostanziale riqualificazione di una porzione del patrimonio e da un suo rinnovo con contestuale dismissione di edifici obsoleti e peggio performanti, vanno sommate le ulteriori nuove quote di FER-E e di FER-C che nel processo edilizio vengono richieste per legge o vengono installate per altri motivi.

Tali nuove quote, pari a 20,3 ktep di FER-$C_{(BAU2020)}$ e circa 62 ktep di FER-$C_{(BAU2030)}$ sono da considerarsi come economia di energia primaria.

Sul piano dell'elettrico, gli obblighi di autoproduzione portano ad una nuova installazione di FER-$E_{(BAU2020)}$ pari a 24,1 ktep e circa 58 ktep di FER-$E_{(PEAR2030)}$.

Il Piano d'Azione Nazionale per incrementare gli edifici ad energia quasi zero, ribadisce come sia "importante sottolineare che gli attuali requisiti di prestazione energetica sono già frutto di un processo di ottimizzazione tra consumi energetici e costi (ai sensi del Regolamento delegato N.244/2012). Generalmente, infatti, spingersi oltre gli attuali requisiti minimi attraverso la realizzazione o la trasformazione di un edificio esistente in NZEB, comporta costi maggiori che non sono interamente recuperati attraverso i risparmi energetici conseguiti. Questi aspetti, nell'attesa di un'evoluzione del mercato che porti a una riduzione dei costi, possono essere opportunamente mitigati dalla presenza di adeguati incentivi e per mezzo dell'esecuzione degli interventi in particolari occasioni (finestre d'opportunità come la concomitanza di altri lavori di ristrutturazione)".

Quello che è assolutamente indispensabile è che venga metabolizzata la rivoluzione normativa che vi è stata in Italia con il recepimento della Direttiva 2010/31/UE, resa operativa dallo Stato con l'adozione della legge 90/2013, al fine di applicare correttamente i requisiti minimi individuati nel decreto interministeriale 26/6/2015.

La nota di debolezza in questo processo, che tende al miglioramento, risiede prioritariamente nel livello deputato al controllo del settore edilizio: esso non ha compreso appieno le nuove regole, è

destrutturato e poco competente e non favorisce una organica gestione del complesso processo di riqualificazione dell'edificio.

Gli operatori non riscontrano, inoltre, nel mercato una qualificazione della domanda tale da giustificare gli extra costi legati al pieno rispetto delle leggi in vigore.

In sostanza il percorso è già tracciato ma non è ben illuminato e il viaggiatore non sa in che direzione deve andare per raggiungere la meta.

Favorire un aumento di consapevolezza è quindi uno dei ruoli significativi che la Regione può ricoprire promuovendo un processo di conoscenza delle opportunità e delle regole a tutti i livelli e ottimizzando le procedure urbanistiche. Le uniche necessità di supporto economico sono essenzialmente legate al reperimento delle opportune garanzie finanziarie e bancarie laddove siano richiesti volumi di investimenti significativi, già oggi ampiamente remunerati dal minor costo delle future bollette a riqualificazione avvenuta, ma impercorribili per mancanza di liquidità.

Lo scenario di piano, consistente nel rafforzare e sostenere in modo diffuso l'applicazione delle regole in vigore e stimolare il processo di ricambio dello stock mediante la semplificazione procedurale e l'applicazione di incentivi di carattere urbanistico, potrebbe rendere possibile il conseguimento di una riduzione del CFL, pari a circa 190 ktep relativamente al traguardo indicato come PEAR2020 e raggiungere un target di piano complessivo pari a circa 451,6 ktep al 2030.

Adeguamento Edifici Esistenti (ex DGR 46-11968)

BAU2020 (ktep)	PEAR2020 (ktep)	PEAR2030 (ktep)
0	0	100

Nello quadro normativo nazionale, non vi sono particolari imposizioni per gli edifici esistenti che non vengano sottoposti ad interventi di riqualificazione.

A livello regionale, invece, occorre prendere atto dell'esistenza di un'indicazione cogente che obbliga all'intervento su un edificio esistente, a prescindere dall'essere sottoposto o meno ad opere di riqualificazione.

Essa è contenuta nel testo della DGR46-11968 e ss.mm.ii. che richiede al paragrafo 3. "ADEGUAMENTO DEGLI EDIFICI" che "*gli edifici residenziali appartenenti alla classe E1 del D.P.R. 412/1993, esclusi collegi, conventi, case di pena e caserme, caratterizzati da un numero di unità abitative superiore a 50, che presentano, sulla base di un attestato di certificazione energetica, un fabbisogno annuo di energia primaria per il riscaldamento superiore a 200 kWh/m^2, devono provvedere, entro il 31.12.2016, a realizzare interventi in grado di conseguire una riduzione del proprio consumo di energia primaria per il riscaldamento almeno del 35%.*

Per gli edifici esistenti appartenenti a tutte le altre tipologie, ad esclusione di quelli riconducibili alla classe E.8 del D.P.R. 412/1993, caratterizzati da un volume lordo climatizzato superiore a 10.000 m^3 e che evidenziano, sulla base del consumo reale registrato, un fabbisogno annuo di energia primaria per il riscaldamento superiore a 70 kWh/m^3, si deve provvedere, entro il 31.12.2016, a realizzare interventi in grado di conseguire una riduzione del consumo di energia primaria per il riscaldamento

almeno del 35%. Al fine di raggiungere gli obiettivi sopra indicati non è consentito considerare pari a zero il potere calorifico delle biomasse eventualmente utilizzate per la produzione del calore necessario al riscaldamento invernale.

L'applicazione di questa misura, approvata con la DGR 46-11968 in vigore dal 1° aprile 2010, si estende pressoché alla totalità del patrimonio edilizio realizzato antecedentemente al 1990 con una superficie totale stimabile in circa 70 milioni di metri quadrati.

L'effetto prodotto consentirebbe di ridurre il CFL di circa 130 ktep a condizioni estremamente gravose ed invasive: sarebbero necessari circa 3 miliardi di euro di investimento e le famiglie piemontesi sarebbero chiamate a risanare energeticamente all'incirca 320.000 appartamenti di loro proprietà.

Nonostante gli alti potenziali di risparmio energetico ed economico, in assenza di un sistema di controlli e sanzioni per il mancato rispetto delle disposizioni della DGR 46-11967, tale quantificazione non è stata computata. Essa viene inglobata nel processo precedentemente valutato di riqualificazione degli edifici esistenti negli interventi che vengono realizzati all'interno delle tradizionali finestre di opportunità.

Tale effetto di riduzione potrebbe essere anche potenziato dall'applicazione del DM 26/6/2015 che in alcuni casi comporta la necessità di rispettare livelli prestazionali con verifiche in cascata a volte più stringenti rispetto al progetto iniziale.

La quantificazione del beneficio complessivo è confermata dall'analisi delle prestazioni preventivate negli attestati, a seguito della realizzazione delle misure di efficienza ivi raccomandate. Tali raccomandazioni, pur nella loro sintetica determinazione, evidenziano un margine potenzialmente interessante (tempo di ritorno inferiore ai 10 anni) di miglioramento medio di circa il 34%.

Il dato previsionale totale di riduzione dei consumi massimo raggiungibile sui risparmi calcolati dagli attestati consegue un valore pari a circa 800 ktep; tale dato appare sostanzialmente integrabile e concorde con la previsione dell'applicazione della DGR. 46/11968, tenuto conto che questa stima, a differenza della prima, non riguarda solo gli edifici più energivori (EPi,tot >200 kWh/m^2) e grandi (>50 UI) ma un gruppo significativo e rappresentativo dell'intero parco edilizio.

Il conseguimento di tali enormi margini di miglioramento dipende in primo luogo dalla disponibilità di risorse private e deve essere ponderato anche alla luce dell'apprezzamento del valore immobiliare prima e dopo la riqualificazione.

Il processo insediativo italiano ha seguito le regole dello sviluppo tecnologico e sociale dell'ultimo secolo analogamente a quanto avvenuto nel resto d'Europa. Quello che tuttavia caratterizza lo stock edilizio italiano rispetto al panorama è la percentuale di edifici di proprietà unitamente alla tendenza a considerare il "mattone", oltre che un investimento sicuro, anche un bene non deperibile.

La scarsa attenzione alla manutenzione e la bassa propensione alla innovazione rendono difficile per una proprietà molto parcellizzata mettere in atto strategie di miglioramento e di promozione dell'efficienza.

Inoltre, ove possibile (immobili non di pregio, zone di ristrutturazione urbanistica ecc.) è bene favorire la ricostruzione degli edifici con parametri di comfort, sicurezza e sostenibilità adeguati agli standard odierni, piuttosto che conservazione degli stessi.

Sul lato eminentemente impiantistico si consideri che il semplice adeguamento dei generatori di calore ai limiti emissivi imposti dalle normative regionali esteso a tutto il parco regionale garantirebbe, mediante l'installazione di generatori a condensazione, la riduzione dei consumi di circa 46 ktep.

Settore Civile non residenziale

BAU2020 (ktep)	PEAR2020 (ktep)	PEAR2030 (ktep)
0	0	120

Le conoscenze concernenti il settore civile non residenziale, inteso come tutto ciò che è climatizzato per la permanenza di occupanti, non sono sistematizzate e ciò rappresenta un ostacolo alla piena comprensione dei fenomeni di miglioramento che lo attraversano.

Tipicamente in questo settore ritroviamo tutte quelle destinazioni d'uso che vanno dal terziario al commerciale, ad esclusione di quelle precedentemente trattate (edifici pubblici ed ospedalieri), che hanno una grande variabilità di condizioni di impiego e ricorrono in modo importante alla generazione del freddo per mantenere condizioni di vivibilità e confort dei locali.

La grande variabilità dei carichi, difficilmente determinabile nelle classiche condizioni di valutazione metodologica adottate nell'Attestato di Prestazione energetica, li rende difficilmente modellabili ed analizzabili in serie statistiche.

La prevalente importanza dei consumi effettivi rende questo settore analizzabile solo a fronte di approfondite valutazioni di dettaglio. L'organizzazione di un sistema di conoscenza in questo caso, al fine di orientare le eventuali scelte politiche e le analisi di tendenza costituisce una priorità delle future scelte pianificatorie.

In assenza di dati di dettaglio e di una sufficiente disaggregazione delle modalità degli usi energetici del comparto, le stime ricavate per differenza dei segmenti noti riferiscono di un consolidato 25% circa del Consumo Finale Lordo complessivo.

Considerando che tale settore si presta particolarmente allo svecchiamento e all'evoluzione tecnologica e al conseguimento del confort, in quanto condizione di primaria importanza, si ritiene di attribuire cautelativamente un trend di miglioramento potenziale del 15%, pari ad una stima del potenziale di efficienza al 2030 di 120 ktep.

In tale direzione vanno le recenti stime del potenziale di mercato relativo alla installazione di pompe di calore e di macchine frigorifere ad alta efficienza di ultima generazione.

Tali riduzioni sono quantificate nel paragrafo Riduzione dei Consumi Elettrici.

La elevata domanda di energia per la climatizzazione e la contestuale alta presenza di carichi endogeni avvantaggia, in questo caso, il settore del freddo, su cui le pompe di calore di grande taglia

polivalenti, eventualmente affiancate dall'utilizzo dell'acqua di falda, possono giocare un ruolo di massima efficienza e di riduzione dei costi.

A supporto dello sviluppo di una elettrificazione spinta vanno, inoltre, la riduzione del costo dell'energia elettrica e la presenza del Conto Termico 2.0 che favorisce l'adozione di queste tecnologie, costose ma efficienti e virtualmente prive di emissioni locali.

Termoregolazione e Contabilizzazione

BAU2020 (ktep)	PEAR2020 (ktep)	PEAR2030 (ktep)
88	99	110

Tra gli interventi di efficienza meno invasivi va classificata l'applicazione dell'obbligo di provvedere alla termoregolazione e contabilizzazione delle unità immobiliari che sono allacciate a sistemi centralizzati di riscaldamento prive di sistemi di individuazione della spesa correlabili agli effettivi prelievi volontari di energia termica delle utenze.

L'obbligo, previsto nel decreto legislativo di recepimento della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, approvato in via definitiva dal Consiglio dei ministri è stato fissato dal decreto legislativo 102/2014, aggiornato con il D.Lgs. 141/2016.

L'applicazione della misura, infine divenuta cogente entro la data limite per l'installazione di giugno 2017, comporta un risparmio ricavabile da letteratura e da esperienze dirette in monitoraggi di almeno il 15% a cui andranno sommati i vantaggi della gestione autonoma e della ri-equilibratura degli impianti che sono attesi ma più difficilmente quantificabili.

L'applicazione di sistemi di termoregolazione e contabilizzazione comporta un risparmio totale, stimabile sulla base della presenza degli impianti centralizzati su cui sono installabili tali sistemi, di circa 110 ktep.

Tale intervento interessa circa 0,6 milioni di famiglie per un investimento complessivo di circa 450 milioni di euro.

Il potenziale di risparmio è stato stimato coerentemente con le installazioni effettuate entro le scadenze fissate prima dalla Regione e poi dal D.Lgs. 141/2016. Si ritiene che la termoregolazione e contabilizzazione sia stata effettivamente installata nell'80% dei contesti in cui era prevista, con un risparmio energetico connesso di circa 88 ktep al 2020 e che le residue realtà, ancora da completare possano comportare un risparmio complessivo di 99 ktep al medesimo orizzonte temporale.

Lo scenario PEAR2030 prevede un maggiore sostegno ad una corretta informazione sul tema e alle verifiche sulle mancate installazioni con il conseguente raggiungimento di un valore di riduzione dei consumi pari a 110 ktep, come scenario massimo.

Ampliamenti e miglioramento gestionale delle reti di Teleriscaldamento

BAU2020 (ktep)	PEAR2020 (ktep)	PEAR2030 (ktep)
0	22	58

Come verrà più dettagliatamente illustrato nel Capitolo III "Reti e Generazione distribuita", il Piemonte ha una buona dotazione di reti di teleriscaldamento e buona parte della volumetria conurbata della Città di Torino è servita da IREN Energia.

Dal piano industriale di tale operatore si ricavano previsioni per allacciare, oltre ai 56 milioni di m^3 già serviti, ulteriori 12 milioni di m^3 entro il 2025.

Con riferimento ai parametri prestazionali medi dello stock edilizio piemontese, il potenziale risparmio in termini di energia primaria, correlabile alle previsioni di nuova volumetria allacciata, si attesta su un valore di circa **22** ktep considerando un $fP_{,nren}$ di 0,626 kWh/kWh.

Inoltre, al fine di consentire virtualmente l'estensione della potenzialità di allacciamento a tutta la Città di Torino, pare prioritario modificare il profilo di utilizzo delle utenze.

Ciò consentirebbe, a parità di potenza installata, ovvero senza costruire nuove centrali, di estendere la fornitura a tutti gli edifici individuabili sotto il profilo della convenienza economica e della fattibilità tecnica.

L'attuale profilo gestionale ricalca quello degli obblighi derivanti dal DPR 412/1993 e poi ricompreso e ulteriormente trattato dal DPR 74/2013.

In linea di massima, in zona E, gli impianti termici possono essere attivati per 14 ore giornaliere, tra le ore 5:00 e le ore 23:00 salvo che abbiano, nel caso dei centralizzati, una regolazione adeguata e una centralina che consenta di programmare l'attenuazione notturna.

Tra le molte opportunità di deroga al disposto nazionale ve ne è quindi una che tiene perfettamente conto della condizione in cui si collocano le utenze condominiali che hanno installato, per obbligo normativo, un sistema di termoregolazione e contabilizzazione.

L'ampliamento del periodo di utilizzo degli impianti, regolati e contabilizzati a valle dall'utenza stessa consentirebbe ulteriori risparmi, ma soprattutto svincolerebbe la rete dal problema del picco mattutino spalmando il prelievo su un periodo maggiore.

Cautelativamente si può valutare che il passaggio a 24 ore medie giornaliere di prelievo, dalle attuali 14 ore, comporti un aumento di potenza disponibile del 40%. Tale aumento può essere convertito, con le valutazioni di ridondanza del caso, in nuovo allacciamento di volumetria esistente.

Ipotizzando un ulteriore ampliamento della volumetria servita di nuovi 20 milioni di m^3, probabile soglia di saturazione dei volumi tecnicamente teleriscaldabili nella Città di Torino, si può traguardare al 2030 un ulteriore beneficio in termini di riduzione dei consumi pari a circa 36 ktep.

Uso del calore ambientale mediante pompe di calore

BAU2020 (ktep)	PEAR2020 (ktep)	PEAR2030 (ktep)
0	0	60

La disponibilità a tutti i livelli tecnologici di macchine elettriche efficienti per la valorizzazione del calore rinnovabile dell'ambiente apre a scenari di grande interesse per la riduzione del CFL, l'aumento della quota delle rinnovabili termiche FER-C e la riduzione delle correlate emissioni locali.

Nel campo delle pompe di calore, risulta essere particolarmente auspicabile una maggior diffusione di impianti di taglia media e grande, più interessanti come efficienza generale e normalmente destinati a soddisfare le esigenze di climatizzazione delle grandi utenze come, ad esempio, complessi ad uso ufficio, centri commerciali, strutture di tipo ricettivo, ospedaliero e sanitario ecc. Tali impianti possono utilizzare in modo conveniente sia l'aria, sia le matrici acqua e suolo mediante pozzi o sonde geotermiche.

In altra parte del presente documento vengono valutati i potenziali di riduzione e sostituzione del CFL con FER-C derivante dall'uso del calore ambientale catturato al terreno e alla falda. É peraltro interessante analizzare lo scenario che prevede un più largo impiego di unità idroniche installate in parallelo ad impianti termici convenzionali già esistenti o delle piccole unità aerotermiche ad espansione diretta in presenza di altro impianto convenzionale.

L'utilizzo delle pompe di calore, siano esse a compressione di gas o ad assorbimento, rappresenta dunque uno scenario di grande interesse per l'aumento di efficienza e l'aumento della quota di FER-C. Gli impianti cosiddetti ibridi che prevedono apparecchiature con gestione elettronica integrata, che abbina un gruppo termico a fiamma a condensazione e una macchina elettrica, risultano essere, quindi, di grande interesse. L'inserimento di questa tecnologia, capace di valorizzare il livello energetico del calore ambientale, consente di aumentare l'efficienza del sistema, ridurre il CFL e aumentare la quota di FER-C utilizzata.

I prodotti ibridi, di cui è prevista l'installazione, riguardano il segmento della nuova costruzione e della riqualificazione laddove si effettui una ristrutturazione dell'impianto termico con sistema emissivo a bassa temperatura. Anche nei casi di significativa riduzione del carico termico è possibile ipotizzare un funzionamento ottimale in presenza di terminali tradizionali. D'altro canto le pompe di calore aerotermiche di piccola taglia ad espansione diretta in ambiente hanno un potenziale contributo non trascurabile, laddove siano impiegate correttamente.

Nel recente passato nelle unità abitative sono state installate, in Piemonte, circa 100.000 unità di climatizzazione reversibili all'anno come soluzione standard per il condizionamento estivo. La recente revisione delle tariffe elettriche consente di ipotizzare che a tali unità reversibili (unità mono split e multi split, attualmente utilizzate quasi esclusivamente come condizionatori in estate o per brevissimi periodi nei cambi di stagione) venga assegnato un conveniente carico di lavoro.

Queste macchine presentano dei COP di tutto interesse e consentirebbero di recuperare una quota significativa di FER-C, riducendo in modo significativo i consumi finali lordi.

Una PDC elettrica mono split in funzionamento bivalente con cut off a 7°C che integra un impianto termico convenzionale, autonomo o centralizzato con contabilizzazione, può fornire alla ipotetica

unità immobiliare in cui opera, in un clima come quello torinese (zona E), il 25% dell'energia termica globale necessaria.

Considerando prudenzialmente un COP pari a 3,2 la quantità di energia termica resa disponibile dalla PDC comporta un risparmio di energia primaria (CFL) del 7,98% e una quota di utilizzo di FER-C, rispetto al CFL risultante, del 18,5%.

L'applicazione massiva della gestione ibrida degli impianti comporterebbe quindi, significativi risparmi potenziali in termini di riduzione sia del CFL, sia delle emissioni collegate.

Nell'ipotesi di sostenere o rendere obbligatori tali interventi a livello regionale nei casi di ristrutturazione impiantistica, nonché di copertura di circa il 30% della volumetria residenziale al 2030, il CFL si ridurrebbe di 60 ktep con una nuova quota di FER-C pari a circa 137,8 ktep.

L'unico limite di questo scenario rimarrebbe l'adeguatezza della capacità di generazione elettrica del parco-impianti nazionale, unitamente alla potenza dispacciabile sulla rete elettrica che, a fronte di un importante incremento della domanda, potrebbe rivelarsi fortemente sottodimensionata.

Riduzione del fabbisogno di edifici alimentati da Biomasse

BAU2020 (ktep)	PEAR2020 (ktep)	PEAR2030 (ktep)
0	0	90

Nel settore della climatizzazione riveste particolare importanza, per la risoluzione delle problematiche legate alla presenza di polveri sottili (PTS) in atmosfera la limitazione del ricorso alla biomassa di origine lignocellulosica.

Tale prassi, piuttosto frequente storicamente in ambiti montani, è diventata endemica anche nelle pianure ed è una delle principali responsabili del fenomeno di accumulo di polveri in atmosfera con le conseguenti ricadute sulla salute umana. Tale fenomeno, riscontrabile dai frequenti superamenti dei livelli tollerabili, preannuncia una maggiore attenzione alla qualità dei combustori e una attuazione mirata di politiche volte a concederne l'uso solo in condizioni particolari.

Tra le misure preconizzate si individua la necessità, ad esempio, di limitarne il consumo portando i fabbricati, nei quali viene utilizzata, ad un maggior livello di efficienza.

La riduzione delle dispersioni dei fabbricati consentirà di aumentare l'efficienza dell'utilizzo delle biomasse e conseguentemente di ridurre il CFL.

Questi due risultati confliggenti (in quanto, oltre al CFL, si riduce anche il tasso di utilizzo delle FER), sono indotti dalle politiche di risanamento della qualità dell'aria, volte a ridurre le emissioni derivanti dalla combustione delle biomasse.

Nella previsione di risanamento della qualità edilizia dei fabbricati in oggetto il potenziale di riduzione calcolata, derivante dall'imposizione legislativa di futura adozione, è stata considerata cautelativamente pari a 90 ktep.

Consumi elettrici

BAU2020 (ktep)	PEAR2020 (ktep)	PEAR2030 (ktep)
0	1	1

Secondo la ricostruzione del Bilancio Energetico Regionale realizzata da ENEA, nel 2014 i consumi totali del settore civile (terziario e domestico) ammontavano a circa 4.599 ktep. Nello stesso anno, i consumi elettrici del settore costituivano il 22% del totale (dati TERNA). Nel processo di graduale incremento di efficienza energetica del sistema, essi ricoprono pertanto un ruolo centrale.

Il trend storico

L'analisi del trend dei consumi elettrici del settore civile si basa sui dati messi a disposizione da TERNA nei bilanci energetici regionali. I dati sono aggiornati al 2016. Nella tabella vengono indicati i dati relativi ai consumi relativi al terziario privato ed al settore domestico.

Settore [ktep]	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Terziario privato	502	523	524	532	556	561	561	577	583
Domestico	426	429	436	428	423	411	394	398	390

Tabella 37 - L'andamento dei consumi elettrici nel settore civile privato (fonte dati: TERNA)

Per quanto concerne il settore terziario e nello specifico il terziario privato, è assolutamente evidente il trend di costante crescita dei consumi elettrici. Tra il primo e l'ultimo anno della serie storica l'incremento è pari al 16% circa, con un tasso annuo del 2%. Viceversa, l'andamento dei consumi elettrici nel comparto domestico ha subito dapprima in incremento (tra il 2008 ed il 2010) per poi ridursi progressivamente fino al 2016, nonostante negli ultimi 3 anni vi sia stata una certa stazionarietà. Complessivamente il domestico ha ridotto i propri consumi di oltre 8 punti percentuali tra il primo e l'ultimo anno della serie storica rappresentata.

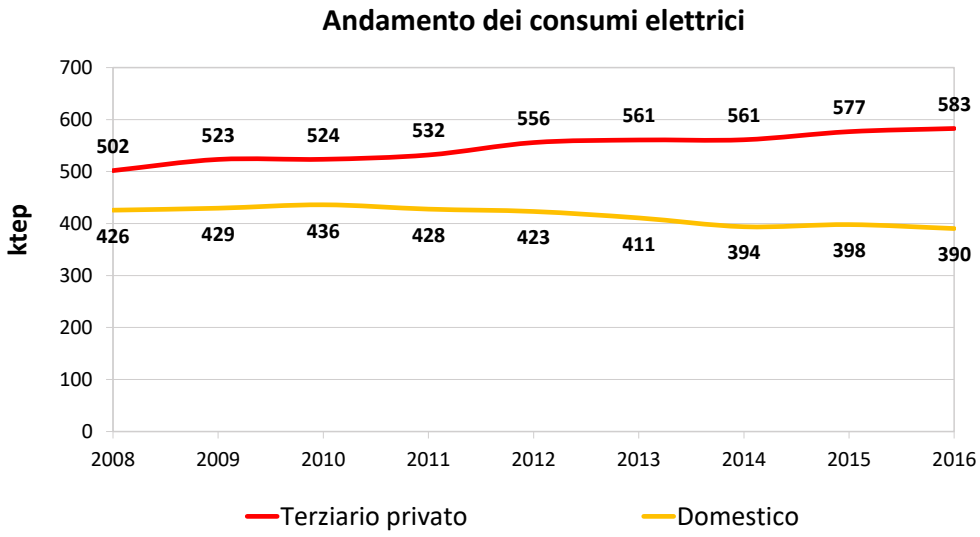


Figura 99 - Andamento dei consumi elettrici nel settore civile privato (fonte dati: TERNA)

Gli scenari previsionali

La costruzione degli scenari previsionali del settore civile è fortemente basata su quanto osservato nella serie storica.

Nel settore domestico si evidenzia un certo incremento dell'efficienza energetica: questo miglioramento è sicuramente da inputare alla diffusione progressiva dell'illuminazione a LED per gli ambienti interni (facilitata ulteriormente dall'utilizzo degli stessi attacchi E14 ed E27 utilizzati precedentemente con altre tipologie di lampade), nonché dalla crescente presenza di elettrodomestici ad elevate prestazioni energetiche, spinta dall'introduzione dell'etichettatura energetica e da forti politiche di comunicazione verso gli utenti finali. Si assume in questo caso che la sostituzione dei dispositivi elettronici negli edifici residenziali prosegua con lo stesso ritmo registrato negli ultimi 6 anni fino al 2025. Questa assunzione si basa su una valutazione dei cicli di vita degli elettrodomestici, solitamente superiore ai 10 anni, che può ritardare per alcuni utenti finali l'adozione di tecnologie più efficienti. Tra il 2025 ed il 2030 si assume invece che il trend di incremento di efficienza si riduca, dimezzando percentualmente il tasso di decremento annuo dei consumi elettrici.

Nel settore terziario privato, viceversa, si evidenzia un incremento importante dei consumi elettrici. In questo caso sembra che l'introduzione di nuove tecnologie più performanti non sia riuscita ad invertire una tendenza di crescita costante dei consumi. E' evidente infatti che siano incrementati più che proporzionalmente gli usi elettrici nel comparto (climatizzazione estiva, server, dispositivi elettronici per l'automazione, etc). In questo caso si assume tuttavia che l'incremento degli usi si riduca progressivamente giungendo ad una naturale saturazione del mercato (ad esempio per gli impianti di climatizzazione) ed avviando successivamente un graduale processo di sostituzione con incremento dell'efficienza energetica dei nuovi dispositivi. Nel calcolo degli scenari al 2030, si ipotizza pertanto che il tasso di crescita annua dei consumi elettrici si mantenga costante fino al 2020 e che successivamente si dimezzi ogni 5 anni fino al 2030.

Settore	Variazione %annua				Var. % totale
	2011-2016	2017-2020	2021-2025	2026-2030	2016-2030
Terziario privato	+1,8%	+1,8%	+0,9%	+0,5%	+14,1%
Domestico	-1,8%	-1,8%	-1,8%	-0,9%	-20,9%

Tabella 38 - La variazione % annua dei consumi elettrici nel settore civile privato

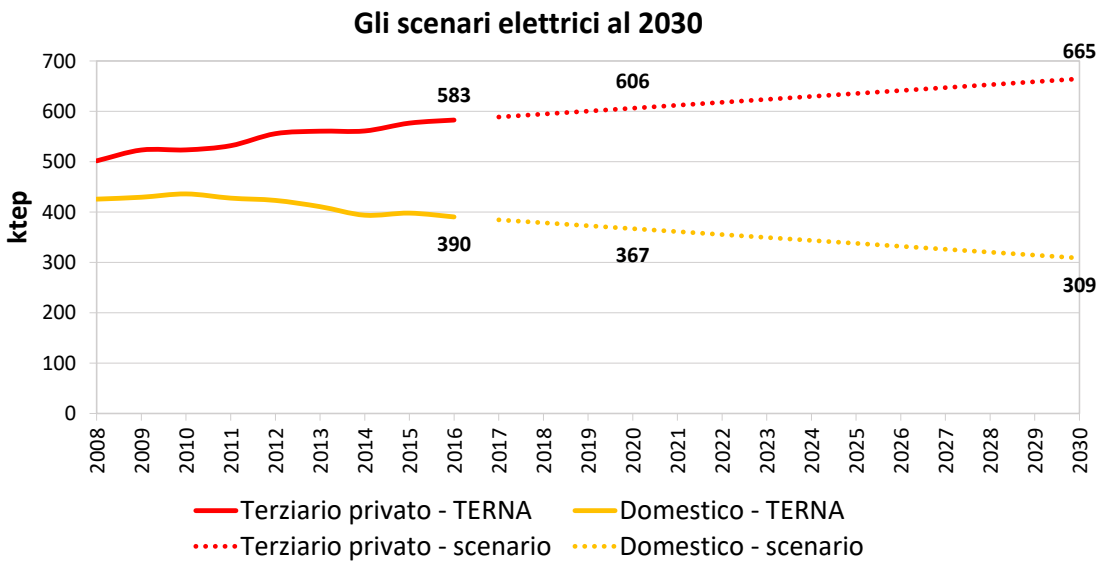


Figura 100 - Gli scenari evolutivi -settore civile privato (fonte dati: elab. Regione Piemonte)

Le politiche regionali per l'incremento dell'efficienza energetica nel settore civile privato per il comparto elettrico sono piuttosto limitate. Gli strumenti principali sono legati ad attività di comunicazione ed informazione. La tabella mette in evidenza l'incremento di circa 88 ktep per il settore terziario privato tra il 2015, assunto quale anno base di riferimento ed il 2030. Viceversa, nello stesso intervallo di tempo si ipotizza una riduzione di circa 89 ktep per il settore domestico.

Settore	2015	2020	2030	2015-2020	2015-2030
Terziario privato	576,7	606,2	664,7	+29,5	+88,0
Domestico	397,9	367,0	308,8	-30,9	-89,1
Totale	**974,6**	**973,2**	**973,5**	**-1,4**	**-1,1**

Tabella 39 - Lo scenario dei consumi elettrici al 2030 (fonte dati: elaborazione Reg Piemonte su dati TERNA)

Globalmente si può assumere che il settore civile privato riduca marginalmente i propri consumi di energia elettrica fino al 2020 e che successivamente si stabilizzi fino al 2030 per effetto di un opposto ed equivalente trend, rispettivamente di riduzione e di incremento dei consumi nel domestico e nel terziario privato.

Riduzione dei consumi nei trasporti

BAU2020 (ktep)	PEAR2020 (ktep)	PEAR2030 (ktep)
59	319,5	880

La mobilità sostenibile, intesa come modalità di spostamento in grado di ridurre gli effetti ambientali, sociali ed economici generati dai veicoli privati, può giocare un ruolo di fondamentale importanza nella riduzione dei consumi di carburante e nella riduzione di emissioni di gas climalteranti, nonché nella riduzione dell'inquinamento atmosferico ed acustico.

Dato per assunto che la mobilità rappresenta una caratteristica qualificante per una regione dinamica ed è un fattore tradizionalmente correlato al PIL e, quindi, necessita di un adeguato livello di attenzione, è fondamentale che questo settore contribuisca in modo sostanziale alla transizione energetica in atto, verso un sistema energetico più efficace, efficiente e sostenibile. In particolare è necessario adottare una strategia che passi a modalità di trasporto meno impattanti sulla salute e sull'ambiente e che migliori tecnologicamente i mezzi di trasporto, in modo da renderli meno energivori ed inquinanti.

Il consumo di energia nel settore dei trasporti è guidato da una vasta gamma di fattori che risultano differenti a seconda che si tratti di mobilità delle persone o di trasporto delle merci. Le tendenze dei consumi energetici nella mobilità delle persone sono guidate da fattori quali la popolazione (composizione e densità), uso del suolo, sprawl, infrastrutture di trasporto, modelli di viaggio, reddito, tasso di proprietà del veicolo, tassi di occupazione dei veicoli, preferenze dei consumatori e consumo medio di carburante. Nell'ambito del trasporto delle merci i fattori che guidano le tendenze dei consumi trovano, invece, riferimento nelle attività economiche ed in particolare nella circolazione di materie prime, prodotti intermedi e beni finali di consumo: la scelta della modalità di trasporto dipende dalla situazione geografica, dalla destinazione (locale, nazionale, internazionale), dalle infrastrutture disponibili, dal costo e dal valore dei beni.

Una specifica politica di efficienza energetica nei trasporti deve essere pianificata utilizzando un approccio integrato (energia, trasporti, ricerca, economia e ambiente) e coordinato tra i livelli istituzionali competenti.

Tra gli interventi più efficaci nel campo della mobilità sostenibile si cita lo sviluppo della mobilità elettrica, il potenziamento del trasporto pubblico locale (con corsie riservate e vie preferenziali), sistemi di integrazione tariffaria, strumenti per l'infomobilità e l'adozione di specifici strumenti di pianificazione (come ad esempio il Piano Urbano della Mobilità).

Esistono inoltre altre tipologie di interventi utili al perseguimento dell'obiettivo, tra i quali si annoverano:

- lo sviluppo della mobilità pedonale: favorire l'accessibilità e la fruizione universale degli spazi pubblici, con la redazione di *pediplan*, con interventi di eliminazione delle barriere architettoniche nei percorsi, con la realizzazione dei percorsi sicuri casa-scuola e del *pedibus*;
- lo sviluppo della mobilità ciclabile: predisposizione di biciplan, accompagnata dalla costruzione di piste ciclabili e dall'implementazione di servizi di bike sharing;

- politiche di tariffazione e pedaggi: pedaggio urbano (accesso a pagamento in particolari zone urbane), park pricing (sosta a pagamento), park and ride (agevolazione nell'interscambio tra automobile e mezzo pubblico), crediti di mobilità;
- pianificazione della mobilità aziendale: redazione del piano spostamenti casa-lavoro, implementazione di sistemi di telelavoro, introduzione della figura del Mobility Manager, figura obbligatoria per legge ma spesso assente o non operativa;
- gestione della domanda: moderazione del traffico (traffic calming), limitazioni della circolazione veicolare, introduzione di servizi di car sharing e trasporto a chiamata; promozione del car pooling; utilizzo di sistemi di information technology (ITS) per la gestione dei flussi veicolari (es. instradamenti ai parcheggi, info dinamiche sulle strade, navigazione satellitare ecc.).

Alla base di questi possibili interventi ci sono tre obiettivi:

- migliorare i servizi di prossimità in modo tale da ridurre la necessità di spostamenti sia in termini numerici che di distanze;
- destinare una parte della superficie stradale alla mobilità di tipo sostenibile a scapito dei veicoli privati, riducendo in questo modo il costo generalizzato del trasporto sostenibile;
- realizzare una rete di trasporto intermodale che consenta spostamenti più veloci di quelli realizzati dai autoveicoli privati.

Al fine di raggiungere significativi risultati è inoltre fondamentale portare il cittadino a modificare i propri comportamenti e le proprie abitudini a favore di una vita più sana e sicura per sé e per gli altri. È pertanto indispensabile promuovere campagne informative sul tema, al fine di accompagnare la trasformazione dell'intero sistema trasporti verso un sistema più sostenibile a livello ambientale, sociale ed economico.

La Regione ha già avviato alcune iniziative in questa direzione promuovendo la mobilità sostenibile sia nel coordinamento delle politiche per la pianificazione energetica, del territorio, della qualità dell'aria e dei trasporti nel medio-lungo periodo; sia adottando nuovi criteri nelle gare per il TPL, promuovendo lo sviluppo delle piste ciclabili e la diffusione del Biglietto Integrato Piemonte su tutto il territorio regionale; sia, infine, recependo le disposizioni previste all'art.18 del D.lgs n.257/2016 per la realizzazione dell'infrastruttura per i combustibili alternativi negli indirizzi per l'attuazione della legge regionale n.14/2004 "Norme di indirizzo programmatico regionale per la razionalizzazione e l'ammodernamento della rete distributiva dei carburanti". Con i nuovi indirizzi (DGR n.40-6232 del 22.12.2107) la Regione individua misure volte alla diffusione dei combustibili alternativi da applicare sia sugli impianti esistenti, sia per l'apertura di nuovi impianti di distribuzione del carburante; in tal modo si intende favorire l'uso e la diffusione di carburanti alternativi.

Tuttavia questa serie di misure appare ancora carente se rapportata agli indicatori energetici e di qualità dell'aria che sono ancora molto distanti dagli obiettivi e indirizzi dell'Unione Europea, e sottoscritti anche dal Piemonte.

Una strategia per l'efficienza energetica nei trasporti

Per definire il complesso delle misure necessarie a rendere più sostenibile la mobilità si propone di adottare la "Strategia ASI": AVOID / SHIFT / IMPROVE.

Diffusa a livello mondiale per gestire il sistema dei trasporti in modo funzionale allo sviluppo di una mobilità sostenibile, la Strategia ASI predilige interventi volti a favorire l'accessibilità e non la mobilità fine a se stessa, a passare a modalità di trasporto meno impattanti sulla salute e sull'ambiente e a migliorare tecnologicamente i mezzi di trasporto, in modo che siano meno energivori ed inquinanti.

I tre assi di intervento, da perseguire in maniera integrata ed equilibrata, sono:

1. "AVOID/REDUCE" (evitare lo spostamento) → EFFICIENZA DEL SISTEMA

Migliorare l'efficienza del sistema evitando o riducendo la formazione della domanda di trasporto intervenendo su componenti quali l'esigenza e la lunghezza dello spostamento e il coefficiente di occupazione del veicolo.

Il traffico più eco-sostenibile è quello che nemmeno esiste: attraverso un'attenta pianificazione delle funzioni territoriali nonché un'efficiente programmazione e gestione dei servizi è possibile contenere gli spostamenti, di persone o merci, eliminandoli o riducendo i chilometri da percorrere. Le misure da assumere sono complesse e comportano processi (riorganizzazione di società e mercati) di lungo periodo e devono essere finalizzate a:

- ridurre il numero degli spostamenti, significa intervenire sulla necessità dello spostamento: riorganizzare la società e i mercati attraverso l'uso delle ICT (teleworking, e-procurement, e-commerce, e-care), la dematerializzazione dei beni (e-book, e-mail, etc.) e una maggiore propensione verso i mezzi in condivisione (un cambiamento culturale verso lo sharing consente di evitare gli spostamenti inutili incentivati dal possesso di un mezzo privato);
- ridurre i chilometri percorsi, significa intervenire sulle distanze dello spostamento: riorganizzare la società e i mercati pianificando in modo corretto le funzioni territoriali (densità territoriale, posizione e distribuzione di servizi e spazi pubblici) e la geografia delle merci (catene di approvvigionamento corte) e gestire in modo efficiente, con ITS e interventi di regolamentazione, le reti e servizi per i passeggeri (navigazione e informazione al conducente, controllo e gestione del traffico e delle flotte TPL) e per le merci (city logistic), e aumentare il fattore di carico (load-factor) dei mezzi (car-pooling, mobility management).

2. "SHIFT" (cambiare modalità di spostamento) → EFFICIENZA DELLO SPOSTAMENTO

Migliorare l'efficienza dello spostamento mediante la diversione modale verso sistemi di trasporto meno impattanti.

Il traffico che non può essere evitato dovrebbe essere effettuato con modi di trasporto più rispettosi dell'ambiente e dell'energia consumata: rendere più efficiente uno spostamento significa andare a piedi o in bici, preferire l'autobus, la metropolitana e la ferrovia rispetto

all'auto, al camion e all'aereo. Le misure da assumere sono molteplici e devono essere finalizzate a:

- incrementare l'uso di modalità più efficienti, significa modificare il profilo dell'offerta di trasporto per favorire, in un contesto di *mobility as a service,* l'uso della ferrovia (in particolare nel trasporto delle merci sulle lunghe percorrenze) e dei servizi di trasporto pubblico locale (adottando sistemi di tariffazione, quali pedaggi di accesso e sosta, in termini di *premialità* a favore dell'interscambio e sistemi di pagamento *pay-per-use),* l'uso delle bici (percorsi ciclabili e servizi di bike-sharing) e per sviluppare la mobilità pedonale (redazione di *pediplan* per eliminare le barriere architettoniche e realizzare percorsi sicuri casa-scuola); significa anche modificare il profilo della domanda di trasporto rendendo i cittadini più consapevoli delle ricadute ambientali delle proprie scelte.

3. "IMPROVE" (migliorare il veicolo) → EFFICIENZA DELLE PRESTAZIONI DEL VEICOLO

Migliorare le prestazioni dei mezzi di trasporto in modo che siano energeticamente efficienti e a basse emissioni.

Il traffico rimanente, quello che non è stato possibile evitare o effettuare con modalità meno impattanti, deve essere costituito da veicoli più efficienti che si muovono in un contesto che offre prestazioni di viaggio più adeguate alla riduzione dei consumi per chilometro percorso, dovuti al tipo di infrastruttura, regolamentazione o stile di guida. Le misure da assumere sono quelle più largamente impiegate e che hanno maggiore probabilità di successo e devono essere finalizzate a:

- incrementare l'efficienza energetica del veicolo, significa intervenire sugli azionamenti e sui motori (ridurre le emissioni di CO_2 e di materiali particolato nei motori endotermici, introdurre nuove motorizzazioni e adeguate reti di ricarica/rifornimento), sui combustibili (biocombustibili, combustibili gassosi o altre fonti di origine biologica) e sulle altre componenti del veicolo (freni, pneumatici, etc.) per ridurre peso, attriti e migliorare l'aerodinamica; significa anche intervenire sullo stile di guida (eco-driving, riduzione velocità massime nelle reti stradali,) e sulle infrastrutture (manutenzione reti).

Mobilità elettrica

La mobilità elettrica nel sistema trasportistico

La mobilità elettrica costituisce oggi una delle alternative tecnologiche disponibili sul mercato più credibili per la diminuzione degli impatti del sistema trasporti e per il relativo risparmio energetico. È stato ampiamente dimostrato come i veicoli elettrici abbiano impatti ambientali nettamente inferiori rispetto ad analoghi veicoli endotermici ma necessitino di un infrastrutturazione del territorio che richiede cospicui investimenti e l'adeguamento della rete elettrica esistente.

La mobilità elettrica è attualmente la più promettente tecnologia per la diminuzione degli impatti del sistema trasporti tuttavia, a causa della sua lenta diffusione nel parco veicoli, i risultati sia in termini di abbattimento delle emissioni in atmosfera sia di riduzione dei consumi saranno apprezzabili solamente in un orizzonte temporale molto lungo.

Negli ultimi anni l'Unione Europea ha emanato diversi atti per la valorizzazione e la promozione della mobilità elettrica. In particolare con la comunicazione COM(2010)186 la Commissione europea ha indicato agli Stati membri che la realizzazione di reti infrastrutturali per la ricarica di veicoli elettrici sui territori nazionali costituisce obiettivo prioritario e urgente nell'ottica di tutelare la salute e l'ambiente con interventi di riduzione delle emissioni nocive nell'atmosfera e dell'ammodernamento dei sistemi stradali urbani ed extra-urbani. Successivamente, nell'ottobre 2014, la Commissione europea ha emanato la Direttiva 2014/94/UE[45] sulla "Realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi" indirizzata alla creazione di una rete di strutture atte alla ricarica di veicoli elettrici sul territorio europeo.

La promozione e diffusione della mobilità elettrica costituisce anche un valido strumento per la riduzione dei consumi energetici nei trasporti, attualmente i consumi di energia primaria di un autoveicolo elettrico sono infatti 1,7 volte inferiori al consumo di energia primaria di un motore a combustione interna (EABEV 2008).

È tuttavia un settore che richiederà tempi molto lunghi per una ricaduta significativa sulla diminuzione degli impatti ambientali, oltre alla diffusione dei veicoli sarà infatti necessario creare un'infrastrutturazione del territorio per la ricarica dei veicoli e adeguare la rete elettrica a questa nuova domanda, azioni tecniche capillarmente diffuse sul territorio che richiederanno cospicui investimenti e tempi di realizzazione medio lunghi.

Si stima che in Europa la mobilità elettrica possa avere impatti significativi sul sistema trasporti a partire dal 2030 in poi e dunque il ritorno degli investimenti fatti oggi in questo ambito è sicuramente di lungo periodo.

La mobilità elettrica in Piemonte

In Piemonte, secondo i dati ARPA del 2016, sono circolanti circa 3.665.000 veicoli di cui circa 2.900.000 autovetture, nel 2016 sono state immatricolate oltre 221.000 vetture, dopo Lombardia e Lazio il Piemonte si conferma essere la Regione con più immatricolazioni di nuove autovetture, un minor tasso di rinnovamento si ha invece nel campo degli autobus, nel 2016 sono stati immatricolati solo 146 nuovi autobus sugli oltre 6.000 circolanti, mentre si registra l'immatricolazione di oltre 30.000 veicoli pesanti. L'alto tasso di rinnovamento del parco veicolare è un dato molto significativo in quanto presuppone una diminuzione dei consumi energetici negli anni futuri dal momento che le nuove autovetture hanno consumi medi nettamente inferiori rispetto ai consumi medi del parco circolante.

Il settore del veicolo elettrico, ad efficienza energetica maggiore del veicolo a motore endotermico, continua a crescere seppure molto lentamente. Nel 2016 in Piemonte sono state immatricolate 37

[45] http://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32014L0094&from=IT

nuove autovetture elettriche ed oltre 2000 autovetture ibride, il settore degli autocarri ha registrato l'immatricolazione di 70 nuovi veicoli elettrici.

Mentre i veicoli elettrici hanno ancora una diffusione di nicchia, quasi sperimentale, i veicoli ibridi sono invece, ad oggi, più diffusi e presenti sul mercato. Nel 2014 sul territorio piemontese erano immatricolati 192 autoveicoli elettrici e 4.075 autoveicoli ibridi, nel 2016 si è passati a 7568 veicoli ibridi circolanti con una crescita in due anni del 40%. Questi costituiscono complessivamente solo circa lo 0,2 % degli autoveicoli circolanti sul territorio regionale.

Pur essendo ancora un numero trascurabile all'interno del sistema trasportistico regionale i veicoli elettrici ed ibridi sono cresciuti negli ultimi anni con un trend in continuo aumento. Nei soli ultimi 5 anni gli autoveicoli registrati in Piemonte sono più che triplicati, con un aumento annuale che ha raggiunto il 67% tra il 2013 ed il 2016.

Gli autobus elettrici costituiscono ancora un settore di nicchia con solo qualche decina di veicoli funzionanti, su di un totale di circa 2400 autobus attualmente registrati nella Regione, in gran parte impegnati nella città di Torino sulle linee del servizio Star del Gruppo Torinese Trasporti. Grazie ai progetti attualmente promossi e finanziati dalla Regione si stima anche in questo ambito un forte trend di crescita, essendo già stato emanato il bando, prima citato, per l'acquisto di 58 nuovi autobus elettrici.

Come già accennato la mobilità elettrica costituisce un valido strumento per la diminuzione degli impatti del sistema dei trasporti e contestualmente per una diminuzione dei consumi energetici. Recenti studi hanno evidenziato in particolare che:

1. un auto elettrica consuma in media 0,33 kWh/km (well to wheel) (EABEV 2009), ovvero il 40% in meno di energia primaria rispetto al consumo di un auto analoga a motore endotermico, il cui consumo medio si attesta a 0,55 kWh/km (EABEV 2009).
2. un auto ibrida che utilizza la trazione elettrica per i primi 40 km di percorrenza giornaliera consuma in media 0,38 kWh/km, ovvero il 30% di energia primaria in meno rispetto al consumo di un auto analoga a motore endotermico, il cui consumo medio si attesta a 0,55 kWh/km (IEA 2011).
3. un Bus elettrico da 12 metri a pieno carico di passeggeri consuma in media 4.05 kWh/km (well to wheel), ovvero il 49% di energia primaria in meno rispetto al consumo di un bus analogo a motore endotermico il cui consumo effettivo è di 7,91 kWh/km (well to wheel) (ENEA 2013).

Nel 2014 sul territorio regionale erano registrati 4267 autoveicoli tra ibridi ed elettrici, supponendo per i prossimi 5 anni un trend di crescita che segua, per interpolazione lineare, il trend di crescita degli ultimi 10 anni possiamo stimare che nel 2020 saranno presenti sul territorio piemontese circa 78.600 veicoli ibridi ed elettrici, ovvero circa 74.330 veicoli in più rispetto a quelli attualmente circolanti.

Per quanto riguarda gli autobus si può stimare che al 2020 saranno circolanti circa 60 nuovi autobus elettrici rispetto a quelli attualmente circolanti, acquistati con il contributo della Regione Piemonte attraverso il bando già in essere.

Supponendo che tutti i nuovi veicoli ibridi ed elettrici registrati da qui al 2020 nella Regione Piemonte vadano a sostituire vecchi veicoli a motore endotermico, calcolando una media di risparmio di energia primaria (well to wheel) del 35% per veicoli ibridi/elettrici ovvero un consumo medio di 36 kWh/km, e supponendo una percorrenza media annua di 12.000 km per ciascun autoveicolo e di 40.000 km. Per ciascun autobus possiamo calcolare un ipotetico risparmio al 2020 stimato in circa 41,57 tep (tank to wheel). Il calcolo effettuato è un calcolo di stima, basato sia sul possibile trend di crescita e di penetrazione del mercato dei veicolo ibridi/elettrici sia su una stima dei chilometri percorsi annualmente da tali veicoli, il risultato è dunque puramente indicativo, privo della determinatezza dovuta a dati certi e tecnicamente misurabili.

Il consumo del settore trasporti in Piemonte corrisponde, nel 2014, a 3.003 tep (ENEA 2015), il risparmio che l'attuale trend di diffusione della mobilità elettrica porterebbe in 5 anni, al 2020, ovvero 41,57 tep è dunque evidentemente trascurabile nel quadro di un bilancio complessivo.

È da sottolineare che pur essendo il risparmio energetico ottenibile dallo sviluppo della mobilità ibrida ed elettrica, nel breve termine, assolutamente trascurabile, all'interno del quadro dei consumi del sistema trasporti regionale, tuttavia costituisce a tutt'oggi la più valida alternativa per la mobilità sia pubblica che privata. I veicoli ibridi ed elettrici hanno infatti emissioni corrispondenti alla metà di quelle dei più avanzati veicoli endotermici, consumano dal 30 al 40% in meno di energia primaria e idealisticamente, se alimentati da FER, potrebbero essere in un futuro ad quasi impatto zero.

L'utilizzo del metano e del biometano

Per quanto riguarda l'alternativa tecnologica afferente all'utilizzo del metano nell'autotrazione vi è un'insufficiente capillarità del servizio a fronte di una forte domanda da parte dell'utenza motorizzata. Gli interventi regionali di settore, sia di natura incentivante che prescrittivi, hanno prodotto risultati di notevole rilievo ma la sempre maggiore attenzione nei confronti di questo carburante richiede una rete distributiva sempre più capillare ed efficiente.

È significativo sottolineare come dall'inizio del 2008 alla fine del 2016, in Piemonte, gli automezzi alimentati a metano siano aumentati di oltre il 175%, il consumo di metano per autotrazione del 223% mentre il numero di impianti di distribuzione di questo carburante "solo" del 59%.

La Direttiva UE 2014/90 prevede per il metano uno sviluppo in due fasi temporali. Entro il 2020 i piani strategici degli Stati Membri dovranno definire il numero adeguato di impianti a metano nei nodi urbani ed extra-urbani. Entro il 2025 la distanza massima ammessa tra un distributore e l'altro sulla rete extra-urbana sarà di 150 km, condizione già peraltro soddisfatta, sulla rete ordinaria, nella nostra Regione.

È quindi possibile ipotizzare che la transizione verso un sistema "a basso impatto" nel settore dei trasporti si baserà, almeno nel breve periodo, sul ruolo del gas naturale, che già dispone di una tecnologia solida e sperimentata.

Per quanto riguarda il panorama nazionale Il Ministro dello Sviluppo Economico e il Ministro dell'Interno hanno firmato due Decreti che consentono di avere nella stessa stazione di distribuzione carburanti, accanto agli erogatori di benzina e gasolio, quali il metano da autotrazione o il GPL. È

anche previsto Il rifornimento degli autoveicoli alimentati a metano o GPL in modalità self-service senza presidio ma con modalità attuative che sostanzialmente non costituiscono una risposta alle esigenze del servizio, tant'è che non ne risulta installato neppure uno nella nostra Regione. In Piemonte la normativa di settore impone la necessaria erogazione del metano o gpl negli impianti di nuova realizzazione allo scopo di migliorare la capillarità del servizio.

È da sottolineare come l'attuale tecnologia dei motori a metano degli autoveicoli non sia più efficiente di quella dei motori a gasolio o benzina, dunque la diffusione degli autoveicoli a metano non è attualmente uno strumento per la diminuzione dei consumi energetici nel settore dei trasporti. La diffusione del metano per autotrazione può, come già accennato, essere una strategia efficace per diminuire la dipendenza dal petrolio ed per diminuire le emissioni inquinanti ma non i consumi.

Potenzialità per la riduzione dei consumi nel settore dei trasporti

E' da sottolineare che il contributo del settore trasporti alla riduzione dei consumi finali della Regione riguarda i consumi da fonte fossile, che costituiscono oggi ben oltre il 90% del consumo del sistema mobilità, che la Regione importa. Dunque ridurre in consumi dei trasporti significa oggi anche valorizzare gli spostamenti in un'ottica di impiego delle risorse.

Il settore trasporti rappresenta il segmento di consumo più consistente in Italia e ha anch'esso un notevole potenziale in termini di efficienza energetica e di sistema. In particolare è in atto a livello globale una transizione tecnologica (propulsione elettrica, veicoli a guida autonoma, flotte condivise, mobilità 4.0, ovvero veicoli capaci di comunicare fra loro, etc), che costituirà nei decenni a venire un importante cambio di paradigma, una rivoluzione economica e sociale di forte impatto analoga forse all'impatto che i telefoni cellulari ebbero sulla società nei primi anni del millennio.

In linea con la recente Comunicazione COM (2017) 283 Final "Europe on the Move – An agenda for a socially fair transition towards clean, competitive and connected mobility for all" l'azione prioritaria su cui investire sarà sarà la riduzione del fabbisogno di mobilità privata, in particolare attraverso la promozione degli strumenti di cambio modale a favore dell'utilizzo del trasporto collettivo. Nello specifico le azioni a maggior efficacia possono essere raggruppate in cinque linee di azione:

1. cura del ferro in ambito urbano, con la realizzazione e il completamento delle reti metropolitane e tranviarie e, il continuo sviluppo della rete ferroviaria regionale e l'integrazione dei nodi logistici con la rete ferroviaria di trasporto merci;
2. potenziamento del trasporto collettivo urbano ed extra-urbano (es. infrastrutture a elevata capacità sulla base delle previsioni di domanda, rete di linee di superficie su percorsi ad elevata richiesta e complementari ai servizi delle reti metropolitane e dei servizi ferroviari);
3. promozione della mobilità condivisa basata sui servizi di bike, car e moto sharing a basse o zero emissioni;
4. integrazione tra i servizi di mobilità sostenibile (e.g. strutture di sosta per i velocipedi o servizi di car e bike sharing in prossimità delle fermate del trasporto pubblico) e parcheggi di interscambio, sia ai confini dell'area urbana, sia nei comuni dell'area metropolitana;

5. informazioni in tempo reale su localizzazione dei mezzi pubblici, sul traffico e sui tempi di percorrenza.

A livello nazionale alcune misure coerenti con questi orientamenti sono state introdotte dalla legge di stabilità per il 2017, la quale ha reso disponibili circa 4 miliardi di euro distribuiti nel periodo dal 2019 al 2033 e destinati, nell'ambito di un Piano strategico nazionale della mobilità sostenibile da approvare con apposito decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri, al rinnovo del parco degli autobus dei servizi di trasporto pubblico locale e regionale. Tali risorse possono essere utilizzate anche per il finanziamento delle infrastrutture tecnologiche di supporto agli autobus ad alimentazione alternativa. Il disegno di legge stabilità per il 2018 prevede che circa 1,5 miliardi di euro di tali risorse possano essere impiegate per il finanziamento di progetti sperimentali e innovativi di mobilità sostenibile, coerenti con i Piani urbani della mobilità sostenibile, compresi i mezzi su gomma ad alimentazione alternativa e relative infrastrutture, presentati da comuni e città metropolitane. In entrambi i casi, sono previsti anche interventi a sostegno della filiera produttiva.

A livello regionale, l'attuazione dei tre assi di intervento della Strategia ASI è demandata a piani e programmi regionali che devono definire misure tra loro integrate ed equilibrate, la cui competenza prevalente è però diversificata: agire per evitare/ridurre gli spostamenti (AVOID) implica lavorare nel lungo periodo per un cambiamento del sistema (società e mercati) e riguarda l'ambito prevalente del governo del territorio; indirizzare verso modalità di spostamento meno energivore (SHIFT) comporta lavorare soprattutto sull'offerta di reti e servizi che attiene l'ambito specifico dei trasporti; migliorare le prestazioni del veicolo (IMPROVE) interessa aspetti di ricerca, di innovazione tecnologica che coinvolgono mercati e imprese.

I margini per la riduzione del consumi energetici nel sistema trasporti sono ampi ma richiedono interventi organici su un sistema alquanto complesso, multiforme e capillare, che oltre alle infrastrutture comprende modi di vita, abitudini e costumi.

Il Piano dei Trasporti e della Mobilità della Regione Piemonte prescrive obiettivi da raggiungere e strategie da adottare ma demanda a successivi Piani Attuativi le diverse azioni per il raggiungimento di tali obiettivi.

Per il necessario e urgente raggiungimento degli obiettivi della qualità dell'aria (rientro nei limiti massimi di inquinanti PM10 ed NO_x imposti dall'Unione Europea), nonché per la coerenza con la strategia Europea "Burden Sharing" e del "Winter Package" si stima che il sistema regionale dei trasporti dovrebbe ridurre i consumi di circa 880 ktep al 2030. Un obiettivo alquanto ambizioso ma giustificato dal fatto che il settore trasporti si trova, piu' di ogni altro, di fronte ad un cambiamento tecnologico e sistemico di cui può raccogliere le migliori opportunità.

Va sottolineata l'assoluta coerenza di questo obiettivo con le indicazioni del Piano Regionale della Mobilità e dei Trasporti. In particolare gli indicatori proposti dal PRMT inerenti all'efficienza del sistema mobilità, ovvero il rapporto tra la domanda servita con Trasporto Pubblico e la domanda potenziale, il coefficiente di occupazione auto, il consumo di carburanti tradizionali in ambito urbano, il rapporto consumo energetico a chilometro percorso, costituiranno elemento di monitoraggio del PEAR stesso.

Conseguire tale parziale obiettivo di riduzione del CFL definito dal PEAR risulta complesso e implica il coordinamento fra politiche regionali (energia, trasporti, governo del territorio, ma anche ricerca, ambiente e competitività) e con gli altri livelli istituzionali: la mobilità delle persone e delle merci, socialmente inclusiva, efficiente nell'impiego delle risorse e a basse emissioni, richiede di pianificare misure e programmare risorse sotto la guida della Strategia ASI e adottare la governance come strumento di collaborazione.

Consumi nel settore Industriale

BAU2020(ktep)	PEAR2020 (ktep)	PEAR2030 (ktep)
0	0	0

Al fine di raggiungere il target di Piano si è ipotizzata una riduzione dei consumi delle imprese "energivore"[46] del 20% e delle altre del 30%. Ciò risulta fattibile anche grazie alla possibilità di attivare finanziamenti sui fondi strutturali, in particolare POR FESR 2014-2020, Asse Prioritario IV - "Energia sostenibile e qualità della vita" – approvato nei contenuti generali e nella dotazione finanziaria con Decisione di esecuzione della Commissione C(2015) 922 del 12/02/2015 nella versione trasmessa dalla Regione Piemonte alla Commissione Europea in data 21 novembre 2014.

Nel corso della Programmazione dei Fondi strutturali 2007/2013 Il Bando rivolto all'incentivazione degli interventi nel settore industriale vede la sua prima edizione nel 2008. Tale linea di incentivazione strategica per il settore viene ripresa nel Piano straordinario per l'occupazione Misura II.8 – Più green nell'edizione 2010. Esso ha sempre avuto lo scopo di promuovere la razionalizzazione dei consumi energetici, sostenendo la produzione di energia da fonti rinnovabili esclusivamente in associazione ad interventi in efficienza energetica. Gli interventi ammissibili, mirati a incrementare l'efficienza energetica nelle unità operative delle imprese, e rivolti esclusivamente al ciclo produttivo, il miglioramento dell'efficienza energetica complessiva dei cicli interessati dovevano avere una intensità energetica minima ovvero comportare un risparmio annuo di energia primaria pari o superiore a 1,5 kWh per euro investito.

Nella nuova programmazione, tenendo conto dell'esperienza maturata, la Regione intende favorire la sinergia tra i fondi regionali e quelli nazionali (in particolare Certificati bianchi –DM 28.12.2012-, Fondo Efficienza energetica –art.15 D.Lgs. 102/2014 e fondo per AUDIT PMI di cui al Decreto del MISE 12 maggio 2015).

Con D.G.R. 29 giugno 2015 n.10-1639[47] la Regione Piemonte ha approvato il Programma regionale di cofinanziamento a favore dell'efficienza energetica nei cicli e delle strutture produttive in risposta all'Avviso pubblico del Ministero dello Sviluppo Economico finalizzato a sostenere la realizzazione di diagnosi energetiche nelle PMI o l'adozione, nelle stesse, di sistemi di gestione dell'energia conformi alle norme ISO 50001. Tramite l'attuazione del Programma si intende promuovere misure di efficientamento energetico nelle strutture e nei cicli produttivi attraverso un cofinanziamento a valere sui fondi POR FESR 2014 – 2020 (pari a 51 milioni di euro) e un contributo in conto capitale costituito da fondi ministeriali (pari a 2,388 milioni di euro).

[46] Le "imprese a forte consumo di energia" o "energivore" ai sensi dell'art. 39 del Decreto Legge 22 giugno 2012 n. 83, sono quelle che rispettano entrambe le seguenti condizioni:

- abbiano utilizzato almeno 2,4 GWh di energia elettrica oppure almeno 2,4 GWh di energia diversa dall'elettrica;
- siano caratterizzate da un rapporto tra il costo effettivo dell'energia e il fatturato pari almeno al 3%.

[47] *www.regione.piemonte.it/governo/bollettino/abbonati/2015/26/attach/dgr_01639_430_29062015.pdf*

Efficacia della misura efficienza energetica nel settore Produttivo, Bando POR-FESR 2014-2020

Il comparto industriale è stato oggetto di un cospicuo stanziamento di fondi derivanti dal POR-FESR 2014-2020, che ha già consentito di raggiungere i primi risultati i termini di previsioni realistiche degli obiettivi di risparmio energetico e riduzione della CO_2: si tratta infatti di interventi già approvati e per buona parte già liquidati che porteranno a un risparmio in termini di kWh per effetto della migliore efficienza dei processi produttivi pari ad un totale di 110 GWh/anno a fronte di un investimento pari a 50.000.000 € (di fondi POR, cui si aggiungono circa 10.000.000 € di fondi privati).

La riduzione attesa in termini di CO_2 è pari a 40 t/anno, cioè circa 0.6 kg/€ investito.

Gli interventi che maggiormente consentono di risparmiare energia sono quelli di sostituzione o introduzione di un impianto di cogenerazione ad alto rendimento; sebbene si tratti di interventi costosi, mostrano un indice di 5,4 kWh risparmiati e di 1,5 kg di CO_2 risparmiata per ogni euro investito. Le domande di finanziamento approvate per questo tipo di intervento sono circa il 10% del totale ed hanno eroso circa il 30% del plafond disponibile.

Sulla riduzione dei kWh consumati agiscono bene anche gli interventi di efficientamento delle linee produttive (1,9 kWh/€) e di riqualificazione degli edifici (2,1 kWh/€), mentre per la riduzione della CO_2 si osserva che gli interventi migliori sono quelli di sostituzione di impianti obsoleti (0,9 kg CO_2/€), leggasi sostituzione degli impianti di illuminazione tradizionale con i LED.

Si osservi che la linea meno efficace in termini di riduzione dei consumi energetici e delle emissioni in atmosfera è quella dedicata al finanziamento di nuove linee produttive più efficienti; infatti si tratta di interventi volti all'incremento della competitività dell'impresa, ovvero a maggiori produzioni con costi energetico-ambientali inferiori: l'incremento della produttività comporta necessariamente maggiori consumi ed emissioni.

La misura, avendo prodotto i risultati attesi, è stata rifinanziata, raggiungendo una dotazione complessiva di 97 M€. Considerato il periodo concesso alle imprese per realizzare gli interventi, ci si può ragionevolmente aspettare che gli obiettivi di risparmio energetico e riduzione delle emissioni siano raggiunti nel 2023, ovvero nel 2020 la situazione mostrerà soltanto un lieve miglioramento rispetto allo scenario BAU, mentre nel 2030 potranno apprezzarsi meglio gli effetti.

Sulla scorta di quanto appena sintetizzato è possibile delineare i seguenti scenari di piano (totale kWh, TEP e kgCO_2 realizzati a quella data):

Risparmi	BAU 2020	PEAR2020	PEAR2030 (110 GWh/anno, 40 t/anno)
Energia GWh	0	0	110
ktep	0	0	9,4
T CO_2	0	0	40

Tabella 40 – L'efficacia della misura efficienza energetica nel settore produttivo (POR FESR)

Le riduzioni a seguito delle misure a valere sul POR-FESR 2007/2013 (9,4 ktep) non vengono tuttavia conteggiate per il raggiungimento degli obiettivi: data la sostanziale irrilevanza del vantaggio in termini numerici della riduzione rispetto al complessivo dei consumi di un settore di cui è auspicabile un recupero di produttività nel medio periodo tale da riassorbirlo completamente.

Le Azioni di sistema a supporto degli interventi di Efficienza energetica

Sostenere la creazione delle condizioni di mercato favorevoli alla realizzazione di interventi di riqualificazione energetica degli edifici esistenti promuovendo il ruolo delle ESCo *(Energy Service Companies)* e l'applicazione dei contratti di rendimento energetico nella PA.

L'azione è finalizzata a potenziare il ricorso a forme di finanziamento capaci di ingenerare interventi per l'uso razionale dell'energia che possano contare su un ritorno economico dell'investimento grazie ai risparmi ottenibili nell'ambito di contratti pluriennali.

A tal fine, si intende promuovere il ruolo delle Energy Service Company (ESCo), le quali potranno assurgere ad una funzione sempre più importante nella diffusione degli interventi di efficienza energetica sia a livello pubblico, sia privato (imprese, cittadini).

Per agevolarne lo sviluppo sul territorio si ritiene fondamentale mettere a disposizione delle ESCo forme di sostegno per l'accesso al credito (fondo di garanzia) o prestiti diretti (fondi rotativi), in sinergia con quanto già a disposizione a livello comunitario e nazionale, che possano fare da volano per gli interventi di efficientamento energetico del settore edilizio pubblico, contribuendo sensibilmente alla riduzione dei consumi energetici della PA anche in un'ottica di *spending review*.

A tal proposito va peraltro ricordato che, nella programmazione dei fondi strutturali del POR-FESR 2007-2013, le misure volte a finanziare gli interventi a favore dell'efficienza negli edifici della Pubblica Amministrazione hanno incontrato notevoli difficoltà di combinare in modo sinergico le risorse disponibili sui vari fronti.

Tali vincoli esterni derivanti dalle regole di gestione dei bilanci degli enti locali e dal nuovo Codice degli Appalti vanificano, spesso, le leve finanziarie che avrebbero la finalità di rendere maggiormente appetibili per il mercato interventi caratterizzati da tempi di ritorno lunghi (ad esempio gli interventi sull'involucro), abbattendo il tempo di rientro dagli investimenti nel loro complesso.

Dovrà essere potenziata la possibilità di ricorrere ad altri strumenti incentivanti disposti a livello nazionale, ad esempio con quanto normato con il Decreto Interministeriale del 16 Febbraio 2016 (cosiddetto "Conto termico – 2.0") che consente alla PA la prenotazione dell'incentivo a fronte della sottoscrizione di un contratto di rendimento energetico con una ESCo tenendo anche conto che gli interventi di efficienza energetica hanno normalmente un grado di auto portanza non residuale considerando i risparmi gestionali che inducono.

La fase di espletamento delle gare sul patrimonio immobiliare pubblico potrebbe essere svolta dalla Società di Committenza Regionale (SCR) che, oltreché come acquirente unico/intermediario per il prezzo di acquisto delle forniture, potrebbe assumere un ruolo fondamentale nella proposizione di contrattualistica dedicata in parallelo sia all'efficienza che alla riduzione della spesa.

Promuovere attraverso il ricorso a risorse FSE lo sviluppo di nuove competenze sul territorio rafforzando un comportamento razionale in merito al consumo di energia.

Al fine di aumentare il grado di competenza si ritiene fondamentale una ristrutturazione della proposta formativa territoriale rivolta alle professioni che operano nella filiera dell'efficienza energetica (installatori, manutentori, tecnici sia liberi professionisti che della PA) sulla base di standard formativi possibilmente condivisi a livello interregionale.

In quest'ottica risulta importante a livello regionale attuare una sinergia tra FESR e FSE facilitando l'accesso ai programmi di formazione e/o qualificazione degli operatori a livello nazionale o regionale mediante l'erogazione di voucher.

Nell'ambito del Piano di informazione comunicazione previsto dall'art.13 del D.Lgs.102/2014 potrà inoltre essere possibile prevedere sinergie tra il livello nazionale e quello regionale per promuovere programmi di formazione e di istruzione sui temi dell'energia e del cambiamento climatico partendo dalle scuole, nonché divulgare le Best Practice in materia di efficienza energetica e utilizzo delle Energie Rinnovabili ((a tal proposito si rimanda al capitolo "Green Economy").

Promuovere la ricerca applicata e la sperimentazione in materia di efficientamento energetico degli edifici.

La domanda di soluzioni per l'efficienza energetica richiede la messa a disposizione di tecnologie sempre più performanti.

Occorrerà pertanto potenziare i servizi a sostegno dello sviluppo delle attività di ricerca e trasferimento tecnologico e della rete regionale dei soggetti della ricerca e dell'innovazione sui domini tecnologici dell'energia al fine di promuovere soluzioni innovative per la progettazione ecocompatibile (materiali, componenti e sistemi impiegati nella realizzazione degli edifici) anche attraverso lo sviluppo di soluzioni ICT (a tal proposito si rimanda al capitolo "GREEN ECONOMY").

Costruire il sistema di conoscenza.

Al fine dello sviluppo di un quadro di conoscenza condiviso anche finalizzato al monitoraggio degli interventi di efficienza energetica, tutti i soggetti beneficiari di finanziamenti pubblici dovranno fornire i dati necessari alla costruzione del catasto energetico degli edifici comprensivi dei dati sui consumi stagionali secondo uno schema comune che verrà messo a disposizione dei beneficiari e che consentirà, tra l'altro, la rappresentazione geo referenziata degli immobili e delle strutture oggetto di intervento e l' analisi territoriali connesse a indicatori energetici sugli stessi.

Semplificare e omogeneizzare la normativa.

Al fine di implementare il sistema della conoscenza verrà effettuato un censimento su esperienze realizzate sul territorio piemontese, anche in assenza di programmi specifici o di incentivazioni pubbliche sia sul patrimonio pubblico (ad es. Audit e Diagnosi già realizzate e/o finanziate con fonti diverse o da Fondazioni bancarie), che sul patrimonio privato.

La riqualificazione energetica a livello urbano e territoriale richiede la finalizzazione e il coordinamento degli strumenti di pianificazione e programmazione con gli obiettivi di generazione diffusa, sostenibilità ambientale, risparmio nell'uso del suolo e controllo delle emissioni. Ciò attraverso la diffusione di nuovi modelli di pianificazione che si pongano obiettivi di ri-funzionalizzazione o sostituzione di parti di città, nei quali perseguire elevati standard di sostenibilità energetico-ambientale.

A tal fine si ritiene importante, anche al fine di garantire la massima uniformità di applicazione, visibilità e ripetibilità delle prassi e un linguaggio condiviso per l'attuazione degli investimenti:

1. definire strumenti di sostegno alla riqualificazione energetica urbana e micro-urbana mediante regolamentazioni urbanistico-edilizie omogenee (es. attraverso la definizione di un *Allegato Energetico tipo al regolamento edilizio,* come previsto dalla L.R.3/2015 art. 39) sul territorio regionale che prevedano forme di incentivazione o di premialità progressive (quali sconti sugli oneri di urbanizzazione, aumenti di volumetrie e trasferimenti di cubatura, agevolazioni anche periodiche su imposte comunali, crediti di imposta ecc.) e relative modalità procedurali (ivi comprese quelle di controllo e certificazione) applicabili ad interventi con specifiche prestazioni e caratteristiche di sostenibilità ambientale ed eco-compatibilità;
2. sviluppare quadri informatizzati comuni per la descrizione degli interventi di efficienza energetica sul patrimonio immobiliare privato in coerenza con la relazione prevista ai sensi della l.10/91 e ss.mm.ii. in un'ottica di semplificazione, omogeneizzazione e sviluppo di uno strato di conoscenza condivisa sul patrimonio immobiliare nel rispetto del DM 26 giugno 2015 "*Schemi e modalità di riferimento per la compilazione della relazione tecnica di progetto ai fini dell'applicazione delle prescrizioni e dei requisiti minimi di prestazione energetica negli edifici".*

APPENDICE – La normativa di rilievo vigente in Regione Piemonte

Le politiche comunitarie

L'efficienza energetica costituisce una priorità strategica dell'Unione dell'energia e l'UE promuove il principio della priorità all'efficienza energetica ("energy efficiency first").

Il Consiglio europeo nel marzo 2007 ha promosso una strategia comune europea su efficienza energetica, energie rinnovabili ed emissioni di gas serra. La strategia "20-20-20" ha stabilito per l'Unione Europea tre ambiziosi obiettivi da raggiungere entro il 2020:

- ridurre i consumi energetici del 20% aumentando l'efficienza energetica;
- ridurre i gas ad effetto serra del 20% (o del 30% in caso di accordo internazionale);
- soddisfare il 20% del fabbisogno energetico europeo con le energie rinnovabili.

Dopo questa dichiarazione di intenti, nel dicembre del 2008, è stato approvato il Pacchetto Clima ed Energia, che istituisce sei strumenti legislativi europei volti a tradurre in pratica gli obiettivi al 2020:

- Direttiva 2009/28/CE (in fase di revisione) sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili;
- Direttiva 2009/29/CE (c.d. "Emission Trading") che persegue l'obiettivo di estendere il sistema comunitario per lo scambio di quote di emissione di gas a effetto serra;
- Direttiva 2009/30/CE sulla qualità dei carburanti;
- Direttiva 2009/31/CE relativa allo stoccaggio geologico di biossido di carbonio;
- Decisione 2009/406/CE recante i provvedimenti normativi volti al raggiungimento degli obiettivi europei al 2020 in materia di energia (Pacchetto Energia);
- Regolamento 2009/443/CE che definisce i livelli di prestazione in materia di emissioni delle autovetture nuove nell'ambito dell'approccio comunitario integrato finalizzato a ridurre le emissioni di CO2 dei veicoli leggeri).

Il quadro attuale in materia di efficienza energetica consiste in una serie di direttive, la cui revisione è prevista o in corso.

La Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, adottata dall'Unione Europea il 25 ottobre 2012, sancisce il ruolo fondamentale dell'efficienza energetica come strumento strategico nell'attuale scenario europeo al fine di affrontare sfide dirette a:

- ridurre le emissioni di gas serra;
- sostenere le fonti energetiche primarie;
- limitare i cambiamenti climatici;
- rilanciare la crescita economica;
- creare nuovi posti di lavoro;
- aumentare la competitività delle aziende.

La direttiva impone agli Stati membri di definire obiettivi nazionali indicativi in materia di efficienza energetica per garantire che l'UE raggiunga il suo obiettivo principale di ridurre il consumo energetico del 20% entro il 2020. Gli Stati membri possono adottare requisiti minimi più rigorosi per promuovere il risparmio energetico. La direttiva introduce inoltre una serie di misure vincolanti per aiutare gli Stati membri a raggiungere questo obiettivo e stabilisce norme giuridicamente vincolanti per gli utenti finali e i fornitori di energia.

Ulteriori standard di rendimento energetico per i prodotti e gli edifici sono fissati dalla direttiva sulla progettazione ecocompatibile (2009/125/CE), dalla direttiva sull'etichettatura energetica (2010/30/UE) e dalla direttiva sulla prestazione energetica nell'edilizia (2010/31/UE)

La Direttiva n. 2010/31/UE, adottata dall'Unione Europea il 19 maggio 2010 contiene diverse disposizioni volte a migliorare l'efficienza energetica degli edifici nuovi ed esistenti. Le disposizioni fondamentali della direttiva stabiliscono requisiti per quanto riguarda:

- il quadro comune generale di una metodologia per il calcolo della prestazione energetica integrata degli edifici e delle unità immobiliari;
- l'applicazione di requisiti minimi alla prestazione energetica di edifici e unità immobiliari di nuova costruzione, stabilendo, ad esempio, che tutti gli edifici di nuova costruzione dovranno essere edifici a energia quasi zero entro il 31 dicembre 2020;
- l'applicazione di requisiti minimi alla prestazione energetica, in particolare di: edifici esistenti, elementi edilizi sottoposti a ristrutturazioni importanti e sistemi tecnici per l'edilizia quando sono installati, sostituiti o sono oggetto di un intervento di miglioramento;
- la certificazione energetica degli edifici o delle unità immobiliari, l'ispezione periodica degli impianti di riscaldamento e condizionamento d'aria negli edifici, i sistemi di controllo indipendenti per gli attestati di prestazione energetica e i rapporti di ispezione.

Il 23 giugno 2016 il Parlamento ha approvato una risoluzione in merito all'attuazione della direttiva sull'efficienza energetica (P8_TA(2016)0293) concludendo che:

- la direttiva in vigore, pur offrendo un quadro per ridurre la domanda di energia, è stata scarsamente applicata;
- una politica seria in materia di efficienza energetica consentirebbe all'UE di raggiungere i suoi obiettivi energetici e climatici in linea con l'Accordo di Parigi del 2016 concluso in occasione della COP21 e contribuirebbe a migliorare la sicurezza dell'approvvigionamento energetico riducendo la dipendenza dalle fonti energetiche esterne.

Il 13 settembre 2016 il Parlamento ha approvato una risoluzione su una strategia dell'UE in materia di riscaldamento e raffreddamento (P8_TA(2016)0334), invitando la Commissione a concentrarsi sulle misure di efficienza energetica negli edifici, specialmente presso le famiglie interessate dalla precarietà energetica

Il 30 novembre 2016, nel quadro di un più ampio pacchetto di misure previste nella comunicazione "Energia pulita per tutti gli europei" (COM(2016)0860), la Commissione ha presentato:

- una proposta di revisione della direttiva 2010/31/UE sul rendimento energetico nell'edilizia (COM(2016)765) che dovrebbe contribuire a realizzare gli obiettivi energetici e climatici

dell'UE previsti per il 2030. Contestualmente è stata inoltre presentata l'iniziativa "Finanziamento intelligente per edifici intelligenti" (COM(2016)0860, allegato I) che analizza le modalità per stimolare gli investimenti pubblici e privati in materia di efficienza energetica degli edifici e intende inviare un segnale di fiducia al mercato e incoraggiare gli investitori a impegnarsi a favore dell'efficienza energetica;

- una proposta di direttiva COM(2016)761, che modifica la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, prevede l'aumento dell'obiettivo di efficienza energetica da realizzare nel 2030 portandolo dal 27 al 30%.

La Direttiva (UE) 2018/844 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 30 maggio 2018, ha modificato la direttiva 2010/31/UE sulla prestazione energetica nell'edilizia e –limitatamente all'articolo 4 dedicato alla ristrutturazione degli immobili- la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica prevedendo tra l'altro:

- l'obbligo di migliorare la prestazione energetica di edifici nuovi e esistenti;
- strategie nazionali di ristrutturazione degli immobili e indicatori d'intelligenza;
- il sostegno allo sviluppo di infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici;
- l'obbligo per gli Stati Membri di sviluppare dei piani nazionali di lungo periodo che incentivino la riqualificazione efficiente degli edifici così da ridurre le emissioni in una misura compresa tra l'80 e il 95% rispetto ai dati rilevati nel 1990;
- misure che stimolino gli investimenti e promuovano il recupero del patrimonio edilizio esistente ed altre che promuovano lo sviluppo delle infrastrutture per l'elettromobilità. Si dovranno poi innalzare le soglie per gli obblighi di ispezioni degli impianti di condizionamento e riscaldamento, affidandosi sempre più ai sistemi di monitoraggio automatici, e andrà stimolato l'uso di sistemi smart per il controllo efficiente degli edifici;
- la semplificazione delle metodologie di calcolo della prestazione energetica.

La direttiva 2018/844 dovrà essere recepita dagli Stati Membri dell'UE entro marzo 2020.

Il 16 febbraio 2017 la Commissione europea ha pubblicato un pacchetto di misure in materia di energia sostenibile e sicurezza energetica (c.d. Winter Package) volto a dotare l'Unione europea degli strumenti necessari per affrontare la transizione energetica globale -le cui premesse sono state gettate con l'Accordo di Parigi sul clima- e le possibili interruzioni dell'approvvigionamento energetico.

La Commissione Europea attraverso il Winter Package mette mano alle norme e alle strategie su rinnovabili, efficienza, mercato elettrico e trasporti. Si tratta di misure che disegnano le prossime mosse della Commissione sulla questione energetica. Il "pacchetto energia" introduce un target vincolante per l'efficienza energetica. L'insieme dei Paesi dovrà ridurre del 30% (e non più del 27%) i consumi energetici entro il 2030. In tale ambito è di rilievo il ruolo dei cittadini, trasformati - nella visione dell'"Unione dell'Energia"- nei cosiddetti prosumers. "I consumatori europei saranno protagonisti centrali sui mercati dell'energia del futuro - spiega la Commissione - […] avranno la possibilità di produrre e vendere energia autonomamente". Il primo passo in questa direzione è contenuto nelle misure di revisione del mercato elettrico e prevede di fornire agli europei una

migliore informazione sui loro consumi energetici e sui relativi costi. Le proposte amplieranno la diffusione di contatori intelligenti, bollette chiare e condizioni di commutazione più facili.

Sarà prevista anche una "smart finance for smart buildings", che punta a stimolare investimenti pubblici e privati incoraggiando una più efficace combinazione di tutte le forme di finanziamento.

In particolare, nell'ambito del winter package, la Commissione promuove la Strategia per il riscaldamento e il raffreddamento, con l'obiettivo di integrare l'efficienza di riscaldamento e raffreddamento nelle politiche energetiche dell'Unione, attraverso una serie di interventi volti ad eliminare la dispersione energetica degli edifici, a massimizzare l'efficienza e la sostenibilità dei sistemi di riscaldamento e raffreddamento, a integrare tali sistemi nel sistema dell'energia elettrica e a sostenere l'efficienza energetica nell'industria

A tal fine la Strategia identifica una serie di azioni volte a:

- facilitare la ristrutturazione degli edifici;
- incoraggiare il ricorso alle energie rinnovabili;
- riutilizzare l'energia di scarto dell'industria;
- coinvolgere maggiormente i consumatori;
- sviluppare sistemi intelligenti.

In materia di mobilità, il Parlamento europeo ha emanato il 22 ottobre 2014 la Direttiva 2014/94/UE (c.d. DAFI) sulla realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi in tutti gli Stati membri, intendendo per "combustibili alternativi" i combustibili o le fonti di energia (anche sotto forma di vettori energetici) che possono sostituire, almeno in parte, i combustibili liquidi derivati dal petrolio fossile nella fornitura di energia per il trasporto. Essi comprendono elettricità e idrogeno (come vettori energetici), biocarburanti, combustibili sintetici e paraffinici, metano (gas e liquido) e gas di petrolio liquefatto (GPL).

L'Italia ha recepito questa Direttiva con il d.lgs n. 257/2016 (cfr. paragrafo successivo).

Il contesto normativo nazionale e regionale

In materia di efficienza energetica si evidenziano i seguenti atti normativi statali:

- il decreto-legge 4 giugno 2013, n. 63 convertito, con modificazioni, dalla legge n. 90 del 3 agosto 2013 reca disposizioni urgenti per il recepimento della Direttiva 2010/31/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 maggio 2010, sulla prestazione energetica in edilizia per la definizione delle procedure d'infrazione avviate dalla Commissione europea, nonché altre disposizioni in materia di coesione sociale;
- il decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, e successive modificazioni, reca attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia;
- il D.P.R. n. 74 del 16 aprile 2013 reca la definizione dei criteri generali in materia di esercizio, conduzione, controllo, manutenzione e ispezione degli impianti termici per la climatizzazione invernale ed estiva degli edifici e per la preparazione dell'acqua calda per usi igienici sanitari, a norma dell'articolo 4, comma 1, lettere a) e c), del decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192.
- il D.P.R. n. 75 del 16 aprile 2013 disciplina i criteri di accreditamento per assicurare la qualificazione e l'indipendenza degli esperti e degli organismi a cui affidare la certificazione energetica;
- il decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115, e successive modificazioni, recante attuazione della direttiva 2006/32/CE concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici, nonché' abrogazione della direttiva 93/76/CE;
- in attuazione della direttiva 2012/27/UE, è stato emanato il decreto legislativo n. 102/2014, aggiornato dal decreto legislativo n. 141/2016, che stabilisce un quadro di misure per la promozione e il miglioramento dell'efficienza energetica che concorrono al conseguimento dell'obiettivo nazionale di risparmio energetico stabilito nel D.M. 15 marzo 2012;
- il 26 giugno 2015, il Ministero dello Sviluppo Economico ha emanato i seguenti decreti che completano il quadro normativo in tema di efficienza energetica degli edifici:
    - D.M. 26 giugno 2015 recante "Linee guida nazionali per l'attestazione della prestazione energetica degli edifici (APE)";
    - D.M. 26 giugno 2015 recante "Applicazione delle metodologie di calcolo delle prestazioni energetiche e definizione delle prescrizioni e dei requisiti minimi degli edifici";
    - D.M. 26 giugno 2015 recante "Schemi e modalità di riferimento per la compilazione della relazione tecnica di progetto ai fini dell'applicazione delle prescrizioni e dei requisiti minimi di prestazione energetica negli edifici";

- il D.M. 28 dicembre 2012 Determinazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico che devono essere perseguiti dalle imprese di distribuzione dell'energia elettrica e il gas per gli anni dal 2013 al 2016 e per il potenziamento del meccanismo dei certificati bianchi;

- il D.M. 11 gennaio 2017 e s.m.i. recante criteri, condizioni e modalità di realizzazione dei progetti di efficienza energetica per l'accesso ai certificati bianchi e obiettivi di risparmio energetico 2017-2020 a carico delle imprese distributrici di energia e gas;
- il D.M. 5 settembre 2011 definisce il nuovo regime di incentivi per la cogenerazione ad alto rendimento.
- il D.M. 16 febbraio 2016 reca l'aggiornamento delle discipline per l'innovazione dei piccoli interventi di incremento dell'efficienza energetica e per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili di cui al d.m. 28 dicembre 2012 (c.d. Conto termico);
- il D.M. 21 dicembre 2015 disciplina il finanziamento dei programmi regionali a sostegno delle diagnosi energetiche delle PMI o dell'adozione di sistemi di gestione dell'energia conformi alle ISO 50001;
- il D.M. 16 novembre 2017 disciplina il cofinanziamento di programmi presentati dalle Regioni e finalizzati a sostenere la realizzazione di diagnosi energetiche nelle piccole e medie imprese (PMI) o l'adozione, nelle stesse, di sistemi di gestione dell'energia conformi alle norme ISO 50001, ai sensi dell'articolo 8, comma 9 del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102;
- d.m. 11 dicembre 2017 "Approvazione del Piano d'azione nazionale per l'efficienza energetica – PAEE 2017";
- il D.M. 19 giugno 2017 - Piano per l'incremento degli edifici a energia quasi zero;
- decreto 10 novembre 2017 con il quale il Ministero dello Sviluppo Economico e il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, hanno adottato la Strategia Energetica Nazionale 2017, il piano decennale del Governo italiano per anticipare e gestire il cambiamento del sistema energetico;
- in tema di mobilità, il d.lgs.16 dicembre 2016, n. 257 "Disciplina di attuazione della direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2014, sulla realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi". Nello specifico questo decreto all'art.18, stabilisce che le misure per la diffusione dell'utilizzo del gas naturale (GNC e GNL) e dell'elettricità nel trasporto stradale. Le misure impongono alle Regioni l'obbligo di dotarsi di infrastrutture di ricarica elettrica nonché di rifornimento di GNC e GNL in caso di nuova realizzazione o ristrutturazione di impianti di distribuzione di carburanti. Inoltre, le misure impongono l'obbligo di acquisto di almeno il 25% di veicoli a GNC, GNL e veicoli elettrici e a funzionamento ibrido bimodale e multimodale nelle gare per il rinnovo dei parchi utilizzati per il trasporto pubblico in ambito urbano, pena la nullità della gara. Con la legge 232/2016 (legge di stabilità per il 2017) sono state introdotte solo alcune delle misure a favore della mobilità sostenibile: l'approvazione del Piano strategico nazionale della mobilità sostenibile renderà disponibili circa 4 miliardi di euro (tra il 2019 e il 2033) per il rinnovo del parco degli autobus dei servizi di trasporto pubblico locale e regionale ma anche per le infrastrutture tecnologiche di supporto agli autobus ad alimentazione alternativa. Per il 2018, il disegno di legge di stabilità prevede 1,5 miliardi di euro per progetti sperimentali e innovativi di mobilità sostenibile presentati da Comuni e Città metropolitane. In entrambi i casi sono anche previsti interventi a sostegno della filiera produttiva".

A livello regionale vanno rammentati i seguenti provvedimenti:

- L.R. 11 marzo 2015 n. 3 e ss.mm.ii. recante "Disposizioni regionali in materia di semplificazione" (artt. 39-42);
- L.R. 24 marzo 2000, n. 31 e ss.mm.ii. recante “Disposizioni per la prevenzione e lotta all’inquinamento luminoso e per il corretto impiego delle risorse energetiche”;
- D.G.R. 21 settembre 2015, n. 14-2119 del, Disposizioni in materia di attestazione della prestazione energetica degli edifici in attuazione del D.Lgs. 192/2005 e ss.mm.ii. del D.P.R. 75/2013 e ss.mm.ii. del D.M. 26 giugno 2015 "Adeguamento del decreto del Ministro dello sviluppo economico 26 giugno 2009 - Linee guida nazionali per la certificazione energetica degli edifici" e degli articoli 39, comma 1, lettera g) e i) e 40 della L.R. 3/2015;
- D.G.R. 28 settembre 2018, n. 32-7605 che approva le disposizioni in materia di catasto, accertamenti e ispezioni degli impianti termici e obblighi di comunicazione in capo ai distributori di combustibile per gli impianti termici e revoca le deliberazioni del 6.10.2014 n. 13-381 e s.m.i., 25.05.2015, n. 17-1466 e 29.12.2015, n. 23-2724.

CAPITOLO "RETI E GENERAZIONE DISTRIBUITA"

LA RETE ELETTRICA IN PIEMONTE....197

INTRODUZIONE 197
LO STATO DELLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE (RTN) IN PIEMONTE....198
STRUTTURA E CONSISTENZA DELLA RTN IN PIEMONTE. 212
L'ANALISI SWOT E GLI OBIETTIVI SPECIFICI DI PIANO – RETE ELETTRICA 216
IL PIEMONTE A METÀ DEL GUADO TRA UN MODELLO DI GENERAZIONE CONCENTRATA E UN ALTRO DI GENERAZIONE DISTRIBUITA 220
LE OPPORTUNITÀ CORRELATE ALLO SVILUPPO DELLE RETI INTELLIGENTI 222
GLI OBIETTIVI DI SVILUPPO DI TERNA: I PRINCIPALI INTERVENTI PROGRAMMATI SULLA RTN PIEMONTESE 223
GLI OBIETTIVI DI RIEQUILIBRIO TERRITORIALE DELLA RTN OGGETTO DI ACCORDI TRA REGIONE PIEMONTE E TERNA S.P.A. 226
GLI INDIRIZZI DI PIANO E I CRITERI LOCALIZZATIVI PER LE NUOVE INFRASTRUTTURE 228
LE AZIONI 230

LA RETE DEL GAS NATURALE IN PIEMONTE 232

LA DIPENDENZA DAL GAS NATURALE: UN FATTORE DI RISCHIO NEGLI APPROVVIGIONAMENTI DI ENERGIA PRIMARIA232
DATI RELATIVI ALLO STATO DELLA DOMANDA/OFFERTA DI GAS NATURALE IN ITALIA E IN PIEMONTE. PREVISIONI DI SVILUPPO 233
STRUTTURA E CONSISTENZA DELLA RETE DI TRASPORTO DEL GAS NATURALE IN PIEMONTE....240
L'ANALISI SWOT E L'OBIETTIVO DI PIANO – RETE DI TRASPORTO DEL GAS NATURALE 241
GLI INTERVENTI DI SVILUPPO PREVISTI....242
GLI INTERVENTI DI MANTENIMENTO PREVISTI 243
INDIRIZZI E CRITERI LOCALIZZATIVI PER LE NUOVE INFRASTRUTTURE 246
LE AZIONI 247

IL TELERISCALDAMENTO IN PIEMONTE 248

LA DIFFUSIONE DI SISTEMI E RETI DI TELERISCALDAMENTO QUALE OPPORTUNITÀ PER LO SVILUPPO SOSTENIBILE 248

L'ANALISI SWOT E L'OBIETTIVO SPECIFICO DI PIANO 264
GLI INTERVENTI DI SVILUPPO PREVISTI NELL'AREA METROPOLITANA DI TORINO E NEL RESTO DEL PIEMONTE 265
INDIRIZZI DI PIANO PER LO SVILUPPO DEL TLR E L'INTEGRAZIONE CON LE FER 269
GLI OBIETTIVI DI SVILUPPO.....272
LE AZIONI 274

La rete elettrica in Piemonte

Introduzione

La rete elettrica della regione Piemonte è interessata da importanti flussi di energia elettrica in importazione dall'estero, che solo in parte vanno a soddisfare la domanda interna, compensando il deficit di produzione rispetto al fabbisogno elettrico regionale, mentre la quota maggiore di energia viene esportata verso le regioni confinanti, in misura maggiore verso la Lombardia.

Per questo motivo la rete elettrica di trasmissione in alta (oltre 30 e fino a 132 kV) e altissima tensione (a 220 e 400 kV) svolge un ruolo strategico nell'approvvigionamento energetico regionale e soprattutto nazionale, rispettando a pieno la propria vocazione di garantire il collegamento fra i poli di produzione e i centri di consumo elettrico.

Particolare rilevanza strategica assume pertanto l'esercizio del servizio di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica in Italia, effettuato dal gruppo Terna S.p.A. che, in qualità di proprietario e gestore della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale (RTN), ha come principale obiettivo quello di assicurare in ogni momento l'equilibrio tra l'energia resa disponibile dall'interconnessione e dai produttori nazionali, da un lato, e i consumi degli utenti finali dall'altro, attraverso la gestione dei flussi di energia elettrica, dei relativi dispositivi di interconnessione e dei servizi ausiliari necessari, in termini di programmazione dell'esercizio e controllo in tempo reale.

Il principale ruolo della RTN, infatti, è quello di assicurare, in ogni istante, nell'immediato come nel medio-lungo periodo, l'incontro fra domanda e offerta elettrica. Questo obiettivo è tanto più delicato nel settore elettrico, in quanto l'energia elettrica, contrariamente a molte altre fonti energetiche, può essere più difficilmente stoccata, con la conseguenza di dover essere preferibilmente prodotta nel medesimo istante in cui la si consuma. Questo significa che il ruolo della rete di trasmissione è quello di garantire il ritiro dell'energia prodotta da tutte le centrali connesse alla rete, di grande e piccola taglia, per rilasciarla quindi ai centri di consumo, a qualsiasi distanza essi si trovino, in un contesto di totale liberalizzazione ove ogni utilizzatore può scegliere il proprio fornitore, indipendentemente dalla localizzazione geografica.

La rete di trasporto dell'energia elettrica presente nella regione Piemonte, quasi esclusivamente in corrente alternata (è in corrente continua la rete elettrica per trazione ferroviaria storica, tranviaria e metropolitana), si suddivide, in base ai livelli di tensione e alla vocazione di utilizzo, in tre ambiti:

- Rete di distribuzione, fino a 30 kV
- Rete di trasmissione (RTN), oltre 30 kV
- Rete elettrica ferroviaria (rete interna di utenza)

La rete elettrica di distribuzione

Gli elementi che costituiscono la rete di distribuzione, elettrodotti e cabine, si distinguono per livello di tensione e per ambito di utilizzo e posso essere in bassa tensione (BT, fino a 1 kV) o in Media Tensione (MT, oltre 1 kV e fino a 30 kV). La rete di distribuzione viene prevalentemente esercita in

modo radiale (quindi ogni utenza elettrica viene connessa direttamente o indirettamente ad una cabina) e risulta alimentata da una sola direzione e da una sola fonte. In caso di guasto, per ripristinare l'alimentazione delle utenze, è necessario effettuare delle manovre di esercizio che possono dare luogo a disalimentazioni di durata più o meno lunga.

La rete elettrica di trasmissione

Gli elementi della rete di trasmissione, elettrodotti e stazioni elettriche (SE), di distinguono per livello di tensione e per ambito geografico e possono essere in Alta Tensione (AT) o Altissima Tensione (AAT). Gli elettrodotti e le stazioni elettriche (SE) in AT sono in grado di trasportare alcune decine di MW per alcune decine di km, in ambito provinciale e sub-regionale, mentre le linee elettriche e le SE in AAT possono trasportare diverse centinaia di MW per centinaia di km, in ambito interregionale, nazionale e internazionale. Appartengono alla RTN anche le linee e le stazioni di conversione di alta tensione in corrente continua (HVDC), sebbene per il momento solo previste in Piemonte. Esse consentono il trasporto di grandi potenze a lunghissime distanze, anche utilizzando cavi interrati che, a differenza di quelli in corrente alternata, hanno minori limitazioni in termini di estensione, non necessitano di compensare il consumo di energia reattiva, ma non consentono un'ampia flessibilità d'esercizio. La rete elettrica di trasmissione è esercita in modo magliato, quindi pressoché tutti i nodi della rete AAT e AT, costituiti da SE, cabine primarie (CP), centrali elettriche e da un limitato numero di utenze industriali con potenza di norma superiore a 10 MW, sono collegati fra loro mediante due o più direttrici e quindi sono alimentati attraverso molteplici fonti. Questo significa che, in caso di guasto permanente su un elettrodotto, i sistemi istantanei di protezione automatica consentono di isolare l'elemento guasto senza disalimentazione del carico e senza alcuna ripercussione sulle utenze, ad esclusione dell'inevitabile e brevissimo "buco di tensione" (della durata di frazioni di secondo) che si verifica per alcune tipologie di guasto.

Lo stato della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) in Piemonte

I principali elementi in base ai quali viene valutato lo stato della rete, ovvero la capacità della stessa di assolvere contemporaneamente ai diversi compiti che sono ad essa attribuiti[48] e vengono conseguentemente pianificate le esigenze di sviluppo, sono:

- la quantificazione del fabbisogno di energia e la previsione della sua evoluzione in un dato tempo;
- la stima del picco di potenza elettrica e la sua variazione;
- lo stato del parco di generazione di tipo convenzionale e rinnovabile in termini di entità, localizzazione e tipologia di impianti, nonché stima dello sviluppo in un dato orizzonte temporale;

[48] I principali ruoli svolti da TERNA tramite la RTN sono: garantire la copertura della domanda prevista; garantire la sicurezza di esercizio della rete; potenziare la capacità d'interconnessione con l'estero; ridurre al minimo i rischi di congestione; favorire lo sviluppo degli impianti FER; soddisfare le richieste di connessione formulate dagli aventi diritto.

- lo stato della capacità d'interconnessione negli scambi di energia con l'estero e la crescita attesa.

Dati statistici relativi al sistema elettrico e al rapporto tra domanda e offerta di energia elettrica in Piemonte

L'analisi della serie storica di dati relativi alla richiesta di energia elettrica sulla rete piemontese, nonché alla generazione di elettricità tra il 2006 e il 2015 evidenzia con chiarezza alcuni elementi che hanno caratterizzato il periodo in esame.

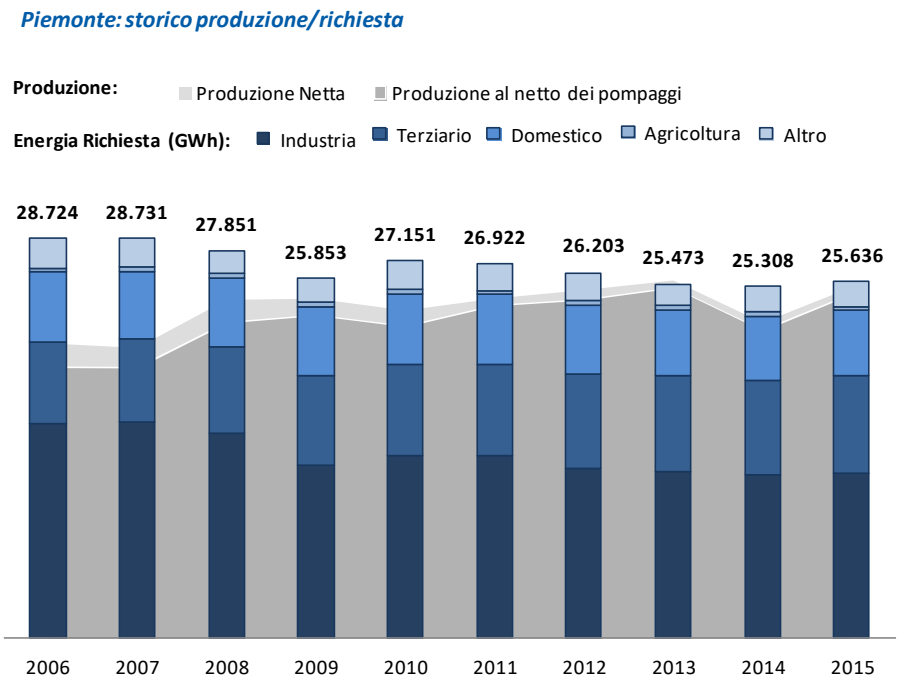


Figura 101 - La produzione e la richiesta di energia elettrica in Piemonte (fonte dati: tratto da TERNA)

Tra questi si evidenziano in modo particolare:

- il picco della richiesta di energia elettrica sulla rete nel 2007 (ultimo anno ante crisi economica) pari a 28.731 GWh e i successivi crolli rispettivamente nel 2009 (25.853 GWh) e nel 2014 (25.308 GWh) dopo una parziale ripresa dei consumi elettrici registratasi nel 2010;
- il forte incremento della generazione elettrica nel ~~e~~ 2008-2009 da correlarsi alla seconda fase di sviluppo degli impianti a ciclo combinato a gas naturale in Piemonte (seguita a quella degli anni 2004-2006);
- la progressiva significativa riduzione della produzione di energia elettrica da pompaggio registratasi a partire dal 2010 e la contestuale decisa crescita della produzione da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP), particolarmente evidente nel periodo 2010-2013 in correlazione alla presenza di forti incentivi statali;

- l'incremento della domanda registratosi nel 2015 su livelli superiori a quelli del biennio precedente, che ha solo in parte compensato il decremento totale dei consumi (-11%) registratosi negli ultimi 8 anni.

Il successivo approfondimento dei dati riguardanti il bilancio elettrico in Piemonte relativo al 2015, di cui alla figura seguente, consente di registrare i seguenti ulteriori elementi conoscitivi:

- il fabbisogno di energia elettrica ha registrato nel 2015 un aumento dell' 1,3% rispetto all'anno precedente, attestandosi a circa 25, 6 TWh; rispetto al valore del 2007 esso evidenzia una flessione pari al 10,8%, da correlarsi soprattutto con il calo del prelievo industriale;
- la produzione netta registra nel 2015 un marcato aumento rispetto all'anno precedente (+ 11,3%), riportandosi ai livelli del 2013, attestandosi su un valore pari a 25.236 GWh. In particolare, si osserva una ripresa della produzione elettrica da fonte termica superiore al 20% unitamente al significativo aumento della generazione da FER (idroelettrico e fotovoltaico), il cui contributo sul totale della produzione regionale si attesta a quasi il 45%;
- il sostenuto volume di importazione di energia elettrica dall'estero (15.277 GWh) ribadisce il ruolo di servizio al sistema elettrico nazionale svolto funzionalmente dalla porzione di RTN piemontese, garantendo il transito verso altre regioni di 14.440 GWh;
- per effetto del trend di riduzione dei consumi e della crescita di generazione da FER il deficit tra i valori di richiesta sulla rete e di produzione regionale si attesta a 838 GWh, ben al di sotto dei 5.123 GWh registrati nel 2008, primo anno di crisi economica.

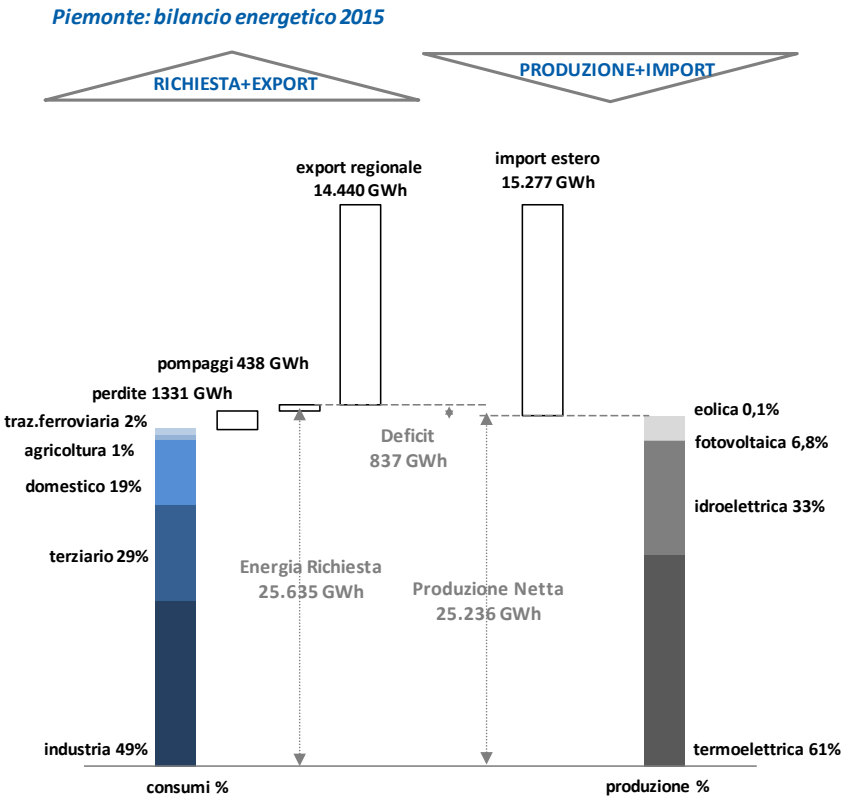


Figura 102 - Il bilancio energetico 2015 in Piemonte - vettore elettrico (fonte dati: TERNA)

La ripartizione dei consumi elettrici fra i diversi usi finali vede, in Piemonte, la prevalenza dei consumi industriali con una percentuale del 49% superiore al 41% della media nazionale. Seguono i consumi elettrici nel terziario (29%) e domestico (19%), mentre trazione ferroviaria e agricoltura arrivano complessivamente al 3%.

Dal diagramma del bilancio 2015 dell'energia elettrica emerge la sussistenza in Piemonte di importanti flussi energetici trans-regionali. Questi ultimi, per lo più correlati all'esportazione verso la Lombardia, sono dovuti alla rilevante importazione dall'estero (di cui circa 63% dalla Francia e 37% dalla Svizzera), sia diretta, sia vettoriata attraverso la Valle d'Aosta. Questa situazione denota il protrarsi nel tempo del rilevante impegno della RTN in Piemonte, chiamata a trasferire verso altre aree del Paese importanti quantità di energia, soprattutto nei periodi di minor richiesta regionale, stante il carattere costante delle quantità legate all'import dall'estero nella maggior parte delle ore diurne feriali.

Inoltre, per quanto attiene alla produzione elettrica, essa copre oltre il 98,5% del fabbisogno elettrico regionale e nel 2015 si è connotata per una leggera prevalenza della generazione da fonte termica tradizionale (combustibili fossili) che, come rappresentato nella tabella successiva, ha raggiunto il valore di circa 14,35 TWh, ovvero il 55% circa dell'energia elettrica prodotta in Piemonte.

Fonte energetica di alimentazione dell'Impianto	Produzione lorda (GWh)			Produzione netta (GWh)		
	FER	Non FER	Totale	FER	Non FER	Totale
Fotovoltaica	1.736,6	0,0	1.736,6	1.710,8	0,0	1.710,8
Termica	1.912	13.834,1	15.746,1	1.774,7	13.512,3	15.287,0
Eolica	30,1	0,0	30,1	29,9	0,0	29,9
Idrica	7.947,0	377,9	8.325,0	7.841,0	367,5	8.208,5
Totale	**11.625,7**	**14.212**	**25.747,8**	**11.356,4**	**13.879,8**	**25.236,2**

Tabella 41 - Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile e da fonte tradizionale in Piemonte per tipologia di impianto - anno 2015 (fonte dati: TERNA)

Previsione in ordine all'evoluzione della domanda elettrica nonché all'evoluzione delle richieste di connessione alla RTN in Piemonte

Tra gli elementi fondamentali che consentono di operare una previsione attendibile circa le capacità di reazione della RTN, e quindi le esigenze pianificatorie della stessa, a fronte degli impulsi di carattere esogeno a cui è soggetta riveste grande importanza la previsione evolutiva della domanda elettrica nonché delle richieste di connessione alla rete di nuovi impianti di generazione.

Per quanto concerne le previsioni circa l'andamento della domanda elettrica l'Ufficio Statistico di TERNA ha effettuato stime di breve-medio termine al 2021 e di lungo termine al 2026 estese fino al 2030.

Nel grafico di sotto riportato, seguendo due ipotesi evolutive denominate rispettivamente "scenario base", caratterizzato da un tasso annuo di crescita medio composito (CAGR) pari allo 0,4%, e

"scenario sviluppo" caratterizzato da un CAGR pari allo 0,8%, Terna ipotizza una crescita della domanda elettrica nazionale nel medio periodo (2021) fino a 317 TWh nel primo caso e a 325 TWh nel secondo. Tali elaborazioni, estese nel lungo periodo (2026), evidenziano una crescita ulteriore, nei due casi in questione, fino a 325 e a 341 TWh. Siffatta previsione parte da un dato provvisorio pari a 311 TWh di richiesta sulla rete nel 2016[49], in riduzione di circa il 2% rispetto al corrispondente dato del 2015.

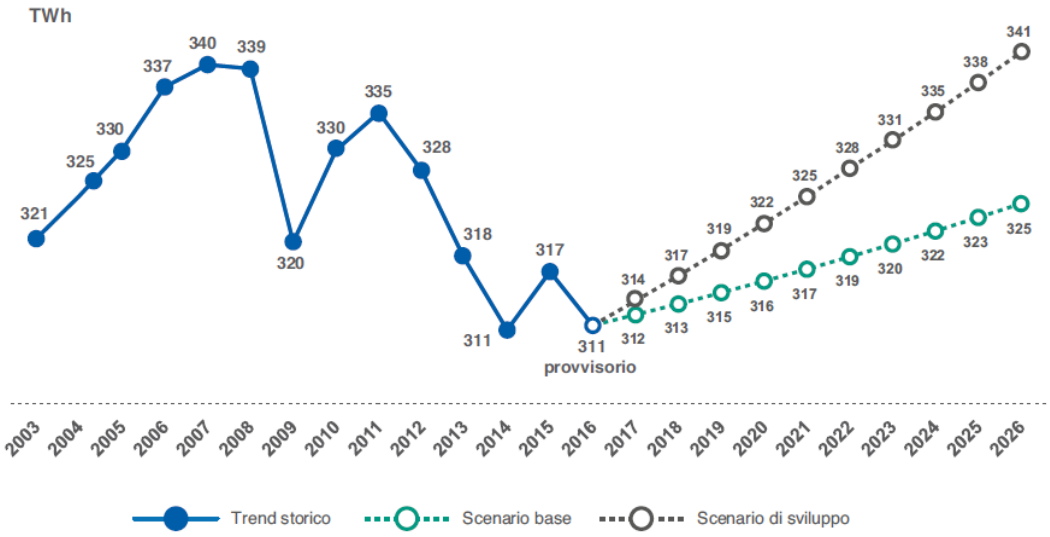


Figura 103 - Scenari della domanda elettrica in Italia (2016-2026) (fonte dati: TERNA)

Nella rappresentazione di un'ipotesi di sviluppo della domanda elettrica in Piemonte nel medesimo orizzonte temporale si assume il solo "scenario base" caratterizzato più prudenzialmente da un tasso annuo di incremento pari allo 0,4% e ritenuto in questa sede più rappresentativo di un trend evolutivo non ancora consolidato nel verso della crescita, come del resto dimostra la recente flessione del dato 2016 rispetto a quello 2015.

Anno	GWh	Variazione %
2016	25.786,7	0,4 % di variazione media annua tra il 2016 ed il 2026
2017	25.889	
2018	25.992	
2019	26.096	
2020	26.200	
2021	26.305	
2022	26.410	
2023	26.515	
2024	26.621	

[49] Tale dato pubblicato in via definitiva da Terna in "Dati statistici sull'energia elettrica in Italia 2016" rivela un aggiustamento verso l'alto (314 TWh), evidenziando una minore flessione della domanda rispetto al 2015 (- 1%).

Anno	GWh	Variazione %
2025	26.727	
2026	26.834	

Tabella 42 - Scenario evolutivo "base" della domanda di energia elettrica in Piemonte (fonte dati: elaborazione Regione Piemonte su dati TERNA)

Come evidenziato nella tabella sopra rappresentata, le attese consentono di stimare per il Piemonte una moderata crescita della domanda elettrica nel periodo considerato, con valori che si attestano su una previsione di 26.305 GWh nel 2021 e di 26.834 GWh nel più lungo termine (2026): valore, quest'ultimo, ancora di gran lunga inferiore a quello (28.731 GWh) dell'ultimo anno (2007) precedente la crisi economica.

Tali dati paiono rivelare per la regione, come del resto per l'intero Paese, il perdurare degli effetti dell'onda lunga della conclusa crisi economica, capaci ancora di rallentare l'instaurarsi di una vera ripresa dei consumi elettrici ben oltre i primi conclamati segnali di ripresa dell'economia regionale.

Come si è detto, il fenomeno che negli ultimi anni ha prodotto nel Paese un'esplosione della produzione elettrica da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) ha interessato in Piemonte soprattutto la fonte fotovoltaica, la cui potenza cumulata ha raggiunto alla data del 31.12.2015, il valore di 1.522 MW[50], con un incremento pari a circa l'1,1% rispetto al dato 2014.

Dalla tabella seguente si può evincere come le province che hanno registrato il maggior incremento di potenza installata sono rispettivamente quelle di Torino (380 MW, +1,9% rispetto al 2014), Cuneo (539 MW, +0,6%) e Alessandria (249MW, +0,8%).

Area	2014		2015		% 15/14	
	N°	MW	N°	MW	Numerosità	Potenza
Alessandria	4.907	247,0	5.223	248,9	6,4	0,8
Asti	3.630	80,4	3.800	81,3	4,7	1,1
Biella	2.278	83,8	2.467	84,7	8,3	1,0
Cuneo	10.951	535,8	11.472	539,2	4,8	0,6
Novara	4.226	88,5	4.539	90,0	7,4	1,7
Torino	16.561	373,2	17.601	380,3	6,3	1,9
Verbano CO	1.030	14,2	1.119	14,6	8,6	2,8
Vercelli	2.294	81,9	2.436	82,9	6,2	1,1
Piemonte	**45.877**	**1.504,8**	**48.657**	**1.521,8**	**6,1**	**1,1**

Tabella 43 - Numerosità e potenza per provincia degli impianti fotovoltaici nel 2014 e nel 2015 (fonte dati: GSE – pubblicazione "Solare fotovoltaico. Rapporto Statistico 2015")

[50] Secondo gli ultimi dati pubblicati da Terna, la potenza efficiente lorda complessiva in impianti fotovoltaici al 31.12.2016 ha raggiunto il valore di 1.556 MW.

Molto significativa è stata anche la crescita della produzione di energia elettrica da biomasse (si includono le biomasse solide, il biogas e i bioliquidi sostenibili) che tra il 2013 e il 2015 ha registrato un incremento pari al 26,3 %, attestandosi su un valore di 1.912 GWh.

In ultimo, tale fenomeno di sviluppo della produzione da FER sta interessando anche la fonte tradizionalmente più presente sul territorio piemontese, quale quella idroelettrica. In tale settore si registra infatti un rinnovato interesse da parte degli investitori autoproduttori e degli operatori del mercato, dimostrato dall'elevato numero di istanze di autorizzazione presentate negli ultimi tempi, che ha condotto alla realizzazione di numerosi nuovi impianti di piccola taglia. Nel segmento d'impianti idroelettrici ad acqua fluente, si è infatti passati in Piemonte da un valore di potenza cumulata al 31.12.2013 di circa 1.062 MW, ad un dato di circa 1.120 MW a fine 2016, con un incremento superiore al 5%.

Per quanto attiene alle previsioni di ulteriore sviluppo della produzione da FRNP in Piemonte, Terna stima nel medio periodo (2021) un incremento di capacità produttiva soprattutto da fonte fotovoltaica, per la quale si prevede un *target* di potenza cumulata pari a 1.720 MW (con un incremento di circa 198 MW rispetto alla situazione al 31.12.2015), a cui aggiungere circa 1 MW da fonte eolica e circa 70 MW da fonte idroelettrica ad acqua fluente.

Per quanto concerne, invece, lo stato e le evoluzioni attese del parco di generazione termoelettrica da fonti fossili, che nel periodo 2000-2010 ha prodotto un deciso sviluppo di nuove centrali a ciclo combinato a gas naturale, per una potenza installata complessiva di nuovi 2.940 MW, e al 31.12.2016 registrava in Piemonte, insieme con gli impianti degli autoproduttori, una potenza installata complessiva pari a 4.871 MW (con un trend di riduzione pari al 7% rispetto al 2013), non si prevedono cambiamenti di rilievo.

A tale riguardo, la consistente riduzione dei consumi elettrici nei settori degli usi finali, e soprattutto nel settore industriale, intervenuta a partire dal 2008, le previsioni di una loro moderata crescita nel medio termine, unitamente alla drastica riduzione delle ore/anno di produzione delle centrali di potenza non lasciano prevedere nell'orizzonte temporale al 2021 apprezzabili variazioni di segno positivo della potenza installata. Si ritiene, anzi probabile, che il trend di riduzione della potenza installata complessiva continui per qualche tempo ancora, se non altro per effetto dell'anticipata dismissione e ritiro dalla produzione di impianti non più veramente competitivi.

Nelle figure seguenti si evidenziano i dati relativi alla ripartizione percentuale della potenza efficiente lorda da FER nell'anno 2015 e della relativa produzione degli impianti FER di generazione elettrica per ciascuna provincia, dalle quali si può evincere come un ruolo preminente sia rivestito dalla Città Metropolitana di Torino (1.629 MW), seguita dalla provincia di Cuneo (1.250 MW) e da quella del VCO (860 MW).

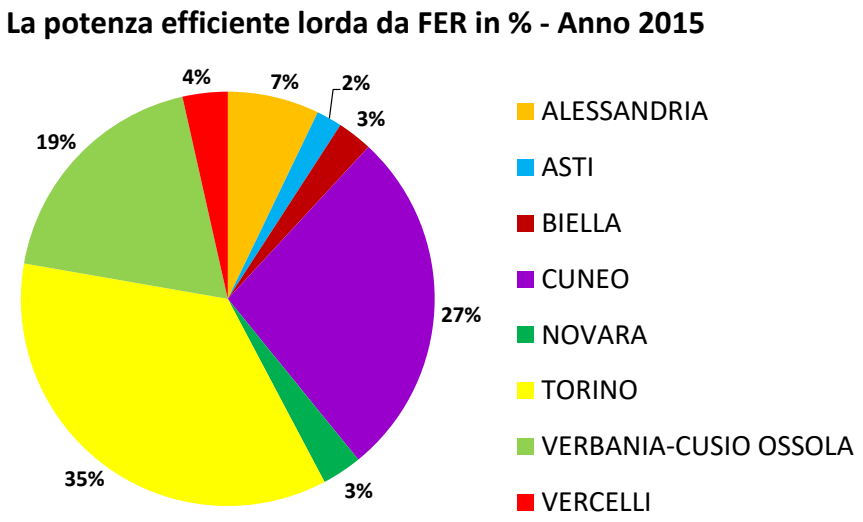


Figura 104 - La potenza efficiente lorda da FER per provincia (fonte dati: TERNA)

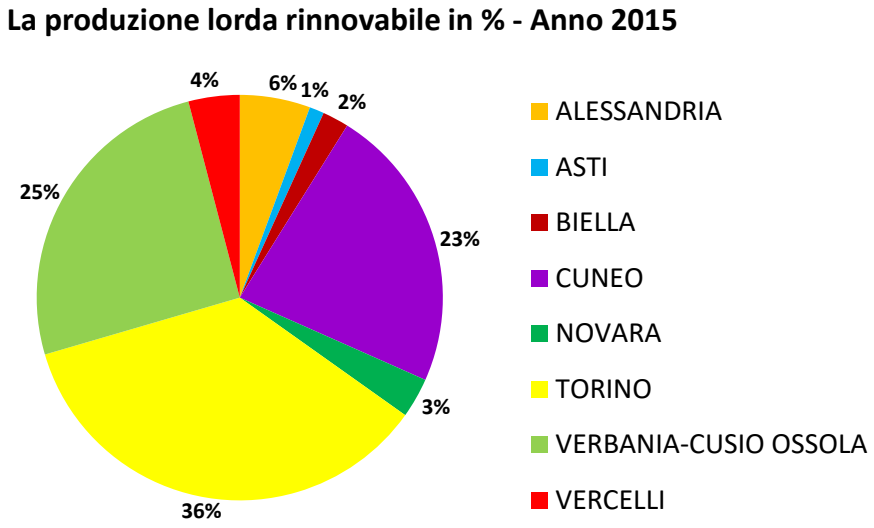


Figura 105 - La produzione lorda rinnovabile per provincia (fonte dati: TERNA)

Le previsioni di domanda di potenza elettrica alla punta e di incremento della capacità d'interconnessione con l'estero

L'energia elettrica richiesta sulla rete ha un andamento estremamente variabile, nel corso delle ore della giornata, nell'arco della settimana, fra giorni feriali e festivi, nonché fra i diversi mesi dell'anno in base alla stagionalità e al clima.

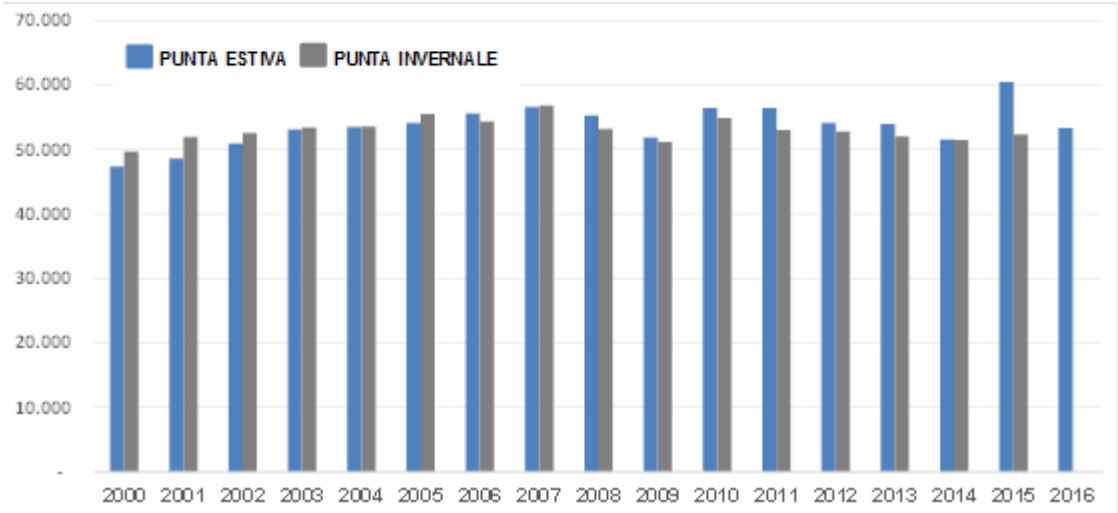


Figura 106 - Carico massimo in MW sulla rete italiana dal 2000 al 2016 (fonte dati: TERNA)

A periodi di basso carico (ore notturne, giorni festivi, mese di agosto, ecc.) si alternano periodi di alta richiesta (ore piene diurne, giorni feriali, mesi invernali e di inizio estate). In questi periodi di alta richiesta coincide l'istante di massimo carico, che tradizionalmente rappresenta la condizione di massima criticità della rete elettrica, che pertanto deve essere dimensionata per superare adeguatamente questo momento di massimo stress.

Come si può notare dalla Figura 106, dal 2008 la punta estiva ha superato sistematicamente quella invernale, registrando nel 2016 un valore di 53,6 GW contro i 53 GW della punta invernale, forse anche in ragione degli effetti della perdurante crisi economica, invertendo un trend che fino ad allora appariva consolidato. Tuttavia, per ottenere delle indicazioni utili a valutare la durata dello stress a cui è sottoposta la rete si rende necessario ricorrere al calcolo delle ore di utilizzo della domanda alla punta (invernale ed estiva), definendo come tali le ore desumibili dal rapporto tra la domanda annua di energia elettrica e la domanda di potenza massima.

Pertanto, in considerazione della definizione data per le ore di utilizzazione della potenza alla punta, al diminuire delle ore di utilizzazione corrisponde una richiesta di potenza alla punta maggiore (e viceversa), a parità di domanda di energia elettrica.

Il grafico seguente riporta i dati a consuntivo fino al 2015 delle ore di utilizzazione della potenza al massimo carico estivo ed invernale; inoltre, esso mostra le curve di previsione all'orizzonte temporale del 2025 delle ore di utilizzazione nelle condizioni convenzionali di estate torrida ed inverno medio.

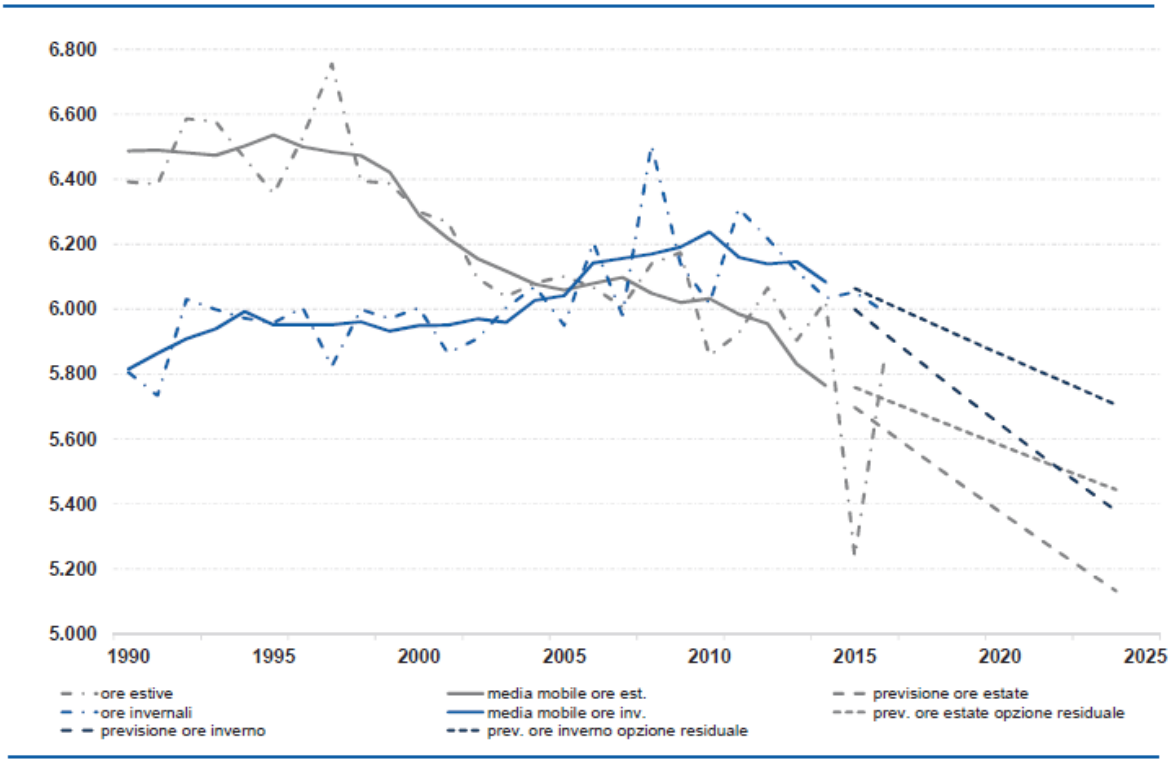


Figura 107 - Consuntivi e previsioni delle ore di utilizzo della potenza alla punta (fonte dati: TERNA)

L'andamento storico delle ore di utilizzazione della domanda alla punta invernale rivela una sostanziale stabilità con un picco (6.500 ore) registrato nel 2008, una successiva sensibile riduzione nel 2015 e la previsione di un successivo decremento al 2021 e negli anni successivi. Le ore di utilizzo della domanda alla punta estiva, dopo i valori molto elevati registrati nella seconda metà degli anni Novanta, hanno subito un trend in calo con andamento molto altalenante (con valori anche inferiori a quelle invernali) che si prevede continuare all'orizzonte temporale del 2021 e oltre.

In ragione di quanto affermato (trend di fondo delle ore invernali ed estive in rapido decremento, con previsioni di riduzione più severa per le prime), si stima per il futuro che per la domanda elettrica a livello nazionale la condizione di massimo fabbisogno in potenza coinciderà con quella in condizioni di estate "torrida". In tale scenario, la previsione effettuata da Terna in termini di ore di utilizzo della domanda alla punta viene effettuata sulla base di valori compresi tra 5.100 ore nel 2021 e 5.160 ore nel 2026, a cui si correla una previsione nel medio termine di potenza alla punta pari a 61,9 GW (scenario base) e 64,1 GW (scenario sviluppo), nonché nel lungo termine pari a 62,8 GW (scenario base) e 66,3 GW (scenario sviluppo).

Sebbene non sia in generale corretto applicare la medesima metodologia per limitate porzioni di rete a livello regionale[51], è comunque possibile stimare la potenza di punta al 2021 e 2026 per il Piemonte nel solo scenario base ipotizzato, utilizzando la stessa previsione di ore di utilizzazione della massima potenza nello scenario di sviluppo nazionale.

[51] Il risultato ottenuto potrebbe rappresentare un riferimento forviante dal momento che la dinamica dei consumi di una sola regione potrebbe non essere in generale conforme a quella nazionale, soprattutto per la stagionalità della punta di potenza.

Secondo tale ipotesi di lavoro, a fronte di una domanda elettrica regionale al 2021 prevista in 26.305 GWh, le previsioni di potenza alla punta si attestano su un valore di 5.157 MW, mentre per il 2026 (con domanda elettrica di 26.834 GWh) su 5.200 MW.

Stante quanto anticipato più sopra in merito alla consistenza del parco termoelettrico da fonte fossile in Piemonte, le previsioni testé enunciate circa la domanda di potenza alla punta estiva lasciano intravedere ancora margini di sicurezza del sistema regionale, soprattutto in virtù del supporto fornito dalla contemporaneità di produzione da parte del consistente parco fotovoltaico di potenza installato.

Per quanto attiene agli interventi volti a incrementare la capacità di scambio e di importazione di energia elettrica tra gli Stati membri confinanti, il regolamento Europeo n. 347/2013 ha individuato 11 PCI (*Projects of Common Interest*) che interessano il Paese, tra cui due interventi di potenziamento dell'interconnessione rispettivamente con la Francia e la Svizzera riguardanti il Piemonte, i cui principi ispiratori sono riassunti nella figura seguente.

Figura 108 - I principi ispiratori della regolamentazione europea

Con riferimento allo sviluppo di una nuova interconnessione con il sistema elettrico francese, è stato previsto un intervento di realizzazione di un nuovo elettrodotto HVDC in corrente continua tra le stazioni elettriche di Grand'Ile (FR) e Piossasco (IT) di lunghezza pari a 190 km di cui 95 in territorio piemontese. Il progetto di nuovo collegamento prevede la realizzazione di due linee in cavo a 320 kV in corrente continua, ciascuna da 600 MW di potenza massima. Mentre sul versante francese l'intero investimento è pubblico (nella titolarità del TSO francese RTE), sul versante italiano uno solo dei due bipoli è pubblico in capo a Terna, essendo l'altro bipolo di proprietà di investitori privati per tutta la durata del periodo di esenzione. L'interconnector Italia-Francia contribuisce infatti al conseguimento degli obiettivi previsti dalla legge n. 99/2009 con la capacità di 350 MW assegnata in esenzione agli investitori privati. Il progetto, peraltro già autorizzato nel 2011, previo ottenimento dell'Intesa della Regione Piemonte espressa nel 2010, e oggetto di variante in un tratto già autorizzato, prevede

altresì la costruzione di una stazione elettrica di conversione da corrente alternata/continua presso l'attuale S.E. di Piossasco, nonché l'entrata in esercizio del nuovo collegamento nel 2019. Il completamento della nuova interconnessione HVDC Italia-Francia permetterà d'incrementare la capacità di trasporto tra i due Paesi di 1.200 MW, raggiungendo una capacità massima di scambio pari a 4.350 MW, con un aumento di circa il 40%. L'iniezione di nuova energia elettrica d'importazione sul nodo di Piossasco, per poter essere smaltita sulla RTN piemontese, richiederà un complessivo intervento di potenziamento della stessa, ai fini di consentire il trasferimento in sicurezza degli importanti flussi di potenza. Ciò avverrà, in particolare, verso le aree di carico della Lombardia, mediante la linea a 400 kV in DT "Trino-Lacchiarella", previo potenziamento delle attuali linee a 400 kV "Rondissone-Trino V.se" e "Vignole Borbera-Vado".

Sempre con riferimento all'interconnessione con la Francia, si prevede che anche il previsto potenziamento a 400 kV della linea a 220 kV esistente "Broccaros (FR)- Camporosso (Liguria)", di potenza pari a 600 MW, ove non realizzato in cavo sottomarino diretto alla S.E. di La Spezia, potrà produrre significativi riflessi sulla rete piemontese, indirizzando la nuova energia d'importazione - tramite il nodo di Vado Ligure - sul nodo di Vignole Borbera in provincia di Alessandria, aggravandone l'attuale stato di congestione.

Per quanto concerne, invece, il potenziamento dell'interconnessione con la Svizzera, attualmente garantita dal collegamento a 220 kV "Airolo-Ponte-Verampio" attraverso il confine di Passo San Giacomo in alta Val Formazza, è prevista la realizzazione di un nuovo collegamento Interconnector a 400 kV "All'acqua (CH)-Pallanzeno (IT)" attualmente in fase di procedura di VIA nazionale, insieme con il riassetto della rete in AT e AAT della Val Formazza e la realizzazione di un nuovo elettrodotto in corrente continua 350 kV "Pallanzeno-Baggio volto a trasferire l'ingente quantità di energia elettrica importata dalla Svizzera e prodotta dalle centrali idroelettriche dell'alta Formazza verso l'area di carico di Milano. Tale progetto, condizionato dalla realizzazione di una nuova stazione elettrica di conversione da corrente alternata/continua nei pressi dell'esistente S.E. di Pallanzeno, anch'essa in fase di VIA nazionale, consentirà la veicolazione dell'import direttamente verso le aree di consumo della Lombardia, senza produrre ulteriori esigenze di potenziamento della RTN piemontese nelle direttrici Ovest-Est della pianura vercellese e novarese.

Lo stato della RTN per rapporto agli elementi che ne influenzano l'esercizio: conclusioni

Nei precedenti § 1.2 e 1.3 sono state illustrate le stime che l'Ufficio Statistico di Terna ha assunto quali previsioni circa l'evoluzione dei parametri esogeni più significativi per monitorare l'adeguatezza dello stato della rete al fine di garantire secondo gli standard di qualità, affidabilità e sicurezza del servizio elettrico il rispetto dei compiti e degli obblighi posti in capo al soggetto concessionario del servizio della trasmissione elettrica.

Le conclusioni a cui si perviene nell'analisi dei quattro parametri che si è assunto essere in grado di condizionare fortemente l'esercizio della RTN, ovvero la variazione attesa della domanda elettrica, delle richieste di connessione alla rete di nuovi impianti di generazione (fonti tradizionali e FER), della domanda di potenza alla punta, nonché l'evoluzione dei flussi d'importazione nell'interconnessione con l'estero, consentono di rappresentare il seguente quadro.

Per quanto concerne la previsione nel medio periodo (2021) delle dinamiche della domanda elettrica in Piemonte, la moderata crescita della richiesta di energia sulla rete, attesa in circa 26.305 GWh - valore quest'ultimo di poco superiore (+ 2,5%) a quello registrato nel 2015 (25.635,5 GWh) -, consente di affermare la permanenza sulla rete di condizioni di relativo sottocarico, venutesi a determinare per effetto della lunga crisi economica e di alcuni interventi di sviluppo realizzati, limitando per ciò stesso recrudescenze di fenomeni di generale congestione della rete, quali quelli manifestatisi negli anni 2007-2008. In particolare, si può affermare che sotto certi profili la riduzione dei carichi e del fabbisogno elettrico regionale registratosi nel periodo 2008- 2014 ha contributo a riportare a condizioni di esercizio più normali alcuni elementi di rete, il cui adeguamento era stato precedentemente previsto con urgenza.

Un elemento che rappresenta, invece, un fattore di perturbazione nella gestione e nell'esercizio della RTN piemontese è sempre più costituito dall'ormai consolidato processo di incremento in Piemonte della generazione distribuita, per lo più correlata all'impetuoso sviluppo degli impianti di generazione alimentati da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP), tra cui *in primis* gli impianti da fonte fotovoltaica.

Con riferimento a tali tipologie d'impianto, spesso caratterizzate da taglie medio-piccole e da una produzione per lo più riversata sulla rete distributiva in BT e MT in aree non in grado di assorbirne le quantità prodotte, la non contemporaneità tra produzione e consumo di energia elettrica nella medesima area impone il trasporto di notevoli flussi di potenza (di norma alcune centinaia di MW, a seguito della trasformazione da MT in AT) attraverso distanze anche di alcune decine di km; condizione, quest'ultima, che presuppone per essere gestita con successo, un elevato livello di magliatura ed efficienza della rete sub-trasmissione.

Da ciò si consolida ancor di più il ruolo strategico del "Dispacciamento" quale funzione determinante per far coincidere il più possibile l'offerta con la domanda elettrica, "dispacciando" – appunto - la generazione del parco-centrali termoelettrico (in massima parte costituito da cicli combinati a gas naturale), la cui caratteristica di base è costituita da una sostanziale anelasticità, in previsione del fabbisogno da soddisfare e della produzione da impianti alimentati da FER, di cui una parte sempre più importante possiede caratteristiche di non programmabilità. Al fine di aumentare la flessibilità del sistema elettrico nel suo complesso, il Dispacciamento dovrà sempre più far affidamento sugli impianti di accumulo di energia elettrica (impianti *storage* e di pompaggio), come del resto previsto anche dalla Strategia Energetica nazionale (SEN) 2017, che prescrive "*prima di tutto un forte utilizzo degli impianti di pompaggio esistenti, oggi poco sfruttati […] grazie anche ai rinforzi di rete pianificati, nel Nord d'Italia"*, nonché "*l'opportunità di sviluppo di ulteriore capacità di pompaggio […] anche attraverso la realizzazione di impianti integrati con il sistema idrico".* Sempre la SEN 2017 evidenzia che nello scenario energetico che si prospetta, sono "*necessarie procedure efficienti per interventi quali gli accumuli e i pompaggi idroelettrici, rafforzando la cooperazione con gli enti territoriali"*[52]

A fronte di un tale quadro, le previsioni nel medio termine per il Piemonte circa la crescita degli impianti FRNP stimano un ulteriore incremento della potenza di picco (FTV) fino a 1.720 MW,

[52] Cfr. i contenuti della SEN 2017, http://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/documenti/testodellaStrategiaEnergeticaNazionale2017.pdf

rispetto ai 1.556 costituenti lo stato dell'arte a fine 2016, a cui si deve aggiungere l'incremento di potenza dei numerosi impianti idroelettrici ad acqua fluente, la cui produzione è anch'essa non programmabile per definizione, per un delta di potenza nominale aggiuntiva attesa pari a circa 70 MW, equivalenti a circa 95 MW di potenza efficiente lorda. A tale riguardo, si può, dunque, affermare che le criticità di esercizio della RTN in Piemonte, legate ad una sempre più massiccia diffusione della generazione da FRNP e del fenomeno di "risalita" delle tensioni[53], siano sotto questo specifico profilo destinate ad aggravarsi.

Per quanto concerne, invece, il parametro rappresentato dalla domanda di potenza alla punta, come si è visto le previsioni al 2021 e 2026 per il Piemonte, effettuate sulla base del trend stimato a livello nazionale per le ore di utilizzo della potenza alla punta, evidenziano un valore ricompreso tra 5.150-5.200 MW, in presenza di una richiesta di energia elettrica sulla rete rispettivamente di 26.305 e 26.834 GWh.

Il trend di incremento della domanda di potenza alla punta conseguente al decremento delle ore equivalenti di utilizzo della domanda alla punta previsto nel medio-lungo termine e alle previsioni di moderata crescita della domanda elettrica si rivela essere un altro elemento di perturbazione della rete, capace di renderne critica la gestione, soprattutto con l'effetto combinato degli scompensi determinati dalla crescita della generazione da FRNP.

Infine, con riferimento alla variazione attesa sull'interconnessione con l'estero, la prossima realizzazione del nuovo collegamento con la Francia in corrente continua (Grand'Ile-Piossasco) unitamente al progetto di nuovo Interconnector Svizzera-Italia attraverso la Val Formazza lasciano prevedere nell'orizzonte temporale del prossimo decennio il raddoppio dell'import di energia elettrica sulla RTN piemontese, determinando per ciò stesso l'esigenza di importanti potenziamenti e sviluppi della rete, aumentando per così dire il ruolo di servizio al sistema elettrico nazionale già attualmente svolto dalla porzione regionale della RTN.

Poiché gli scenari che rappresentano le condizioni più gravose sopportate dalla rete sono quelli caratterizzati da:

- la punta di carico estivo (negli ultimi anni rivelatasi superiore al picco della domanda invernale);
- le condizioni di basso carico con forte produzione da FRNP;
- le condizioni di alta produzione idroelettrica con basso carico;
- le condizioni di elevato import dalla frontiera;
- l'esercizio della RTN in Piemonte, se per alcuni versi ha registrato una mitigazione di talune criticità per effetto della progressiva riduzione dei consumi, per alcuni altri versi sta registrando un aggravamento dei problemi in correlazione soprattutto con l'importante continua crescita della produzione da impianti alimentati da FRNP, nonché con il permanere di una significativa importazione dall'estero, prevista in ulteriore forte aumento.

[53] Fenomeno correlato alla generazione da FRNP in aree caratterizzate da debole domanda elettrica, in cui le produzioni in BT e MT debbono essere sempre più frequentemente trasformate in AT e AAT, ovvero in senso contrario a quello in base a cui è stato progettato il sistema elettrico nazionale.

Struttura e consistenza della RTN in Piemonte.

La struttura della RTN in Piemonte è contraddistinta dai due tradizionali segmenti di rete: quello della rete primaria (400-220 kV) teso a trasferire su lunghe distanze la produzione delle centrali di potenza o l'import verso i centri di consumo; nonché quello della rete sub-primaria a 132 kV teso a trasferire verso l'alimentazione dei carichi (utenze industriali, Cabine primarie della distribuzione) l'energia elettrica in aree territoriali definite, cosiddette "isole di carico". Normalmente è su tale livello di tensione che interagisce la generazione distribuita, sia direttamente tramite connessioni in AT, sia indirettamente tramite connessioni in MT e successive trasformazioni in AT.

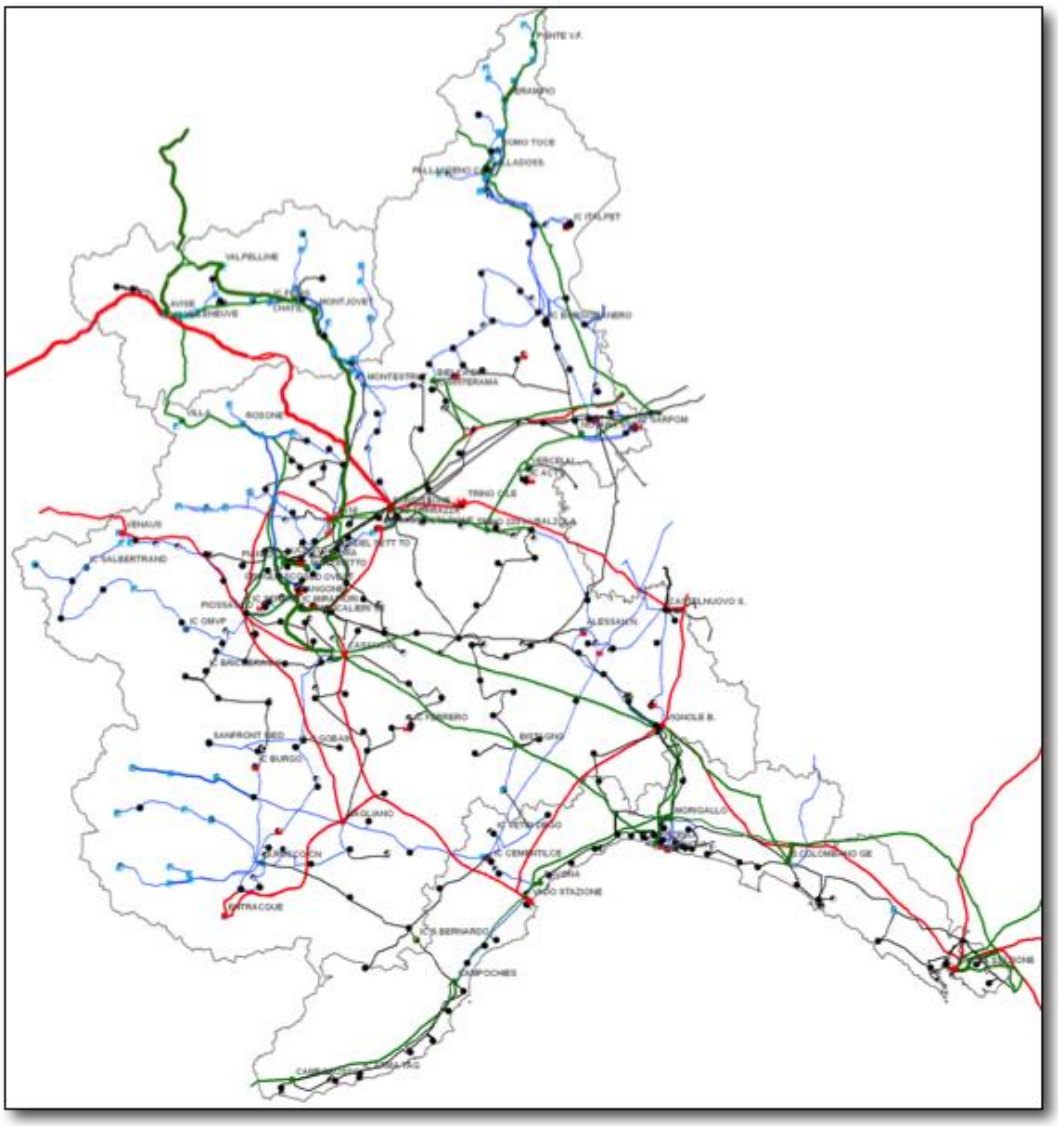


Figura 109 - La rete elettrica a 400, 220 e 132 kV nell'area Nord-Ovest (fonte dati: TERNA)

Alla vocazione di servizio al sistema elettrico nazionale, e più in generale alla presenza della rete sul suo territorio, il Piemonte versa un tributo importante sia in termini di occupazione di suolo, sia di

pressione esercitata dall'infrastrutturazione elettrica esistente sull'edificato e il territorio. A tale riguardo, si evidenzia come l'incidenza spaziale della rete, intesa come occupazione di suolo rappresentata dalle fasce di servitù dalla stessa generate, è pari allo 0,65% della superficie regionale, di contro al valore di punta nazionale costituito dal dato regionale della Lombardia pari all'1,05%. Per quanto concerne, invece, l'incidenza in territorio piemontese della lunghezza di rete per kmq si rilevano i seguenti dati: 77 m/kmq per la rete primaria; 149 m/kmq per la rete in AT (compresa tra 30 e 132 kV) e complessivamente 226 m/kmq per l'intera RTN.

Nella tabella seguente, si evidenziano le lunghezze di rete suddivise per livelli di tensione.

Elettrodotti della RTN al 31.12.2016			
AT oltre 30 e fino a 132 kV	AAT 220 kV	AAT 400 kV	Totale RTN
3.791 km[54]	1.097 km	861 km	5.749 km

Tabella 44 - Lunghezza degli elettrodotti della RTN a fine 2016 (fonte dati: TERNA)

Nella tabella seguente, invece, sono rappresentati i valori numerici relativi alle stazioni elettriche di trasformazione.

Stazioni elettriche della RTN al 31.12.2016				
400 kV	220 kV	132 kV	Totale	Totale potenza di trasformazione
11	22	32[55]	65	15.427MVA

Tabella 45 - Numero di stazioni elettriche della RTN a fine 2016 (fonte dati: TERNA)

Per quanto attiene alla gestione della rete subprimaria a 132 kV, la stessa – come si è detto – è esercita in assetto "ad isole di carico" o "isole di esercizio" (cfr. tabella e figura seguenti), più o meno estese a seconda della consistenza delle linee, degli autotrasformatori AAT/AT, delle centrali che iniettano potenza e dei carichi da alimentare in condizioni di sicurezza "N-1".

[54] Sono ivi ricompresi gli elettrodotti della ex Rete Ferroviaria Italiana acquisiti da parte di Terna SpA e ora facenti parte della RTN. Tali elementi di rete hanno in Piemonte un'estensione complessiva pari a 465 Km.

[55] Sono ivi ricomprese le stazioni elettriche della ex Rete Ferroviaria Italiana acquisite da parte di Terna SpA e ora facenti parte della RTN. Tali stazioni sono in Piemonte pari a 24.

N° isola	Nodi delimitanti le isole di carico che interessano l'area nord-ovest
Isole autonome nell'area di Torino (Piemonte – Liguria – Valle d'Aosta)	
1	Casanova / Magliano / Piossasco / Sangone
2	Campochiesa / Camporosso
3	Balzola / Bistagno / Casanova / Rondissone / Stura
4	Pianezza / Piossasco / Venaus
5	Biella Est / Chatillon / Leyni / Martinetto / Rondissone / Sangone
6	Leyni / Pianezza / Stura
7	Castelnuovo S. / Vignole B.
8	Erzelli / Morigallo / S.Colombano Ge / Savona / Vignole B.
9	Chatillon Se / Villeneuve
10	Ponte
Isole fra le aree di Torino e Milano (Lombardia)	
11	Biella Est / Novara Sud / Pallanzeno connessa ad isola di Milano Mercallo
12	Bistagno / Campochiesa / Magliano / Savona connessa ad Isola di Milano Baggio / Brugherio / Ciserano / Lacchiarella / Tavazz.St
13	Novara Sud / connessa ad isola di Milano Cislago / Magenta / Ospiate
14	Vercelli / Castelnuovo connessa ad isola di Milano Lacchiarella / Magenta

Tabella 46 - Assetto ad isole di carico della rete 132 kV dell'area territoriale di Torino (fonte dati: TERNA)

I vantaggi derivanti da questa modalità di gestione della rete sono:

- contenimento delle correnti di cortocircuito nelle stazioni;
- limitazione nell'estensione di gravi disservizi e maggiore rapidità nella ripresa del servizio;
- diffusione più contenuta dei disturbi dell'alimentazione elettrica (buchi di tensione, *flicker*, armoniche, ecc. …);
- semplicità nella previsione dei flussi e nel controllo dei profili di tensione;
- funzionamento ottimale del sistema protettivo.

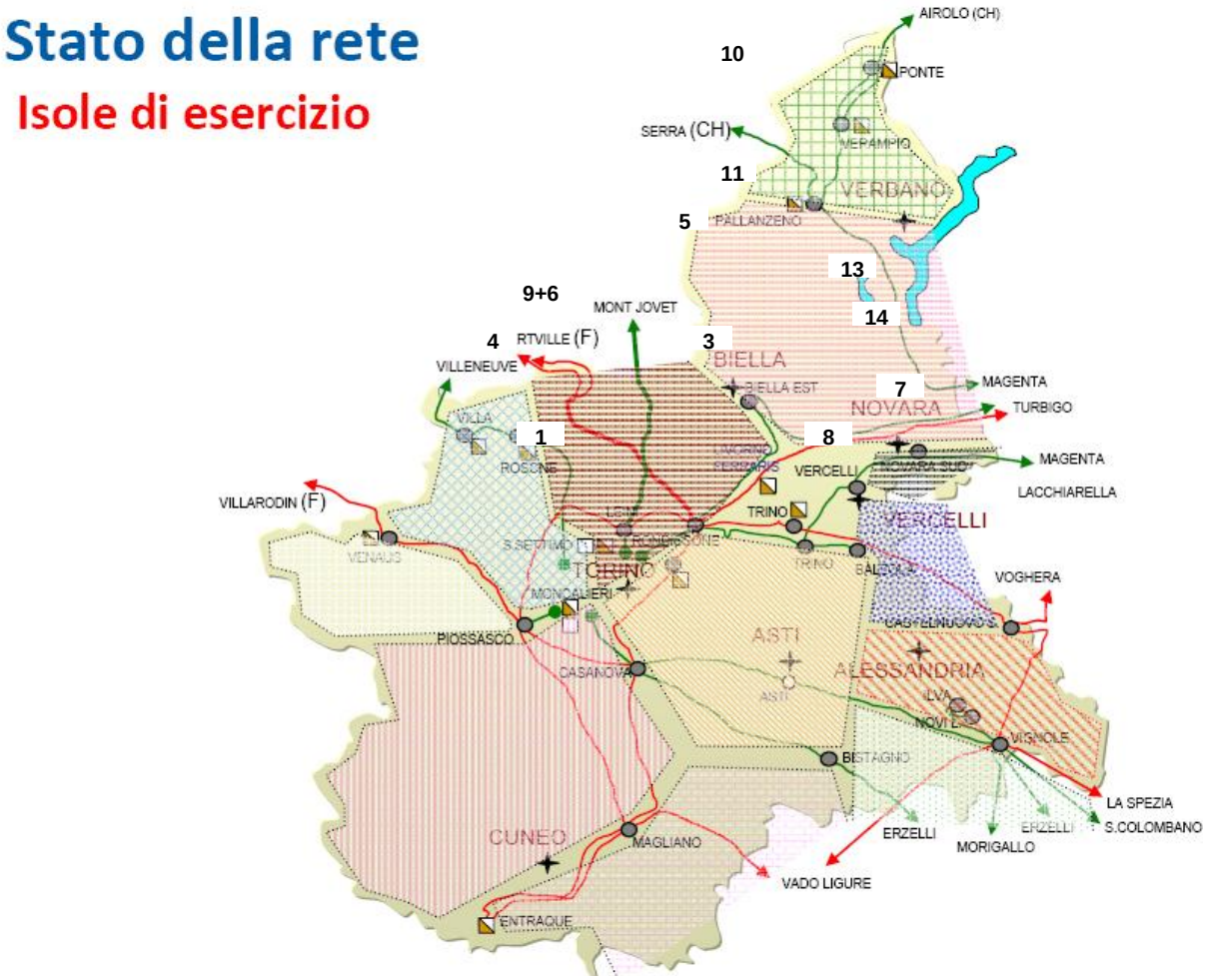
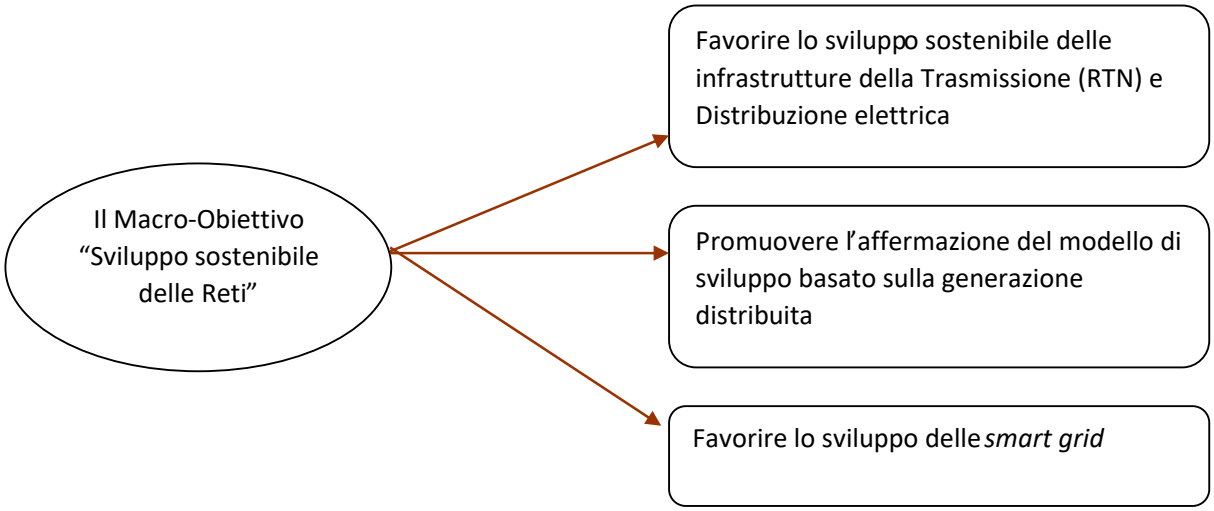


Figura 110 - Isole di carico in Regione Piemonte (fonte dati: tratto da TERNA)

L'analisi SWOT e gli obiettivi specifici di Piano – rete elettrica

Punti di forza	Punti di debolezza
- Buon livello di "magliatura" della rete elettrica primaria (400 kV e 220 kV) di trasmissione nazionale (RTN); - riduzione significativa del deficit della produzione di energia elettrica rispetto alla richiesta con importante incremento della potenza installata in impianti termoelettrici e FER; - significativo livello di interconnessione elettrica con la Francia e la Svizzera, e conseguenti elevati livelli di import sulla rete piemontese; - consolidato sistema di governance e concertazione alla base dei processi di condivisione localizzativa delle nuove infrastrutture della RTN; - presenza di una capillare rete distributiva dell'energia elettrica sul territorio piemontese realizzata nei decenni per alimentare i carichi.	- Presenza di limitazioni in condizioni N-1 all'evacuazione in sicurezza della potenza prodotta/importata nella regione Liguria; - inadeguatezza della capacità di trasporto della rete a 220 kV spesso caratterizzata dalla vetustà delle linee; - sempre più frequente sofferenza della rete subprimaria (132 kV) ad alimentazione delle isole di carico sia per effetto della configurazione di talune "isole" troppo vaste e caratterizzate da linee troppo vecchie e poco affidabili, sia per il contemporaneo incremento della produzione da FER e del fenomeno di "risalita" delle tensioni; - presenza di aree territoriali anche vaste in cui la rete distributiva dell'energia elettrica è in difficoltà nel garantire il ritiro in condizioni di sicurezza e continuità dell'ingente generazione da impianti FER.
Opportunità	**Minacce**
- Possibile significativo contributo al conseguimento degli obiettivi di Burden Sharing correlato allo sviluppo della rete AT al servizio del ritiro della produzione da una pluralità di impianti; - contemperamento dell'obiettivo di sviluppo della RTN con quello di tutela dell'ambiente e del territorio: opportunità di razionalizzazione e riequilibrio territoriale della Rete ai fini di ridurre le interferenze esistenti con l'edificato, favorire i risanamenti ambientali e agevolare la soluzione di situazioni critiche per il territorio; - possibilità di sviluppo di reti alternative su scala limitata legate alla produzione diffusa da FER ("Smart Grids").	- Aumento dei livelli di import dalla frontiera con la Francia (anche sul confine ligure) senza adeguato potenziamento della rete primaria; - accelerazione del processo di transizione verso un modello di generazione distribuita, senza un contemporaneo adeguamento e potenziamento della rete subprimaria; - elevata conflittualità socio-ambientale nei confronti della realizzazione di nuove infrastrutture di rete in AT e AAT e contestuale prolungamento dei tempi di autorizzazione e realizzazione degli impianti.

A fronte della descritta situazione della rete elettrica a livello regionale, gli obiettivi specifici di Piano sono così rappresentati:



Analisi puntuale delle criticità della RTN piemontese

Livello di tensione a 400 kV

Con l'entrata in esercizio della linea in doppia terna a 400 kV tra le stazioni elettriche di Trino V.se e Lacchiarella (Lombardia) la principale criticità che ha caratterizzato per anni la rete primaria piemontese nel trasferire i flussi di energia elettrica lungo la direttrice Ovest-Est della pianura vercellese può considerarsi risolta.

Le più importanti criticità in atto sulla rete esistente sono pertanto le seguenti:

- presenza di un "collo di bottiglia", ovvero di condizioni di restrizione al transito di energia elettrica, rappresentato dal collegamento a 400 kV tra le stazioni di Rondissone e Trino.V.se. L'attuale linea essendo esercita in singola terna costituisce una limitazione al transito dell'energia confluita sul nodo di Rondissone dall'import dalla Francia (tramite la linea in DT "Albertville-Rondissone") verso la linea DT "Trino-Lacchiarella" di cui sopra;
- condizioni di sovraccarico "verso" e "dalla" stazione elettrica di Vignole Borbera nel basso Piemonte, per quanto concerne i flussi da e verso la Liguria (nodo di Vado Ligure) mediante la linea a 400 kV "Vado-Vignole Borbera".

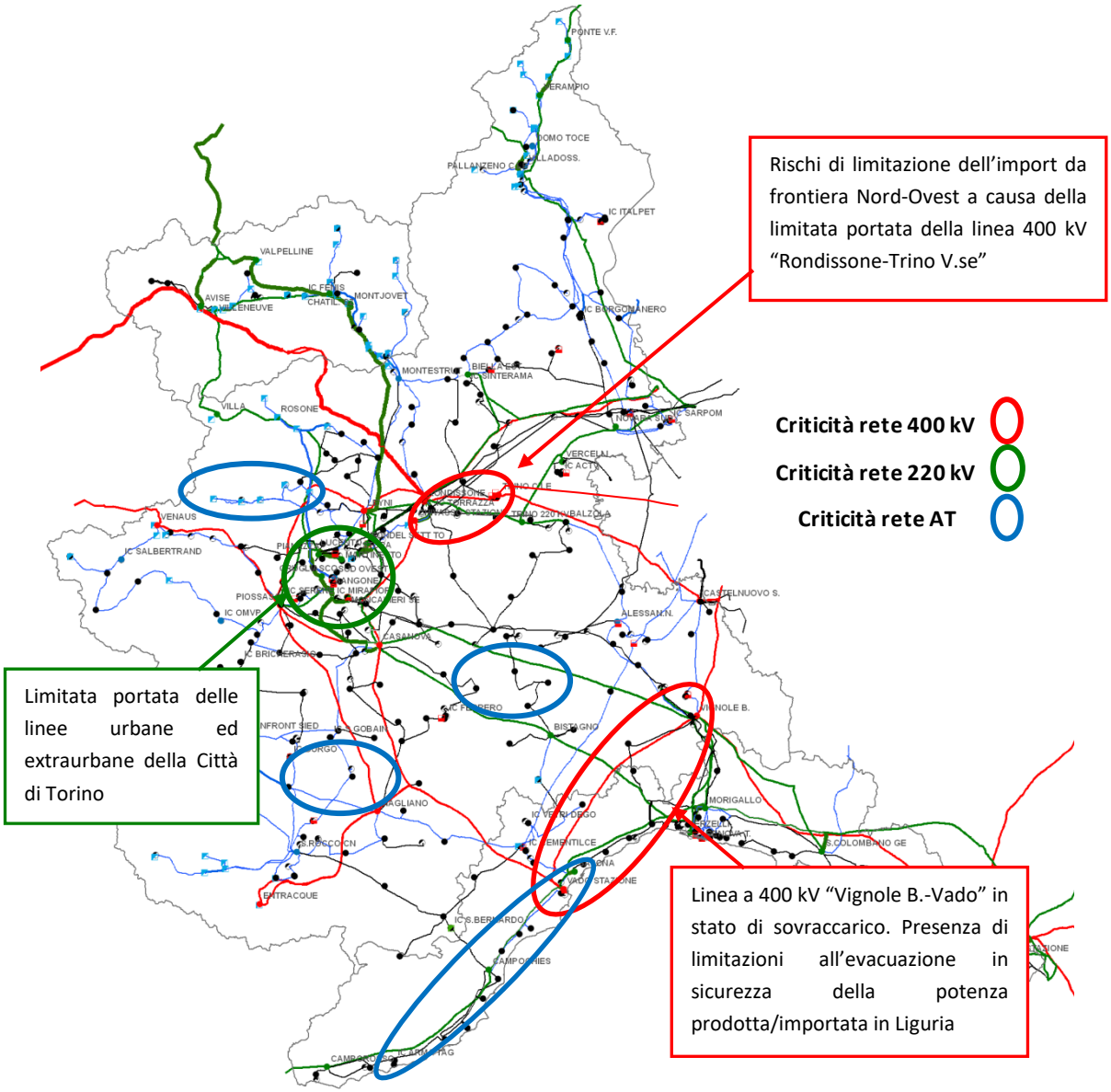


Figura 111 - Sezioni critiche sulla rete primaria AAT (fonte dati: TERNA)

Livello di tensione a 220 kV.

Per quanto riguarda il livello di tensione a 220 kV in Piemonte, principalmente concentrato nell'area della città di Torino, le maggiori criticità riscontrate nel corso del passato hanno trovato soluzione con la realizzazione degli interventi previsti nel Piano di Sviluppo. Restano situazioni di criticità marginali localizzate nell'area Nord-Ovest, per cui sono già in corso di autorizzazione i necessari interventi di rinforzo.

Livello di tensione a 132 kV.

Sul livello di tensione proprio della rete subprimaria, costituente l'interfaccia con la rete distributiva, se per un verso si è maggiormente avvertita la mitigazione delle situazioni locali di sovraccarico in

ragione della generalizzata riduzione dei consumi elettrici intervenuta per effetto della crisi economica, per altro verso si sono maggiormente riverberate le perturbazioni prodotte negli ultimi anni dall'importante crescita della generazione distribuita correlata a impianti alimentati da FRNP. Rispetto agli anni precedenti, in cui emergevano criticità di esercizio nelle ore ad elevato carico (stagione invernale/giorni feriali), la rete a 132 kV dell'area Nord-ovest presenta attualmente maggiori difficoltà di esercizio nelle ore di basso carico, elevata insolazione ed elevata produzione idroelettrica non accumulabile. La rete a 132 kV, pertanto, presenta criticità attribuibili alla intervenuta riduzione dei consumi e al contestuale incremento della produzione da FER, in particolare della generazione distribuita sulla rete in MT che, in particolari condizioni risale sulle linee AT causando, soprattutto a fine primavera/inizio estate (con elevata produzione idroelettrica da impianti ad acqua fluente), rischi di sovraccarichi riguardanti porzioni di rete subprimaria.

Le principali criticità riscontrabili su tale segmento di rete riportate nella Figura 112, sono le seguenti:

- presenza di importanti condizioni di sovraccarico nei collegamenti che caratterizzano l'isola di carico ricompresa tra i nodi di Magliano Alpi, Piossasco e Casanova, e conseguente scarsa affidabilità delle condizioni di esercizio della rete;
- sottoalimentazione della rete subprimaria di vaste aree dell'Astigiano e dell'Alessandrino comprese tra i nodi di Rondissone, Casanova, Balzola e Bistagno, anche caratterizzate dalla presenza di linee di portata insufficiente e di eccessiva lunghezza, con conseguenti rischi di disservizio nell'alimentazione dei carichi;
- scarsa affidabilità del servizio elettrico nell'isola di carico compresa tra i nodi di Pallanzeno, Mercallo, Novara Sud e Biella Est correlata alle dimensioni troppo vaste della stessa, nonché alla presenza di alcuni collegamenti caratterizzati da transiti di corrente troppo elevati in ragione della loro scarsa portata;
- presenza di condizioni di scarsa affidabilità del servizio e di esigenze di razionalizzazione sulla rete subprimaria a Nord-Ovest di Torino correlata all'eccessiva estensione dell'isola di carico compresa tra i nodi di Pianezza, Leinì, Rondissone e Biella Est;
- scarsa affidabilità della rete a Sud-ovest di Torino, con particolare sofferenza di alcuni collegamenti.

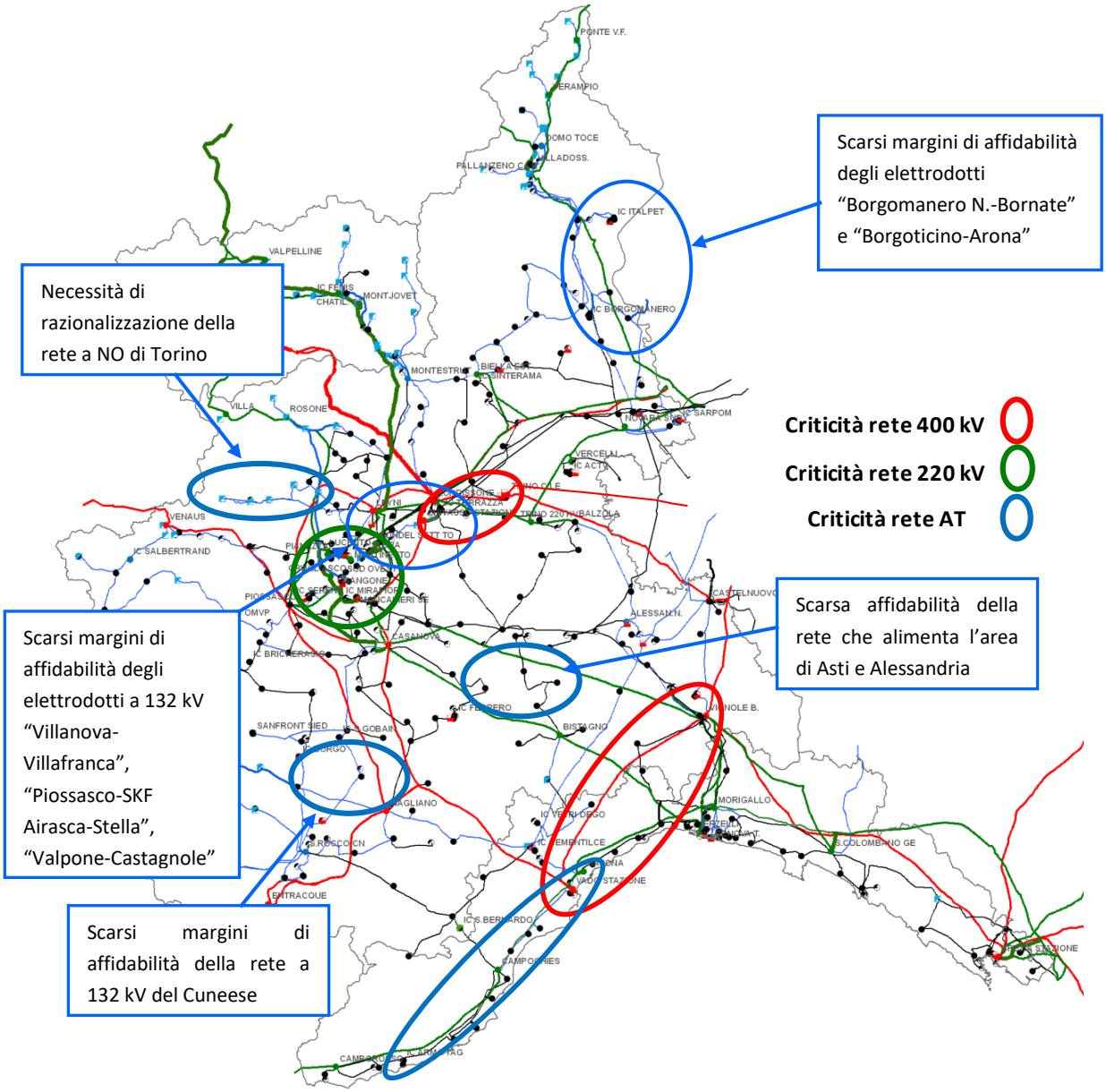


Figura 112 - Sezioni critiche sulla rete subprimaria AT (fonte dati: TERNA)

Il Piemonte a metà del guado tra un modello di generazione concentrata e un altro di generazione distribuita

L'indiscusso processo di sviluppo che da qualche anno caratterizza anche il sistema elettrico piemontese nel verso di una progressiva transizione da un modello di generazione concentrata, verso un futuro vieppiù contraddistinto dalla proliferazione dei punti di generazione da FRNP e di cogenerazione da GN o da FER, asserviti ad esigenze termiche locali, si è ormai spinto troppo oltre per consentire un ripensamento strategico ma, al tempo stesso, non ancora abbastanza per condizionare univocamente le scelte di sviluppo del sistema.

In tale situazione si possono individuare luci e ombre e mettere a fuoco criticità, così come opportunità di sviluppo connaturate allo *status quo.*

Le criticità attuali:

- rischi per l'affidabilità di porzioni di rete soggette ad elevati transiti di potenza e in condizioni di vetustà e/o scarsa portata;
- scarsa modulabilità dell'attuale parco di generazione regionale di potenza a cicli combinati alimentati a gas naturale, caratterizzato da impianti poco flessibili e versatili nelle condizioni di esercizio, nonché da bruschi cali di rendimento elettrico in condizioni di carico parziale;
- progressiva riduzione delle ore/anno di funzionamento delle centrali a ciclo combinato (dalle 6-7.000 di progetto alle attuali 2.500-3.000) in ragione sia della contrazione della domanda elettrica, sia della concorrenza esercitata nelle ore "piene" del giorno dal ritiro in rete della produzione da FER;
- trasporto di quantità crescenti di energia a distanze considerevoli, pur di consentire il ritiro e l'utilizzo dell'elettricità generata da FER in aree spesso caratterizzate dalla mancata contemporaneità e compresenza di domanda e offerta;
- incremento delle perdite di rete e delle diseconomie nella gestione del sistema anche correlate al progressivo aggravarsi dei fenomeni di sovraccarico della stessa, nonché di "risalita" nelle trasformazioni del livello di tensione (da BT e MT in AT e AAT) per consentire il trasporto della produzione locale in aree di consumo lontane;
- progressiva insufficienza della rete a 132 kV nel garantire il ritiro dell'energia prodotta da impianti FER, per lo più da correlarsi all'esigenza di ritiro della produzione da una pluralità d'impianti previsti in una medesima area (come nel caso di talune vallate alpine e prealpine rispetto ad impianti idroelettrici in cascata).

Le opportunità future:

- incremento della flessibilità di esercizio degli impianti di potenza a ciclo combinato a seguito dell'effettuazione di interventi atti a consentire la modulazione del carico, senza dover subire importanti riduzioni nel rendimento elettrico;
- crescita della generazione da FER anche a seguito dell'implementazione di condizioni di rete più favorevoli al ritiro dell'energia prodotta sia agevolando taluni potenziamenti della RTN, in specie sulla rete a 132 kV, sia agevolando le condizioni atte a favorire il consumo locale della produzione avvenuta nella medesima area;
- sperimentazione su scala sempre più vasta anche a livello regionale di modelli di rete elettrica intelligente supportati da sistemi di accumulo e da una programmazione della produzione/consumo operata ad un livello sempre più prossimo al consumatore/produttore locale.

- rilancio dell'utilizzo dell'impianto di pompaggio di Entracque, compatibilmente con i vincoli di impianto e le necessità di rete, con funzione di stoccaggio della produzione FRNP di area vasta e, al tempo stesso, di modulazione e regolazione del sistema.

Le opportunità correlate allo sviluppo delle reti intelligenti

La crescente penetrazione nei sistemi elettrici di impianti di produzione basati sulle fonti rinnovabili non programmabili e di sistemi di generazione distribuita richiede una significativa innovazione nella gestione delle reti, sia di trasmissione, sia soprattutto di distribuzione, che consenta di integrarvi quote crescenti di "intelligenza" e flessibilità. Tali integrazioni consistono per lo più nell'implementazione di innovative funzionalità di automazione, monitoraggio e controllo della rete, che è chiamata ad evolvere da "passiva" ad "attiva", con ciò contribuendo ad ottimizzare l'utilizzo dell'energia prodotta da FRNP e ad aumentare la capacità di connessione a parità di infrastrutturazione presente sul territorio, evitando la realizzazione di nuove linee funzionali al ritiro di nuova capacità produttiva.

Declinando il concetto generale in interventi concreti, tale operazione implica l'affiancamento alla rete distributiva di sistemi abilitanti ICT, che consentano di far dialogare in tempo reale la produzione locale con le esigenze locali di consumo, di *energy storage system* presso gli impianti di produzione e i nodi della rete elettrica, nonché di sistemi di misurazione intelligente dei consumi degli utenti finali, compatibili con esigenze di lettura in tempo reale e con la gestione dei contratti a distanza.

Nell'ambito di tali configurazioni va assumendo sempre maggiore importanza l'implementazione delle tecnologie di accumulo dell'energia elettrica, capaci di esercitare un ruolo fondamentale per la sostenibilità economica, tecnica e ambientale del sistema elettrico attuale e futuro. A questo proposito, una delle modalità di accumulo che appare consolidare benefici di carattere economico e ambientale particolarmente significativi è rappresentato dalla mobilità elettrica. In una prospettiva non molto lontana, ogni auto elettrica – collegata in rete durante la fase di ricarica e di parcheggio – potrà mettere a disposizione del sistema elettrico una frazione della propria energia e contribuire a fornire i servizi di rete come ogni altro accumulatore. La peculiarità, e al tempo stesso la valenza di tale scenario, risiedono nell'estrema mobilità dell'accumulo e nella ridotta capacità di ogni accumulatore.

Le applicazioni dei sistemi di accumulo al servizio del sistema elettrico sono poi ben note. Esse vanno dalla valorizzazione economica dello spostamento nel tempo dell'utilizzo dell'energia accumulata (*time shift*), all'integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili; e ancora, al differimento degli investimenti di rete e alla gestione delle congestioni.

Al di là di una puntuale analisi dei benefici correlabili alle applicazioni sopra citate, la diffusione di reti intelligenti (*Smart Grids*) rappresenta un obiettivo strategico verso il cui conseguimento il sistema Piemonte dovrà indirizzarsi da subito con decisione. Esso costituisce, infatti, anche uno snodo indispensabile per correlare l'utilizzo e la valorizzazione della produzione da FRNP all'efficienza energetica nei sistemi integrati edificio-impianto, in un'ottica di conseguimento degli obiettivi regionali di *Burden Sharing.*

La diffusione di prime applicazioni a territori circoscritti di soluzioni sperimentali di gestione intelligente della rete, in grado di interessare complessivamente almeno una quota pari al 10% del territorio regionale al 2025, dovrà contemplare in Piemonte casi-pilota afferenti sia alla dimensione urbana (*smart city*), sia a quella correlata alle aree interne di carattere extraurbano, rurale e/o montano (*smart community*). I benefici attesi sono così sintetizzabili:

- favorire l'ulteriore sviluppo di fonti energetiche rinnovabili sia in aree urbane, sia rurali/montane;
- garantire sicurezza e affidabilità del sistema elettrico in presenza di un impatto sempre più significativo degli impianti di generazione distribuita da FER;
- predisposizione di infrastrutture abilitanti per servizi e progetti integrati;
- miglioramento dell'efficienza energetica grazie ad una sempre più marcata correlazione tra carico e generazione;
- abilitazione a nuove opportunità di servizi innovativi per i cittadini;
- monitoraggio evoluto della rete elettrica e di altri dati ritenuti d'interesse;
- riduzione dell'impatto ambientale correlato alla minore esigenza di realizzare nuove cabine e linee elettriche;
- riduzione delle emissione di CO_2 in ragione del contributo all'integrazione di FER, alla diffusione della mobilità elettrica, alla riduzione delle perdite di rete nonché alla razionalizzazione dei consumi energetici;
- creazione di un indotto economico-produttivo a livello locale.

Gli obiettivi di sviluppo di Terna: i principali interventi programmati sulla RTN piemontese

I principali obiettivi che informano di sé gli interventi di sviluppo della porzione di RTN piemontese ricompresi nella pianificazione[56] di Terna sono:

- ridurre le congestioni di rete presenti allo stato attuale sia nei collegamenti in AAT, sia in quelli in AT, al fine di favorire i transiti di ingenti quantità di energia sia in ambito regionale, sia extraregionale, minimizzando i rischi di distacco dei carichi, di limitazioni della produzione e di diseconomie del sistema;
- incrementare la capacità di scambio di energia elettrica con l'estero, favorendo lo sviluppo e il potenziamento delle interconnessioni internazionali, al fine di agevolare a livello comunitario la piena affermazione del mercato unico dell'energia elettrica;
- migliorare le condizioni di continuità e qualità del servizio elettrico nei confronti dell'utenza;
- incrementare la sicurezza nell'esercizio della rete in condizioni N-1[57];

[56] Lo strumento d'elezione della pianificazione della rete elettrica di Terna SpA è l'annuale Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale caratterizzato da un orizzonte temporale di lungo periodo (decennale). Su tale Piano la Regione Piemonte esprime annualmente il proprio parere.

- favorire la rimozione dei vincoli esistenti al ritiro della produzione di energia elettrica dagli impianti alimentati da FER.

A fronte di siffatti obiettivi, le tipologie d'intervento a cui si ricorre più comunemente sono le seguenti:

- realizzazione di nuovi elettrodotti o potenziamento di linee esistenti, al fine di decongestionare la rete e favorire il transito dell'energia, creando condizioni di mutua riserva sulla rete stessa;
- ampliamento e potenziamento di stazioni elettriche esistenti, che può riguardare l'installazione di ulteriore potenza di trasformazione fra diversi livelli di tensione, l'installazione di apparecchiature per migliorare la flessibilità di esercizio o l'aggiunta di nuovi stalli per la connessione di linee, utenze e centrali;
- realizzazione di nuove stazioni elettriche di trasformazione, utili ad aumentare le interconnessioni fra reti a tensioni diverse, inserendo così ulteriori punti di alimentazione (ovvero iniezioni di potenza) sulla rete a tensione minore;
- razionalizzazioni di rete mediante la sostituzione di impianti obsoleti con elementi nuovi caratterizzati da maggiori potenzialità e il contestuale decongestionamento del territorio rispetto alla presenza di una molteplicità di infrastrutture lineari vetuste e di scarsa capacità di trasporto.

Gli interventi di sviluppo, di seguito descritti, sono articolati in due sezioni, la prima dedicata alle nuove esigenze di sviluppo della rete riguardanti il territorio piemontese, la seconda relativa alle opere previste nei precedenti Piani di Sviluppo.

Nuove esigenze di sviluppo della rete previste dal Piano di Sviluppo 2018

Al fine di poter garantire maggiori margini di affidabilità e sicurezza nell'esercizio della rete, sono stati pianificati interventi di adeguamento presso le stazioni a 132 kV di Novara Est e Villadossola.

Esigenze di sviluppo già presenti nei precedenti Piani di Sviluppo

Interventi sulla rete a 400 kV:

1. realizzazione della nuova interconnessione in cavo in corrente continua "Grand'Ile (FR)-Piossasco" – opera già autorizzata;
2. realizzazione della nuova interconnessione (Interconnector) Svizzera-Italia tramite la nuova linea a 400 kV "All'Acqua (CH)-Pallanzeno" e la trasformazione in corrente continua 350 kV della linea esistente a 220 kV "Pallanzeno-Baggio";
3. rimozione delle limitazioni della portata presenti sulla linea "Vignole B.-Vado";

[57] Con il termine di "condizione N-1" si suole intendere che, al venir meno di un elemento di rete, il sistema deve permanere allo stato *normale*, oppure finire in uno stato di *allerta* che non presenta né violazioni dei limiti operativi fissati dal Codice di rete, né disalimentazione del carico.

Interventi sulla rete a 220 kV:

1. completamento della ricostruzione e potenziamento della rete in cavo a 220 kV di Torino in avanzata fase di cantiere e razionalizzazione della rete di pari tensione costituente l'anello esterno alla Città, sul quale sono inserite le stazioni di trasformazione della RTN che alimentano i carichi di Torino. Tra gli interventi si citano, tra tutti, la realizzazione del raccordo in cavo "Moncalieri-Sangone", del riassetto degli ingressi linee nella SE di Pianezza, dell'attestamento nella medesima stazione della linea "Rosone-Grugliasco" e del nuovo collegamento in cavo "Grugliasco-Pianezza";
2. ricostruzione e potenziamento su nuovo tracciato della linea "Ponte-Verampio" afferente all'intervento di razionalizzazione della rete AAT della Val Formazza.
3. Ampliamento e adeguamento della SE Novara Sud.

Interventi sulla rete a 132 kV:

- potenziamento di alcuni collegamenti sulla rete a 132 kV a Nord-Ovest di Torino con successiva separazione dell'estesa isola di carico compresa tra le stazioni di Chatillon, Pianezza, Stura, Leinì, Rondissone e Biella Est in due isole di carico meno estese, rispettivamente tra le stazioni di Stura, Pianezza e Leinì, nonché tra Chatillon, Rondissone e Biella Est. Tra i principali interventi sulle linee a 132 kV figurano:
    - potenziamento della linea "Rosone-Bardonetto" ai fini di eliminare i vincoli che limitano la produzione idroelettrica negli impianti IREN della Valle Orco;
    - realizzazione del raccordo alla CP di Balangero del tratto in uscita da Rosone della linea in DT a 132 kV "Rosone-Torino Sud Ovest", con conseguente dismissione e recupero del tratto compreso tra la CP Balangero e Torino Sud Ovest (intervento in fase di verifica di VIA nazionale);
    - ricostruzione e potenziamento della linea "Crot-Fucine-der. Lemie";
    - ricostruzione e potenziamento della linea "Fucine-Funghera";
    - ricostruzione e potenziamento dell'elettrodotto "Crot-ENI SpA- der.Lemie";
    - realizzazione dello scrocio degli elettrodotti "ENI SpA- Leinì" e "Ciriè-Venaria", ottenendo così le due nuove linee "ENI SpA-Venaria" e "Cirié-Leinì";
    - ricostruzione dell'elettrodotto "Rivoli-Paracca- der.Metro".
- potenziamento della rete a 132 kV nelle province di Asti e Alessandria. Tra i principali interventi figurano:
    - rimozione dei vincoli di portata sulle linee Bistagno-Canelli", "Incisa-Montegrosso", "Asti Sud-Montegrosso" e "Asti Nord-Asti Sud";
    - potenziamento dell'elettrodotto "Balzola-Valenza";
- rinforzo della rete a 132 kV a Sud di Torino:
    - rimozione limitazioni della linea "Piossasco-Airasca-SKFAirasca-Stella";
    - rimozione limitazioni della linea "Casanova-Poirino-Villanova" (completato);

  - rimozione limitazioni della linea "Casanova-Valpone" (completato);
  - rimozione limitazioni della linea "Valpone-Castagnole";
  - rimozione limitazioni della linea "Villanova-Villafranca";
- potenziamento della rete a 132 kV della provincia di Cuneo:
  - realizzazione del nuovo elettrodotto "CP Fossano-Magliano Alpi" in fase autorizzativa;
  - realizzazione in loc.tà Murazzo dello "scrocio" tra le linee "Fossano-Michelin Cuneo" e "Magliano Alpi-Busca", ottenendo così le nuove linee "Magliano Alpi-Michelin Cuneo" e "Busca-Fossano";
  - rimozione limitazioni dell'elettrodotto "Magliano-Ceva-Carrù-Cairo".
- potenziamento della rete a 132 kV nelle province di Novara e Biella:
  - potenziamento della linea "Borgomanero Nord-Bornate";
  - potenziamento della linea "Borgoticino-Arona";

Gli obiettivi di riequilibrio territoriale della RTN oggetto di accordi tra Regione Piemonte e Terna S.p.A.

Nell'ambito dell'Accordo Programmatico sottoscritto tra Regione Piemonte e Terna S.p.A. il 27 febbraio 2008 contenente gli indirizzi condivisi per lo sviluppo della rete sul territorio regionale, successivamente affinati per quanto concerne l'area metropolitana dal Protocollo d'Intesa tra Regione Piemonte, Terna e Comune di Torino del 12 giugno 2009, è stata condivisa la necessità di implementare le opportunità di razionalizzazione e riequilibrio territoriale della stessa, al fine di rendere compatibile il carico territoriale esercitato dalla RTN in una prospettiva di successivo ulteriore sviluppo. Tra gli interventi condivisi dalle Parti quali prioritari, e pertanto da inserirsi a tutti gli effetti tra gli impegni programmatici assunti dalla Società elettrica sul territorio piemontese si evidenziano in particolare i seguenti:

- interramento lungo la viabilità esistente delle linee a 220 kV che interferiscono con il Parco urbano Mario Carrara di Torino (più comunemente denominato Parco della Pellerina) - opera completata;
- interramento delle linee a 220 kV T.216 e T.217 nel tratto ricompreso tra l'intersezione con la Tangenziale di Torino e C.so Francia e la Stazione elettrica di Pianezza secondo le indicazioni concertate tra Regione Piemonte e Comuni di Rivoli, Pianezza e Alpignano - intervento in fase autorizzativa;

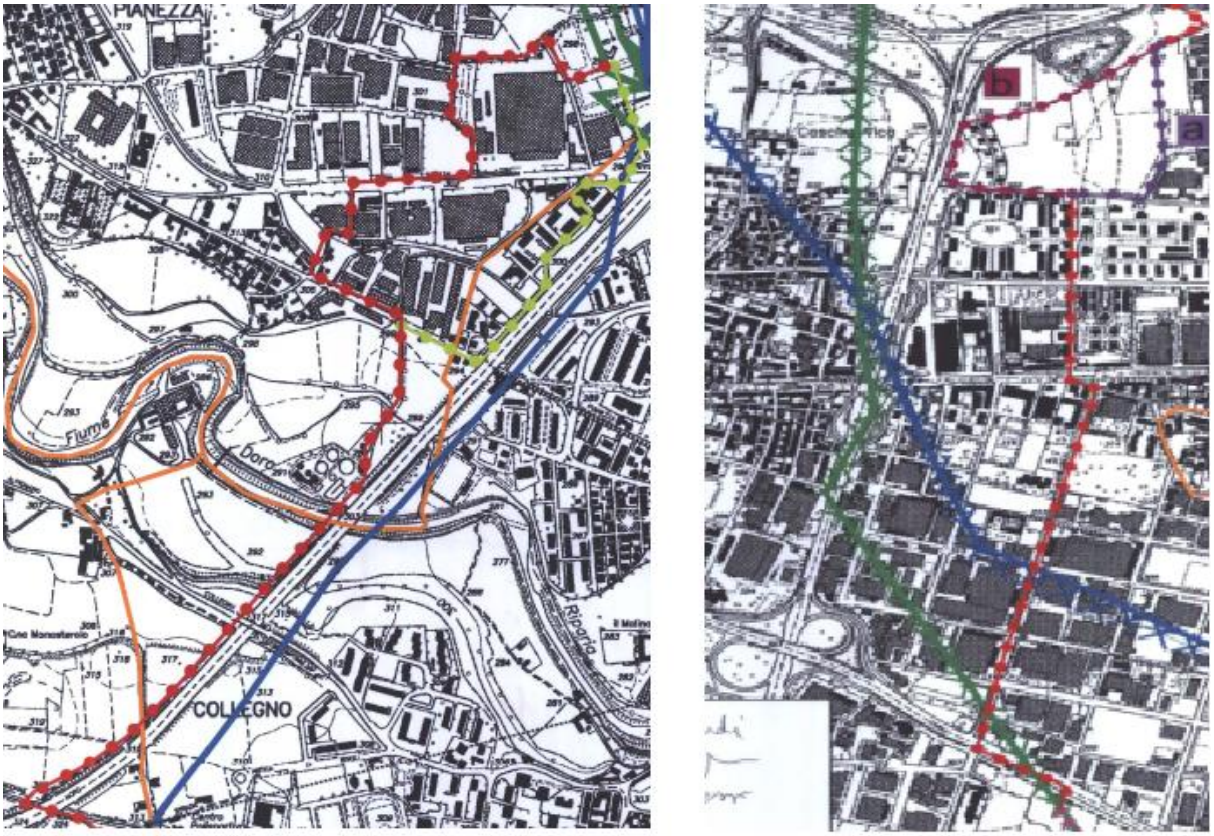


Figura 113 - Cartografia allegata al Verbale d'intesa del 2010 contenente le alternative di tracciato e le previsioni di dismissione dei tratti di linea aerea (fonte dati: TERNA)

- attestamento delle linee T. 919-920 *"Rosone-Torino Sud-ovest"* alla CP di Balangero e rimozione del tratto ricompreso tra i Comuni di Corio e Grugliasco - intervento in fase autorizzativa.

Gli indirizzi di carattere generale contenuti nel citato Accordo Programmatico in merito alle esigenze di accompagnamento dello sviluppo di rete ad un'azione di razionalizzazione e riequilibrio territoriale della stessa, soprattutto nelle aree contraddistinte dalle più forti criticità nella convivenza tra le infrastrutture elettriche e il territorio, sono poi stati implementati con l'individuazione di specifici interventi sul territorio regionale, nell'ambito del protocollo d'Intesa conclusivo della fase di Valutazione Ambientale Strategica (VAS) sul nuovo collegamento a 380 kV tra Trino V.se e Lacchiarella, siglato tra Regione Piemonte e Terna S.p.A il 27 maggio 2009. In tale Protocollo, infatti, è stata prevista la realizzazione di interventi di compensazione di area vasta del carico territoriale atteso dalla nuova infrastruttura in progetto, come rappresentato nella tabella seguente:

Intervento	Lunghezza	Stato dell'opera
Riassetto delle linee esistenti nella Val Formazza mediante variante aerea delle due linee a 220 kV nel tratto "Ponte-Verampio"	22 km	Ricompreso nei progetti in fase di VIA nazionale di Razionalizzazione rete della Val Formazza e Interconnector CH-IT

Intervento	Lunghezza	Stato dell'opera
Interramento della linea a 132 kV "Ponte-Fondovalle" in Comune di Formazza	4,5 km	Ricompreso nei progetti in fase di VIA nazionale di Razionalizzazione rete della Val Formazza e Interconnector CH-IT
Variante in cavo per l'ingresso alla CP di Tortona della linea a 132 kV "Tortona-San Bartolomeo"	6 km	Da avviare ad iter autorizzativo
Demolizione della linea a 132 kV Edison Novara-Nerviano	13,5 km	Da effettuare (proprietà Edison)
Completamento dell'interramento della linea a 132 kV "Borgomanero Nord-Borgomanero Est"	3,5 km	Da avviare ad iter autorizzativo
Variante in cavo della linea a 132 kV "Mercallo-Cameri"	23 km	Da avviare ad iter autorizzativo
Demolizione del collegamento a 220 kV non utilizzato tra le linee "Mercallo-Cameri" e "Magenta-Pallanzeno"	2,5 km	Da effettuare
Realizzazione in cavo del tratto tra la CP Fossano e lo Stura di Demonte nell'ambito del progetto di nuovo elettrodotto "Fossano_Magliano Alpi"	4,5 km	In fase autorizzativa

Tabella 47 - Interventi previsti da TERNA sul territorio regionale

I sopra elencati interventi sono anch'essi da considerarsi tra gli impegni programmatici assunti da Terna sul territorio piemontese, di cui se ne sollecita la realizzazione.

Gli indirizzi di piano e i criteri localizzativi per le nuove infrastrutture

Indirizzi generali:

- favorire lo sviluppo della RTN sul territorio piemontese, massimizzando le opportunità di razionalizzazione della rete esistente e riducendo le attuali pressioni territoriali;
- promuovere l'accelerazione degli iter autorizzativi non ancora avviati concernenti le opere di razionalizzazione e riequilibrio territoriale oggetto di specifici accordi intercorsi tra Terna e la Regione Piemonte, di cui al precedente paragrafo 4;
- implementare e attualizzare la banca dati inerente allo stato della RTN in Piemonte, quale importante strumento conoscitivo utile a massimizzare l'efficacia del processo di valutazione delle scelte pianificatorie e localizzative inerenti al territorio regionale.

Indirizzi specifici:

- favorire lo sviluppo delle interconnessioni elettriche in programma con la Francia e la Svizzera che interessano il territorio piemontese, unitamente ai rinforzi della rete in AAT che si rendono necessari al vettoriamento della maggiore potenza in ingresso, anche mediante l'accelerazione dell'istruttoria tecnico-amministrativa funzionale al rilascio dei pareri regionali, nell'ottica di promuovere condizioni di maggiore sicurezza del sistema elettrico e di competitività del tessuto produttivo regionale e nazionale, in via condizionata al fatto che tali interventi costituiscano per il territorio piemontese occasioni di contestuale razionalizzazione e riequilibrio territoriale delle infrastrutture di rete esistenti;
- ricorrere, ove possibile, agli interventi di riclassamento a 400 kV della rete a 220 kV esistente, al fine di soddisfare le esigenze di potenziamento della RTN in Piemonte senza aggravare lo stato dell'arte relativo al consumo di territorio e alle interferenze in atto con l'edificato;
- promuovere il potenziamento e la magliatura della rete subprimaria a 132 kV, nonché il processo di separazione e riduzione dell'estensione territoriale di alcune attuali "isole di carico" troppo estese, favorendo soluzioni che privilegino la ricostruzione di elettrodotti esistenti e la contestuale risoluzione di criticità e interferenze puntuali con l'edificato e specifici elementi di pregio venutesi a creare nel tempo;
- confermare, secondo quanto già espresso dalla dgr n. 19-5515 del 19 marzo 2007, la necessità di applicare sia alla pianificazione elettrica (e alla conseguente progettazione degli interventi di sviluppo), sia a quella urbanistica dei Comuni, tutte le misure di mitigazione dei campi elettromagnetici che, oltre al rispetto dei limiti fissati dalla normativa (Legge n. 36/2001 e decreti attuativi), siano compatibili con il principio della *prudent avoidance*[58], così come raccomandato dall'Organizzazione Mondiale della Sanità (OMS), al fine di ridurre l'esposizione dei ricettori per i quali sia stata valutata l'esposizione a valori di campo magnetico compresi tra 0,5 e 3 micro tesla;
- favorire gli adeguamenti e gli sviluppi della rete elettrica nella sua interezza, ovvero anche nella componente della distribuzione, al fine di consentire la piena valorizzazione della generazione distribuita da FER e da fonti fossili, e di favorire il più possibile il consumo a livello locale dell'energia prodotta localmente;
- favorire la diffusione di modelli di *Smart Grids* tesi a coniugare l'implementazione di tecnologie abilitanti con soluzioni di mobilità sostenibile e interventi di efficienza energetica. Si considera target minimo l'estensione al 2025 della sperimentazione di modelli di Smart Grids ad almeno il 10% del territorio regionale;
- favorire lo sviluppo sul territorio delle infrastrutture di rete in AT, costituenti "opere connesse" agli impianti di generazione da FER, tese a consentire il ritiro sulla RTN della produzione elettrica da una pluralità d'impianti (artt. 4 e 16 del D.Lgs. 28/2011). Promuovere

[58] Tale principio, come indicato nel promemoria dell'OMS sulle politiche cautelative per i campi elettromagnetici e la salute pubblica pubblicato nel 2000, prevede la realizzazione di misure semplici, facilmente realizzabili e di costo basso o modesto per la riduzione dell'esposizione del pubblico, anche in assenza di certezze relativamente al rischio, purché non vengano compromessi i benefici sulla salute, sociali ed economici dell'utilizzo dell'energia elettrica.

il ricorso a forme di progettazione partecipata che adottino la medesima metodologia di analisi/valutazione preventiva delle ipotesi localizzative adottata nella VAS del PdS della RTN, sia ai fini dell'analisi e della successiva individuazione della soluzione localizzativa preferenziale a livello di "corridoio ambientale", sia per la concertazione di "fasce di fattibilità di tracciato" all'interno del corridoio preferenziale precedentemente individuato. Al fine di consentire una corretta applicazione di tale metodologia, promuovere la presentazione da parte di Terna, e non da parte di operatori della Distribuzione elettrica, dei progetti correlati ai raccordi in AT alla RTN esistente;

- confermare il ruolo centrale svolto dall'espressione del parere regionale sui contenuti della pianificazione elettrica della RTN (art. 36 D.Lgs. 93/2011) e dalla Valutazione Ambientale Strategica del Piano di Sviluppo, quali momenti di partecipazione al processo di valutazione preventiva e di condivisione delle ipotesi localizzative delle infrastrutture di sviluppo della RTN sul territorio piemontese;
- rilanciare il processo di concertazione localizzativa delle infrastrutture programmate nel PdS della RTN anche sotto il profilo di una migliore definizione dei contenuti da correlare maggiormente agli esiti della VAS, raccomandando la riduzione dei tempi tra il momento della chiusura delle intese a livello territoriale e quello della progettazione dell'intervento e dell'avvio del processo autorizzativo.

Le azioni

Definizione di Accordi quadro programmatici tra Regione e TERNA, nonché tra regione e soggetti distributori dell'energia elettrica (ENEL e IREN) aventi rispettivamente i seguenti obiettivi:

- per il settore della trasmissione:
  - condivisione degli indirizzi e obiettivi di sviluppo e razionalizzazione della RTN in Piemonte all'orizzonte temporale del 2030;
  - definizione di nuove modalità d'interazione della Regione nel processo di pianificazione elettrica anche mediante condivisione di un database aggiornato e georiferito della RTN in Piemonte;
  - rilancio dell'attività di concertazione delle scelte localizzative degli interventi tra la Regione, gli EE.LL. e l'Operatore elettrico proponente;
  - accelerazione del rilascio dei pareri e delle intese all'autorizzazione dei progetti di sviluppo;
  - favorire la diffusione di accumuli di energia elettrica e di impianti per il suo stoccaggio (in primis favorendo il rilancio dell'impianto di pompaggio di Entracque);
- per il settore della distribuzione:
  - promozione di una graduale transizione verso un efficiente modello di generazione distribuita mediante azioni tese a:

- condividere indirizzi e obiettivi di sviluppo e razionalizzazione della rete distributiva in Piemonte all'orizzonte temporale del 2030;
- ridurre gli scompensi sulla rete elettrica nei nodi di interfaccia tra MT e AT in momenti di elevata produzione da fonti rinnovabili non programmabili e di bassi consumi;
- promuovere la sperimentazione su scala sempre più vasta di sistemi di gestione (Smart Grids) della produzione, accumulo, distribuzione e consumo dell'energia elettrica;
- creazione di un database contenente per ciascuna "isola di carico" del sistema elettrico piemontese informazioni relative allo stato di eventuale sovraccarico della rete in AT e MT, evidenziando le aree e le porzioni di rete critiche, ai fini della localizzazione di nuova capacità di generazione, in assenza di rinforzi di rete.

La rete del gas naturale in Piemonte

La dipendenza dal gas naturale: un fattore di rischio negli approvvigionamenti di energia primaria

Nonostante il calo dei consumi avvenuto negli ultimi anni della recente crisi economica (con segnali di ripresa negli anni 2015 e 2016) il metano continua a rappresentare, per la centralità che riveste ancora negli impieghi domestici, nell'industria e nella generazione elettrica, una fonte energetica chiave nel nostro Paese, che costituisce, oggi, il terzo mercato europeo[59].

L'Italia e il Piemonte dipendono strutturalmente dagli approvvigionamenti esteri per una quota di circa il 90% dei propri fabbisogni di gas (a fronte di una dipendenza media comunitaria pari al 70%). Questa dipendenza è andata aggravandosi negli ultimi anni, in ragione di un progressivo declino della produzione interna nazionale che, per il Piemonte, ha coinvolto i pozzi di produzione dell'area novarese. Nel 2015, a fronte di un consumo totale pari a 67,44 miliardi di metri cubi, la produzione interna nazionale ha rappresentato circa il 9,5% (circa 6,43 miliardi di metri cubi).

La dipendenza dall'estero costituisce un fattore di preoccupazione anche per le aree geopolitiche da cui provengono gli approvvigionamenti. In particolare, a livello nazionale si evidenzia una forte dipendenza dalla Russia (circa il 41% del gas importato, con un peso sui consumi complessivi nazionali di gas naturale pari al 38%) e, in misura minore, da Algeria e Libia e dai paesi del Nord Europa. Circa il 9% del fabbisogno interno è poi soddisfatto dal Gas Naturale Liquefatto trasportato dalle navi metaniere, per la maggior parte provenienti dal Qatar, ai terminali di rigassificazione presenti nel Paese.

Le possibili criticità di approvvigionamento (ad es. il rischio di sospensioni totali e prolungate delle importazioni dalla Russia o il perdurare della situazione della Libia) che rendono pressante per il sistema italiano, soprattutto dall'anno 2019, l'esigenza di rendere più sicure le importazioni secondo una logica diversificazione delle aree geopolitiche di approvvigionamento, unitamente al proposito di sfruttare la posizione baricentrica nel Mediterraneo della Penisola, quale ponte tra i continenti asiatico e africano e l'Europa per farne un elemento di forza e competitività in chiave europea, hanno indotto il Ministero dello Sviluppo Economico, in sede di Nuova Strategia Energetica Nazionale (SEN) 2017 a confermare l'individuazione dell'Italia quale "hub" sud-europeo del gas.

Questo macro-obiettivo, correlato sia al potenziamento delle infrastrutture lineari d'interconnessione esistenti con caratteristiche di crescente bidirezionalità dei flussi (es. potenziamento dell'interconnessione Transitgas al Passo del Gries), sia alla realizzazione di nuovi gasdotti di approvvigionamento dall'area dei giacimenti del Mar Caspio e di nuove infrastrutture di rigassificazione, al fine di potenziare l'import di gas naturale liquefatto, mira al conseguimento dei seguenti obiettivi strategici:

[59] I dati riportati in questo paragrafo sono tratti dalla Strategia Energetica Nazionale 2017 – Documento di consultazione 12 giugno 2017 e dal Piano Decennale di Snam Rete Gas 2016-2025.

- garantire la sicurezza e la diversificazione delle fonti di approvvigionamento, assicurando resilienza e capacità di reazione durante possibili situazioni di emergenza in presenza di punte eccezionali di domanda e/o forti riduzioni della fornitura;
- integrare completamente il Paese con il mercato e la rete europea, consentendo all'Italia di diventare un Paese di interscambio e possibilmente di transito, offrendo servizi ad alto valore aggiunto anche ad altri Paesi;
- favorire un allineamento strutturale dei prezzi nazionali a quelli dei principali Paesi europei, eliminando il gap competitivo per il sistema economico nazionale rappresentato dal differenziale di prezzo del gas con i mercati nord europei, contribuendo ad aumentare anche la competitività del mercato elettrico nazionale prevalentemente ancorato a impianti a ciclo combinato alimentati a gas.

Con riferimento al primo obiettivo, in particolare, la SEN 2017 sottolinea l'attuale limitatezza del margine di sicurezza del sistema italiano del gas in situazioni di picchi eccezionali di domanda, la cui riduzione, come riportato nel documento citato, è principalmente dovuta alla diminuzione della capacità massima tecnica di stoccaggio.

Dati relativi allo stato della domanda/offerta di gas naturale in Italia e in Piemonte. Previsioni di sviluppo

Lo stato della domanda/offerta - Italia

Nel corso degli ultimi anni l'Italia ha sperimentato, dapprima, una stagnazione dei consumi e, in seguito, una severa contrazione della domanda di gas naturale. In particolare, tra il 2008 e il 2014 si è registrato un decremento pari, in valore assoluto, a circa il 27%.

Analizzando in maggior dettaglio l'andamento dei consumi di gas nei diversi settori, rappresentato nella tabella successiva, si evidenzia come la forte contrazione dei consumi a livello nazionale, verificatasi nel periodo 2008-2014, abbia interessato in primo luogo il settore termoelettrico (-47%). Tale contrazione è senza dubbio connessa sia al crollo della domanda elettrica correlato alla crisi economica sia al regime di elevati prezzi del gas naturale - che ha reso più conveniente ridurre la generazione nel parco centrali nazionale mantenendo elevati i livelli d'import di energia elettrica regolati da contratti *take or pay* - sia alla concorrenza esercitata dalla crescente generazione elettrica da fonti rinnovabili.

Una contrazione rilevante (anche se più contenuta in termini percentuali) si è registrata nello stesso periodo anche nel settore industriale, nel quale la riduzione registrata è stata pari al 18%, da correlarsi al ciclo economico negativo.

Il settore che, invece, con riferimento agli anni più recenti (2015-2016) ha sostanzialmente mantenuto il proprio peso specifico in termini di domanda, pur nel rispetto delle fisiologiche oscillazioni dei livelli di consumo correlate alla variabilità climatica annuale, è quello del residenziale e terziario dove, peraltro, negli anni successivi al 2005, sono state implementate significative

politiche volte all'incremento dell'efficienza energetica degli edifici (sia dal punto di vista normativo sia di strumenti di sostegno e incentivi).

Negli anni 2015 e 2016 si è assistito nuovamente, a livello nazionale, ad una crescita della domanda di gas (rispettivamente pari al 9,1 e al 14,5% rispetto al 2014). Nel 2016, in particolare, i consumi totali si sono attestati su un valore di 70,9 miliardi di Sm^3, con un incremento dovuto soprattutto ai settori termoelettrico e, in misura minore, residenziale e terziario.

Settore	2006	2008	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2019	2025
Residenziale e terziario	30,2	30,2	33,9	30,8	31,0	31,1	25,7	29,0	28,9	28,4	27,4
Industria	21,2	18,6	16,5	16,2	15,7	15,5	15,3	14,9	15,6	15,2	14,4
Autotrazione	0,5	0,7	0,8	0,9	0,9	1,0	1,1	1,1	1,1	2,1	6,3
Termoelettrico	31,5	33,9	30,1	28,2	25,3	20,6	17,9	20,6	23,3	22,7	26,8
Consumi e perdite	1,0	1,5	1,8	1,8	2,0	1,9	2,0	2,0	2,0	2,1	2,4
Totale Italia	***84,5***	***84,9***	***83,1***	***77,9***	***74,9***	***70,1***	***61,9***	***67,5***	***70,9***	***70,6***	***77,3***

Tabella 48 - Andamento della domanda di gas in Italia e previsioni future (in miliardi di Sm3) (fonte dati: SNAM Rete Gas)

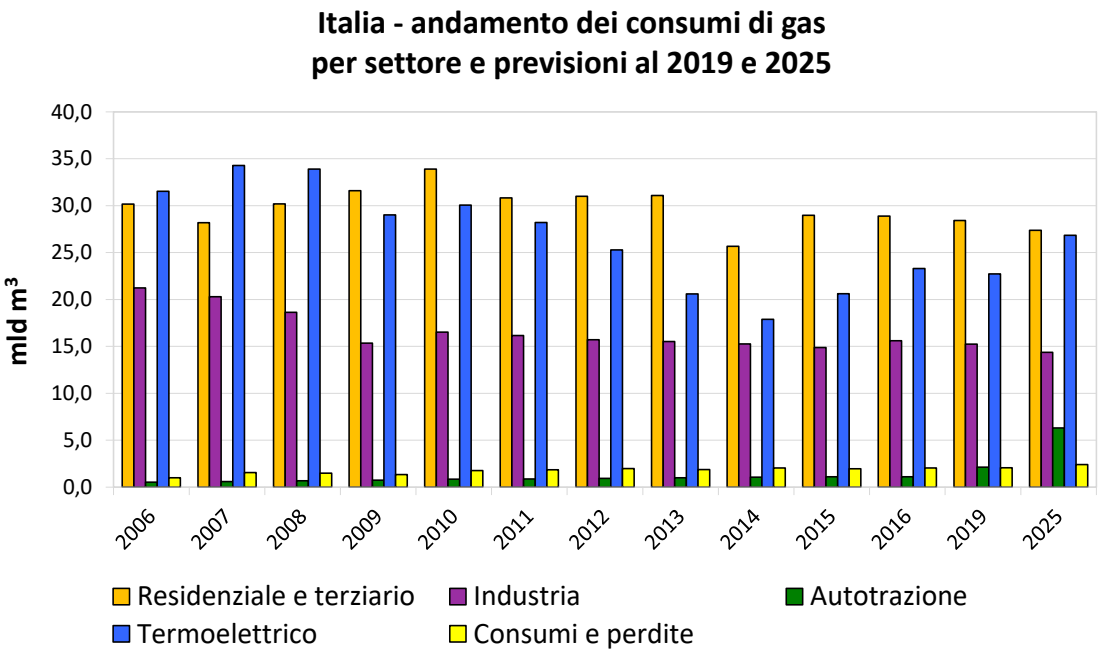


Figura 114 - Andamento dei consumi di gas in Italia per settore (fonte dati: SNAM Rete Gas)

Le previsioni di sviluppo della domanda/offerta - Italia

La severa battuta d'arresto registrata dai consumi di gas naturale nel corso degli anni dal 2008 al 2014 (con il citato parziale recupero nel biennio 2015/2016) ha determinato un mutamento strutturale nell'assetto e nelle previsioni di crescita del settore.

Se la progressione dei consumi sperimentata alla fine degli Anni Novanta del secolo scorso aveva spinto gli analisti a fissare al 2010 l'orizzonte temporale in cui i volumi di gas richiesti sul mercato nazionale avrebbero superato i 90 mld/mc, oggi le prospettive si sono ridimensionate in modo significativo, richiedendo una maggiore cautela nel prefigurare le analisi di scenario.

A tale riguardo Snam Rete Gas, nell'ambito del Piano decennale di Sviluppo delle Reti di Trasporto di gas naturale 2016-2025 prevede, all'orizzonte temporale del 2025, un consumo di gas sulla rete nazionale pari a 77,3 miliardi di Sm^3, con un aumento medio annuo nel periodo 2015-2025 pari all'1,4%, da attribuirsi quasi interamente alla ripresa dei consumi legati alla generazione termoelettrica (+ 30% nel periodo considerato), e al balzo dei consumi previsti per l'autotrazione (+474%).

Di contro, nel comparto industriale si prevede, nel medesimo periodo, un decremento pari al 3,4% mentre, per il settore residenziale e terziario, le previsioni mostrano un decremento complessivo al 2025 del 5,3% (come probabile risultato delle politiche di efficienza energetica e alla crescente quota di utilizzo di FER).

Per quanto concerne, invece, le previsioni dell'offerta, Snam Rete Gas stima nel decennio 2015-2025 un incremento delle importazioni di gas ad un tasso di crescita medio annuo pari al 2,1% e una ripresa della produzione nazionale (11,7 miliardi di Sm^3 al 2025, con una crescita dell'83% nel periodo esaminato). Nel contempo, nuovi progetti di sviluppo sulle infrastrutture di importazione consentiranno l'avvio di flussi bidirezionali transfrontalieri con una notevole crescita delle esportazioni nel decennio, pari ad una variazione media annua del 34%, e flussi in uscita pari a circa 5,1 miliardi di Sm^3 al 2025.

Lo sviluppo delle capacità di trasporto pianificato da Snam Rete Gas all'orizzonte temporale del 2025 consentirà la copertura della domanda prevista in Italia. Nel grafico sottostante – tratto dal Piano decennale di Snam rete Gas 2016-2025, sono rappresentate la capacità totale di trasporto e il coefficiente di utilizzo, ossia il rapporto tra il fabbisogno di importazione e la capacità totale. In particolare, nello scenario oggetto di pianificazione Snam Rete Gas considera l'ipotesi che a partire dal 2019 inizi l'esportazione di gas dai punti di uscita verso nord con volumi crescenti fino a circa 5 miliardi di Sm^3 al 2022.

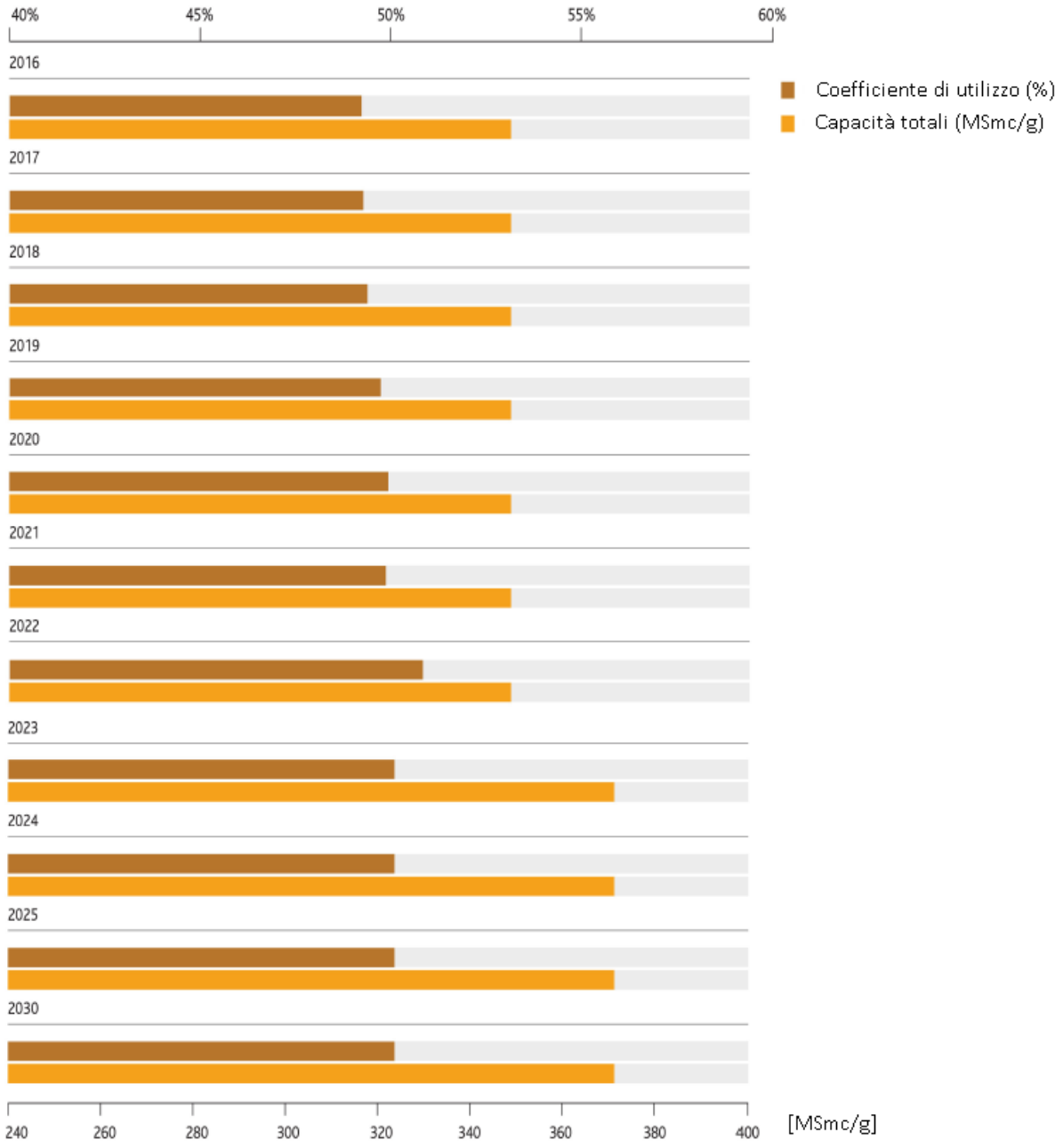


Figura 115 – Copertura annuale della domanda, 2016-2025 (fonte dati: tratto da Piano Decennale SNAM Rete Gas)

Lo stato della domanda/offerta – Piemonte

Così come sopra riportato per la situazione complessiva italiana, la curva di evoluzione della richiesta di gas sulla rete piemontese evidenzia un trend di riduzione della domanda che, a seguito del picco raggiunto nel 2008 con un consumo di 8,58 mld di Sm^3, ha progressivamente iniziato la fase discendente registrando un valore minimo pari a 6,33 mld di Sm^3 nel 2014, con una riduzione in termini di valore assoluto pari al 26%, praticamente pari a quella registrata a livello nazionale (27%).

Anche a livello piemontese, negli anni 2015 e 2016 si è assistito ad una crescita della domanda di gas (rispettivamente pari all'11,9% e al 19,5% rispetto al 2014) più marcata di quella nazionale.

L'analisi di dettaglio circa l'andamento dei consumi nei settori degli usi finali rivela tuttavia alcune peculiarità proprie del sistema piemontese, che evidenziano talune marcate differenze rispetto al trend nazionale sopra illustrato. E' questo il caso del settore termoelettrico, in cui si registra il principale disallineamento tra il dato piemontese e quello nazionale.

In tale settore, infatti, mentre la riduzione dei consumi nella generazione elettrica a livello nazionale è pari, nel periodo 2008-2016, al 31%, il Piemonte registra una flessione molto meno marcata (-13%). Questa differenza, in realtà, è motivata da tre elementi di fondo:

- un'età media molto giovane del parco di generazione piemontese di potenza, rispetto a quella più datata del parco nazionale, per cui si motiva la maggiore tenuta dei consumi regionali nel comparto della generazione elettrica;
- il maggior rendimento elettrico delle centrali a ciclo combinato piemontesi rispetto al rendimento medio del parco di generazione nazionale, requisito quest'ultimo che motiva il maggior numero di ore/anno di esercizio delle centrali piemontesi secondo il criterio di dispacciamento di merito economico;
- l'ulteriore priorità nel dispacciamento degli impianti a ciclo combinato piemontesi in quanto gli stessi alimentano, per una buona parte, reti di teleriscaldamento.

Per quanto concerne il settore industriale, la variazione del dato di consumo regionale nel periodo 2008-2016 rivela una diminuzione pari al 16%. Va tuttavia evidenziato che le dimensioni di questa riduzione potrebbero essere inferiori, in ragione del fatto che alcune attività industriali sono sicuramente alimentate tramite la rete distributiva (cfr. voce "impianti di distribuzione") insieme alla totalità del settore Residenziale e Terziario.

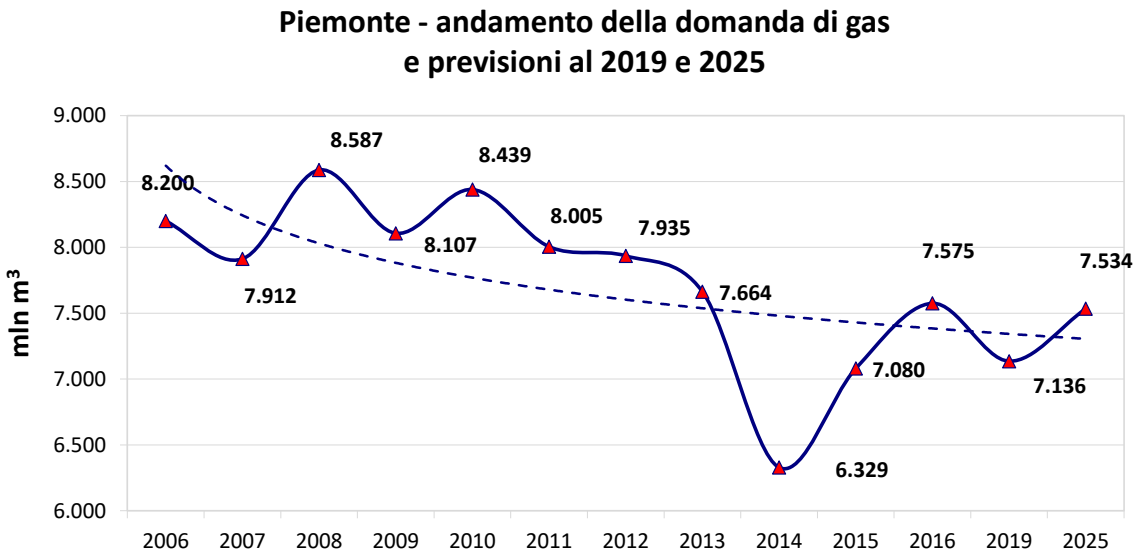


Figura 116 - Andamento della domanda di gas e previsioni al 2019 ed al 2025 (fonte dati: elab. Regione Piemonte su dati SNAM Rete Gas)

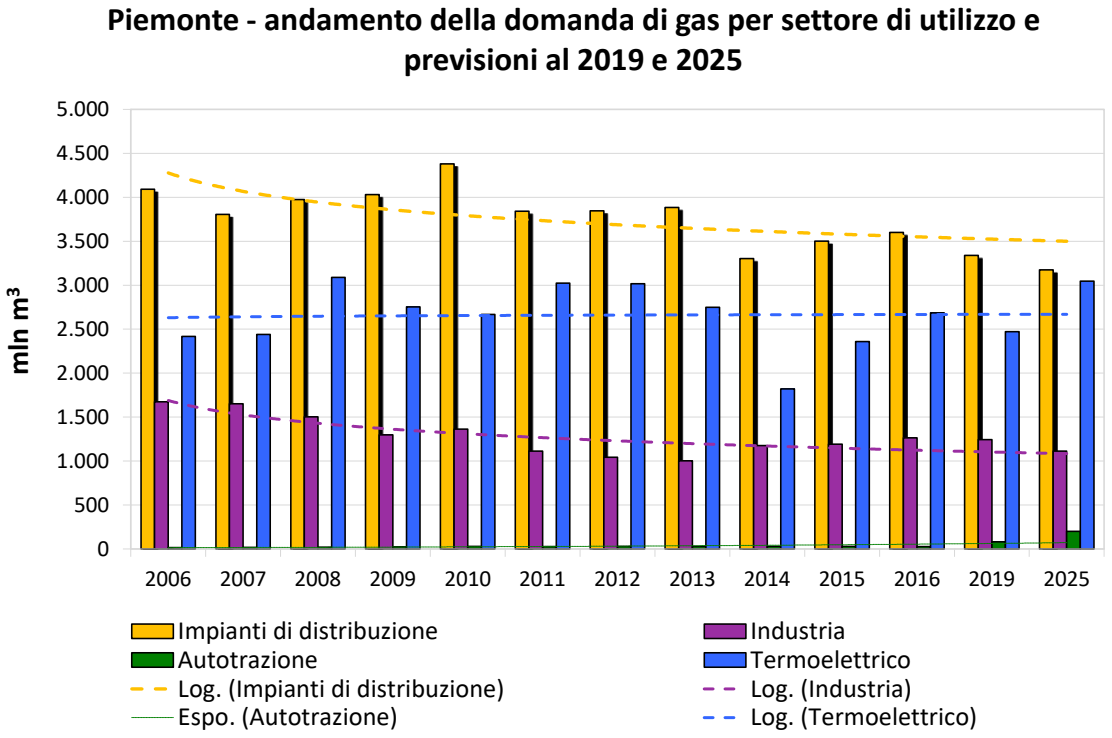


Figura 117 - Andamento della domanda di gas per settore di utilizzo e previsioni al 2019 ed al 2025 (fonte dati: elab. Regione Piemonte su dati SNAM Rete Gas)

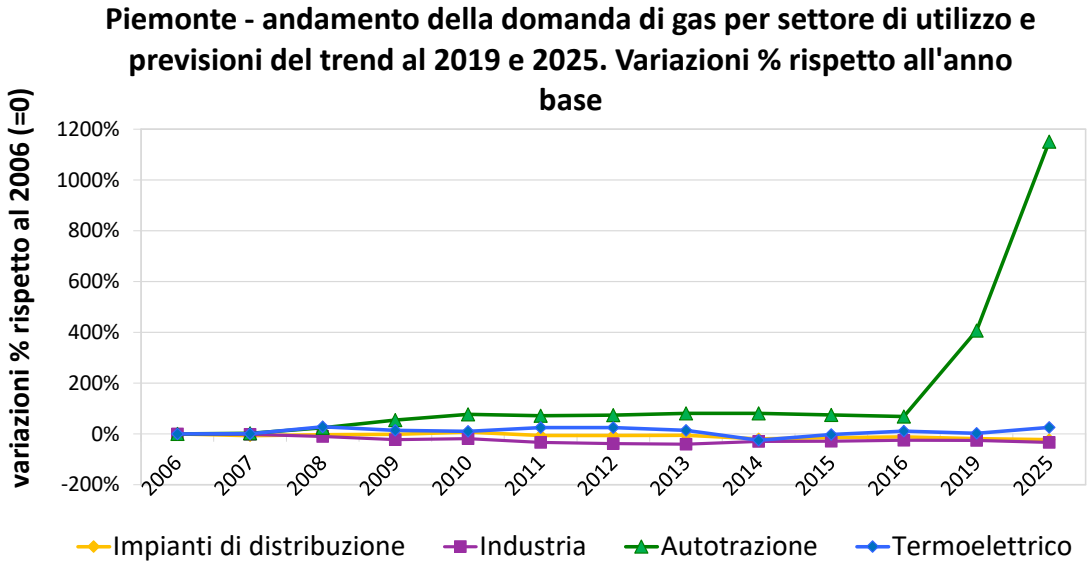


Figura 118 - Andamento della domanda di gas per settore di utilizzo - variazione % sull'anno base (fonte dati: elab. Regione Piemonte su dati SNAM Rete Gas)

Per quanto riguarda lo stato dell'offerta di gas naturale in Piemonte, la tabella seguente sintetizza la provenienza dei flussi che soddisfano la richiesta di gas sulla la rete, evidenziando altresì i saldi con le contermini regioni Liguria e Valle d'Aosta.

Volumi di gas in transito nel 2016	
Consumi (mld m^3)	
Consumo Regione Piemonte	7,6
Transito per Regione Val d'Aosta	0,1
Transito per Regione Liguria	1,3
Totale fabbisogno	*9*
Disponibilità (mld m^3)	
Import Passo Gries	6,7
Integrazione da Est	2,3
Totale disponibilità	*9*

Tabella 49 - Volumi di gas in transito nel 2016 in Regione Piemonte (fonte dati: SNAM Rete Gas)

Le previsioni di sviluppo della domanda/offerta – Piemonte

Come già riportato nei grafici ai paragrafi precedenti, Snam Rete Gas stima sulla rete piemontese un trend di richiesta di gas naturale sostanzialmente stabile, nel lungo periodo, rispetto all'anno 2016. In particolare, a livello complessivo, a fronte di una diminuzione nel medio periodo (-5,8% nel 2019 rispetto ai 7,58 miliardi di m^3 del 2016), per l'anno 2025 si prevede un valore sostanzialmente uguale a quello del 2016, pari 7,53 miliardi di Sm^3.

Analizzando nel dettaglio le previsioni per i vari settori di consumo, si segnalano, in particolare:

- una crescita percentuale molto elevata dei consumi per autotrazione (più del 600% al 2025 rispetto al 2016), in ragione di una notevole espansione dell'utilizzo di gas naturale nel settore del trasporto privato, che tuttavia costituiscono in termini assoluti una porzione molto ridotta del totale;
- una crescita del 13,5 % dei consumi nel lungo periodo per il settore termoelettrico, per il quale tuttavia nel medio periodo si prevede una contrazione, seppur di entità limitata;
- una sostanziale stabilità nel medio periodo e una riduzione di circa il 12% nel lungo periodo dei consumi del settore industriale;
- una riduzione sia nel medio sia nel lungo periodo (12%) dei consumi correlati alle reti distributive, ovvero delle utenze dei settori residenziale, terziario e della piccola impresa sia artigianale sia industriale, in ragione, probabilmente, degli effetti attesi dall'implementazione delle politiche nazionali e regionali di efficienza energetica e riduzione dei consumi di energia primaria.

Per quanto concerne, invece, l'offerta e la disponibilità di gas sulla porzione di rete di trasporto piemontese s'intravede la possibilità dell'insorgenza di qualche criticità nel brevissimo periodo, in cui

per ammissione della Società Snam Rete Gas i margini di disponibilità della risorsa gas naturale in Piemonte potrebbero non essere caratterizzati dai tradizionali margini di sicurezza, in relazione all'avvio di importanti flussi bidirezionali sul gasdotto di interconnessione del Passo del Gries, nell'ambito dei quali i volumi esportati verso l'Europa centrale controbilanceranno i volumi importati alla frontiera.

Struttura e consistenza della rete di trasporto del gas naturale in Piemonte

La presenza della rete di trasporto del gas in Piemonte è articolata, come nel resto del Paese, in una rete di trasporto nazionale e in una rete di trasporto regionale.

La *rete di trasporto nazionale* è la rete, costituita da condotte di grande diametro, che vettoria il gas dai punti d'ingresso nel sistema (gasdotti d'importazione, impianti di rigassificazione e principali centri di produzione nazionale) ai punti d'interconnessione con la rete di trasporto regionale e ai siti dello stoccaggio.

La *rete di trasporto regionale,* costituita da gasdotti di diametro e pressioni di esercizio di norma inferiori a quelli della rete nazionale alimentati da uno o più punti di immissione dalla rete nazionale, è invece la rete che permette di movimentare il gas naturale su scala interregionale, regionale e locale per la fornitura del gas ai consumatori industriali e termoelettrici, nonché ai punti d'interfaccia e di alimentazione della rete di distribuzione.

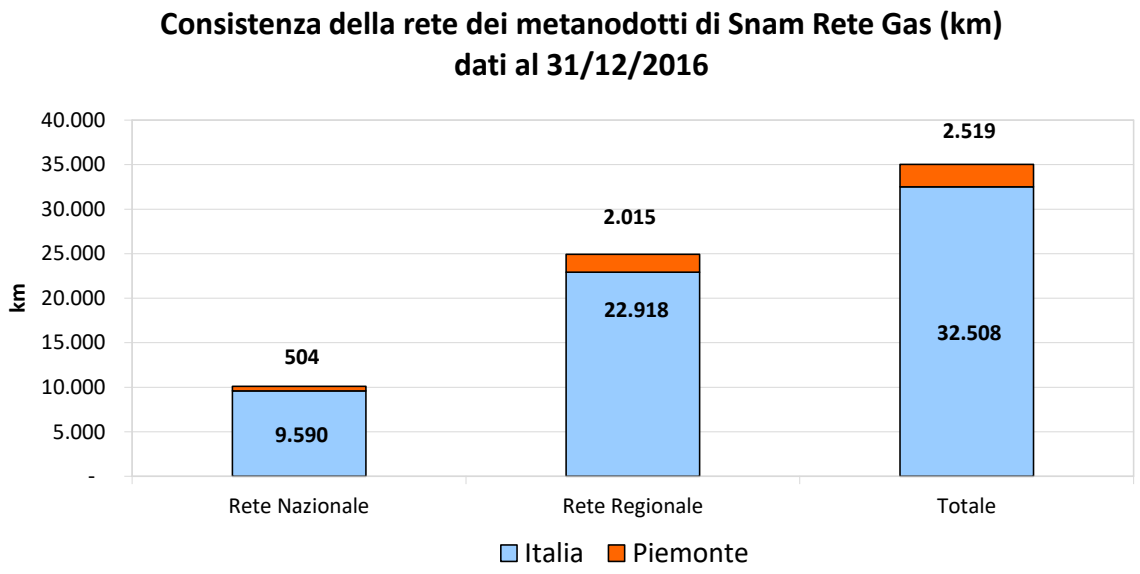


Figura 119 - Consistenza della rete dei metanodotti di Snam Rete Gas (fonte dati: SNAM Rete Gas)

Come evidenziato nel grafico precedente, il Piemonte registra sul proprio territorio 2.519 km di metanodotti della rete di trasporto, per un'estensione pari al 7,8% dello sviluppo delle infrastrutture su scala nazionale (pari a 32.508 km). Circa l'80% della rete di trasporto presente sul territorio piemontese è costituita da infrastrutture lineari della rete di trasporto regionale, che si estende per 2.015 km e a sua volta rappresenta l'8,8% dell'estensione su scala nazionale. I metanodotti della rete

di trasporto nazionale, invece, si estendono per 504 km e rappresentano il 5,25% dello sviluppo su scala nazionale. Sulla rete nazionale che insiste sul territorio regionale è presente un punto d'interconnessione (Passo del Gries – Alta Val Formazza) con la rete europea dei gasdotti tramite il quale, al momento, viene garantita l'importazione del gas del Nord Europa e, a mezzo del quale, nel medio periodo verrà organizzato il transito di importanti volumi in esportazione.

L'analisi SWOT e l'obiettivo di Piano – rete di trasporto del gas naturale

Punti di forza	Punti di debolezza
- Presenza sul territorio piemontese di una diffusa e articolata rete di trasporto nazionale e regionale del gas; - presentazione anche alle Regioni del Piano decennale di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale, ai sensi del D.Lgs. 93/2011.	- Assenza di un quadro di condivisione tra la Regione, le Province e gli operatori economici delle scelte localizzative dei principali interventi di sviluppo e mantenimento della rete di trasporto del gas; - scarsa presenza di punti di erogazione di metano per autotrazione.
Opportunità	**Minacce**
- Sviluppo di una concertazione preventiva con Regione ed Enti locali sulla localizzazione delle nuove infrastrutture o dell'adeguamento di quelle esistenti; - potenziamento della rete nazionale dei gasdotti in Piemonte, anche in funzione di transito verso l'Europa continentale ("hub" del gas) del gas importato, anche secondo scelte di diversificazione degli approvvigionamenti; - semplificazione e standardizzazione delle procedure autorizzative inerenti alla realizzazione dei metanodotti della rete di trasporto regionale; - approfondimento della regolazione del processo di immissione del biometano nella rete di trasporto del gas.	- Le ricorrenti crisi internazionali concernenti aree geopolitiche da cui il nostro Paese dipende per il soddisfacimento dei fabbisogni di gas nei consumi finali e nella generazione di energia elettrica potrebbero comportare a breve termine carenze negli approvvigionamenti e la prospettiva di una nuova austerity energetica; - mancato recepimento delle infrastrutture della rete di trasporto del gas negli strumenti urbanistici degli EE.LL..

A fronte della descritta situazione della rete di trasporto del gas naturale a livello regionale, l'obiettivo specifico di Piano è così rappresentato:

Il Macro-Obiettivo "Sviluppo sostenibile delle Reti" → Favorire lo sviluppo sostenibile del sistema del trasporto del gas

Gli interventi di sviluppo previsti

Gli interventi di sviluppo sulla rete di trasporto nazionale e regionale dei gasdotti in risposta alle esigenze dettate dal mercato, dalla pianificazione sopranazionale della "European Network of Transmission System Operators for Gas" (ENTSOG) anche relativamente ai progetti d'interesse comune (PIC), nonché dal documento di Strategia Energetica Nazionale (SEN) sono compendiati nel "Piano decennale di Sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale", che si configura quale piano "scorrevole" con un orizzonte temporale di lungo periodo e presentato annualmente dai gestori delle reti di trasporto del gas.

Per quanto concerne il territorio piemontese hanno presentato il Piano di sviluppo per il decennio 2016-2025 tre gestori di rete: Snam Rete Gas, Metanodotto Alpino S.r.l. e Energie S.r.l.

I progetti di rete nazionale compresi nel Piano di sviluppo presentato da Snam Rete Gas rispondono principalmente a esigenze di potenziamento delle infrastrutture per la creazione di nuova capacità d'importazione e di esportazione. Per quanto di interesse per l'Area piemontese, occorre rammentare che nel corso del 2015 è stata completata la prima fase del progetto dedicata principalmente alla flessibilità ed alla sicurezza di alimentazione del mercato nel Nord Ovest del Paese, con la creazione di una prima disponibilità di flussi fisici per l'esportazione a partire da ottobre 2015. Il completamento di questa fase garantisce un'esportazione pari a 5 MSm^3/g a Passo Gries.

La seconda fase consente, invece, di creare le condizioni di un incremento delle capacità di esportazione dal 2018. Si prevede che la capacità nel punto di uscita di Passo Gries possa salire fino a 40 MSm^3/g, oppure fino a 22 MSm^3/g con un contemporaneo flusso in uscita a Tarvisio fino a 18 MSm^3/g. Snam Rete Gas ha programmato la realizzazione delle capacità di controflusso, oltre che per i mutati flussi fisici previsti per il mercato italiano ed europeo, anche con l'obiettivo di un maggiore grado di supporto all'Austria e alla Svizzera in caso di emergenza negli approvvigionamenti.

Per quanto concerne lo sviluppo della rete di trasporto regionale dei gasdotti l'esigenza di potenziamento risponde alle seguenti necessità:

1. potenziare la rete per creare nuova capacità di trasporto, allo scopo di sostenere nel medio – lungo periodo gli incrementi della domanda di gas naturale in una determinata area;
2. potenziare la rete a seguito della realizzazione di nuovi punti di riconsegna o nuovi punti di interconnessione con altre reti di trasporto.

Allo stato attuale, in Regione Piemonte non risultano avviati[60] progetti di sviluppo di rete nazionale o regionale.

Risulta in fase di studio il seguente progetto di sviluppo della rete regionale:

- potenziamento derivazione Pinerolo – Villar Perosa DN600 mm.

  Il progetto prevede la realizzazione di una condotta in seconda specie (24 bar) in sostituzione dei due metanodotti esistenti: Derivazione per Pinerolo (DN 200) e Potenziamento Derivazione per Pinerolo (DN 300); l'intero metanodotto ricade nel territorio della Regione Piemonte. L'opera, sulla quale non è stata ad oggi adottata la decisione definitiva di investimento, consentirà di

[60] Per progetti avviati si intendono quei progetti per cui sono già state avviate da Snam Rete Gas le attività realizzative.

potenziare la rete di trasporto regionale, ripristinando assetti di trasporto in linea con i criteri di affidabilità e flessibilità richiesti, consentendo nel contempo di far fronte ad eventuali sviluppi del mercato del gas, quali quelli previsti da trasportatori terzi, la cui rete è alimentata dalle infrastrutture in oggetto, nell'alta Val di Susa.

Gli interventi di mantenimento previsti

Rientrano tra gli interventi cosiddetti "di mantenimento" quelli finalizzati all'adeguamento tecnico della rete esistente, all'eliminazione delle interferenze con aree caratterizzate da vincoli non compatibili con le infrastrutture del gas, nonché alla razionalizzazione dei tracciati dei metanodotti esistenti rispetto alle criticità correlate al territorio. In particolare, rientrano in questa tipologia di opere gli interventi volti a:

- mantenere/ottimizzare gli standard di esercizio della rete;
- apportare migliorie in termini di sicurezza di esercizio della rete;
- mitigazione ambientale;
- adeguamento degli impianti all'evoluzione normativa.

In questa tipologia di interventi rientrano anche quelli necessari a permettere la coesistenza con opere di terzi (soggetti pubblici e privati) in progetto, quali nuove infrastrutture viarie o ferroviarie, che interferiscono con l'esistente rete di trasporto del gas naturale.

Gli interventi di mantenimento sono ricompresi nel "Piano industriale di mantenimento" che Snam Rete Gas redige con validità quadriennale.

Nella tabella seguente sono riportati, a livello numerico e con suddivisione per Provincia, gli interventi di mantenimento ad oggi previsti sulle condotte aventi diametro nominale (DN) da 100 a 850 mm.

Provincia	Autorizzazioni	
	inoltrate/ottenute	da inoltrare
AL	1	0
AT	0	2
AT-CN	0	1
BI	1	0
AL-AT	1	0
CN	2	0
NO	8	1
TO	4	4
VC	0	1
VC/NO	1	0
VCO	1	2
Totale	**19**	**11**

Tabella 50 - Le autorizzazioni inoltrate, ottenute e da inoltrare (fonte dati: SNAM Rete Gas)

In particolare, nell'ambito del Piano in vigore, gli interventi più significativi per dimensioni e investimenti sono i seguenti, per ciascuno dei quali si riportano le principali caratteristiche:

- Metanodotto Cavaglià – Biella (Provincia di Biella)

Realizzazione di due varianti per il rifacimento di attraversamenti fluviali e ferroviari e delocalizzazione del tracciato da aree fortemente antropizzate. Il progetto comprende anche il rifacimento dell'impianto di riduzione di Cavaglià.

La lunghezza totale dell'intervento è pari a 6,7 Km, di cui:

  - Varianti DN 500 per una lunghezza di 5,5 Km;
  - Rifacimenti e ricollegamenti DN vari per una lunghezza di 1,2 Km.

L'autorizzazione unica ex D.P.R. 327/01 è stata ottenuta a luglio 2014 e i lavori sono iniziati in data 30/09/2016.

- Metanodotto Novara-Domodossola e opere connesse (Provincia di Verbania)

Le opere in progetto consistono principalmente nella realizzazione di quattro varianti DN 200 al metanodotto "Novara – Domodossola" DN 200, nei Comuni di Gravellona Toce, Casale Corte Cerro e Omegna, per una lunghezza complessiva di circa 1,2 km.

L'autorizzazione unica ex D.P.R. 327/01 è stata ottenuta a giugno 2016 e l'avvio dei lavori è previsto entro novembre 2018.

- Metanodotto Alessandria-Asti-Torino (Provincia di Asti)

Variante nei comuni di Dusino San Michele e San Paolo Solbrito per la delocalizzazione del tracciato da aree instabili e contestuale rifacimento dell'attraversamento ferroviario esistente.

La lunghezza dell'intervento è pari a 3,8 km.

L'istanza di autorizzazione unica ex D.P.R. 327/01 non è ad oggi stata ancora presentata e l'avvio dei lavori è previsto entro febbraio 2019.

- Metanodotto Asti-Cuneo (Province di Asti e Cuneo)

L'opera prevede interventi finalizzati a rendere ispezionabile mediante "pig" l'esistente metanodotto, nei Comuni di Asti (AT) e Alba, Santa Vittoria d'Alba, Cherasco, Fossano, Centallo, Cuneo (CN).

L'istanza di autorizzazione unica ex D.P.R. 327/01 non è stata ancora presentata e l'avvio dei lavori è previsto entro maggio 2019.

REGIONE PIEMONTE – INTERVENTI DI MANTENIMENTO PREVISTI					
Autorizzazione	**Inizio lavori previsto**	**Progetto**	**Prov.**	**Diametro nominale**	**Lunghezza (km)**
Inoltrata	Nov-18	Var. Met. Novara-Domodossola da PIL 33-39 a CR 33	NO	200/vari	1,260
Ottenuta	Gen-18	Rif. All. Comune di Domodossola	VCO	200	3,000
Ottenuta	Lug-17	Rif. Met. Derivazione per Galliate	NO	150	1,950

REGIONE PIEMONTE – INTERVENTI DI MANTENIMENTO PREVISTI					
Autorizzazione	Inizio lavori previsto	Progetto	Prov.	Diametro nominale	Lunghezza (km)
Ottenuta	Mar-18	Var. Met. Novara-Domodossola area urb.Briga	NO	300/100	2,200
Inoltrata	Mar-18	Rif. All. SUN di Novara	NO	100	1,000
Da inoltrare	Apr-17	Var. Met. Novara-Domodossola da V.35-V.36 Com. Briga N.	NO	300	0,600
Da inoltrare	Giu-16	Var. Met. Cortemaggiore - Torino in Com. di Verolengo	TO	400	0,570
Da inoltrare	Apr-18	Var. All. Olivetti di Ivrea	TO	200	0,400
Ottenuta	Ago-17	Rif. Att.to Torr. Mellea Met. All. Cartiera Burgo	CN	250	0,300
Ottenuta	In corso	Var. All. SIV in Com. di Settimo T.se	TO	150	0,180
Da inoltrare	Giu-18	Var. Met. Borgosesia - Serravalle in Com. di Serravalle	VC	200	0,150
Ottenuta	In corso	Rif. All. 1^ presa Com. di Galliate	NO	100	0,050
Ottenuta	In corso	Rif. All. 2^ presa Com. di Galliate	NO	100	0,020
Ottenuta	In corso	Var. All. Confezioni Matelica in Com. di Settimo T.se	TO	100	0,015
Ottenuta	In corso	Rif. Stacco All. Fiat Avio di Torino	TO	150	0,010
Da inoltrare	Apr-18	Rif. Stacco All. Laporte Italia di Torino	TO	100	0,002
Da inoltrare	Dic-15	Real. Trappole Montanaro Aosta	TO	400/449	
Inoltrata	Apr-18	Var. All. Com. di Monastero di Vasco	CN	100	1,000
Inoltrata	Ott-18	Met. Alessandria-Torino Rif. Att.ti ferroviari	AL/AT	400/550	1,350
Ottenuta	Feb-18	Met. Romagnano - Cureggio Var. in Com. di Cureggio	NO	400	1,000
Da inoltrare	Apr-18	Met. Novara-Domodossola Var. in Com. di Pieve Vergonte	VCO	200/100	1,350
Da inoltrare	Set-18	Rif. Derivazione per Asti	AT	150	0,250
Ottenuta	In corso	Real. Trappole Montanaro Aosta Tratto: Montanaro-Perosa	TO	400/450	
Ottenuta	In corso	Met.Cavaglià-Biella:Varianti	BI	500/vari	6,751
Ottenuta	Mag-18	Met.Caltignaga-Borgomanero real.Trappole lancio e ricev. pig	NO	300/150	0,315
Ottenuta	In corso	Interferenze opere COCIV (Milano-Genova) VAR.1^ fase	AL	550/vari	3,941
Da inoltrare	Feb-19	Var. Met. AL/AT/TO - RIF.4500190/FR39.1 TO-GE DUSINO	AT	550	3,780

REGIONE PIEMONTE – INTERVENTI DI MANTENIMENTO PREVISTI					
Autorizzazione	Inizio lavori previsto	Progetto	Prov.	Diametro nominale	Lunghezza (km)
Da inoltrare	Mag-19	Met. AT/CN - interventi per predisposizione Piggabilità DN 300	AT-CN	300	0,100
Ottenuta	Mar-18	Met. Trino-Vercelli-Romagnano S.- Variante e Realizzazione Trappole	VC-NO	400/100	5,428

Tabella 51 - Gli interventi di mantenimento previsti da SNAM Rete Gas (fonte dati: SNAM Rete Gas)

Indirizzi e criteri localizzativi per le nuove infrastrutture

Per quanto riguarda le competenze in materia di procedimenti autorizzativi delle nuove infrastrutture, nell'ambito del complessivo riordino delle funzioni amministrative in capo alle Province, l'art. 2, commi 2 e 2bis della legge regionale n. 23 del 29 ottobre 2015 (in vigore dal 30/12/2016) ha stabilito che in Piemonte le competenze in materia di rilascio delle autorizzazioni alla costruzione ed esercizio di gasdotti e oleodotti, compresi quelli di distribuzione energetica, non facenti parte delle reti energetiche nazionali o non inseriti in obiettivi strategici definiti a livello regionale, precedentemente in capo alla Regione, sono attribuite alle Province. La legge regionale ha stabilito, inoltre che nel caso in cui i gasdotti e oleodotti non siano totalmente ricompresi nel territorio di una provincia, le autorizzazioni alla costruzione ed esercizio degli stessi sono rilasciate dalla provincia ove l'infrastruttura ricade in misura prevalente, d'intesa con le altre province attraversate dalla medesima.

In linea generale, si ritiene necessaria, al fine di minimizzare la durata della finestra temporale durante la quale il sistema di approvvigionamento di gas in Piemonte sarà caratterizzato da ridotti margini di sicurezza, in ragione dell'avvio della gestione del punto di interconnessione al passo del Gries mediante flussi bidirezionali (con sostanziale pareggio delle quantità in import con le quantità in uscita), la presentazione con adeguato anticipo, da parte di Snam Rete Gas, delle le istanze di autorizzazione correlate ai progetti di potenziamento della rete nazionale e regionale volti a consentire il vettoriamento del gas proveniente dalla frontiera orientale, e con esso il soddisfacimento della domanda del Piemonte mediante le infrastrutture di trasporto presenti in Lombardia e in Emilia-Romagna.

Per quanto attiene ai potenziamenti di rete da realizzarsi in territorio piemontese, tesi a corrispondere alle esigenze di cui sopra, sarà necessario garantire da parte degli enti preposti la minimizzazione dei tempi per il rilascio dei provvedimenti autorizzativi o delle previste intese da parte della Regione Piemonte, razionalizzando quanto più possibile l'iter connesso all'istruttoria dei progetti.

Inoltre, anche al fine di ridurre i tempi di rilascio delle autorizzazioni e, ove previsto, delle valutazioni ambientali correlate ai progetti, si dovrà adottare un approccio guidato dall'amministrazione regionale nella localizzazione delle infrastrutture di sviluppo e di mantenimento al di sopra di una soglia ritenuta significativa. Tale funzione di orientamento regionale alla localizzazione delle principali infrastrutture di trasporto del gas potrà mutuare l'esperienza già maturata dalla Regione

Piemonte nell'applicazione degli indirizzi tecnico- localizzativi nel settore della trasmissione elettrica mediante la definizione interdisciplinare di criteri ERA e la loro successiva concertazione con i soggetti gestori delle reti di trasporto operanti in territorio piemontese.

Infine, costituisce specifico indirizzo di Piano la promozione, in accordo con SNAM Rete Gas SPA in qualità di proprietaria e gestore della rete, di un programma d'intervento teso a sfruttare a fini di generazione elettrica i più significativi salti di pressione del gas presenti sia sulla rete di trasporto nazionale, sia su quella regionale in Piemonte, mediante l'implementazione della tecnologia della turboespansione.

Le azioni

Definizione di un Accordo quadro programmatico tra Regione, Province e Operatori del trasporto del gas naturale (SNAM RETE GAS, ENERGIE s.r.l., METANODOTTO ALPINO) avente i seguenti obiettivi:

- creazione di un database georiferito delle infrastrutture del trasporto nazionale e regionale del gas in Piemonte;
- istituzione di un Tavolo permanente Regione/Province/Operatori di settore teso a condividere:
    - le conoscenze sullo stato della rete;
    - le motivazioni alla base delle scelte di sviluppo e mantenimento della stessa;
    - la definizione di una proposta metodologica per la sperimentazione di un processo concertativo sulla localizzazione delle opere principali sulla base della metodologia dei criteri ERA (Esclusione, Repulsione, Attrazione).

Il teleriscaldamento in Piemonte

La diffusione di sistemi e reti di teleriscaldamento quale opportunità per lo sviluppo sostenibile

La valorizzazione dell'energia termica recuperabile dalla cogenerazione ad alto rendimento (CAR) e in genere da altri processi industriali per un utilizzo a fini di riscaldamento civile di volumetrie edificate, previa distribuzione a mezzo di reti di teleriscaldamento (TLR), costituisce ancora oggi una modalità efficiente di uso dell'energia nonché una soluzione apprezzabile anche sotto il profilo della sostenibilità ambientale.

Ciò risulta, poi, tanto più vero nei contesti urbani ad alta densità abitativa situati in fasce climatiche fredde (D, E e F), dove il rapporto tra la volumetria servibile per km di rete realizzata risulta particolarmente elevato.

Inoltre, laddove nei centri urbani l'abbinamento della CAR al teleriscaldamento consenta di valorizzare il recupero termico da impianti di cogenerazione esistenti o programmati, sostituendo una pluralità di impianti di riscaldamento ancora alimentati da combustibili poco sostenibili sotto il profilo delle emissioni in atmosfera (gasolio, olio combustibile, carbone), i benefici conseguibili sotto il profilo dell'efficienza energetica e della riduzione delle emissioni inquinanti sono rilevanti. In particolare, sul piano ambientale, a parità di calore prodotto, il TLR può consentire una significativa riduzione delle emissioni inquinanti rispetto alla somma di quelle prodotte dalla combustione delle caldaie condominiali sostituite, sia a causa della maggior facilità di installazione di tecnologie di controllo e abbattimento delle emissioni, sia di una maggior efficienza ambientale intrinseca degli impianti.

Nelle aree urbane il teleriscaldamento consente altresì l'utilizzo e la valorizzazione del calore erogabile in cogenerazione dai processi di termovalorizzazione dei rifiuti localizzati a servizio delle stesse, in un'ottica di mitigazione ambientale di primaria importanza degli impatti attesi sulla qualità dell'aria.

Le potenzialità offerte dal TLR quale strumento per utilizzare il calore altrimenti disperso hanno fatto sì che lo stesso sia stato inserito tra le opzioni prioritarie per il risparmio energetico contenute nella nuova Direttiva sull'efficienza energetica 2012/27/CE e nel decreto legislativo n. 102/2014 e s.m.i di recepimento.

A tale proposito, sulla base di suddetto decreto il Gestore Servizi Energetici (GSE) ha predisposto un rapporto contenente una valutazione del potenziale nazionale di applicazione della CAR, nonché del teleriscaldamento e teleraffrescamento efficienti[61] secondo specifici criteri di valorizzazione degli impianti e reti esistenti, nonché di potenziamento degli stessi in funzione della domanda di riscaldamento e raffreddamento prevista nelle aree territoriali considerate. Sulla base delle

[61] Per teleriscaldamento e teleraffreddamento efficienti si intende il sistema di TLR o di teleraffreddamento che usi, in alternativa, almeno: a) il 50% di calore di scarto; b) il 50% di energia derivante da FER; c) il 50% di una combinazione delle precedenti; d) il 75% di calore cogenerato.

risultanze di tale valutazione[62], che dovrà essere aggiornata ogni tre anni, la proposta di SEN 2017 stima nel 30% circa la potenzialità di sviluppo attribuita al teleriscaldamento nel Paese. La stessa Strategia, poi, sottolinea l'importanza del ruolo del TLR anche in correlazione alle potenzialità di sfruttamento delle risorse rinnovabili a fini di produzione termica, per il conseguimento degli obiettivi riguardanti il contenimento dei consumi di energia primaria e la riduzione delle emissioni climalteranti, in armonia con la politica energetica e ambientale sviluppata a livello comunitario.

Lo sviluppo del TLR in Europa ed in Italia

L'Italia è uno dei paesi europei dove il TLR si è sviluppato con minore intensità e con maggiore ritardo, a causa sia delle condizioni climatiche, sia del programma di metanizzazione avviato nella parte settentrionale del Paese negli anni Cinquanta con lo sfruttamento dei giacimenti di gas della Pianura Padana. Come riportato nella figura di sotto rappresentata, infatti, nel nostro Paese il TLR raggiunge solo il 6% circa della popolazione, di contro a percentuali assai più consistenti di altri Paesi europei, tra cui la Danimarca (63%), la Polonia (53%), la Svezia (52%) e la Finlandia (50%).

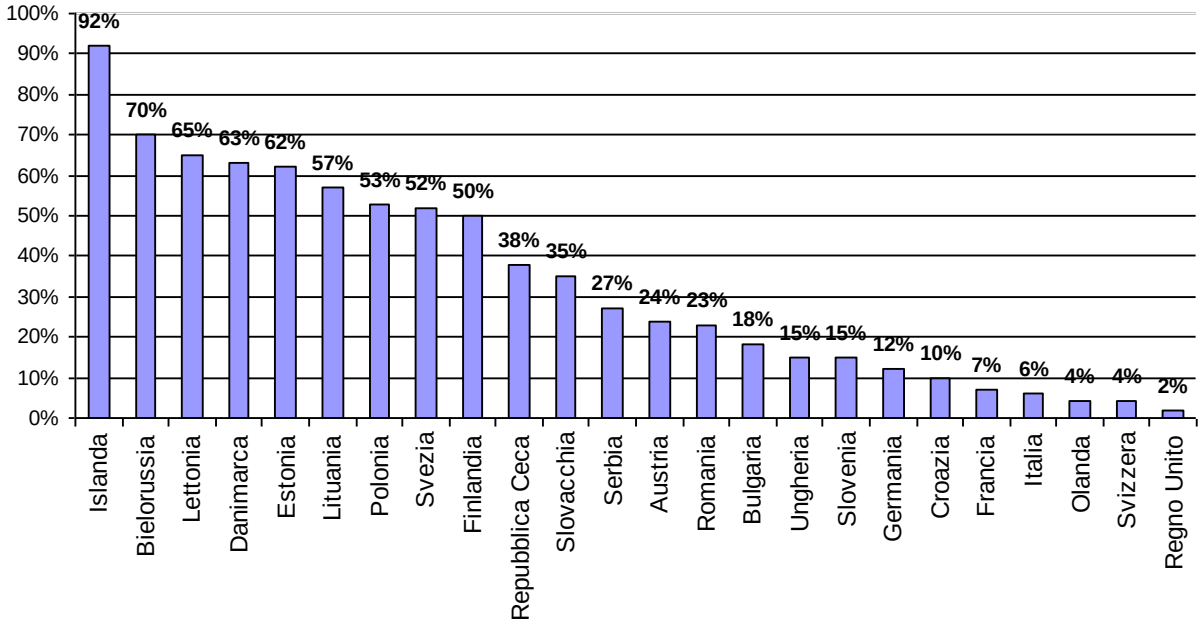


Figura 120 - Percentuale di popolazione servita da reti di teleriscaldamento nel 2013 (fonte dati: Euroheat& Power)

In Italia, nel 2015, 182 centri urbani erano serviti da impianti di teleriscaldamento (di taglie differenti). Nel 2015, secondo AIRU, risultano in esercizio 216 reti, per un'estensione totale di tracciato di oltre 4.000 chilometri. La volumetria riscaldata ha raggiunto quasi 330 milioni di m^3. Quanto alla tipologia di centrali che alimentano tali reti, si registra la prevalenza delle centrali termoelettriche seguite dalle centrali di cogenerazione a combustibili fossili totalmente dedicate al

[62] Studio sul potenziale nazionale di applicazione della cogenerazione ad alto rendimento e del teleriscaldamento efficiente. GSE – febbraio 2016.

TRL. In significativa e progressiva crescita, poi, figurano gli impianti a fonti rinnovabili, tra cui spiccano le bioenergie e la geotermia a media ed alta entalpia.

Per quanto concerne la distribuzione territoriale della volumetria riscaldata è ormai noto che essa si concentra per il 98% nella parte settentrionale del Paese con circa 323 milioni di m^3 localizzati in sei regioni: Lombardia, Piemonte, Emilia Romagna, Trentino Alto Adige, Veneto, Valle d'Aosta, Liguria e Friuli Venezia Giulia.

Come evidenziato nel grafico seguente, per quanto attiene alla ripartizione territoriale della volumetria totale riscaldata tra le diverse regioni italiane, la Lombardia risulta essere in testa con oltre 140 Mm^3 pari a circa il 42% della volumetria totale, seguita dal Piemonte con oltre 84 Mm^3 pari a circa il 26% e dall'Emilia Romagna con quasi 42 Mm^3 (13%).

Volumetria teleriscadata, anno 2014 (Milioni di m^3)	
Piemonte (A)	84,3
Italia (B)	329,8
Italia settentrionale (C)	323,5
Rapporto % (C/B)	98%
Rapporto % (A/B)	25,6%

Tabella 52 - La volumetria teleriscaldata in Piemonte

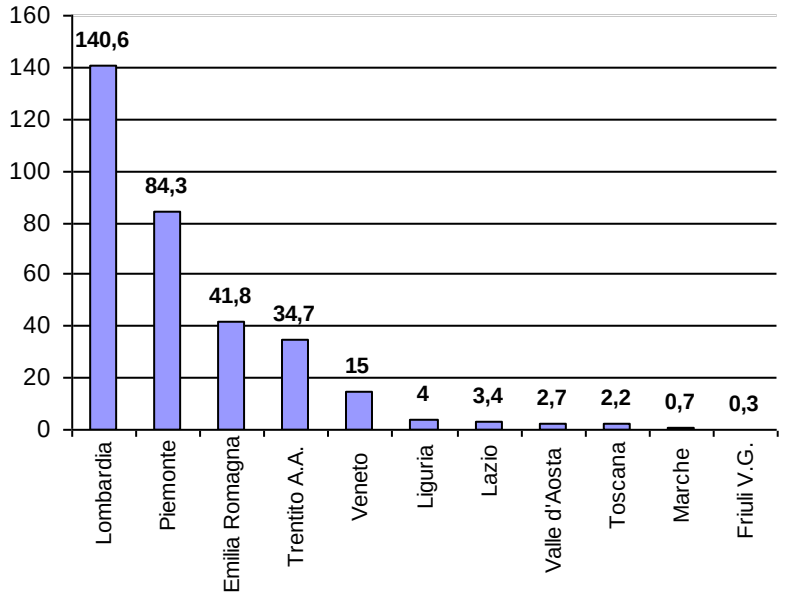


Figura 121 - Volumetrie teleriscaldate per regione nel 2014 - milioni di m^3 (fonte dati: AIRU)

Se si esamina il rapporto tra la volumetria riscaldata e la popolazione residente in ciascuna delle regioni menzionate, le regioni più teleriscaldate risultano essere il Trentino Alto Adige (circa 34 m^3/abitante), la Valle d'Aosta (circa 21,5 m^3/ab.) e il Piemonte (circa 19 m^3 /abitante).

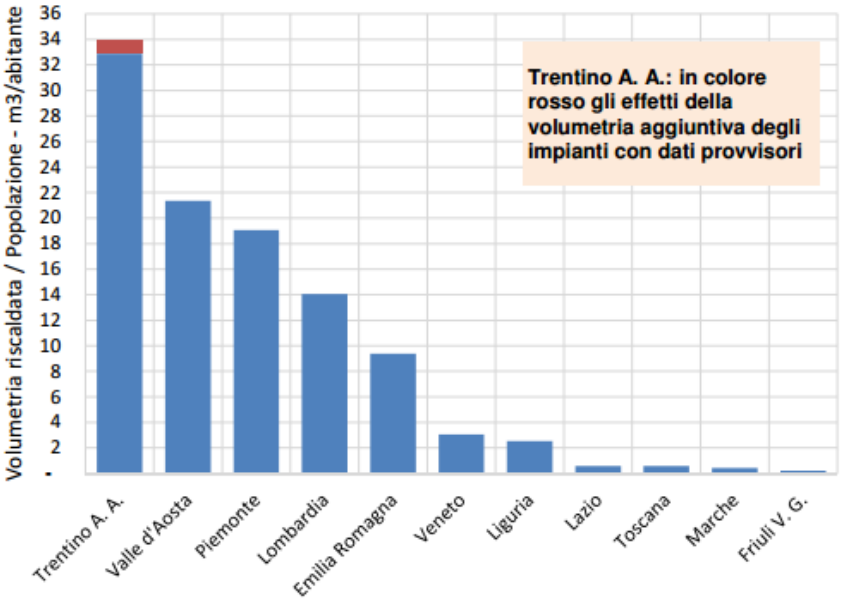


Figura 122 - Rapporto tra volumetria teleriscaldata e popolazione residente nel 2015 (fonte dati: tratto da AIRU 2016)

Nelle figure seguenti si evidenzia il trend di sviluppo che il TLR ha avuto in Italia negli ultimi quindici anni. Da un'analisi di dettaglio emerge come l'estensione delle reti in termini di lunghezza sia stata negli anni piuttosto lineare, con alcune fasi di crescita più marcata (in particolare tra il 2004 ed il 2006, tra il 2008 ed il 2010 e tra il 2011 ed il 2013). Mediamente si è rilevato un tasso di crescita annuo del 9%. Confrontando il dato relativo alla lunghezza delle reti con il dato delle volumetrie allacciate, si può evidenziare una tendenza alla riduzione del rapporto utenti serviti per chilometro di linea, poiché probabilmente si inizia a raggiungere una saturazione del mercato nelle aree a più elevata densità abitativa, con la conseguente estensione delle reti nelle aree a minor densità.

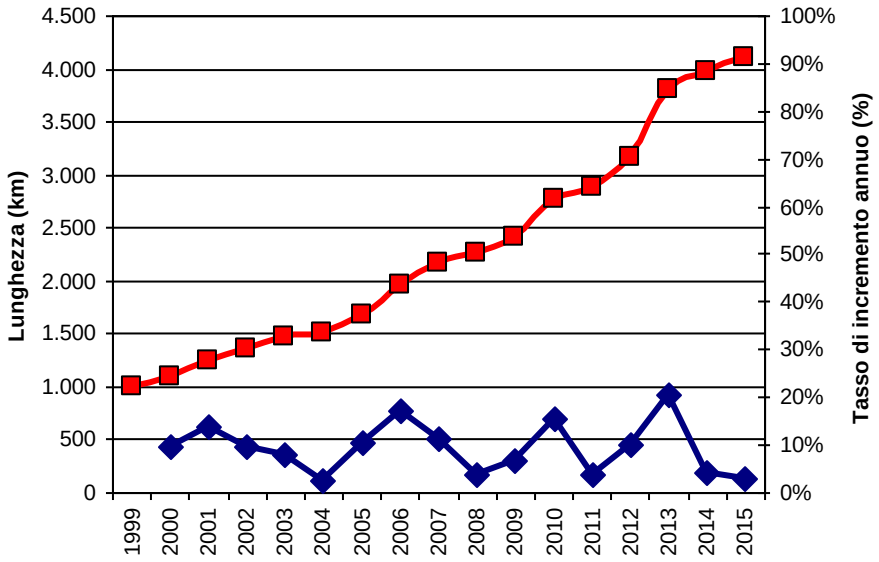


Figura 123 - Il TLR in Italia: lunghezza delle reti e tasso di incremento annuo (fonte dati: AIRU 2016)

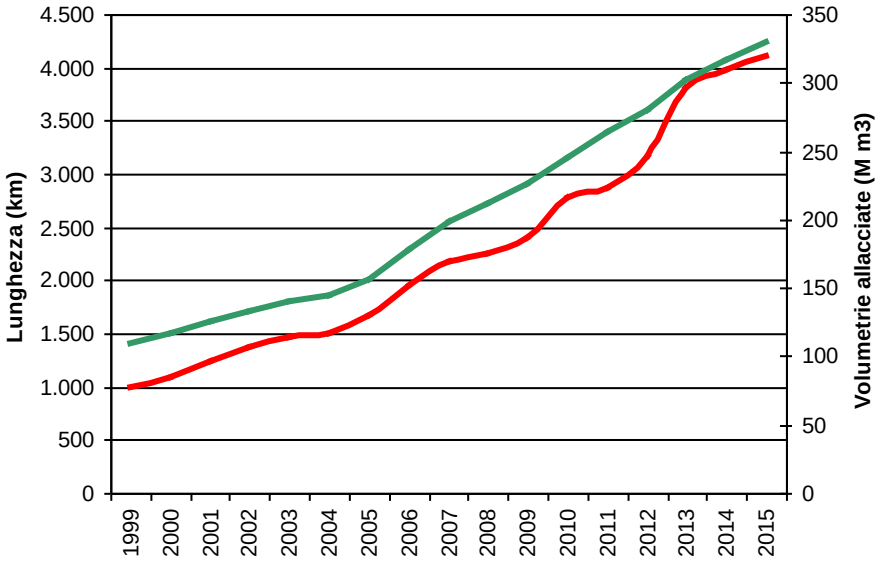


Figura 124 - Il teleriscaldamento in Italia: lunghezza delle reti e volumetrie allacciate (fonte dati: AIRU 2016)

Si tratta, senza dubbio, di un trend di sviluppo importante, che quindi non ha riguardato solo il potenziamento del servizio in realtà urbane in cui lo stesso è già presente, bensì la sua estensione a nuovi centri abitati fino a quel momento sprovvisti del TLR. Sotto questo rispetto, lo sviluppo ha sì riguardato l'estensione delle reti-calore in nuove città, ma anche l'ingresso sul mercato di nuovi operatori (nel 2015 hanno raggiunto quota 137), per lo più rappresentati da società di scopo espressione dei medesimi grandi gruppi.

Per quanto concerne le nuove volumetrie allacciate, in Piemonte si registra principalmente un incremento significativo nella Città di Torino, la quale, tra il 2014 ed il 2015 ha incrementato di circa 2,2 milioni di metri cubi l'edificato servito da TLR.

Tuttavia, la recente crisi economica, che ha avuto nello scoppio della bolla immobiliare e nella stretta creditizia alcuni dei suoi fenomeni più caratterizzanti, non ha mancato di incidere sulla propensione agli investimenti delle società operatrici del settore, limitando le prospettive di realizzazione di nuove reti-calore e contribuendo, semmai, ad affermare un radicale cambiamento di strategia nel conseguire gli obiettivi di crescita della volumetria allacciata. Tale modifica di strategia orientata al perseguimento di finalità di efficienza energetica, non così dichiarate fino a qualche tempo prima , e oggi viceversa ben presenti e basate sul principio della massimizzazione della volumetria teleriscaldabile a parità di calore prodotto e/o recuperato dagli impianti esistenti, si concretizza sempre più spesso nell'applicazione di soluzioni di stoccaggio del calore prodotto in cogenerazione nelle ore vuote sotto il profilo termico, al fine di limitare l'entità della domanda alla punta e ridurre fortemente il ricorso all'esercizio delle centrali termiche di integrazione.

L'onda lunga degli effetti della crisi economica, sebbene stemperati dall'approvazione del decreto ministeriale di istituzione del Fondo per l'Efficienza Energetica, comprensivo di misure d'incentivazione riservate agli investimenti per il teleriscaldamento, contribuiscono a caratterizzare nel segno dell'incertezza le odierne aspettative di sviluppo del settore.

Lo stato dell'arte del TLR nell'area metropolitana di Torino

L'area metropolitana di Torino costituisce una delle aree più teleriscaldate d'Europa. Da sola, infatti, essa rappresenta circa il 20% della volumetria servita al 31.12.2015 in Italia, nonché il 78% circa della volumetria servita alla stessa data in Piemonte.

Lo sviluppo del TLR in tale area - correlato al rilascio dell'intesa regionale all'autorizzazione dell'impianto a ciclo combinato Torino Nord di IREN Energia S.p.A.- è stato oggetto di un'efficace programmazione, anche grazie all'azione di governance messa in campo da Regione Piemonte, Provincia di Torino e Comune di Torino, sul finire del decennio scorso, con i principali operatori del settore impegnati nell'area metropolitana.

Tale programmazione, se per un verso ha subito un riposizionamento strategico dei principali obiettivi di sviluppo in ragione della crisi economica, per contro ha mantenuto fermi gli assunti di base fondati sulla massimizzazione dell'utilizzo del calore prodotto in cogenerazione negli impianti esistenti o previsti nell'area, compreso il nuovo impianto di termovalorizzazione di Torino.

La situazione attuale è caratterizzata da un'area composta da sette Comuni metropolitani (Torino, Moncalieri, Nichelino, Grugliasco, Collegno, Rivoli e Settimo T.se), il cui territorio è contrassegnato dalla presenza di sistemi di teleriscaldamento appartenenti a tre diversi operatori: IREN Energia S.p.A., SEI Energia S.p.A. ed ENGIE S.p.A.

I sistemi di TLR che fanno rispettivamente capo agli operatori menzionati sono alimentati da centrali a ciclo combinato, da gruppi di cogenerazione e da caldaie con prevalente funzione di integrazione e riserva del sistema. Inoltre, soprattutto nell'area della Città di Torino, si sta sempre più affermando la strategia basata sul ricorso agli stoccaggi di calore attualmente situati presso la Centrale di integrazione/riserva del Politecnico, quella a ciclo combinato Torino Nord e il sito del Martinetto, al fine di calmierare, in particolare, la punta mattutina della domanda termica.

Area	Operatore	Volumetria (Mm^3)	Lunghezza reti (km)
Torino Città	IREN Energia S.p.A[63]	54,96	484,00
Moncalieri/Nichelino	IREN Energia S.p.A	2,97	50,35
Area Nord Ovest	Gruppo SEI Energia	5,62	55,22
Settimo T.se	ENGIE S.p.A	2,67	35,00
TOTALE AREA METROPOLITANA		**66,22**	**624,57**

Tabella 53 - Stato dell'arte del TLR nell'area metropolitana di Torino al 31/12/2015 (fonte dati: elaborazione Reg Piemonte su dati IREN Spa, SEI Energia ed ENGIE S.p.A.)

Come evidenziato nella tabella di sopra rappresentata, nell'area metropolitana di Torino vi sono complessivamente oltre 66 milioni m^3 di volumetria edificata servita dal teleriscaldamento. Di questa, circa 58 milioni m^3 afferiscono alla rete gestita da IREN Energia S.p.A. che gestisce anche i poli

[63] Al 31.12.2016 IREN S.p.A. ha allacciato complessivamente circa 60,28 Mm^3 di volumetria, ripartititi rispettivamente tra la Città di Torino (57,22 Mm^3) e l'area di Moncalieri/Nichelino (3,07 Mm^3).

di generazione a ciclo combinato a gas naturale di Moncalieri (800 MWe) e Torino Nord (380 MWe), nonché le centrali termiche di integrazione/riserva del Politecnico (255 MWt), BIT (255 MWt), Torino Nord (340 MWt) e Moncalieri (141 MWt) oltre ai tre siti di stoccaggio menzionati, sommati a quello presso la centrale del BIT entrato in esercizio nel 2016. Per quanto riguarda, invece, la cosiddetta "Area Nord-ovest" costituita dal territorio dei Comuni di Rivoli, Grugliasco e Collegno l'operatore di riferimento nella gestione delle reti di TLR è il Gruppo SEI Energia a cui appartiene la Nove S.p.A. Tale Gruppo societario gestisce un parco centrali costituito dall'impianto di cogenerazione a gas naturale CEN.TO (17 MWe), la connessa centrale termica di integrazione/riserva (45 MWt) e la centrale termica situata presso la Facoltà di Agraria in Comune di Grugliasco (30 MWt). La volumetria edificata servita nell'Area Nord-ovest è pari complessivamente a circa 5,6 milioni m^3. Infine, l'area di Settimo T.se è teleriscaldata per una volumetria complessiva pari a circa 2,7 milioni m^3 da ENGIE S.p.A. Il calore che alimenta le reti gestite dal suddetto operatore proviene in larga misura dal recupero termico della centrale a ciclo combinato a gas naturale di Leinì, anch'essa appartenente al Gruppo Suez GDF.

Lo stato dell'arte del TLR in Piemonte

I sistemi di teleriscaldamento complessivamente in esercizio sul territorio regionale sono 51, ripartiti su cinque province. La ricognizione effettuata, oltre ai sistemi presenti nell'area metropolitana di Torino, di cui si è trattato di sopra, ha rilevato una significativa diffusione di impianti asserviti a reti calore, alimentati sia a gas naturale (per lo più trattasi di impianti di cogenerazione in centri urbani di media grandezza), sia a biomasse (per lo più semplici centrali termiche in centri abitati di piccole dimensioni). Sulla totalità degli impianti in esercizio quelli alimentati solo a combustibili fossili costituiscono il 53% circa, quelli alimentati almeno parzialmente da bioenergie il 16%, mentre quelli alimentati esclusivamente da bioenergia il 21%. Per la restante parte (5 sistemi su 51 esistenti) non è disponibile il dato sulla macro-tipologia di fonte utilizzata. Le due province che registrano la maggior diffusione di impianti di teleriscaldamento sono rispettivamente quella di Torino (26) e quella di Cuneo (14). Viceversa, tali sistemi sono numericamente marginali nelle rimanenti province di Alessandria, Biella e Asti e totalmente assenti in quelle di Verbania, Vercelli e Novara.

Province	Numero sistemi TLR al 2015				
	Solo bioenergie	Solo fonti fossili	Misti	n.d.	Totale complessivo
Alessandria	1	4		1	6
Asti		1			1
Biella	3	1			4
Cuneo	2	8	2	2	14
CM di Torino	5	13	6	2	26
Totale complessivo	**11**	**27**	**8**	**5**	**51**

Tabella 54 - I sistemi di teleriscaldamento attivi in Regione Piemonte al 2015 (fonte dati: elaborazione Reg Piemonte su dati AIRU, GSE e banca dati regionale)

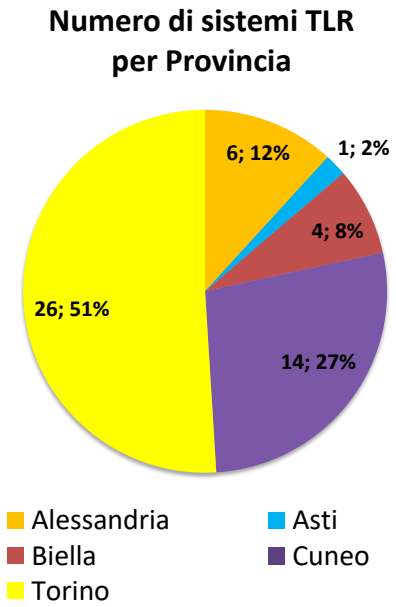


Figura 125 - Numero di sistemi TRL per provincia (fonte dati: elab. Regione Piemonte su dati AIRU, GSE e banca dati regionale)

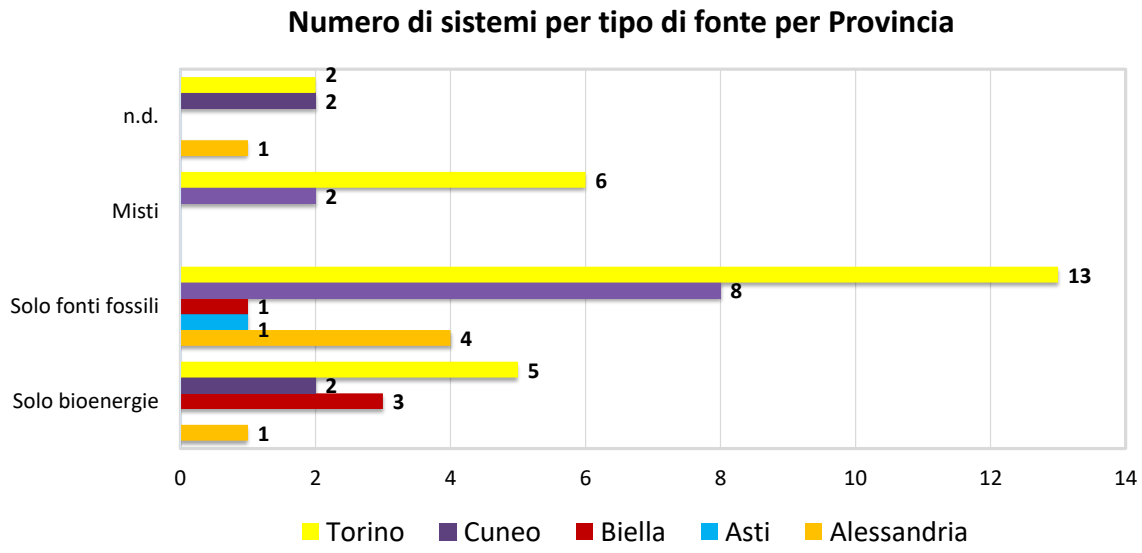


Figura 126 - Numero di sistemi per tipo di fonte per provincia (fonte dati: elab. Regione Piemonte su dati AIRU, GSE e banca dati regionale)

Il dettaglio degli impianti censiti è illustrato nella tabella seguente.

ID	Provincia	Comune principale	Anno inizio	Gestore	Tipologia fonte	Anno aggiornamento dati	Volumetria servita [m^3]	Energia Termica Erogata [MWh]
1	Alessandria	Acqui Terme	2008	ACQUI ENERGIA SPA	FOSSILE	2015	1.823.328	32.006
2	Cuneo	Alba	1987	EGEA	FOSSILE	2015	4.412.000	93.275
3	Alessandria	Alessandria	2014	ALESSANDRIA CALORE SRL	FOSSILE	2015	391.000	10.527
4	Alessandria	Arquata Scrivia	n.d.	n.d.	BIO	2013	40.000	635
5	Torino	Banchette	n.d.	ECOTERMICA SERVIZI SPA	FOSSILE	2013	420.000	n.d.
6	Torino	Bardonecchia	1999	ENERGIE SRL	FOSSILE	2013	1.800.000	67.797
7	Biella	Biella	2010	ENGIE RETI CALORE SRL	FOSSILE	2015	1.105.772	40.224
8	Torino	Borgaro Torinese	2008	COGENPOWER SPA	FOSSILE	2015	589.500	17.910
9	Cuneo	Bra	2014	BRA ENERGIA SPA	FOSSILE	2015	594.000	14.507
10	Cuneo	Busca	2012	AZIENDA ENERGETICA BUSCHESE SRL	BIO,FOSSILE	2015	215.000	6.215
11	Torino	Cafasse	n.d.	n.d.	BIO	2013	39.005	1.269
12	Cuneo	Canale	2007	EGEA	FOSSILE	2015	128.000	3.234
13	Torino	Carmagnola	2012	CARMAGNOLA ENERGIA	FOSSILE	2015	839.000	20.455
14	Alessandria	Casale Monferrato	2008	AZIENDA MULTISERVIZI CASALESE SPA	FOSSILE	2015	581.750	22.439
15	Torino	Castellamonte	n.d.	CONSORZIO EUROTEC	BIO	2013	305.000	n.d.
16	Torino	Cesana Torinese	2005	METANALPI SESTRIERE SRL	FOSSILE	2015	382.978	17.933
17	Torino	Chieri	2008	HIGH POWER SPA	FOSSILE	2013	1.915.049	55.447
18	Torino	Chivasso	n.d.	n.d.	BIO, FOSSILE	2013	45.120	1.708
19	Torino	Collegno	2014	VOLTEO ENERGIE SRL	BIO	2014	63.081	n.d.
20	Torino	Colleretto Giacosa	n.d.	n.d.	n.d.	2013	60.000	n.d.

ID	Provincia	Comune principale	Anno inizio	Gestore	Tipologia fonte	Anno aggiornamento dati	Volumetria servita [m^3]	Energia Termica Erogata [MWh]
21	Cuneo	Cortemilia	2004	EGEA	FOSSILE,BIO	2015	97.500	1.788
22	Cuneo	Costigliole Saluzzo	n.d.	n.d.	n.d.	2013	19.000	n.d.
23	Cuneo	Fossano	2008	ELEA (Gruppo EGEA)	FOSSILE	2015	1.500.000	35.721
24	Torino	Leinì	2002	PROVANA CALORE SRL	BIO	2015	426.662	12.938
25	Cuneo	Mondovì	2009	MONDO ENERGIA SPA	FOSSILE	2013	1.565.430	45.000
26	Asti	Nizza Monferrato	2012	MONFERRATO ENERGIA	FOSSILE	2015	257.000	9.274
27	Biella	Occhieppo superiore	n.d.	n.d.	BIO	2013	24.862	703
28	Cuneo	Ormea	2001	CALORE VERDE SRL	BIO	2015	201.500	4.156
29	Torino	Perosa Argentina	n.d.	n.d.	BIO,FOSSILE	2013	36.084	1.174
30	Torino	Pinerolo	2008	ACEA POWER SRL	FOSSILE,BIO	2015	166.691	2.523
31	Torino	Piobesi Torinese	2007	ENERGIE SRL	FOSSILE,BIO	2013	12.400	428
32	Torino	Piossasco	2008	SEP (Gruppo EGEA)	FOSSILE	2015	343.100	9.346
33	Cuneo	Pradleves	n.d.	n.d.	BIO	2013	7.850	249
34	Torino	Pragelato	2005	METANALPI SESTRIERE SRL	FOSSILE	2015	259.319	11.223
35	Cuneo	Racconigi	2012	ENGIE RETI CALORE SRL	FOSSILE	2015	324.434	10.582
36	Torino	Rivarolo Canavese	n.d.	COFELY	n.d.	2013	198.000	n.d.
37	Torino	Rivoli	2002	VOLTEO ENERGIE SPA	FOSSILE	2015	4.990.558	154.644
38	Cuneo	Saluzzo	2004	ENGIE RETI CALORE SRL	FOSSILE	2015	910.000	33.387
39	Cuneo	Savigliano	2006	HIGH POWER SPA	FOSSILE	2013	1.461.068	42.000
40	Alessandria	Serravalle Scrivia	n.d.	n.d.	n.d.	2013	30.200	n.d.
41	Torino	Sestriere	1993	METANALPI SESTRIERE SRL	FOSSILE	2015	1.025.772	59.076
42	Torino	Settimo Torinese	2001	Engie SpA	FOSSILE	2014	2.674.886	66.147

ID	Provincia	Comune principale	Anno inizio	Gestore	Tipologia fonte	Anno aggiornamento dati	Volumetria servita [m^3]	Energia Termica Erogata [MWh]
43	Biella	Tavigliano	n.d.	n.d.	BIO	2013	8.541	278
44	Torino	Torino	2006	EXER SRL	FOSSILE	2015	293.033	11.062
45			1995	GRUPPO IREN	FOSSILE	2015	57.935.055	1.752.686
46	Cuneo	Verzuolo	n.d.	n.d.	n.d.	2013	211.000	n.d.
47	Torino	Vico Canavese	n.d.	n.d.	BIO	2013	158.166	5.152
48	Torino	Villanova Mondovì	2011	ENERGIA & CALORE	BIO,FOSSILE	n.d.	n.d.	n.d.
49	Torino	Vinovo	n.d.	n.d.	BIO,FOSSILE	2013	47.937	1.556
50	Alessandria	Voghera	2001	ASM VOGHERA SPA	FOSSILE	2015	1.964.100	25.275
51	Biella	Zubiena	n.d.	n.d.	BIO	2013	8.000	752

Tabella 55 - I sistemi di teleriscaldamento censiti in Regione Piemonte (fonte dati: elaborazione Reg Piemonte su dati AIRU, GSE e banca dati regionale)

I sistemi di TLR più significativi per dimensioni e volumetria allacciata (superiori a 1 milione di m^3 allacciati) sono 12. Quattro si trovano nell'area metropolitana torinese (Torino, Rivoli, Chieri, Settimo), uno è localizzato in territorio montano (Bardonecchia), mentre gli altri sette sono localizzati nelle altre province piemontesi (Cuneo, Biella, Alessandria) in città con più di 20.000 abitanti.

Come si evince dai grafici successivi, la volumetria teleriscaldata in Città Metropolitana di Torino rappresenta circa l'81% del dato totale a livello regionale. Segue a molta distanza il dato relativo alla provincia di Cuneo (12%). Sotto il profilo dell'estensione delle reti del teleriscaldamento il dato fotografato rivela nuovamente una netta prevalenza della Città Metropolitana di Torino in termini di dato percentuale (78%), ma in misura leggermente ridotta rispetto al medesimo dato relativo alla volumetria. Una lettura comparata dei due dati consente di evidenziare come nella Città Metropolitana di Torino (a differenza che in Provincia di Cuneo), a parità di km di rete in esercizio, la volumetria edificata servita sia maggiore, in considerazione della più elevata densità abitativa e del maggior sviluppo verticale dell'edificato urbano.

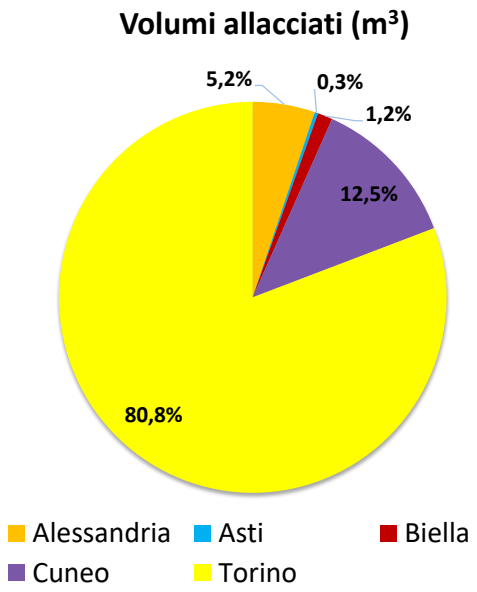


Figura 127 - Volumetria allacciata teleriscaldata (mc), ripartita tra le province - dati al 2015 sull'88% delle volumetrie allacciate (fonte dati: elab. Regione Piemonte su dati AIRU, GSE e banca dati regionale)

Provincia	Volumi allacciati (m^3)
Alessandria	4.830.378
Asti	257.000
Biella	1.147.175
Cuneo	11.646.782
CM di Torino	75.026.396
TOTALE	**92.907.731**

Tabella 56 - Il teleriscaldamento nelle province piemontesi - i volumi allacciati (fonte dati: elaborazione Reg Piemonte su dati AIRU, GSE e banca dati regionale. Dati al 2015 sull'88% delle volumetrie allacciate)

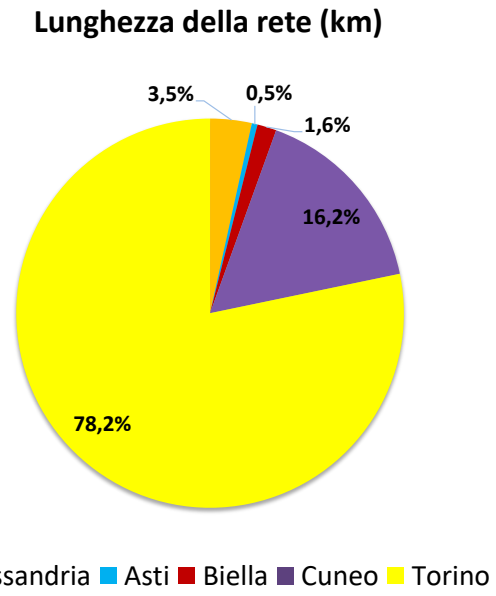


Figura 128 - km totali di rete per provincia - dati al 2015 sull'84% della lunghezza complessiva delle reti (fonte dati: elab. Regione Piemonte su dati AIRU, GSE e banca dati regionale)

Provincia	Lunghezza rete (km)	Rapporto volumetria servita/lunghezza rete
Alessandria	34,0	142.100 m^3/km
Asti	4,7	55.200 m^3/km
Biella	15,7	73.200 m^3/km
Cuneo	159,0	73.300 m^3/km
CM di Torino	767,4	97.800 m^3/km
TOTALE	**980,8**	**94.800 m^3/km**

Tabella 57 - Lunghezza della rete di TLR nelle province (fonte dati: elaborazione Reg Piemonte su dati AIRU, GSE e banca dati regionale. Dati al 2015 sull'84% della lunghezza complessiva delle reti)

Provincia	Industria	Terziario	Residenza
Alessandria	0	1.142.618	3.657.560
Asti	0	21.399	235.601
Biella	0	351.550	795.625
Cuneo	0	2.269.779	9.147.003
CM di Torino	1.005.613	16.755.825	56.218.876
TOTALE[64]	**1.005.613**	**20.541.171**	**70.054.666**

Tabella 58 - La volumetria allacciata per provincia (fonte dati: elaborazione Reg Piemonte su dati AIRU, GSE e banca dati regionale. Dati al 2015 sull'89% della lunghezza complessiva delle reti)

[64] Non si dispone del dato sulle volumetrie allacciate per settore per i seguenti sistemi di teleriscaldamento: Banchette, Castellamonte, Colleretto Giacosa, Costigliole Saluzzo, Rivarolo Canavese, Serravalle Scrivia, Verzuolo, Villanova Mondovì

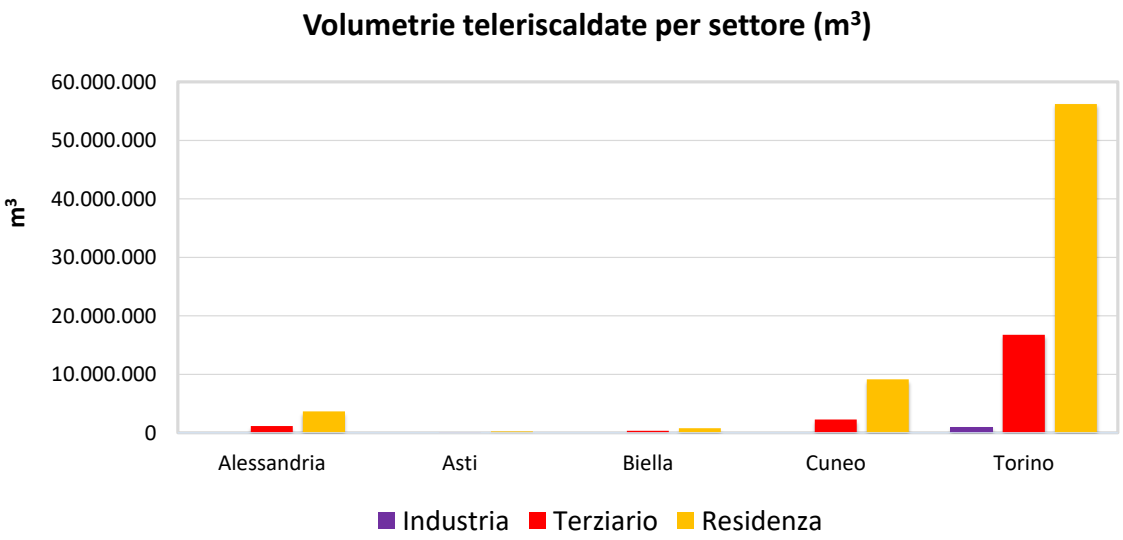


Figura 129 - Volumetrie teleriscaldate per settore d'attività per provincia (fonte dati: elab. Regione Piemonte su dati AIRU, GSE e banca dati regionale)

La potenza termica utile, ammonta a circa 2.800 MWt, di cui 2.300 MWt nella sola Città Metropolitana di Torino (82%) e 365 MWt nella provincia di Cuneo (13%). Dividendo il dato dell'energia termica immessa in rete (MWh) al lordo delle perdite del sistema di distribuzione, per la potenza termica utile degli impianti, è possibile ricavare un dato medio provinciale sul numero di ore teoriche di funzionamento dei sistemi di teleriscaldamento in Regione Piemonte. Il dato di energia termica erogata è disponibile per alcuni sistemi di teleriscaldamento con un aggiornamento al 2015 e per altri al 2013 (in un caso l'ultimo anno disponibile è il 2014). Per presentare un dato di erogazione totale su base regionale e provinciale è necessario omogeneizzare le informazioni al 2015, mantenendo fisse le volumetrie al 2013 per i sistemi che non hanno un dato più recente, ma applicando loro un coefficiente che tenga in considerazione la variabile climatica. A tal fine si è provveduto a calcolare il numero di gradi giorno nel 2013 e nel 2015 per le città capoluogo di provincia (fonte dati ARPA Piemonte) e successivamente è stato calcolato il coefficiente dato dal rapporto tra i due anni. Ai dati di energia erogata con aggiornamento al 2013 è stato applicato il coefficiente medio regionale.

Il grafico relativo al numero di ore teoriche di funzionamento degli impianti evidenzia chiaramente come in Provincia di Cuneo ed in Città Metropolitana di Torino (i due ambiti coprono il 93% delle volumetrie allacciate) il numero di ore teoriche di funzionamento sia più basso rispetto alle altre realtà provinciali.

Provincia	Potenza termica utile (MWt)
Alessandria	83,9
Asti	6,9
Biella	41,6

Provincia	Potenza termica utile (MWt)
Cuneo	363,5
CM di Torino	2.305,2
TOTALE	**2.801,0**

Tabella 59 – Il teleriscaldamento nelle province piemontesi - la potenza termica utile erogata (fonte dati: elaborazione Reg Piemonte su dati AIRU, GSE e banca dati regionale. Dati al 2015 sull'86% della potenza termica utile complessiva)

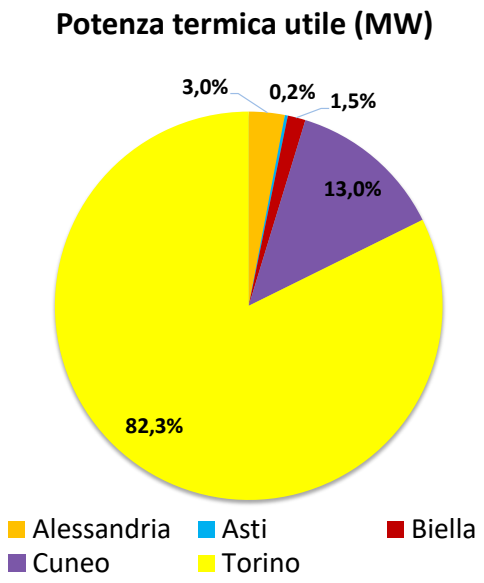


Figura 130 - Potenza termica utile per provincia (fonte dati: elab. Regione Piemonte su dati AIRU, GSE e banca dati regionale)

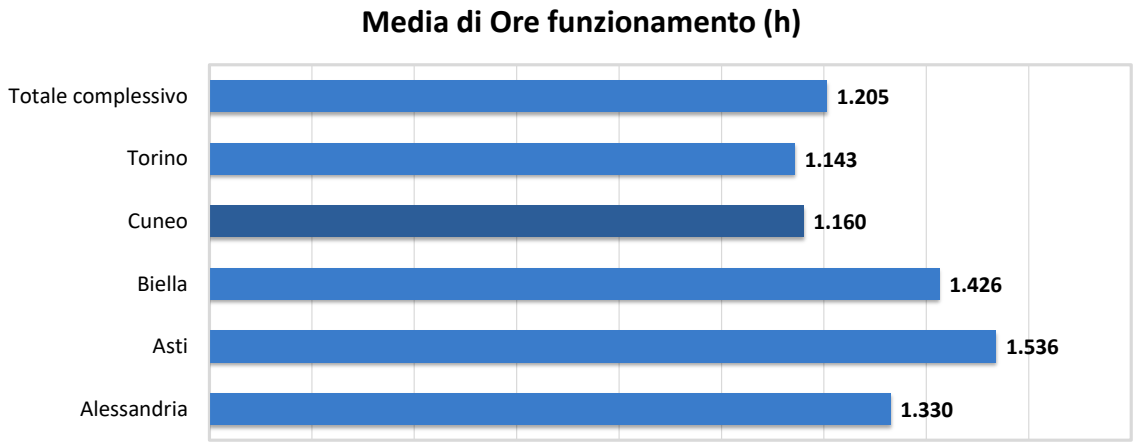


Figura 131 - Media ore di funzionamento per provincia (fonte dati: elab. Regione Piemonte su dati AIRU, GSE e banca dati regionale)

Analizzando il dato dell'energia erogata per Provincia, emerge la netta prevalenza della Città Metropolitana di Torino (che costituisce l'84% dell'energia erogata totale), con la Provincia di Cuneo, seconda in ordine decrescente, che rappresenta solamente il 10,5%. Il dato complessivo non considera ovviamente i sistemi di teleriscaldamento per i quali non si disponeva di alcuna informazione (né al 2013, né al 2015). Essi rappresentano tuttavia solamente l'1,4% delle volumetrie totali allacciate. Il grafico indica inoltre la quota di perdite di rete, che sommate all'energia erogata costituiscono l'energia immessa in rete dai sistemi di teleriscaldamento. Le perdite sono mediamente pari al 16%. Energia erogata agli utenti finali (MWt) – ripartizione per provincia; dati al 2015 sul 90% dell'energia erogata complessivamente (la restante parte è stata omogeneizzata in funzione dei gradi giorno).

Province	Erogata (GWh)	Erogata RESIDENZA/m^3	Erogata TERZIARIO/m^3	Erogata INDUSTRIA/m^3
Alessandria	91	22,1	22,4	-
Asti	9	36,7	29,5	-
Biella	42	43,8	44,0	-
Cuneo	281	26,5	31,4	-
CM di Torino	2.261	33,2	29,0	13,9
TOTALE[65]	**2.684**	**31,3**	**30,7**	**13,9**

Tabella 60 - Il teleriscaldamento nelle province piemontesi – l'energia erogata (fonte: elaborazione Reg Piemonte su dati AIRU, GSE e banca dati regionale)

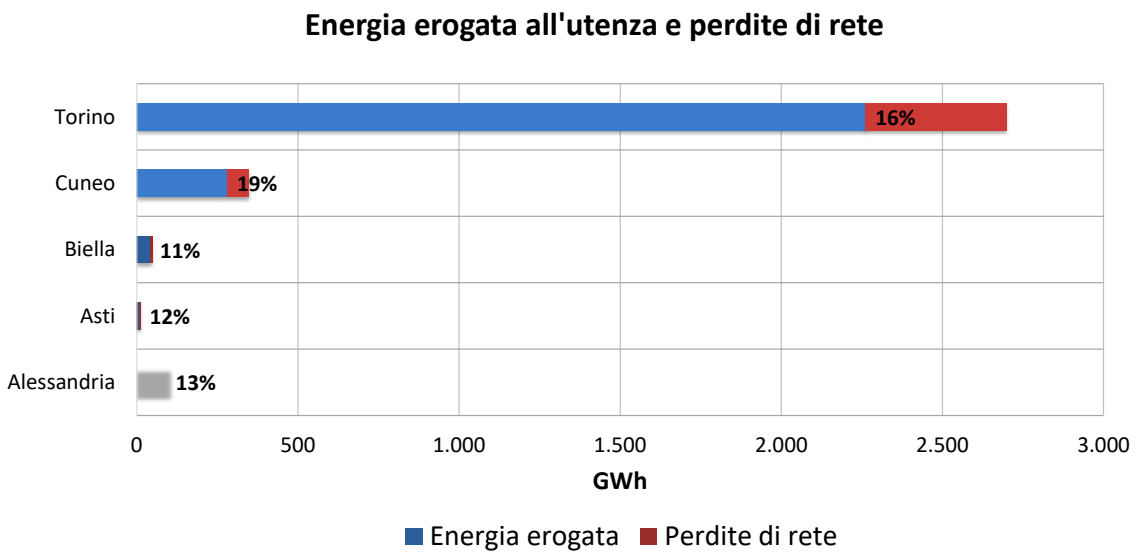


Figura 132 - Energia erogata all'utenza e perdite di rete per provincia (fonte dati: elab. Regione Piemonte su dati AIRU, GSE e banca dati regionale)

[65] Non si dispone del dato sull'energia erogata per i seguenti sistemi di teleriscaldamento: Banchette, Castellamonte, Collegno – Volteo Energie, Colleretto Giacosa, Costigliole Saluzzo, Rivarolo Canavese, Serravalle Scrivia, Verzuolo, Villanova Mondovì

L'analisi SWOT e l'obiettivo specifico di Piano

Punti di forza	Punti di debolezza
- Presenza nell'area metropolitana torinese della principale concentrazione di sistemi di teleriscaldamento su base nazionale; - buona diffusione di sistemi di TLR sul territorio piemontese, anche in città medio – piccole; - istituzione del Fondo per l'Efficienza Energetica contenente strumenti incentivanti per la realizzazione di nuovi sistemi di TLR.	- Progressivo indebolimento nell'area metropolitana torinese della governance pubblica tra operatori diversi tesa a favorire il perseguimento di obiettivi di sistema correlati allo sviluppo del TLR; - assenza nella medesima area di una gestione interconnessa delle reti-calore afferenti a sistemi gestiti da operatori diversi; - mancata attuazione della disposizione contenuta nell'art. 22, c. 3 del D.Lgs. 28/2011 in merito all'obbligo per i Comuni > 50.000 ab. di predisposizione di un Piano di Sviluppo del teleriscaldamento in coordinamento con le Province.
Opportunità	**Minacce**
- Completamento del programma di sviluppo del teleriscaldamento nell'area metropolitana torinese verso il traguardo dei 90 mln. di mc. di volumetria allacciata al 2030; - nuove forme di incentivazioni premianti la produzione di calore da FER potrebbero rendere nuovamente interessante la realizzazione di impianti alimentati a biomassa localizzati in paesi alpini non caratterizzati da criticità della qualità dell'aria correlate alle emissioni di particolato.	- Perdurare dell'incertezza regolatoria in materia di servizio di TLR (servizio d'interesse pubblico vs. servizio privato).

A fronte della descritta situazione della rete di teleriscaldamento a livello regionale, l'obiettivo specifico di Piano è così rappresentato.

Il Macro-Obiettivo "Sviluppo sostenibile delle Reti" → Promuovere la diffusione dei sistemi di teleriscaldamento efficiente nelle aree urbane, anche valorizzando il calore prodotto in cogenerazione da impianti alimentati a biomasse e rifiuti già esistenti

Gli interventi di sviluppo previsti nell'area metropolitana di Torino e nel resto del Piemonte

La progettualità nell'area metropolitana di Torino.

Il programma di sviluppo della rete di TLR nell'area metropolitana di Torino, condiviso con gli operatori del settore in occasione della sottoscrizione del protocollo d'intesa del 29 giugno 2009, è basato sui seguenti macro-obiettivi:

- massimizzazione dell'utilizzo del calore prodotto in cogenerazione negli impianti esistenti e previsti (tra cui gli impianti previsti di Torino Nord e TRM) nell'area metropolitana;
- interconnessione delle reti gestite da operatori diversi;
- incremento della volumetria edificata servita, traguardando al 2020 l'obiettivo di nuovi 40 milioni di m^3 allacciati.

La difficoltà di far fronte agli investimenti programmati da parte degli operatori firmatari dell'Accordo ha prodotto una rimodulazione nel tempo degli investimenti *capital intensive* correlati alla realizzazione delle nuove infrastrutture di trasporto e produzione termica in programma, nonché la messa a punto di una nuova strategia di sviluppo che, mantenendo inalterato l'obiettivo di fondo, ha rilanciato gli investimenti di efficienza energetica del sistema.

Per quanto concerne la valorizzazione del calore prodotto in cogenerazione negli impianti esistenti e previsti nell'area metropolitana gli interventi in programma erano:

- realizzazione della centrale a ciclo combinato Torino Nord, corredata di centrale termica di integrazione e riserva, nonché di impianti per lo stoccaggio del calore, nonché l'allacciamento alla nuova rete di TLR di estensione Torino Nord e Torino Centro per una volumetria stimata nell'ordine di 18 milioni m^3 (comprensiva della porzione di rete esistente allacciata alla vetusta centrale del quartiere Le Vallette) e successiva estensione al quartiere Borgo Vittoria (3 Mm^3) e al Comune di Venaria Reale (1,2 Mm^3);
- realizzazione del termodotto di collegamento dell'impianto TRM di termovalorizzazione dei rifiuti alla rete dell'Area Nord-ovest e al nodo Mirafiori Nord della rete di Torino, finalizzato a rendere disponibile nell'area di Grugliasco e Collegno il calore prodotto dal processo di incenerimento dei rifiuti per una potenza pari a circa 100 MWt, e successivamente a connettere l'impianto con la rete IREN presso il nodo di Mirafiori Nord;
- realizzazione della dorsale di collegamento della centrale a ciclo combinato di Leinì con l'area Torino Nord-est, volto a consentire il pieno utilizzo del calore prodotto in cogenerazione dalla centrale, al momento solo parzialmente utilizzato dalla rete di Settimo T.se, verso il bacino d'utenza costituito dalla Città di Torino.

Dei suddetti tre macro interventi, il primo (competenza di IREN) è stato realizzato per quanto attiene alle infrastrutture previste nonché alla connessione al servizio di TLR di nuovi 15 Mm^3 di volumetria edificata ed è, invece, in fase di avvio e realizzazione per quanto concerne l'estensione del servizio al quartiere Borgo Vittoria. Per contro, si prevedono maggiori difficoltà per l'allacciamento dell'edificato del Comune di Venaria Reale alla rete calore da realizzarsi a partire dall'impianto Torino

Nord, in ragione della minore appetibilità economica dell'investimento, a seguito della previsione realizzativa presso la Reggia di un impianto di cogenerazione ad alto rendimento di potenza pari a 1,5 MWe.

Con riferimento, poi, al secondo macro intervento (di competenza di IREN e SEI Energia), si è assistito ad un importante ritardo nella realizzazione delle opere di rete primaria previste tra il termovalorizzatore del Gerbido e l'area del Comune di Grugliasco, costituente il punto di consegna sulla rete di Nove S.p.A. appartenente al Gruppo SEI Energia. Allo stato attuale, costituita la società di scopo TLRV, successivamente integrata in IREN Energia, e conclusa la procedura per l'affidamento dei lavori di realizzazione della rete e del sistema di interfaccia di centrale, si prevede che la volumetria aggiuntiva di 1 Mm^3 nell'area Nord-ovest sarà teleriscaldata non prima del 2020. L'ulteriore estensione prevista nella medesima area per un totale di nuovi 1,6 Mm^3 potrà essere realizzata prima del 2025. Per quanto riguarda, invece, la connessione dell'impianto TRM alla rete di Torino Sud nei pressi di Mirafiori Nord, previa alimentazione delle volumetrie programmate nel Comune di Beinasco (0,5 Mm^3)[66], le previsioni si attestano al 2020.

Infine, è nella programmazione di lungo termine correlata agli interventi riguardanti l'area Nord-est che si è registrata la variazione più significativa rispetto ai programmi sottoscritti in origine. L'ipotesi di realizzare il collegamento diretto tra la Centrale di Leinì e l'area di Torino interessata dal progetto di variazione urbanistica cosiddetto "Variante 200" è stato prima temporaneamente accantonato, a causa della mancanza di copertura finanziaria degli investimenti previsti, e poi sostituito con il progetto di realizzazione presso l'area di Via Botticelli di una nuova centrale termica (255 MWt) e la sua interconnessione con la rete proveniente dall'impianto Torino Nord. Attualmente, la realizzazione di tale progetto è stata rimodulata dal medio al lungo termine (oltre il 2020). Per quanto concerne, invece, gli sviluppi sull'area di Settimo T.se, si prevede nuova volumetria allacciata per complessivi nuovi 1,55 Mm^3, in correlazione all'estensione della rete esistente in direzione della nuova area residenziale denominata "Laguna Verde" e del quartiere Falchera in Comune di Torino.

Pertanto, a fronte di un'effettiva riduzione e/o rimodulazione nel più lungo termine dell'originario programma di infrastrutturazione dell'area metropolitana mediante nuove dorsali di rete e centrali termiche, è stata peraltro avviata, soprattutto da parte di IREN Energia, un'operazione tesa a rendere più efficiente sotto il profilo energetico e gestionale il sistema, favorendo il recupero di capacità di allacciamento di nuova volumetria. Tale operazione con l'installazione di un nuovo sistema di accumulo da 2.500 m^3 presso il sito della ex Centrale Mirafiori Nord ha infatti consentito di "liberare" circa 8 Mm^3 di nuova volumetria allacciabile sulla Città di Torino per interventi di "saturazione"[67] delle aree edificate già servite, mediante una progressiva riduzione (da 2.500 a circa 1.500 mc.) del *target* d'interesse per i nuovi edifici.

[66] Nel 2017 IREN Energia si è aggiudicata la gara per la posa della rete di teleriscaldamento nel Comune di Beinasco che dovrebbe consentire entro il 2020 di alimentare 0,5 Mm^3, con l'entrata in servizio del primo tratto di rete nel 2019.

[67] Di tale nuova volumetria resasi disponibile per interventi di "saturazione" sulla Città di Torino, al 31.07.2017 si rivelano già allacciati circa 5,5 Mm^3 sulle reti Torino Centro, Torino Nord e Torino Sud. La conclusione di tale intervento di "saturazione" è previsto nel breve-medio termine.

Nelle figure seguenti sono rappresentati gli obiettivi dichiarati dagli operatori del settore in termini di nuova volumetria allacciabile nell'area metropolitana di Torino all'orizzonte temporale del 2025, per complessivi 82,5 milioni m^3.

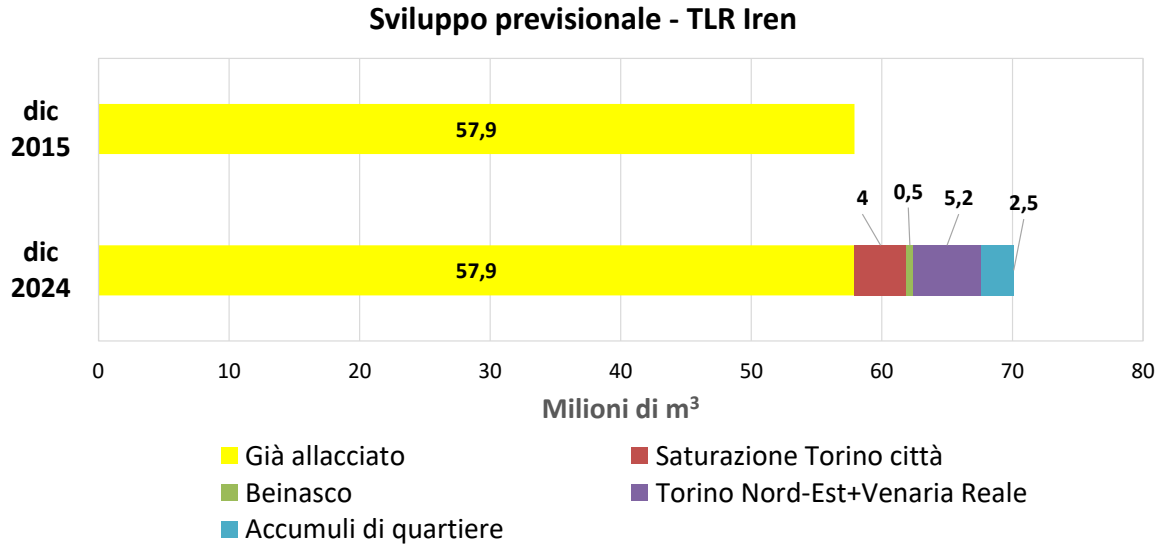


Figura 133 - Sviluppo previsionale teleriscaldamento IREN (fonte dati: operatori del settore)

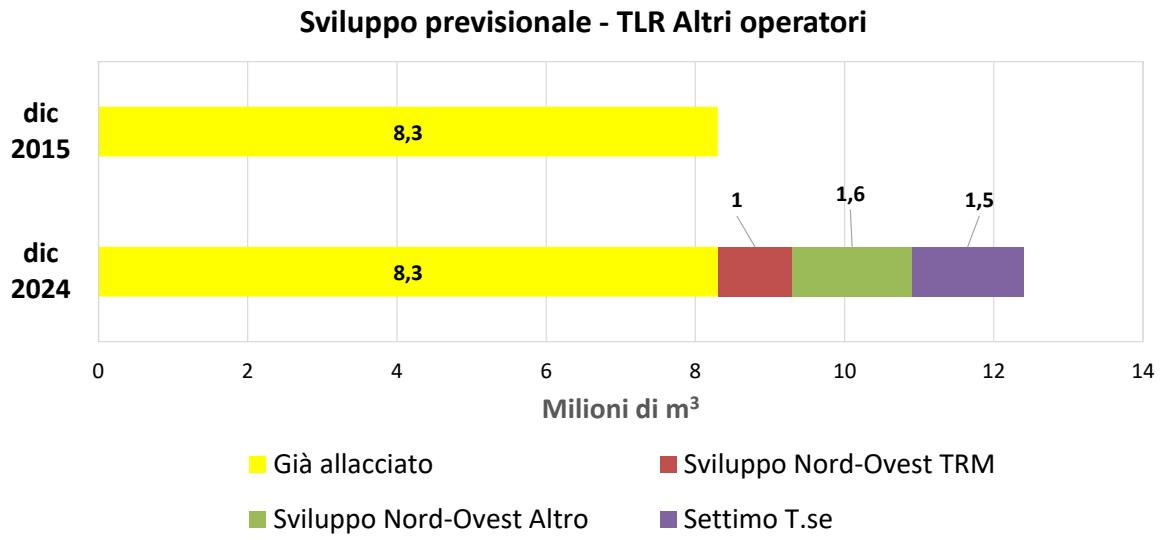


Figura 134 - Sviluppo previsionale teleriscaldamento altri operatori (fonte dati: operatori del settore)

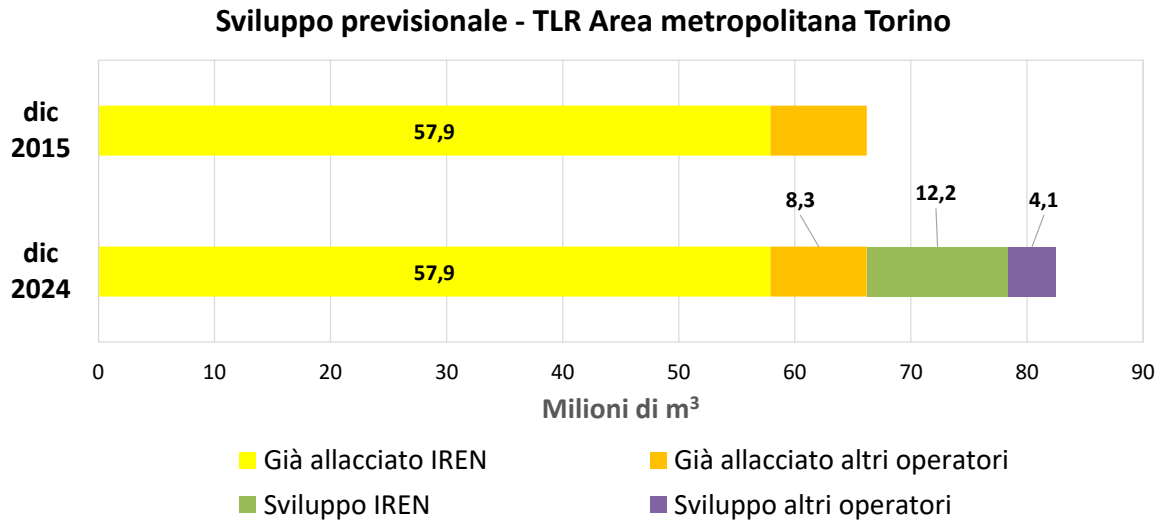


Figura 135 - Sviluppo previsionale teleriscaldamento nell'area metropolitana di Torino (fonte dati: operatori del settore)

Nel più lungo termine potranno aggiungersi ulteriori 4 milioni m^3 relativi al completamento dell'area della cosiddetta "Variante 200" della Città di Torino, avvicinandosi in tal modo all'originario obiettivo dei 90 milioni m^3 di volumetria servita fatto proprio dal citato Accordo del 2009. Inoltre, in tale area della Città sono allo studio ipotesi progettuali tese a combinare l'estensione del servizio di TLR con scelte di utilizzo della geotermia a bassa entalpia (acqua di falda) abbinate a pompe di calore per la climatizzazione delle previste nuove edificazioni.

La progettualità nel restante territorio regionale.

La progettualità concernente la diffusione dei sistemi di teleriscaldamento dimostra un proprio grado di vitalità anche nel resto del territorio regionale diverso dall'area metropolitana di Torino, sebbene in tale realtà gli operatori fatichino maggiormente a rinvenire i necessari presupposti di fattibilità economica degli investimenti. Si tratta, infatti, di progettualità di minore portata non più correlate allo sfruttamento del calore prodotto in grandi impianti esistenti a fronte di importanti volumetrie abitative da allacciare, bensì allo sfruttamento del calore prodotto, spesso in cogenerazione, presso utenze industriali o terziarie localizzate a margine di aree residenziali, se non addirittura all'utilizzo di risorse combustibili rinnovabili approvvigionate da filiera corta[68] nell'ambito di progetti di sviluppo locale.

In tali realtà, che possono definirsi "minori" solo per le dimensioni e non certo per la creatività progettuale e la caratterizzazione territoriale dei programmi di sviluppo, si assiste più frequentemente ad un'integrazione tra le scelte di generazione da fonte fossile e quelle da fonte

[68] Ai sensi del DM 2 marzo 2010, per "biomassa da filiera corta" s'intende la biomassa prodotta entro il raggio di 70 km dall'impianto di produzione di energia. La lunghezza del predetto raggio è misurato come la distanza in linea d'aria che intercorre tra l'impianto di produzione di energia e i confini amministrativi del Comune in cui ricade il luogo di produzione della biomassa.

rinnovabile, tesa a valorizzare le peculiarità di specifiche aree territoriali nella produzione endogena di fonti rinnovabili, quali le biomasse di derivazione forestale o agricola.

Costituiscono esempio di una siffatta progettualità le previsioni in merito alla realizzazione di sistemi di teleriscaldamento in centri abitati di dimensioni minori (5.000-15.000 abitanti), mentre appaiono correlati ad un fattore di scala maggiore i progetti di teleriscaldamento di capoluoghi di provincia quali Asti[69], Alessandria[70], Cuneo[71] e Novara[72].

Complessivamente la progettualità in essere inerente ai sistemi di TLR citati (ad esclusione di quello di Asti, temporaneamente abbandonato) consente di traguardare al 2025 un obiettivo di incremento della volumetria servita di circa 15 Mm^3, pari al 50% dello stato attuale equivalente a circa 30 Mm^3.

Indirizzi di piano per lo sviluppo del TLR e l'integrazione con le FER

Il teleriscaldamento costituisce una soluzione prioritaria sotto il profilo energetico allorquando si tratta di prevedere l'utilizzo del calore di recupero da processi di generazione termoelettrica o da altri processi industriali, valorizzando l'energia termica che altrimenti andrebbe dispersa. Entro tali confini, esso rappresenta, poi, una soluzione estremamente positiva sotto il profilo ambientale, in quanto – come si è detto – consente di ridurre le emissioni di inquinanti come gli NO_x e le PM_{10} nelle aree urbane tradizionalmente sottoposte a criticità della qualità dell'aria indotte da fattori di pressione quali il traffico, il riscaldamento civile e i processi industriali, nonché le emissioni di CO_2.

Sotto l'aspetto prettamente energetico non sempre la maggiore efficienza nel processo di generazione dell'energia termica sul lato offerta mantiene margini significativi di competitività, se si prendono in considerazione le perdite, che normalmente si attestano intorno a valori di circa il 16-20% dell'energia immessa in rete. Soprattutto, laddove la soluzione del TLR venga comparata non con la generazione in impianti condominiali obsoleti e caratterizzati da rendimenti più modesti (nell'intorno del 90%), bensì con nuovi impianti a condensazione e con edifici assoggettati ad interventi di efficientamento sul fronte della termoregolazione e della contabilizzazione del calore, il risparmio di energia primaria, diversamente nell'ordine del 7-13%, si azzera e rischia anzi di trasformarsi in un maggior consumo.

Pertanto, nuove strategie devono informare di sé le politiche tese a promuovere lo sviluppo del teleriscaldamento rispetto al passato anche recente. Esse devono basarsi, in ogni caso, sulla

[69] Il progetto di TLR ad Asti prevede l'allaccio di circa 3 Mm^3 di volumetria edificata servita dal calore prodotto in cogenerazione a gas naturale. Tale progetto, dopo essere stato soggetto a procedura di VIA, è stato accantonato dall'Amministrazione Comunale.

[70] Il Comune di Alessandria ha aggiudicato in Project Financing alla società EGEA S.p.A la realizzazione di un sistema di teleriscaldamento alimentato da due centrali di cogenerazione (a Sud e Nord della Città) a gas naturale con una volumetria servita complessiva pari a circa 6 Mm^3. Avvio previsto dell'erogazione del calore nel 2019. Completamento del progetto previsto per l'anno 2025.

[71] Nel Comune di Cuneo il progetto di teleriscaldamento appare invece correlato alla massimizzazione dell'utilizzo del calore di recupero dalla lavorazione del vetro in un'azienda locale. Il progetto realizzato da parte di Wedge Power S.p.A prevede l'allaccio di circa 4 Mm^3.

[72] Il progetto di teleriscaldamento di Novara prevede l'allaccio di circa 5 Mm^3 serviti dal calore prodotto sia da una centrale di cogenerazione esistente presso un utilizzatore industriale, sia da una nuova centrale di cogenerazione alimentata a gas naturale.

valutazione analitica della domanda di calore che caratterizza le aree oggetto d'interesse ricercando sì la massimizzazione della volumetria servita a parità di unità di rete realizzata, ma spingendosi oltre nella direzione dell'integrazione tra fonti energetiche tradizionali e fonti rinnovabili. In tal modo, la diffusione di sistemi di teleriscaldamento alimentati, sotto il profilo della generazione, da un mix di fonti rinnovabili e dal recupero di calore da processi cogenerativi ad alto rendimento sarà in grado di contribuire seriamente al conseguimento degli obiettivi di sviluppo delle FER e di riduzione del CFL al 2030.

Tale contributo sarà tanto più importante, quanto saprà connotarsi sia per l'incremento della quota parte di consumi finali soddisfatti mediante la produzione energetica da FER termiche, sia per la capacità di ridurre i consumi di energia primaria nel soddisfare esigenze di climatizzazione, valorizzando il calore oggetto di recupero.

Se si guarda al trend rappresentato nella figura seguente, si può osservare come, nella serie storica di anni che vanno dal 2000 al 2015, tale indirizzo si stia già affermando, allorché su base nazionale si rivela in sensibile crescita sia la quota di calore teleriscaldato prodotto da centrali termiche o di cogenerazione alimentate da fonti fossili, sia contemporaneamente quella prodotta da FER termiche.

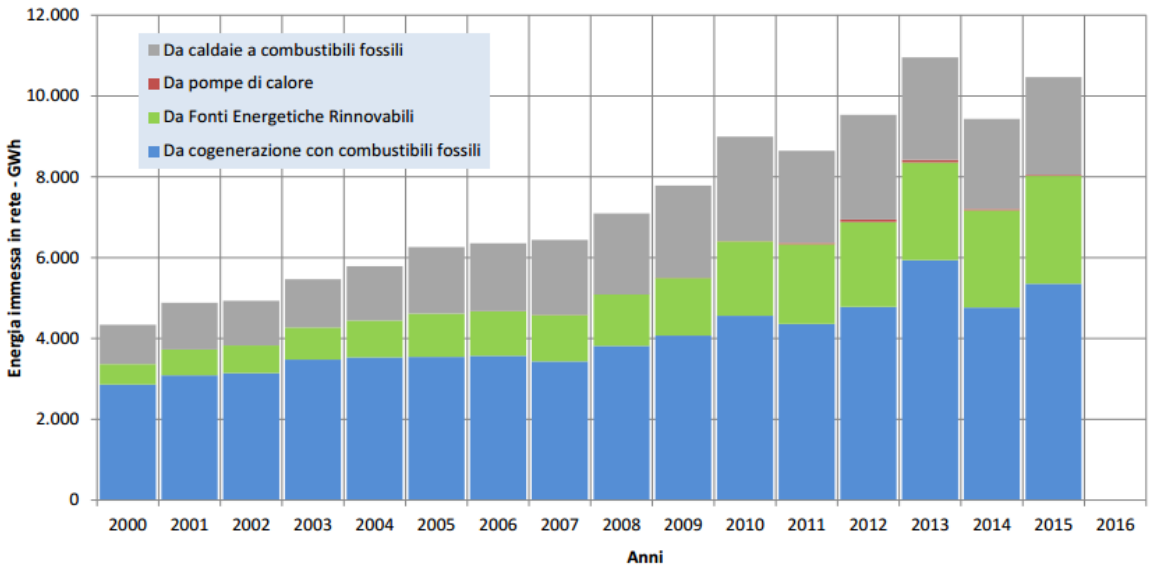


Figura 136 - Energia termica immessa in rete per sistema di produzione (fonte dati: tratto da AIRU 2016)

Tuttavia, si ritiene che l'integrazione tra cogenerazione ad alto rendimento e FER termiche debba per il futuro trovare in Piemonte una più stretta attuazione, anticipando la definizione delle necessarie condizioni al contorno al momento delle scelte di pianificazione urbanistica di nuovi quartieri e aree residenziali, opportunamente infrastrutturati sotto il profilo della climatizzazione degli edifici con fattispecie impiantistiche a bassa temperatura tese a sfruttare sia le sinergie operabili con la geotermia a bassa entalpia coadiuvata da pompe di calore, sia con lo sfruttamento della fonte solare termica e, limitatamente ai centri abitati non caratterizzati da criticità correlate alla qualità dell'aria, con l'utilizzo di biomasse provenienti dalla gestione del territorio circostante e comunque da filiera corta.

Al fine di favorire uno sviluppo locale di sistemi di teleriscaldamento forse di minore ampiezza, ma fortemente correlati con le specificità del territorio, l'art. 22, c. 2 del Decreto legislativo n. 28/2011 ha previsto che "in sede di pianificazione e progettazione, anche finalizzate a ristrutturazioni di aree residenziali, industriali o commerciali, […], i Comuni verificano la disponibilità di soggetti terzi ad integrare apparecchiature e sistemi di produzione e utilizzo di energia da fonti rinnovabili e di reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento, anche alimentate da fonti rinnovabili".

Il legislatore nazionale ha poi previsto che, per valorizzare le ricadute dell'azione di pianificazione e verifica di cui sopra, "i Comuni con popolazione superiore a 50.000 abitanti definiscono, in coordinamento con le Province e in coerenza con i Piani energetici regionali, specifici Piani di sviluppo del teleriscaldamento e del teleraffrescamento volti ad incrementare l'utilizzo dell'energia prodotta anche da fonti rinnovabili. […]." Tale facoltà viene altresì lasciata ai Comuni con popolazione inferiore a 50.000 abitanti, che possono definire piani in forma associata.

Siffatti piani dovranno, poi, essere elaborati anche sulla base delle informazioni raccolte dal GSE, e opportunamente rese disponibili al territorio, nell'ambito dell'espletamento della ricognizione del potenziale nazionale di sviluppo della cogenerazione ad alto rendimento e del teleriscaldamento e teleraffrescamento efficienti, di cui all'art. 10 del Decreto legislativo n. 102/2014.

Al fine di consentire ai Comuni aventi in capo l'obbligo di espletare efficacemente l'attività pianificatoria di cui sopra, anche in sinergia con l'elaborazione dei Piani d'Azione per l'Energia Sostenibile e il Clima(PAESC), l'Allegato 3 mette a disposizione, sotto forma di linee guida, uno strumento di supporto alla pianificazione locale e, nel contempo, all'organizzazione di specifiche banche dati inerenti alla domanda e offerta di energia termica nelle aree edificate, in coerenza con l'approccio adottato dal GSE.

Per quanto riguarda lo sviluppo dei sistemi di TLR esistenti, con particolare riferimento a quelli che caratterizzano l'area metropolitana di Torino, la progressiva riduzione del fabbisogno energetico a seguito della riqualificazione degli edifici esistenti e già serviti dal TLR consentirà di rendere disponibile energia termica per estendere il servizio ad altri immobili nelle aree già infrastrutturate, massimizzando l'utilizzo del calore di recupero dagli impianti esistenti, in accordo con i seguenti indirizzi:

- incremento dell'utenza termica allacciata a parità di potenza termica installata negli impianti di generazione/cogenerazione esistenti;
- massimizzazione dello sfruttamento delle reti in esercizio e interconnessione delle reti di operatori diversi, ove presenti;
- incremento dei siti di stoccaggio termico opportunamente dislocati, volti a spianare la punta della domanda termica e a consentire la non attivazione delle centrali di integrazione/riserva nelle ore di maggiore richiesta sulla rete. La riduzione dei picchi di domanda termica consente altresì l'allacciamento di una maggiore volumetria;
- rispetto dei limiti emissivi autorizzati per gli impianti di generazione a servizio del teleriscaldamento;

- utilizzo del calore di recupero dagli impianti di termovalorizzazione in esercizio (allacciamento dell'impianto TRM alla rete di teleriscaldamento esistente);
- valutazione energetico-economica in merito all'allacciamento di nuovi edifici residenziali esistenti, caratterizzati da impianto di climatizzazione centralizzato e da sistemi di distribuzione dei fluidi vettori ad alta temperatura;
- massimizzazione dei benefici legati all'adozione della termoregolazione diffusa in tutti gli ambiti residenziali condominiali e promozione della continuità di erogazione del calore nelle 24 ore, a scapito del funzionamento impulsivo (orari giornalieri fissi), mediante il ricorso a campagne di comunicazione e tariffazione vantaggiosa.

Per quanto riguarda la promozione dello sviluppo di nuovi sistemi di TLR, si ritiene che le nuove realizzazioni debbano essere previste nel rispetto dei seguenti indirizzi:

- incremento dell'integrazione tra le fonti energetiche fossili e quelle rinnovabili (geotermia a bassa entalpia coadiuvata da pompe di calore, solare termico), soprattutto in edifici caratterizzati, sotto il profilo della climatizzazione, da sistemi di distribuzione dei fludi vettori a bassa temperatura;
- sviluppo di nuovi sistemi di TLR al servizio di nuclei abitati montani non caratterizzati da criticità della qualità dell'aria, mediante il collegamento a reti-calore locali di impianti di generazione anche alimentati da biomassa ligno-cellulosica (cippato) con approvvigionamento da filiera corta, in prevalente sostituzione (non < 80%) di impianti esistenti a biomassa o a gasolio;
- sviluppo di nuovi sistemi di TLR nei centri urbani con prioritario utilizzo del calore di scarto da processi industriali o da centrali termoelettriche esistenti unitamente all'integrazione con le fonti rinnovabili, accompagnato da una valutazione comparativa che dimostri la convenienza energetica e ambientale del progetto, rispetto a soluzioni alternative che non prevedano il teleriscaldamento, nell'ambito di bilanci ambientali tesi a confrontare la soluzione proposta con la migliore tecnologia sostitutiva degli impianti condominiali interessati.

Gli Obiettivi di sviluppo

Costituisce obiettivo di carattere generale nell'ambito del presente Piano la promozione della diffusione del teleriscaldamento sul territorio regionale coerentemente con gli indirizzi di cui al precedente paragrafo. Tale obiettivo di carattere generale è poi disaggregato territorialmente nei seguenti *target*.

Obiettivi riguardanti il territorio dell'Area metropolitana di Torino:

1. nel breve-medio termine:
    - completamento del programma di saturazione delle volumetrie teleriscaldabili della Città di Torino sulle reti Torino Nord, Centro e Sud, con un incremento pari al 15%

(0,6 Mm^3)rispetto al target di volumetria aggiuntiva di 4 Mm^3 previsto in rapporto allo stato dell'arte, in ragione dell'incremento aggiuntivo di efficienza del sistema;

- completamento del programma di estensione della rete e delle volumetrie servite nei Comuni di Collegno e Grugliasco, con un incremento pari al 15% (0,15 Mm^3) rispetto al target di volumetria aggiuntiva di 1 Mm^3 previsto in rapporto allo stato dell'arte, per effetto dell'incremento aggiuntivo di efficienza del sistema;
- ultimazione dell'allaccio delle previste volumetrie site in Comune di Beinasco (0,5 Mm^3) con calore proveniente dall'impianto TRM e controalimentazione dalla rete di Torino Sud (nodo di Mirafiori Nord);
- completamento della realizzazione degli accumuli di quartiere (2.500 m^3 presso il quartiere Nizza-San Salvario) con recupero di capacità di allaccio di nuova volumetria edificata pari a 2,5 – 2,8 Mm^3;

2. nel medio-lungo termine:
   - completamento del programma di estensione della rete e delle volumetrie servite nell'area Nord Est della Città di Torino, con un incremento pari al 15% (0,6 Mm^3) rispetto al target di volumetria aggiuntiva pari a 4 Mm^3 previsto in rapporto allo stato dell'arte, per effetto del conseguimento di obiettivi aggiuntivi di efficienza del sistema;
   - ultimazione del programma di estensione della rete e delle volumetrie servite nell'area Nord Ovest della Città di Torino (Comuni di Collegno, Rivoli e Grugliasco), con un incremento pari al 15% (0,24 Mm^3) rispetto al target di volumetria aggiuntiva di 1,6 Mm^3 previsto in rapporto allo stato dell'arte, per effetto del conseguimento di obiettivi aggiuntivi di efficienza del sistema;
   - completamento del programma di estensione della rete e delle volumetrie servite nel Comune di Settimo T.se e del quartiere Falchera di Torino pari ad una volumetria aggiuntiva di 1,55 Mm^3;
   - estensione dell'erogazione di calore alle 24 ore sulle reti Torino Nord, Centro e Sud, nonché alle utenze alimentate dall'impianto TRM, per effetto di politiche tariffarie e di marketing tese a promuovere il cambiamento nelle abitudini dell'utenza, con conseguente importante recupero di capacità di allaccio di nuova volumetria, almeno pari a circa il 30% rispetto allo stato attuale, ovvero pari a circa 20 Mm^3 aggiuntivi.

Obiettivi riguardanti il restante territorio regionale:

3. nel breve-medio termine:
   - realizzazione e messa in esercizio dei sistemi di teleriscaldamento nei Comuni di Cuneo (Wedge Power S.p.A.) e Alessandria (EGEA S.p.A) per un totale di 10 Mm^3 di nuova volumetria allacciata;

4. nel lungo termine:
    - realizzazione e messa in esercizio dei sistemi di teleriscaldamento nel Comune di Novara per un totale di 5 Mm^3 di nuova volumetria allacciata.

Le azioni

Al fine del perseguimento dell'obiettivo di piano si ritiene necessario:

- favorire, mediante la negoziazione di specifici accordi con IREN Energia S.p.a., l'estensione dell'erogazione del servizio di teleriscaldamento nell'area metropolitana di Torino alle 24 ore, inducendo l'utenza ad un cambiamento di abitudini in merito all'opportunità/convenienza di riscaldare l'appartamento nelle ore notturne, e consentendo l'allaccio di una nuova consistente volumetria edificata a parità di potenza installata;
- promuovere, ove possibile e tecnicamente conveniente, il ricorso a tecniche di stoccaggio del calore prodotto in cogenerazione finalizzato al riscaldamento urbano, ai fini di favorire la gestione efficiente dei sistemi in esercizio e/o previsti, consentendo la copertura delle punte della domanda termica, minimizzando nel contempo il ricorso all'esercizio delle centrali termiche di integrazione e riserva;
- promuovere lo sviluppo della generazione distribuita mediante la diffusione di impianti di cogenerazione ad alto rendimento alimentati a biomasse al servizio di reti locali di teleriscaldamento nei Comuni di montagna non interessati da criticità della qualità dell'aria, favorendo lo sviluppo dell'approvvigionamento locale della biomassa e della filiera forestale;
- favorire, anche mediante la definizione di specifiche forme di sostegno, la redazione e la diffusione sul territorio regionale dei Piani di Sviluppo del teleriscaldamento previsti ai sensi dell'art. 22, c. 3 del D.Lgs. 28/2011 nei Comuni soggetti all'obbligo (popolazione > 50mila ab.), anche sulla base delle linee guida regionali per la redazione dei piani comunali. Per quanto concerne specificamente l'area metropolitana di Torino promuovere l'aggiornamento del Piano di sviluppo esistente in collaborazione con gli operatori del settore e gli enti locali presenti nell'area territorialmente interessata dai sistemi di TLR in esercizio;
- promuovere e coordinare un'azione di governance nell'area metropolitana di Torino , mediante il coinvolgimento degli enti locali e degli operatori di settore territorialmente interessati, volta a favorire la massimizzazione della volumetria servita a parità di unità di rete realizzata, valorizzando il calore prodotto negli impianti esistenti e l'implementazione di misure di supporto alla sicurezza della rete interconnessa, gestita da operatori diversi.

CAPITOLO "LA GREEN ECONOMY"

INTRODUZIONE E OBIETTIVI SPECIFICI DI PIANO.....276

IL CONTRIBUTO DEL PIANO ENERGETICO-AMBIENTALE ALLA GREEN ECONOMY E ALLO SVILUPPO SOSTENIBILE.....277

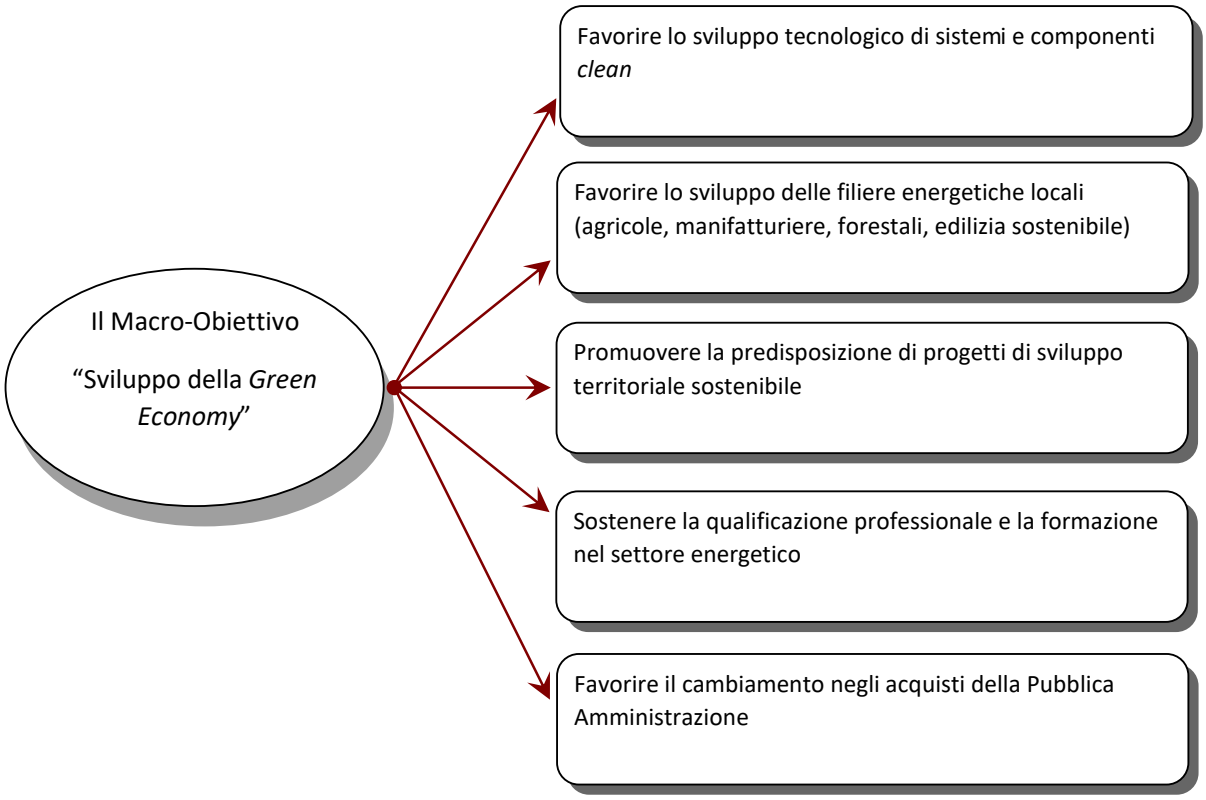
LA GREEN ECONOMY E IL SISTEMA DELLA RICERCA E INNOVAZIONE.....281
LA GREEN ECONOMY E LE FILIERE LOCALI 289
AZIONI PER FAVORIRE PROGETTI DI SVILUPPO TERRITORIALE SOSTENIBILE.....293
AZIONI PER FAVORIRE I *GREEN JOBS* E LA QUALIFICAZIONE DEL SISTEMA PRODUTTIVO 296
AZIONI PER FAVORIRE UN CAMBIAMENTO CULTURALE NEGLI ACQUISTI DELLA PUBBLICA AMMINISTRAZIONE.....302
AZIONI PER FAVORIRE L'ACCESSO AL CREDITO E LA FINANZIABILITÀ DELLE INIZIATIVE NEL SETTORE ENERGETICO 305

Introduzione e obiettivi specifici di Piano

Il nuovo Piano Energetico Ambientale Regionale può contribuire alla realizzazione delle priorità della strategia Europa 2020 per una "crescita intelligente, sostenibile e inclusiva" e del cosiddetto *Winter Package* all'orizzonte temporale del 2030 anche attraverso:

1. un utilizzo consapevole delle risorse,
2. un approccio coordinato con le iniziative connesse alla promozione della ricerca e dell'innovazione sul dominio tecnologico "Clean" e, più in generale, alle politiche di promozione della *green economy*;
3. un approccio sinergico con le politiche di formazione, di rafforzamento e qualificazione delle competenze professionali e di sostegno all'occupazione;
4. un cambiamento nelle strategie e modalità di acquisto della P.A;
5. un approccio innovativo nella promozione di progetti di sviluppo sostenibile e di sostegno alle filiere locali.

Gli obiettivi specifici che il Piano intende perseguire sono i seguenti.



Il contributo del piano energetico-ambientale alla Green economy e allo sviluppo sostenibile

La realizzazione degli obiettivi descritti nei capitoli precedenti, in coerenza con la strategia EU 2020, può avere ricadute significative di natura socio-economica sul territorio piemontese, contribuendo a favorire la ripresa e a rafforzare la coesione economica, sociale e territoriale.

La domanda di tecnologie per l'efficienza energetica, la produzione di energia da fonti rinnovabili, la riqualificazione urbana sostenibile, la riconversione *green* delle produzioni e l'efficientamento dei cicli produttivi, possono agevolare la transizione verso un nuovo paradigma economico dalle significative opportunità di investimento, crescita e occupazione per l'intero sistema produttivo e, nello stesso tempo ,rappresentare un importante contributo verso quel percorso di sostenibilità dello sviluppo che l'Agenda 2030 dell'ONU ha già delineato con i suoi 17 Obiettivi del Millennio. In particolare l'Obiettivo 7 "*Assicurare a tutti l'accesso a sistemi di energia economici, affidabili, sostenibili e moderni*" rappresenta un riferimento verso cui le politiche energetiche devono tendere e a cui l'Italia, con il contributo delle singole politiche regionali, deve mirare. Nel documento[73] che analizza il posizionamento dell'Italia rispetto al raggiungimento di detti obiettivi emerge però che l'Italia, anche in questo settore, è in difficoltà in relazione al raggiungimento degli obiettivi proposti.

Le politiche energetiche sostenibili, inoltre, sono uno dei fulcri intorno a cui le scelte politiche regionali si devono orientare nell'ambito della Strategia regionale per il cambiamento climatico (a cui la Regione sta lavorando secondo disposti della Giunta Regionale di cui alla DGR n. 24-5295 del 3 luglio 2017), al fine di contrastare tale fenomeno e rendere meno vulnerabili e più resilienti i territori alle sue conseguenze.

Quindi, per regioni dalla forte vocazione industriale, quali il Piemonte, il perseguimento di politiche di sviluppo sostenibile nell'ottica della *Green economy*[74] può sempre più rappresentare un fattore abilitante per il superamento della crisi economica e nello stesso tempo un contributo sul percorso della sostenibilità del proprio territorio e dell'Italia.

La *Green economy*, intesa come paradigma di sviluppo in grado di "portare ad un migliorato benessere umano e all'equità sociale e di creare lavoro investendo e nello stesso tempo salvaguardando le risorse naturali, ovvero "un'economia a basso tenore di carbonio, che fa un uso efficiente delle risorse e promuove l'inclusione sociale", rappresenta, quindi, una delle sfide prioritarie anche per le politiche energetiche e di sostenibilità del prossimo futuro.

Nel programma di crescita intelligente, sostenibile ed inclusiva la Commissione invita a consumare meno energia e produrre energia pulita al fine di tutelare l'ambiente e costruire un futuro sostenibile

[73] "*Il posizionamento Italiano rispetto ai 17 Obiettivi per lo Sviluppo sostenibile delle Nazioni Unite*" elaborato dal MATTM in collaborazione con Sogesid.

[74] Secondo la definizione della Commissione Europea la *green economy* è "*un'economia che genera crescita, crea lavoro e sradica la povertà investendo e salvaguardando le risorse del capitale naturale da cui dipende la sopravvivenza del nostro pianeta*" (CE, Com.n.363 del 20.06.2011). L'OCSE utilizza il termine di *green growth* per indicare *"una crescita economica che sappia ridurre l'inquinamento, le emissioni di gas serra e i rifiuti, preservando il patrimonio naturale e le sue risorse"*. L'UNEP considera la *green economy "un'economia a basse emissioni di anidride carbonica, efficiente nell'utilizzo delle risorse e socialmente inclusiva, che produce benessere umano ed equità sociale, riducendo allo stesso tempo i rischi ambientali"*.

di benessere e qualità della vita, promuovendo nel contempo le attività di ricerca e l'innovazione e lo sviluppo dell'intera filiera energetica. Condizionalità *ex-ante* per la promozione delle attività di ricerca e innovazione è la strategia di "*Smart Specialisation*" che, attraverso un nuovo approccio di sistema allo sviluppo economico finalizzato a valorizzare le eccellenze qualitative dei singoli territori, porta ad individuare gli ambiti di specializzazione regionale. La *Strategia di specializzazione intelligente*[75] (di seguito S3) della Regione Piemonte, adottata formalmente con DGR n. 18-3641 del 18 luglio 2016, impone un vero e proprio salto di qualità per le politiche regionali in materia di ricerca e innovazione: essa individua i settori portanti dell'economia regionale da rafforzare, su cui concentrare le risorse, e favorisce le aggregazioni fra soggetti, al fine del superamento della frammentarietà, puntando alla creazione di filiere innovative.

La S3 prevede tra le aree prioritarie di intervento l'area della Chimica verde/Cleantech. Si tratta di un settore che in Piemonte conta su un numero circoscritto di imprese, ma con forti capacità industriali e competenze a livello europeo in due ambiti specifici:

1. lo sviluppo di nuovi prodotti sostenibili, derivanti da filiere agroalimentari non food, quali le bioplastiche ed i biocarburanti;
2. i processi di gestione e trattamento dei rifiuti e dei reflui, orientati al recupero di chemicals, combustibili e materie seconde.

La S3 del Piemonte è guidata da due traiettorie di sviluppo – *smart*, e *resource efficiency*- che rispondono ai principi di crescita intelligente, sostenibilità ambientale ed energetica e risparmio delle risorse. In particolare la traiettoria *resource efficiency*, è intesa come il ricorso alle competenze e ai processi di efficientamento nelle aree di innovazione prioritarie per sostenere l'affermarsi di una economia regionale più sostenibile, contribuendo al raggiungimento dei target delle Policy ambientali ed energetiche Europee.

La necessità, per l'attuale modello di produzione e consumo di confrontarsi con la limitatezza delle risorse disponibili, e la necessità di trovare modalità alternative di approvvigionamento per lo sviluppo ha portato ad affermarsi il concetto di *economia circolare*, che integra e completa la visione del nuovo paradigma di sviluppo sostenibile. La *circular economy*, in contrapposizione ai modelli di sviluppo lineari, è un'economia progettata per "autorigenerarsi": i materiali di origine biologica sono destinati a rientrare nella biosfera, e i materiali di origine tecnica sono progettati per circolare all'interno di un flusso che prevede la minima perdita di qualità. È anche un'economia che intenzionalmente si "ricostituisce": essa mira a basarsi su fonti energetiche di tipo rinnovabile, a minimizzare, tracciare ed eliminare l'uso di sostanze chimiche tossiche, nonché ad eliminare le produzione di rifiuti e sprechi, mediante un'attenta progettazione.

Il modello di azione è quindi quello che fa riferimento ai principi della *green and circular Economy* in quanto in grado di dare attuazione concreta ai principi della sostenibilità indirizzando il territorio e tutti i suoi attori istituzionali, economici e sociali verso una nuova visione economica che rispetti l'ambiente e un modello di sviluppo che sappia creare ricchezza e benessere per tutti con il riutilizzo

[75] Per un approfondimento sul concetto di *Strategies for Smart Specialisations* (RIS 3), vedi http://ec.europa.eu/regional_policy/sources/docgener/presenta/smart_specialisation/smart_ris3_2012.pdf

e la rigenerazione delle risorse, passando attraverso la salvaguardia e la valorizzazione dei servizi che la natura già mette a disposizione delle comunità (servizi ecosistemici).

L'entrata in vigore della Legge 28 dicembre 2015, n. 221 - "Disposizioni in materia ambientale per promuovere misure di green economy e per il contenimento dell'uso eccessivo delle risorse" - indirizza sempre di più l'economia e le politiche del Paese e delle regioni verso tale visione introducendo i temi chiave dello sviluppo sostenibile e disciplinando, attraverso alcune sue misure operative, lo strumento della green economy.

La green economy, può rappresentare per il Piemonte una risposta alla crisi economica in quanto portatrice di nuove soluzioni (tecnologiche e non) per la creazione di un nuovo modello di economia circolare, che soddisfa e induce nuovi modelli di consumo sostenibili e nuovi bisogni in coerenza con l'obiettivo di 'Europa 2020 Crescita Sostenibile[76], che muove verso un'economia più efficiente sotto il profilo delle risorse, più verde e più competitiva. Efficienza energetica, ricorso alle fonti rinnovabili, riconversione ed efficientamento delle reti energetiche, modifica dei sistemi di mobilità con conseguente abbattimento delle emissioni in atmosfera, difesa del suolo, riqualificazione urbana sostenibile, riconversione verde dell'industria e dell'agricoltura, sistemi locali del cibo, tutela e valorizzazione del capitale naturale e sviluppo delle infrastrutture verdi, prevenzione sanitaria alimentare, rappresentano aspetti su cui investire per generare un ciclo innovativo dell'economia dello sviluppo anche in linea con i disposti e gli obiettivi della già citata L.221/2015.

Il PEAR intende conseguire risultati non solo di tipo energetico-ambientale, ma anche di sviluppo socio-economico finalizzati a creare nuove opportunità per le imprese operanti nei settori della green and circular economy (nuova occupazione di qualità, valorizzazione delle risorse e delle competenze del territorio, riqualificazione della manodopera, sostenibilità a lungo termine ecc.) e a stimolare lo sviluppo, l'applicazione e l'accesso alle tecnologie a basso tenore di carbonio. A tal fine, occorre coniugare in chiave strategica le diverse politiche regionali, in particolare quelle sostenute attraverso i fondi strutturali Europei, con gli obiettivi locali di sostenibilità e sviluppo e integrare le azioni che il PEAR intende sviluppare sulla green e circular economy con quelle attivabili nell'ambito delle altre programmazioni regionali, con particolare riferimento a:

1. ricerca e innovazione;
2. formazione professionale;
3. sviluppo sostenibile e cambiamento climatico;
4. internazionalizzazione attiva a sostegno dello sviluppo sostenibile delle economie emergenti e dei Paesi in via di sviluppo.

Le azioni del PEAR per lo sviluppo della green economy in Piemonte saranno finalizzate a creare le condizioni per rafforzare e stimolare l'innovazione tecnologica per la realizzazione di contesti eco-compatibili. A supporto di ciò dovranno essere attivati specifici programmi per stimolare nella scuola il processo di cambiamento culturale e di competenze delle nuove generazioni verso i principi della green and circular economy e per avviare percorsi di formazione per la qualificazione delle professionalità operanti su tale filiera.

[76] http://ec.europa.eu/europe2020/europe-2020-in-a-nutshell/priorities/sustainable-growth/index_it.htm

A tal fine, nel presente capitolo verranno individuate le azioni che si intendono avviare per:

- favorire la transizione produttiva di settori tradizionali verso settori emergenti e consolidare asset territoriali che rendano il territorio attrattivo per nuovi investimenti di impresa nel settore delle *clean technologies*, in coerenza con la S3 regionale;
- incrementare la capacità del sistema regionale di apertura verso i mercati internazionali delle imprese, la capacità di innovazione di processi e prodotti eco-compatibili, la crescita di volumi di vendita di prodotti e servizi sostenibili;
- creare nuova occupazione di qualità anche attraverso la valorizzazione delle risorse e delle competenze presenti sulle filiere del territorio e la riqualificazione della manodopera esistente;
- favorire, anche nell'ambito energetico, il passaggio verso nuovi modelli di consumo nell'ottica del risparmio, dell'efficienza e del "rinnovabile";
- sostenere e favorire percorsi di educazione e formazione professionale indirizzati ai temi della sostenibilità.

Box sulla Strategia Nazionale Sviluppo Sostenibile

La Strategia Nazionale di Sviluppo Sostenibile in corso di approvazione da parte del CIPE propone, tra gli altri obiettivi, una visione per un nuovo modello economico circolare, a basse emissioni di CO2, resiliente ai cambiamenti climatici e agli altri cambiamenti globali causa di crisi locali. In particolare la Strategia nel prevedere un percorso di "sistema" a sostegno della transizione verso un'economia a basse emessioni di carbonio individua quale strumento chiave per l'attuazione di questa scelta la Strategia Energetica Nazionale (SEN).

Gli obiettivi specifici che coinvolgono le scelte in campo energetico/ambientale sono principalmente legati alla necessità di incremento dell'efficienza energetica e della produzione di energia da fonte rinnovabile evitando o riducendo gli impatti sui beni culturali e il paesaggio.

Box sulla Circular Economy

Secondo la definizione della Ellen MacArthur Foundation, l'economia circolare «è un termine generico per definire un'economia pensata per potersi rigenerare da sola». L'economia circolare, in contrapposizione al modello classico di economia lineare, è dunque un sistema in cui, quando un prodotto raggiunge la fine del ciclo di vita, le risorse restano all'interno del sistema economico, in modo da poter essere riutilizzate più volte a fini produttivi e creare così nuovo valore.

Come evidenziato nella Comunicazione COM(2014)398 "Verso un'economia circolare: programma per un'Europa a zero rifiuti", il passaggio ad un'economia più circolare implica cambiamenti nell'insieme delle catene di valore, dalla progettazione dei prodotti ai modelli di mercato e di impresa, dai metodi di trasformazione dei rifiuti in risorse alle modalità di consumo: ciò implica un vero e proprio cambiamento sistemico e un forte impulso innovativo, non solo sul piano della tecnologia, ma anche dell'organizzazione, della società, dei metodi di finanziamento e delle

politiche. Si stima che un uso più efficiente delle risorse lungo l'intera catena di valore potrebbe ridurre il fabbisogno di fattori produttivi materiali del 17%-24% entro il 2030, con risparmi per l'industria europea dell'ordine di 630 miliardi di euro l'anno. Adottando approcci fondati sull'economia circolare l'industria europea potrebbe innalzare potenzialmente il PIL dell'UE fino al 3,9%, attraverso la creazione di nuovi mercati e nuovi prodotti e grazie al relativo valore per le aziende.

La Commissione Europea ha adottato il 2 dicembre 2015 la Comunicazione COM(2015)614 "L'anello mancante: Piano d'azione dell'Unione europea per l'economia circolare" in cui analizza l'interdipendenza di tutti i processi della catena del valore: si va dalla revisione dell'attuale strumentazione normativa e strategica alla proposta di nuovi orientamenti, dal varo di programmi mirati alla definizione di standard di prodotto e di processo, dalla regolamentazione del mercato delle materia prime seconde ad azioni mirate ad ambiti prioritari quali quelli della plastica, dell'agroalimentare, della biomassa, delle costruzioni, fino ad un massiccio sostegno ad attività di ricerca e innovazione, attuato attraverso i programmi diretti e stimolando e sostenendo le azioni di Stati e Regioni.

A livello nazionale i Ministeri dell'Ambiente e dello Sviluppo Economico hanno presentato a luglio 2017 un Documento di inquadramento e di posizionamento strategico per l'Italia sull'economia circolare, in continuità con gli impegni adottati nell'ambito dell'Accordo di Parigi sui cambiamenti climatici, dell'Agenda 2030 delle Nazioni Unite sullo sviluppo sostenibile, in sede G7 e nell'Unione Europea.

La Green economy e il sistema della ricerca e innovazione

La Regione Piemonte, grazie soprattutto alla presenza di un consolidato sistema regionale per la Ricerca e l'innovazione, costituito da aziende leader in settori altamente innovativi, un solido tessuto di piccole e medie imprese, una rete di atenei e centri di ricerca pubblici e privati di eccellenza e qualificati soggetti intermediari/acceleratori d'innovazione (Parchi Scientifici, Poli d'Innovazione, incubatori), è da sempre una regione molto attiva sul fronte della ricerca scientifica e tecnologica. Per quanto riguarda la spesa in Ricerca e Sviluppo, secondo dati MEF (2012), il Piemonte è insieme al Lazio la prima regione con un investimento pari a 1,8% di PIL, contro l'1,3% della media italiana. È inoltre la prima regione per la spesa privata in Ricerca e Sviluppo, pari all'1,42 % del PIL contro una media nazionale dello 0,65%. Nel 2013 tali valori sono ulteriormente migliorati: l'incidenza della spesa totale in R&S sul PIL è risultata pari al 2,03%, mentre la spesa di R&S delle imprese raggiunge l'1,6%, contro una media del Nord-ovest dell'1%.

In Piemonte sono presenti 118 brevetti per milione d'abitanti, in una classifica nazionale che ci colloca dopo l'Emilia Romagna, la Lombardia, il Friuli Venezia Giulia e la Provincia di Bolzano.

Il Piemonte si è dotato nel tempo di un robusto impianto di politiche a sostegno dell'innovazione, che mobilitano gli attori principali del sistema regionale e supportano la capacità di produrre ricerca e innovazione, di generare, assorbire e trasferire nuove tecnologie e di anticipare/rispondere rapidamente alle nuove sfide competitive. In tal senso, un aspetto che nel tempo ha assunto una

dimensione rilevante è la capacità di coniugare innovazione e uso efficiente delle risorse, che sempre più si pone come potente fattore di competitività.

Le politiche di R&S sono attuate principalmente attraverso le misure del POR FESR, la cui strategia di R&S per il periodo 2014-2020 è basata sulla Strategia di Specializzazione Intelligente (S3), che ha identificato alcuni ambiti settoriali (Aerospazio, Automotive, Meccatronica, Green Chemistry/Clean Tech, Life Sciences, Tessile e Agrifood) e traiettorie di sviluppo (tra cui la traiettoria Resource Efficiency – centrale per lo sviluppo della Green economy) su cui concentrare le risorse.

In particolare, l'area Green Chemistry/Clean Tech sviluppa gli obiettivi della bioeconomia che, nel caso del Piemonte, vanta un'eccellenza nella chimica da fonti rinnovabili (lo sviluppo di nuovi prodotti sostenibili, derivanti da filiere di agro-industriali non food, quali le bioplastiche ed i biocarburanti), in particolare nella possibilità di utilizzare biomasse per produrre sostanze biochimiche alternative a quelle di origine fossile. Accanto alle attività già consolidate legate all'interazione con le filiere agricole non-food, si sta inoltre affermando un ambito legato al recupero di materie seconde, chemicals ed energia dai processi di gestione e trattamento dei rifiuti. A valle, sono da attendersi ricadute positive sui mercati dei carburanti, dell'energia, della chimica, del tessile, dell'automotive, della cosmetica e dei prodotti per la salute, oltre che sulla salubrità dei territori e delle comunità.

In questo settore collaborano strettamente e su base continuativa il mondo industriale, agricolo, della ricerca, dei servizi ambientali e delle *utilities*, con l'obiettivo strategico di contribuire allo sviluppo del modello socioeconomico e culturale della *circular economy*.

Anche negli altri settori della S3 il tema dell'efficienza delle risorse e della razionalizzazione energetica assume un ruolo rilevante; nell'ambito dell'Automotive i campi d'applicazione riguardano, ad esempio, i sistemi di trazione alternativi (elettrici, ibridi a idrogeno) e l'alimentazione e accumulo dell'energia, i materiali non tradizionali ad elevate prestazioni e ridotto impatto ambientale, le tecnologie per il fine vita dei veicoli (riciclabilità e recupero energetico); nell'ambito della Meccatronica lo sviluppo di sistemi avanzati di produzione per l'eco-efficienza e l'eco-compatibilità dei processi produttivi; nell'ambito dell'Agrifood, l'ottimizzazione dell'uso delle risorse naturali e idriche, del riutilizzo di sotto-prodotti, riduzione dell'impatto ambientale e la razionalizzazione energetica dei processi produttivi e distributivi nella filiera alimentare.

Azioni in chiave GREEN a sostegno dello sviluppo tecnologico

L'intervento regionale a sostegno della ricerca e dello sviluppo tecnologico si concretizza nell'Asse I del POR FESR 2014-2020 (Ricerca, Sviluppo Tecnologico e Innovazione); l'obiettivo del mix di strumenti in cui è articolato è sostenere l'intero ciclo dell'innovazione, dalla ricerca tecnologica allo sviluppo sperimentale, fino alla fase di pre-industrializzazione, accorciando il time-to-market delle innovazioni. In tal senso, ai modelli di sostegno alla R&S introdotti con successo nel periodo 2007-2013 (Poli d'Innovazione e Piattaforme Tecnologiche, opportunamente aggiornati sulla base della S3 e dei nuovi orientamenti strategici) sono affiancate nuove misure volte a sostenere la crescita di imprese innovative e start up, l'industrializzazione dei risultati della ricerca, l'offerta di infrastrutture per la ricerca a disposizione delle imprese.

Il Piemonte è stata la prima regione italiana ad istituire, nel 2009, i Poli di Innovazione, quali organismi coordinati da un soggetto gestore che aggregano PMI, grandi imprese e organismi di ricerca, mirati alla condivisione della conoscenza, al trasferimento tecnologico, alla collaborazione e alla convergenza su traiettorie d'innovazione e linee di sviluppo comuni.

I 7 Poli d'Innovazione (Smart Manufacturing and Products, Energy and Clean Tech, Green Chemistry and Advanced Materials, Life Sciences, Agrifood, Textile e ICT) derivano da un un percorso di riorganizzazione e razionalizzazione dei Poli attivati nel periodo 2007-2013, anche in termini di coerenza con le aree di specializzazione e le traiettorie della S3. Gli ambiti connessi all'energia, precedentemente articolati in 4 differenti Poli d'Innovazione, sono ora integrati nei due Poli Energy and Clean Tech e Green Chemistry and Advanced Materials, mentre il tema dell'efficienza delle risorse e della sostenibilità dei processi produttivi, in coerenza con la traiettoria *Resource efficiency* della S3, è trasversalmente presente in tutti i Poli.

Le agende di ricerca dei Poli d'Innovazione, proposte dai soggetti gestori sulla base dei bisogni delle imprese associate, e approvate dalla Regione, sono state alla base dei primi bandi lanciati nel 2016 per finanziare progetti di R&I delle imprese già associate o non ancora associate ai Poli, con una dotazione complessiva di 50 milioni di euro. I progetti candidati (circa 150 in totale) devono quindi sviluppare attività collaborative di R&S coerenti con le agende di ricerca.

In particolare, l'agenda di ricerca del Polo Clever (Energy and Clean Tech) affronta ambiti direttamente connessi all'energia, nonché trasversali ai domini industriali oggetto della S3, ed è articolata in sei ambiti principali:

- efficienza e uso razionale dell'energia: tecnologie *core* per le *smart grid* termiche ed elettriche; recupero energetico; gestione efficiente dell'energia;
- efficienza e uso razionale delle risorse idriche: trattamento efficiente delle acque reflue civili ed industriali; uso efficiente delle acque nei processi produttivi;
- economia circolare: soluzioni per il decommissioning di siti civili e industriali; gestione del fine vita di veicoli terrestri e navali; recupero e riuso di materie seconde dai cicli produttivi; waste management;
- mobilità sostenibile: powertrain a carburanti innovativi; tecnologie e componenti di sistemi di propulsione per la mobilità elettrica; infrastrutture di distribuzione dei nuovi carburanti e vettori elettrici per la mobilità;
- cambiamenti climatici: efficienza e sicurezza delle reti ed infrastrutture idriche ed energetiche; protezione delle infrastrutture dai rischi naturali; sicurezza e gestione delle emergenze da rischio naturale e antropico;
- clean solutions: integrazione di KETs nei processi industriali per la prevenzione degli impatti ambientali; concezione e design sostenibile dei prodotti e dei processi; riduzione dell'uso di materiali e sostanze pericolose.

Tra gli ambiti d'intervento del Polo Cgreen (Green Chemistry and Advanced Materials) i più rilevanti per il tema dell'energia e dell'efficienza delle risorse riguardano:

- pre-trattamento, trattamento e conversione di biomassa vegetale, sottoprodotti e scarti per produzione di biocombustibile e/o produzione di energia e calore;
- purificazione del biogas e upgrading in biometano anche liquefatto;
- innovazione ed efficientamento della filiera da biomassa con verifica della sua sostenibilità;
- soluzioni e tecnologie non convenzionali per il pre-trattamento e trattamento delle biomasse;
- modelli di gestione dell'energia anche da fonte rinnovabile, con scambio in rete (smart grid).

Le Piattaforme Tecnologiche sono state concepite nell'ambito della programmazione 2007-2013, al fine di indirizzare il finanziamento pubblico su progetti di larga scala, con una visione strategica di medio periodo e in settori strategici nei quali fossero presenti in Piemonte leader tecnologici, competenze qualificate nel sistema produttivo e della ricerca e un significativo numero di piccole e medie imprese. Nel 2007-2013 sono state attivate piattaforme negli ambiti Aerospazio, Biotecnologie per la scienze della vita, Agroalimentare e Automotive.

Nel corso del 2016 è stata lanciata, nell'ambito di un Accordo di Programma con il MIUR, la Piattaforma Fabbrica Intelligente che ha visto il finanziamento di 5 progetti con fondi nazionali e di ulteriori 4 con fondi del POR FESR, dove il tema dell'Industria 4.0 si coniuga con innovazioni di processo volte a ridurre gli impatti ambientale ed energetico. Si cita, a titolo di esempio, il progetto GREEN FACTORY 4COMPO, che si propone di sviluppare soluzioni innovative di manufacturing per incrementare l'impiego di materiali polimerici compositi ad elevate prestazioni, coniugando beneficio tecnico a costi/investimenti, ad impatto ambientale ed energetico sostenibile. Il progetto, capofilato dal Centro Ricerche Fiat, vede coinvolti un totale di 29 partner (7 grandi imprese, 12 PMI e 10 organismi di ricerca).

La Regione intende inoltre lanciare la Piattaforma Bioeconomia, con un approccio innovativo mutuato dal concetto di economia circolare e che connette due settori prioritari della S3, ovvero Chimica Verde/Cleantech e Agroalimentare. Il principio di fondo è sostenere la transizione da un sistema economico energivoro, basato sulle risorse fossili non rinnovabili e con accentuato impatto ambientale, ad un sistema più sostenibile fondato su un utilizzo razionale ed integrale delle risorse biologiche (biomasse in senso lato). La Bioeconomia si propone pertanto di promuovere lo sviluppo di un'economia a minore impatto ambientale, che rigeneri gli ecosistemi naturali anziché impattarli, e maggiormente efficiente dal punto di vista delle risorse.

La Piattaforma, oltre a rafforzare la ricerca e l'innovazione nello sviluppo di tecnologie nei rispettivi comparti, intende promuovere l'attivazione di processi di simbiosi tra i due settori, finalizzata alla creazione di ecosistemi produttivi "circolari" e di catene produttive "corte" a minor impatto ambientale su scala locale (ma anche globale).

La Piattaforma Bioeconomia, per la quale è prevista una dotazione finanziaria pari a 40 milioni di euro di contributo pubblico, è pienamente coerente con la strategia nazionale "BIT – BioeconomyinItaly". I campi d'applicazione previsti comprendono:

- ottimizzazione e razionalizzazione energetica dei processi produttivi e distributivi della filiera produttiva e distributiva della filiera alimentare;
- incremento della efficienza, della remuneratività e della versatilità delle bioraffinerie con riduzione del loro impatto ambientale, attraverso lo sviluppo di nuovi processi ed associate tecnologie di trasformazione e recupero e purificazione dei prodotti;
- gestione, trattamento e valorizzazione dei rifiuti, delle acque reflue e delle materie prime secondarie;
- ottimizzazione dell'uso delle risorse naturali e idriche, del riutilizzo dei sottoprodotti, della riduzione dell'impatto ambientale nell'industria agro-alimentare;
- conversione di biomasse non food e reflui zootecnici autoctoni per la produzione di prodotti chimici, biocarburanti, bioplastiche.

IR²- Industrializzazione dei risultati della ricerca, è una misura di nuova concezione, che mira a contrastare il divario tra produzione di conoscenze e successiva commercializzazione in beni e servizi, supportando lo sviluppo delle fasi di maggiore prossimità al mercato (pre-industrializzazione e pre-commercializzazione). La misura finanzia progetti rilevanti in termini di dimensione (min. 5 milioni di euro) e che garantiscano, attraverso un piano di investimenti produttivi per lo sfruttamento industriale dei risultati della ricerca, un impatto rilevante per le imprese proponenti e il territorio.

Il bando, lanciato a settembre 2016, ha riscontrato un forte interesse da parte di diversi attori industriali. Tra i progetti ammessi alla seconda fase del processo di selezione, emerge l'ambito della mobilità elettrica, sul quale si concentra una notevole massa critica di investimenti in ricerca, sviluppo sperimentale e realizzazione di dimostratori/prototipi, preludio di rilevanti investimenti produttivi sul territorio regionale.

Ulteriori ambiti di interesse per attività di R&S sul tema energetico sono i seguenti.

- Ambito fonti energetiche rinnovabili:
  - sviluppo di tecnologie per lo sfruttamento della risorsa *vento* anche in regioni, come in Piemonte, in cui risultano assenti venti costanti a bassa quota;
  - sviluppo di tecnologie per la gassificazione.
- Ambito chimica sostenibile:
  - favorire lo sviluppo di bio-raffinerie e bio-combustibili di terza generazione in prosecuzione dell'azione condotta a favore dei combustibili di seconda generazione (che ha portato alla nascita sul territorio piemontese di un impianto produttivo tecnologicamente all'avanguardia in ambito mondiale).
- Ambito storage elettrico e Fonti Energetiche Rinnovabili: lo sfruttamento delle fonti energetiche rinnovabili non programmabili nel settore elettrico sta catalizzando importanti progressi nell'ammodernamento della rete elettrica, incluso l'implementazione di sistemi di accumulo. La natura variabile e decentralizzata di tali fonti energetiche offre avvincenti sfide

tecnologiche per massimizzare e assicurare l'affidabilità nell'approvvigionamento energetico; le sempre maggiori fluttuazioni nella produzione energetica possono infatti minare la stabilità di un sistema elettrico che sempre più richiede strumenti di ottimizzazione e bilanciamento. Favorire lo sviluppo tecnologico dei sistemi di accumulo (storage) e del relativo impatto ambientale nell'intero ciclo di vita risulta pertanto essenziale per una migliore gestione delle energie non programmabili, quali quelle rinnovabili. Il mercato dei sistemi di storage negli ultimi anni è cresciuto notevolmente sia per effetto della riduzione dei costi dell'energia accumulata (inteso come kWh per ciclo) sia per l'orientamento al modello di autoconsumo da parte dei *prosumer* (produttori e contemporaneamente consumatori di energia).

I sistemi di accumulo possono essere utilizzati per erogare servizi di rete, contenere gli sbilanciamenti (soprattutto se combinati con impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili) e contenere i picchi di prelievi di energia elettrica favorendo la massimizzazione dell'autoconsumo energetico. I sistemi di accumulo possono riguardare lo stoccaggio di energia e di calore, indispensabili nella gestione della produzione del calore in impianti cogenerativi.

- Smart Grid ("reti intelligenti"): favorire l'implementazione di soluzioni innovative basate su tecnologie esistenti, con particolare riferimento a:
    - integrazione delle tecnologie (sia rinnovabili, sia di altre forme di generazione);
    - interoperabilità delle soluzioni;
    - gestione ottimizzata della rete elettrica di distribuzione;
    - sviluppo di modelli di generazione distribuita in energy communities;
    - sviluppo di servizi applicativi per l'uso razionale dell'energia attraverso il coinvolgimento degli utenti (anche mobili esempio i veicoli elettrici) e dei consumatori.

- Ambito Edilizia Sostenibile: favorire lo sviluppo di tecnologie di ultima generazione a favore della realizzazione di impianti fotovoltaici innovativi integrati negli elementi edilizi. Tale sviluppo tecnologico risulta sinergico alle azioni a sostegno della filiera delle costruzioni che, come già descritto nel capitolo Efficienza Energetica, sono fondamentali per il perseguimento del target connesso alla riduzione dei consumi energetici del patrimonio immobiliare pubblico e privato, e richiedono l'attivazione di un progetto territoriale per la rigenerazione urbana, la riqualificazione energetica e la messa in sicurezza del patrimonio stesso.
- Pubblica Illuminazione: favorire l'integrazione delle tecnologie disponibili nel campo dell'efficienza energetica con quelle digitali per la realizzazione, nell'ottica delle *smart cities and communities*, di infrastrutture innovative per l'erogazione dei seguenti servizi alla cittadinanza:
    - monitoraggio ambientale;
    - sicurezza;

- infomobilità.

- Produzione di Biogas da FORSU: favorire sistemi di raccolta differenziata innovativi abbinati ad impianti locali, al fine di riconvertire la frazione organica[77] dei rifiuti delle comunità in una risorsa, consentendo di evitare il trasporto dei rifiuti per lunghe distanze e abbattendo i costi relativi alla logistica. Lo sfruttamento energetico della FORSU con la produzione di biogas è generalmente considerato come l'opzione più virtuosa dal punto di vista ambientale, avendo un'impronta di carbonio estremamente bassa. Gli impianti di biogas oggi sono sempre più compatti ed economicamente interessanti e sostenibili anche per ridotte quantità di rifiuti raccolti.

  Va sottolineato che, se la filiera è adeguata, la raccolta differenziata genera importanti benefici economici ed ambientali. I cittadini devono essere adeguatamente sensibilizzati alla differenziazione dei rifiuti domestici, il servizio di raccolta rifiuti deve essere dotato di risorse, mezzi e strutture adeguate alla raccolta e stoccaggio dei rifiuti in maniera differenziata. Occorrono, infine, degli impianti capaci di trasformare i rifiuti raccolti in materie riutilizzabili, ad esempio plastica, vetro, carta e metalli e altri.

- Produzione di BioMETANO: In anni recenti, il principale utilizzo del biogas in Europa è stato la generazione di elettricità. Questa situazione è stata essenzialmente legata ai sistemi incentivanti esistenti (ad esempio, la tariffa *feed-in* per l'elettricità da fonti rinnovabili). Tuttavia, la maggioranza degli impianti a biogas non dispongono di utilizzatori del calore prodotto nelle vicinanze, con una conseguente perdita delle possibilità di ottimale sfruttamento della risorsa. La trasformazione del biogas in biometano offre nuovi e interessanti scenari di utilizzo, grazie alla possibilità di iniezione nella rete del gas naturale. A questo fine, tuttavia, vi sono alcuni passaggi da percorrere, tra cui, in primo luogo, l'*upgrade* a biometano dell'impianto a biogas. Questo comporta una serie di operazioni, tra cui la desolforizzazione del biogas e la separazione della CO_2. Inoltre, devono essere verificati la deidratazione del biogas, la produzione e l'utilizzo del calore necessario per i processi, i sistemi di pompaggio nella rete del gas naturale, la misura delle caratteristiche del biometano in relazione alla qualità del gas immesso in rete. Allo stato attuale, tuttavia, gli ostacoli maggiori all'immissione del biogas nella rete di distribuzione sono rappresentati da normative non definite e non incentivanti (in corso però di ridefinizione), proprio per questo motivo pare invece avere maggiori possibilità di sviluppo l'utilizzo per autotrazione, tanto che sono già stati autorizzati i primi impianti ad operare in tal senso.

Sarà, inoltre, fondamentale attivare sinergie con azioni volte alla promozione delle Smart Cities and Communities, da strutturare e organizzare anche con riferimento al tema delle Green Communities di cui all'art. 72 della L. 221/2015, prevedendo la realizzazione di living lab in grado di testare dei dimostratori in contesti territoriali in cui siano presenti impianti di produzione di energia rinnovabile afferenti a diverse tipologie, un'infrastruttura digitale avanzata e utilizzatori di diversa natura disponibili alla sperimentazione. Una tale azione richiede il coinvolgimento di un partenariato

[77] La frazione organica dei rifiuti urbani è costituita dalla frazione umida (scarti di cucina domestici, ristoranti, mense etc.) e verde (sfalci d'erba, potature etc.) che rappresentano insieme circa il 35% della produzione complessiva di rifiuti urbani.

pubblico-privato: da una parte i fornitori di soluzioni e tecnologie, centri di ricerca e incubatori e università e dall'altra gli utilizzatori, imprese, pubblica amministrazione e consumatori.

Focus sulle Smart grid e green community

Un importante contributo alla razionalizzazione dei consumi energetici può derivare dallo sviluppo delle *Smart grid* che possono validamente unire necessità derivanti dallo sfruttamento di energia proveniente da fonti rinnovabili sempre più diversificate e quindi variamente distribuite sul territorio ad applicazioni integrate di sistemi di accumulo e di ottimizzazione dei consumi.

La Smart Grid è una rete elettrica in grado di gestire ed integrare, al fine di ottimizzarne l'efficienza, il comportamento e le azioni di tutti gli utenti connessi (siano essi punti di generazione, di utilizzo, di accumulo, ecc.).

Lo sviluppo della generazione distribuita può assumere, grazie alle Smart grid, una notevole rilevanza non solo in termini di produzione di energia elettrica e di riduzione delle perdite di rete, ma soprattutto in termini di rilancio delle economie e delle attività locali anche in aree svantaggiate come quelle montane o rurali.

Tali aree possono concorrere, sfruttando al meglio risorse ad oggi poco o nulla utilizzate, attraverso la produzione sostenibile di energia finalizzata all'autoconsumo o ad una distribuzione su scala locale, alla creazione di quelle *"Oil free zone"* previste dall'art.71 della legge 221 del 28 dicembre 2015 dalle quali possono discendere a cascata svariate possibilità di sviluppo sostenibile in ambito turistico, agricolo ecc.

La stessa creazione delle "*Green Community"* prevista dall'art.72 della medesima legge trova nell'ambito energetico una base entro la quale costruire un progetto di sviluppo per le aree montane e rurali sostenibile e duraturo.

Il sostegno all'innovazione diretta alla creazione delle Green Community e alle Smart Grid si è già concretizzato al livello comunitario attraverso il finanziamento di numerosi progetti nell'ambito del programma Horizon 2020. A livello nazionale il decreto ministeriale del 19 ottobre 2016 istituisce un regime di Aiuto di Stato per il sostegno agli investimenti per le infrastrutture elettriche. Il regime di aiuti è definito sulla base delle disposizioni stabilite dal Regolamento (UE) 651/2014 del 17 giugno 2014 (*Regolamento generale di esenzione per categoria*).

La Green economy e le filiere locali

Con filiera energetica si definisce in senso stretto l'insieme delle aziende che concorrono alla catena di fornitura del prodotto energia.

La filiera energetica per eccellenza è quella che costituisce di fatto il sistema elettrico nazionale, le cui fasi principali sono le seguenti:

- dispacciamento;
- produzione di energia;
- trasmissione;
- distribuzione;
- vendita.

Con lo sviluppo delle tecnologie per lo sfruttamento delle fonti energetiche rinnovabili e di prodotti eco-sostenibili si sono sviluppati rapporti sinergici tra diversi operatori economici che hanno dato origine allo sviluppo di filiere energetiche di diverso tipo.

La filiera energetica piemontese coinvolge diversi attori. In particolare:

- imprese manifatturiere ed artigianali operanti nella realizzazione della componentistica meccanica, elettrica ed elettronica;
- produttori di biomassa (aziende agricole, forestali, industrie cartarie, alimentari e produttrici di scarti costituiti da biomassa);
- imprese ed aziende operanti nella costruzione, manutenzione ordinaria e straordinaria degli impianti;
- progettisti e associazioni professionali;
- università, istituti di ricerca (per lo studio e il test di nuove e possibili tecnologie da applicare e implementare sul territorio);
- imprese ed aziende operanti nel controllo continuo e periodico del funzionamento degli impianti;
- utilizzatori dei prodotti (materie prime o semilavorati) da bio-raffineria: settore chimico, cosmetici, industria plastica e della gomma, industria farmaceutica.

Azioni in chiave GREEN a sostegno della Filiera Energetica

Al fine di valorizzare le filiere presenti sul territorio e creare nuova imprenditorialità nel settore energetico, potranno svilupparsi sinergie con azioni previste sull'Asse prioritario III "Competitività dei sistemi produttivi" del POR FESR 2014-2020, che offre opportunità di supporto alle PMI attraverso misure volte a favorire l'innovazione di prodotto e processo nelle PMI, l'attrazione degli investimenti sul territorio e l'internazionalizzazione del sistema produttivo.

Tra le misure in corso di attuazione nell'ambito dell'Asse III, quelle che maggiormente supportano la crescita *green* riguardano:

- il sostegno ad investimenti finalizzati ad introdurre innovazioni nel processo produttivo per trasformarlo radicalmente, al fine di adeguarlo alla produzione di nuovi prodotti, diversificare la produzione o per rendere il processo comunque più efficiente dal punto di vista energetico-ambientale, dell'uso di acqua e materie prime, produttivo e della sicurezza; al miglioramento delle prestazioni energetico-ambientali del ciclo produttivo è riconosciuta una premialità;
- il sostegno all'internazionalizzazione delle PMI, con particolare riferimento alle filiere innovative delle aree di specializzazione della S3, compreso l'ambito Green Chemistry/Clean Tech.

Le azioni a sostegno della Filiera della Biomassa per usi energetici

Lo sviluppo a fini energetici dei prodotti e sottoprodotti della filiera forestale e agro-industriale rappresenta un obiettivo comune tra il PEAR e il nuovo Piano di Sviluppo Rurale (PSR) 2014-2020. Infatti, si ritiene che un importante contributo ai fini della sostenibilità dell'utilizzo soprattutto delle biomasse di origine forestale, a prescindere dal ricorso a specifiche tecnologie di combustione e dalle misure di conservazione dell'energia applicabili agli edifici per ridurne il fabbisogno (cfr. Cap. I), debba derivare dalla progressiva sostituzione della risorsa importata dall'estero con risorsa estratta localmente e valorizzata tramite una filiera corta.

Lo sviluppo di una filiera locale agro-forestale di dimensioni significative potrebbe portare benefici non solo in termini energetici, ma anche in ambito socio-economico, con ricadute connesse alla diversificazione del reddito, alla migliore gestione di sottoprodotti ed effluenti, alla riduzione dei costi di produzione connessi alla valorizzazione degli scarti (reflui zootecnici e sottoprodotti, scarti dell'industria agroalimentare, scarti delle segherie e delle industrie del legno), a una migliore gestione del territorio (sia delle foreste, sia di argini fluviali, torrenti e canali irrigui) nonché a un possibile incremento occupazionale.

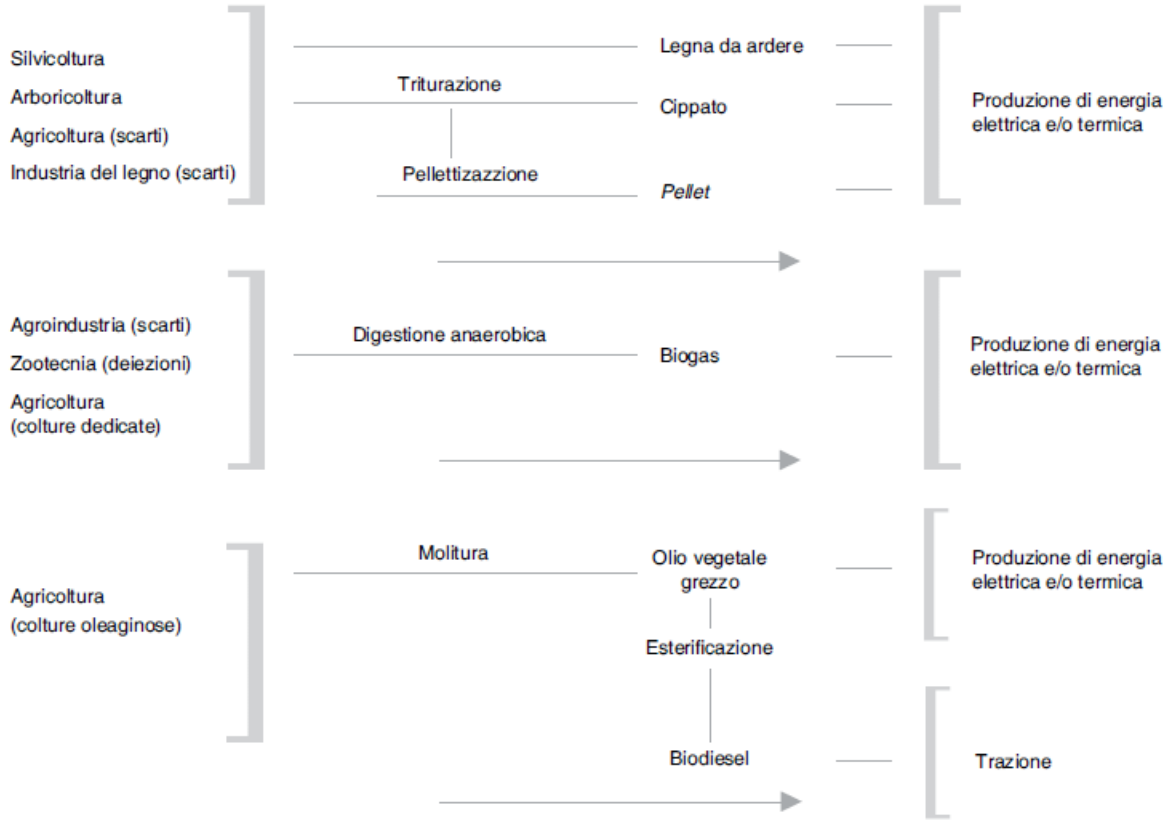


Figura 137 - Filiera del consumo di biomassa sul territorio regionale (fonte dati: Relazione programmatica per l'energia - 2009)

Nonostante la notevole disponibilità di biomassa legno-cellulosica, il comparto forestale regionale stenta a decollare per diverse cause, tra cui le difficoltà nella gestione dei boschi dovuta alla parcellizzazione della proprietà, le difficoltà di accesso ai boschi dovute anche alla mancanza di manutenzione degli stessi, nonché, come conseguenza, gli elevati costi della biomassa locale.

Nell'ambito del Piano di Sviluppo Rurale (PSR) 2014-2020 sono previste misure che intendono superare le criticità evidenziate.

In particolare le seguenti misure potrebbero risultare fondamentali nel sostenere processi di "aggregazione" tra imprese finalizzate al rafforzamento della filiera:

- 16.4 "Sostegno a nuove forme di cooperazione per creazione di filiere corte, mercati locali, attività promozionali"
- 16.6 "Attuazione di progetti specifici per la produzione di energia e processi industriali" [art.35, comma 2, lettere d) e h) del Reg. (UE) 1305/2013[78]].

Inoltre, agendo sull'incremento della capacità di offerta del combustibile locale e sull'integrazione fra produttori di biomassa e produttori di energia, si potranno coniugare obiettivi di sviluppo economico locale con obiettivi di politica energetica e forestale.

[78] http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2013:347:0487:0548:it:PDF

In quest'ottica già nell'ambito del Programma Attuativo Regionale per l'utilizzo dei Fondi per lo Sviluppo e la Coesione (PAR FSC) nel 2014 è stata avviata una specifica azione (Asse III - Azione 2 "Sviluppo sostenibile dell'ambiente montano" - Progetto "Filiera bosco energia") per lo sviluppo della filiera bosco-energia.

Il bando prevedeva la realizzazione di interventi di gestione dei patrimoni forestali montani in modo collegato (filiere corte) a investimenti finalizzati alla valorizzazione delle biomasse raccolte attraverso la produzione e vendita di energia.

Il bando, fissati alcuni requisiti unitamente a criteri di priorità, ha lasciato ampio spazio alla capacità propositiva dei potenziali beneficiari riguardo alle modalità di organizzazione fra i diversi soggetti e interventi che costituiscono le filiere. Tale aspetto ha costituito un fattore di successo del bando in argomento: ne sono una prova le 31 proposte presentate, di cui 27 ritenute idonee al finanziamento (con un investimento previsto di 17,7 M€) e 8 effettivamente finanziate per complessivi 1,4 M€ di fondi pubblici, per un investimento totale pari a 7,7 M€.

Va, poi, rilevato che un elemento di criticità, che frena la volontà di investimento degli operatori, è attualmente rappresentato dall'incertezza circa la disciplina relativa all'erogazione degli incentivi per la produzione di energia elettrica prodotta in impianti a fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico.

In sinergia con le misure FEASR, le azioni a sostegno della filiera dovranno, nel dettaglio:

- agevolare la gestione forestale per migliorare qualità e quantità della produzione locale di legna da ardere, anche attraverso la qualificazione degli operatori del settore;
- favorire gli investimenti per lo sviluppo della rete di viabilità forestale e le dotazioni di macchine e attrezzature;
- favorire lo sviluppo di forme di gestione associata della risorsa forestale e di aggregazione delle proprietà per sfruttare economie di scala, mediante la costituzione di consorzi delle proprietà forestali e degli operatori forestali con quelli energetici sostenendo la filiera corta;
- creare le condizioni (supportando sia la parte di gestione forestale sia quella di trasformazione) per la realizzazione di una filiera regionale di produzione del pellet di qualità, anche in considerazione della importante crescita della domanda di questo combustibile, che consente una gestione semplice degli impianti, anche a livello familiare.

La realizzazione di una filiera regionale del *pellet* di qualità, purtroppo, non può basarsi sull'integrazione con le attività produttive connesse alla trasformazione industriale del legno, a causa delle caratteristiche specifiche di questo comparto industriale, caratterizzato da segherie di medio-piccole dimensioni spesso integrate nelle imprese di falegnameria e carpenteria. Mancano quindi i grandi volumi di lavorazione (tipici di paesi come la Germania o la Svezia), i cui scarti alimentano la produzione di pellet. Peraltro, l'Italia è il maggiore consumatore europeo di pellet (il rapporto produzione/consumo è pari a 1/10) e il perseguire un obiettivo di maggiore equilibrio fra domanda e offerta rappresenta un'opportunità di sviluppo economico da cogliere. L'azione che si intende perseguire è finalizzata all'integrazione della produzione del pellet con la cogenerazione da biomassa, in quanto le economie di scala che si possono realizzare nella fase di approvvigionamento della biomassa e l'utilizzo del calore del cogeneratore nel processo di pellettizzazione, possono contribuire a rendere sostenibile la produzione industriale.

Attraverso il FEASR, in definitiva, si intende incentivare gli anelli della filiera a monte dell'impianto (che potrà continuare a trovare sostegno economico all'interno delle misure di incentivazione nazionale) con l'obiettivo di riduzione di costi della biomassa, anche a vantaggio dell'utente finale.

L'affermazione della filiera energetica potrà quindi rappresentare un'integrazione delle attività e del reddito per il comparto agro-forestale. La gestione potrà anche essere demandata a soggetti differenti dagli imprenditori agricoli o forestali, in possesso delle necessarie competenze e qualifiche professionali (ad esempio, le ESCO) che assicurano anche una corretta gestione termoidraulica degli impianti di produzione energetica.

Azioni per favorire Progetti di sviluppo Territoriale sostenibile

La Legge 28 dicembre 2015 n. 221 introduce alcune misure al fine di dare operatività sul territorio ai temi della *green economy*: pagamento dei servizi ecosistemici, *green community* e *oil free zone* sono un esempio di meccanismi e strumenti utili per indirizzare verso la sostenibilità, e nello stesso tempo rendere remunerativo, lo sviluppo locale.

L'articolo 71, in particolare, promuove l'istituzione delle *oil free zone* ("aree libere dal petrolio"), nelle quali si prevede l'attivazione di comunità di soggetti che operino in luoghi in cui è prevista la progressiva sostituzione del petrolio e dei suoi derivati con energie prodotte da fonti rinnovabili.

In linea con l'articolo suddetto, il Piemonte con la legge regionale 3 agosto 2018, n. 12 promuove l'istituzione di comunità energetiche, quali enti senza finalità di lucro, cui possono partecipare soggetti pubblici e privati, costituiti al fine di superare l'utilizzo del petrolio e dei suoi derivati, e di agevolare la produzione e lo scambio di energie generate principalmente da fonti rinnovabili, nonché forme di efficientamento e di riduzione dei consumi energetici. Ai sensi ella legge citata, i comuni che intendono proporre la costituzione di una comunità energetica, oppure aderire a una comunità energetica esistente, adottano uno specifico protocollo d'intesa, redatto sulla base dei criteri adottati con provvedimento della Giunta regionale. La Regione sostiene finanziariamente la fase di costituzione delle comunità energetiche, indirizzando tale sostegno alla predisposizione dei progetti e della documentazione correlata alla costituzione delle comunità.

Le comunità energetiche, entro sei mesi dalla loro costituzione, redigono un bilancio energetico e, entro dodici mesi, un documento strategico, coerente con il Piano regionale energetico-ambientale, che individua le azioni per la riduzione e dei consumi energetici da fonti non rinnovabili e l'efficientamento dei consumi energetici.

Al fine di garantire un'efficace governance multilivello, la Giunta regionale istituisce, con apposito provvedimento, un Tavolo tecnico permanente fra le comunità energetiche e la Regione al fine di acquisire i dati sulla riduzione dei consumi energetici, sulla quota di autoconsumo e sulla quota di utilizzo di energie rinnovabili e di individuare le modalità per una gestione più efficiente delle reti energetiche anche attraverso la consultazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente.

Per la realizzazione di tale obiettivo servirà un'azione coordinata di tutti i soggetti tecnici, economici e istituzionali presenti a livello territoriale e dei soggetti regolatori nazionali, in primo luogo l'ARERA.

In attuazione del PEAR potranno essere definiti Macro Ambiti Territoriali (MAT) al cui interno procedere alla successiva individuazione delle aree in argomento. In tale attività di definizione, la Regione potrà utilizzare appositi criteri energetici e territoriali capaci di garantire principi quali:

- Ampiezza: l'area deve essere abbastanza ampia da offrire sufficiente massa critica, in termini di risorse umane economiche e finanziarie, per supportare una proficua strategia di sviluppo, ma deve essere al contempo sufficientemente piccola da consentire un'interazione a livello locale. Tale criterio si potrà basare sulla popolazione dell'area coinvolta, sull'ammontare dei consumi energetici e sulle caratteristiche della rete elettrica;
- Coerenza: il territorio deve formare un'unità coerente in termini di potenzialità di sfruttamento "energetico" e, possibilmente, possedere caratteristiche omogenee in termini geografici, economici (disponibilità di risorse endogene) e sociali.

Tale aspetto potrebbe assumere particolare rilievo nell'area alpina piemontese, caratterizzata da un'ampia disponibilità di risorse rinnovabili presenti in un contesto fortemente marginalizzato: la creazione di *comunità energetiche* in ambito montano potrebbe così rappresentare un importante tassello per lo sviluppo socio – economico, ed ambientalmente sostenibile del territorio anche nell'ottica delle *smart communities*. Inoltre, altre interessanti opportunità per lo sviluppo di tali comunità potrebbero essere offerte da:

- aree rurali caratterizzate dalla presenza di importanti attori della filiera economica delle fonti energetiche rinnovabili, in grado di rappresentare un significativo polo di produzione energetica sostenibile nel campo delle FER (termiche, elettriche, biocombustibili, …), ove compatibile con i temi di tutela della qualità dell'aria, nonché in grado di garantire l'attrattività necessaria allo sviluppo delle altre condizioni al contorno (sistema della R&S, players industriali, …);
- aree industriali o poli energetici dismessi, che potrebbero garantire la necessaria infrastrutturazione per intraprendere azioni nella direzione delle *comunità energetiche* (es. pozzi esauriti utilizzabili per lo sfruttamento dell'energia geotermica presente o centrali dismesse). Tali aree omogenee possono quindi rappresentare anche un'importante occasione per la riconversione delle aree industriali dismesse o sottoutilizzate in un'ottica di sviluppo eco-sostenibile e di riduzione del consumo di suolo.

Esse richiederanno una progettazione di dettaglio in chiave di sostenibilità ambientale, realizzabile sotto la regia delle istituzioni locali, basata su criteri mirati alla funzionalità tecnico-logistica e all'accessibilità, alla qualità estetico-edilizia, all'inserimento paesaggistico, all'efficienza energetica e alla sicurezza, contenendo ovviamente l'uso delle risorse naturali e contribuendo alla loro tutela.

Gli stessi principi di sostenibilità e tutela dovranno indirizzare la loro realizzazione che richiederà, verosimilmente, interventi sulle reti energetiche in chiave *smart* e sui sistemi di trasporto, sugli impianti di depurazione, nonché sulla raccolta, lo stoccaggio e la gestione dei rifiuti e potranno costituire un elemento per aumentare l'attrattività del Piemonte.

Quest'azione potrà avere ricadute anche sull'incremento dei consumi da FER sul territorio regionale andando ad aumentare il target previsto per il numeratore della frazione di calcolo dell'obiettivo di Burden Sharing.

Il 2015 è stato un anno di svolta nel passaggio da un'economia basata sui combustibili fossili a quella guidata dalla sostenibilità ambientale a seguito dell'approvazione di due documenti strategici: da una parte la, già più volte citata Agenda 2030 ONU sullo sviluppo sostenibile, dall'altra lo storico Accordo di Parigi sul cambiamento climatico che ad oggi grazie alla ratifica della maggior parte dei paesi aderenti (55 paesi che rappresentano più del 55% delle emissioni globali di gas a effetto serra) è, a tutti gli effetti, entrato in vigore il 4 novembre 2016 impegnando fortemente le scelte degli stati anche in materia energetica[79].

Con Decreto Direttoriale Prot. 86/CLE del 16 giugno 2015 lo stato italiano ha approvato la Strategia Nazionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici e ad oggi è in fase di discussione il relativo Piano che proprio dagli obiettivi dell'Accordo prende avvio.

La Regione Piemonte è già concretamente impegnata, con il coinvolgimento di tutte le sue politiche, in tale percorso avendo sottoscritto, il 26 novembre 2015, il Protocollo UNDER 2 MOU" ("*Subnational Global Climate Leadership Memorandum of Understanding"* approvato con DGR 59-2493 del 23 novembre 2015). Il Protocollo raccoglie l'impegno di 167 governi sub-nazionali (in rappresentanza di 33 Paesi e 6 continenti) nella riduzione delle emissioni globali; in particolare si impegnano entro il 2050 a ridurre le proprie emissioni climalteranti dall'80 al 95% rispetto al valore del 1990, oppure al di sotto di due tonnellate pro-capite per anno.

Inoltre con DGR n. 24-5295 del 3 luglio 2017 la Regione Piemonte si è impegnata a redigere e approvare la Strategia regionale sul cambiamento climatico come orientamento delle diverse politiche e di piani e programmi di settore ad obiettivi strategici, volti ad incidere sia sulle cause, sia sugli effetti del cambiamento climatico. Sono proprio i modelli di azione della *green and circular economy* ad essere individuati quali strumenti prioritari per il conseguimento degli obiettivi.

Sempre su iniziativa del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare è inoltre in fase di redazione, anche attraverso la consultazione di tutti i portatori di interesse, la Strategia Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile, che territorializza gli obiettivi del Millennio individuando, per l'Italia, target al 2030, indicatori per il monitoraggio e politiche utili per garantire il raggiungimento di detti risultati. A scala locale il PEAR rappresenterà riferimento per le strategie e le politiche energetiche sostenibili.

L'art. 72 della citata Legge n. 221/2015 introduce la Strategia nazionale della Green Community, altro elemento di rilievo al fine di stimolare l'avvio di processi territoriali di sviluppo *green* che, anche a partire dalla componente energetica, possono concretamente portare elementi di crescita per le comunità locali. In particolare la strategia citata individua il valore dei territori rurali e di montagna che intendono sfruttare in modo equilibrato le risorse principali di cui dispongono, tra cui in primo luogo acqua, boschi e paesaggio, e aprire un nuovo rapporto sussidiario e di scambio con le comunità urbane e metropolitane, in modo da poter impostare, in una visione *green*, un piano di sviluppo in tutta una serie di attività tra cui:

[79] La "nuova" posizione negativa degli Stati Uniti rispetto all'Accordo di Parigi, ad oggi solo annunciata, deve ancora essere valutata in funzione degli obblighi previsti per i sottoscrittori.

- gestione integrata e certificata del patrimonio agro-forestale, anche tramite lo scambio dei crediti derivanti dalla cattura dell'anidride carbonica, la gestione della biodiversità e la certificazione della filiera del legno;
- gestione integrata e certificata delle risorse idriche;
- produzione di energia da fonti rinnovabili locali, quali i microimpianti idroelettrici, le biomasse, il biogas, l'eolico, la cogenerazione e il biometano;
- sviluppo di un turismo sostenibile, capace di valorizzare le produzioni locali;
- costruzione e gestione sostenibile del patrimonio edilizio e delle infrastrutture di una montagna moderna;
- efficienza energetica e integrazione intelligente degli impianti e delle reti;
- sviluppo sostenibile delle attività produttive (*zero waste production*);
- integrazione dei servizi di mobilità;
- sviluppo di un modello di azienda agricola sostenibile che sia anche energeticamente indipendente attraverso la produzione e l'uso di energia da fonti rinnovabili nei settori elettrico, termico e dei trasporti.

Azioni per favorire i *Green Jobs* e la Qualificazione del sistema produttivo

In una regione come il Piemonte in cui il tasso di disoccupazione è da alcuni anni stabilmente sopra il 10% e in cui la disoccupazione giovanile assume una dimensione sempre più preoccupante, la potenzialità occupazionale della *Green economy* è un fattore che apre interessanti prospettive di sviluppo.

Focus sui Green Jobs

Numerose e stimolanti sono le occasioni di mercato oggi offerte da quelli che vengono definiti "Green jobs", ovvero quelle occupazioni mansioni che richiederanno maggiori competenze green per rispondere all'esigenza sempre più sentita, in ogni comparto, di coniugare equilibrio economico, utilizzo delle risorse e salvaguardia ambientale. A stimolare la crescita di questa domanda sono, già ad oggi, diversi fattori, tra cui hanno un ruolo molto importante le politiche per il contrasto ai cambiamenti climatici e le nuove abitudini di consumo in quanto alimentano la richiesta di tecnologie, beni e servizi green. I settori economici più coinvolti saranno i servizi avanzati di supporto alle imprese, i servizi formativi, l'agricoltura e la pesca, le costruzioni, i trasporti e le public utilities (energia, gas, acqua e ambiente). Le politiche per il contrasto dei cambiamenti climatici avranno un ruolo fondamentale nella rivoluzione verde che sta caratterizzando il nostro paese.

Attività che aiutano a tutelare e proteggere gli ecosistemi e la biodiversità; a ridurre il consumo di energia, risorse e acqua tramite il ricorso a strategie ad alta efficienza; a minimizzare o evitare la creazione di qualsiasi forma di spreco o inquinamento, a valorizzare e utilizzare le fonti energetiche

rinnovabili. Da quanto emerge da un nuovo rapporto dell'International Labour Organization (ILO) realizzato dal Green Job Initiative ("Lavorare per uno sviluppo sostenibile. Opportunità di lavoro dignitoso e inclusione sociale nell'economia verde") "la transizione verso un'economia più verde, avrà ripercussioni su almeno la metà della manodopera mondiale, l'equivalente di 1,5 mld di persone". Lo studio sostiene che otto settori avranno un ruolo centrale e subiranno le conseguenze maggiori: l'agricoltura, l'industria forestale, la pesca, il settore dell'energia, l'industria manifatturiera ad alta intensità di manodopera, il riciclaggio dei rifiuti, le costruzioni e i trasporti.

Secondo i dati raccolti nel rapporto Green Italy 2016 si conferma la penetrazione crescente delle strategie di sostenibilità ambientale nel tessuto produttivo italiano, in tutti i settori, nessuno escluso con le relative ricadute per il comparto occupazionale: il rapporto osserva che i green Jobs in senso stretto sono (anno 2015) quasi 3 milioni (2.964 mila, 21 mila in più dell'anno prima); nel 2016 le assunzione programmate di green Jobs e figure ibride con competenze green sono arrivate a 249 mila, pari al 44,5% della domanda complessiva di lavoratori non stagionali. Tra gli assunti nei settori della progettazione e della ricerca e sviluppo, poi, le figure green sono il 66% del totale: segno evidente del legame strettissimo fra green economy, innovazione e competitività (Fondazione Symbola - Unioncamere, GreenItaly, 2016).

Oltre ai settori dell'eco-industria, contribuiscono a tali numeri quei comparti che generano posti di lavoro connessi all'ambiente come l'agricoltura biologica, la silvicoltura sostenibile e il turismo ecologico, settori che possono essere strategici per una valorizzazione del made in Italy e soprattutto dei prodotti tipici locali e regionali. Questo dati sono ancor più significativi per la Regione Piemonte che ha vissuto l'industria automobilistica come l'asse portante dello sviluppo economico sociale dell'ultimo secolo ma che si trova ora alla fine di quel ciclo e con un'urgente necessità di creare nuovi impellenti volani di sviluppo.

Secondo i dati Eco-impresa di Ambiente-Italia, si contano, al 2011, circa 1.300 eco-imprese diffuse su tutto il territorio piemontese, con un fatturato di 2,6mld€ e 33mila addetti, distribuite nelle diverse province (Torino 45%, Cuneo 20%, Alessandria 9%, Novara 8%, Biella 6%, Asti 5%, Vercelli 4% e Verbania 3%). Si tratta di imprese di piccola dimensione: su un campione di 600 imprese analizzate, il 73% conta meno di 10 impiegati, il 21 % tra gli 11 e i 50, solo il 6% più di 50. Quasi la metà (49%) sono concentrate nel settore energia, con il solare che rappresenta il 76% seguono quelle del trattamento di rifiuti (19%) e dell'acqua (12%), aria (10%) e R&S (9%).

Secondo i dati i dati degli avviamenti al lavoro dell'Agenzia Lavoro Piemonte nel periodo 2008-2011 si registra un 4% di posti di lavoro connessi alla green economy, si tratta di oltre 8.000 addetti in più di 1.500 imprese. Le assunzioni "green" riguardano in Piemonte prevalentemente l'Agricoltura (34,3%), i Servizi alle Imprese (18,3%), i Servizi alla Persona (9,8%) e la Trasformazione industriale (11,1%).

A tal fine, un ruolo importante è affidato alla formazione professionale mirata a soddisfare le richieste di professionalità che emergono dalla transizione economica verso la *Green economy*.

Focus sulla Formazione Professionale in Regione Piemonte

I servizi di formazione sono forniti principalmente dal sistema delle istituzioni pubbliche. È un sistema da tempo in trasformazione, che in passato si basava -soprattutto in Piemonte- su una rete vasta di istituti industriali e professionali (tutt'ora esistente, sebbene abbia nel tempo cambiato ruolo e funzioni) e che oggi trova in soggetti formativi nuovi, e certo più in grado di rispondere alle esigenze della società della conoscenza, il suo bacino di riferimento. Questi sono in particolare le due Università regionali, il Politecnico, i Centri di Alta Formazione, gli Enti di ricerca pubblici e le Fondazioni private, gli Istituti di ricerca del CNR, ed infine la vasta trama di imprese e organismi che offrono stage e borse di studio. Di questi una parte sempre più consistente riguarda la formazione green.

La formazione professionale erogata dalla Regione Piemonte sui temi della Green economy comprende una varietà di corsi molto differenti tra loro per obiettivi, durata e utenza: si va dai corsi brevi della formazione aziendale (la maggior parte) alla formazione permanente (un quarto del totale dei corsi professionali) rivolti soprattutto ai disoccupati e a chi intende riconvertirsi o orientarsi verso nuovi lavori. Quest'ultimi riguardano soprattutto i corsi di installazione di impianti solari e fotovoltaici e i corsi sull'agricoltura biologica. Ma vi sono anche corsi di livello superiore per la formazione al lavoro, di durata almeno annuale (master, formazione post-diploma), che interessano quasi il 14% dei corsi professionali green. In ogni caso, i corsi green non sono ancora molti, la quota dei corsi professionali su temi ambientali si attesta su poco meno del 3% dell'offerta totale regionale e quella dei partecipanti al 2,6%. Nelle figure che seguono è illustrata una panoramica dei corsi di formazione istituiti nella regione negli ultimi sei anni su tematiche riconducibili alla green economy.

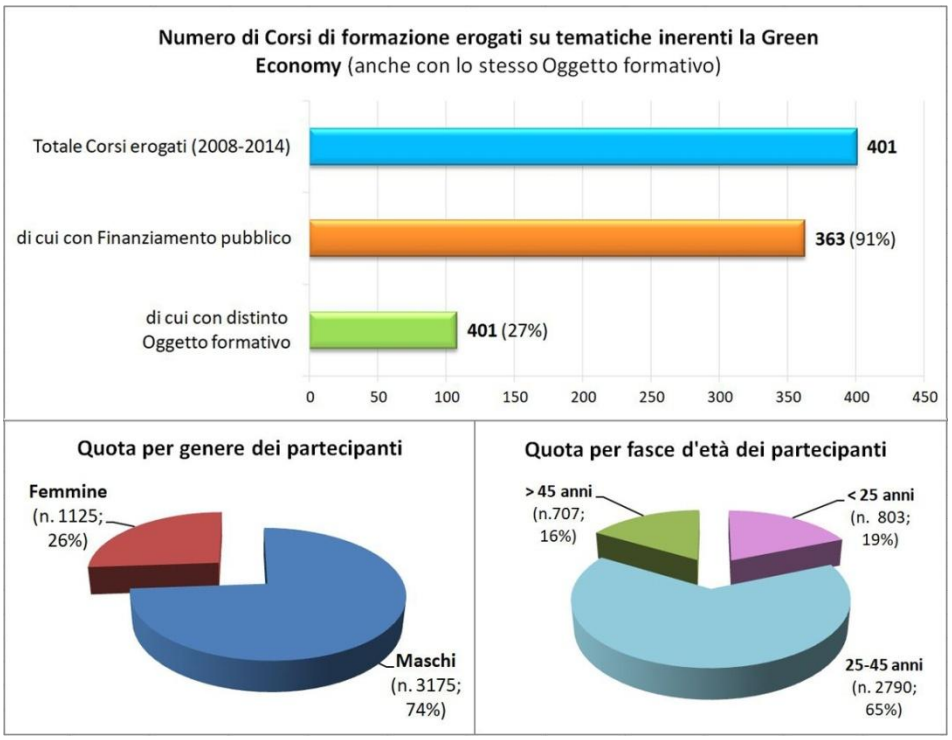


Figura 138 - Dati sul settore formazione professionale (fonte dati: elaborazione Regione Piemonte)

L'offerta formativa ambientale universitaria si presenta più omogenea e consistente. Nella maggior parte delle Regioni la quota di corsi green di livello universitario si attesta tra il 5 e il 7% con una media italiana del 6,3%. Il Piemonte con il 6,6% è lievemente al di sopra: si tratta di 18 corsi universitari (su 272 complessivi), di cui 8 al Politecnico, 8 all'Università di Torino e 2 al Piemonte Orientale. Le facoltà interessate sono tutte scientifiche, con una netta prevalenza del Politecnico.

L'intervento regionale a sostegno dei Green Jobs e per la qualificazione del sistema produttivo potrà essere portato avanti attraverso l'attivazione di sinergie con le misure del POR FSE 2014-2020.

La richiesta di tecnici ed operatori qualificati nel settore è sempre maggiore ma non sempre il mercato riesce a rispondere adeguatamente alla domanda. Una crescita professionale degli operatori potrà garantire un aumento della diffusione delle tecnologie innovative efficienti, diffondere la cultura dell'efficienza energetica in modo da trasformare il tema dell'energia da "costo fisso" a opportunità di crescita e di competitività con ricadute di tipo occupazionale. Pertanto, al tal fine, risulta importante:

- promuovere Interventi formativi per elevare le competenze a rafforzamento degli obiettivi di promozione delle fonti energetiche rinnovabili e dell'efficienza energetica, con particolare riferimento al rafforzamento delle competenze dei professionisti impegnati nella realizzazione degli audit energetici, dei termotecnici nonché degli installatori di componenti edilizi e impianti, in linea con i dettati della Direttiva 27[80];
- favorire la creazione di nuovi profili professionali nel settore della *Green economy*;
- promuovere lo sviluppo di competenze tecnico-professionali nella pubblica amministrazione e nelle imprese sui temi dell'efficienza energetica, delle fonti energetiche rinnovabili, della mobilità sostenibile e più in generale della green economy secondo standard normativi comuni a livello interregionale;
- supportare la certificazione (anche volontaria) delle ESCO (UNI 11352) e degli Esperti di Gestione Energia EGE (ISO 50001), nel rispetto delle raccomandazioni della Commissione Europea e della normativa nazionale, al fine di estendere le opportunità di business internazionali, comunitarie e nazionali e consentire la partecipazione del sistema locale alla realizzazione delle azioni per la promozione dell'efficienza energetica (cfr. Cap. II);
- accrescere la competenza della forza lavoro attraverso l'adeguamento dell'offerta formativa con le direttrici dello sviluppo economico e in stretta connessione con i fabbisogni espressi dal tessuto produttivo;
- sviluppare reti di soggetti attivi nel campo della formazione (istituti tecnici-professionali, università, centri di ricerca,….) per il soddisfacimento dei fabbisogni formativi sui temi *green*;
- supportare la certificazione ambientale volontaria di imprese (EMAS[81], Ecolabel UE[82] , UNI EN ISO 14001[83] , ISO 50001[84]) e prodotti (CFP).

[80] http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2012:315:0001:0056:IT:PDF
[81] http://ec.europa.eu/environment/emas/index_en.htm
[82] http://ec.europa.eu/environment/ecolabel/

Focus sulle certificazioni ambientali

1. Certificazione dell'impronta ecologica del prodotto CFP: l'analisi dell'impronta ecologica di un dato prodotto può essere definita come la superficie di territorio (terra e acqua) ecologicamente produttivo nelle diverse categorie (terreni agricoli, pascoli, foreste ecc.) che è necessaria per fornire tutte le risorse di energia e materia per i consumi in atto per realizzare il prodotto indagato oltre ad assorbire tutti gli scarti di quel prodotto, data la sua attuale tecnologia, indipendentemente da dove tale territorio sia situato. Possiamo quantificare le emissioni di gas climalteranti che vengono generate nell'intero ciclo di vita di un prodotto. Per un'azienda dinamica certificare la CFP (Carbon Footprint of Product) vuol dire analizzare tutte le fasi necessarie a realizzare il prodotto per ottimizzare le tecnologie, i costi e i rendimenti dei processi e dei materiali implicati nella realizzazione dello stesso e prepararsi coscienziosamente per le nuove possibilità che si apriranno nei prossimi anni quando le emissioni di gas serra saranno considerate un costo di produzione. Per questo motivo certificare l'impronta ecologica di un prodotto significa essere consapevoli di quanto questo prodotto potrà essere competitivo nel mercato della sostenibilità.

2. EMAS (Eco –Management and Audit Scheme) è uno strumento volontario creato dalla Comunità europea al quale possono aderire volontariamente le organizzazioni (aziende, enti pubblici, ecc.) per valutare e migliorare le proprie prestazioni ambientali e fornire al pubblico e ad altri soggetti interessati informazioni sulla propria gestione ambientale. Esso rientra tra gli strumenti volontari attivati nell'ambito del V Programma d'azione a favore dell'ambiente. Scopo prioritario dell'EMAS è contribuire alla realizzazione di uno sviluppo economico sostenibile, ponendo in rilievo il ruolo e le responsabilità delle imprese. L'organizzazione che ottiene la registrazione EMAS riceve un riconoscimento pubblico che ne conferma la qualità ambientale e garantisce l'attendibilità delle informazioni relative alla sua performance ambientale. Il sistema di gestione ambientale richiesto da EMAS è basato sulla norma ISO 14001, di cui sono richiamati tutti i requisiti. La seconda versione di EMAS (EMAS II) è stata pubblicata dalla Comunità europea con il Regolamento 761/2001, modificato successivamente dal Regolamento 196/2006. La terza versione (EMAS III) è stata pubblicata dalla Comunità europea il 22/12/2009 con il Regolamento 1221/2009 che abroga e sostituisce il precedente Regolamento. Il Regolamento EMAS III introduce inoltre gli indicatori chiave da utilizzare, che riguardano in particolare l'efficienza energetica, l'efficienza dei materiali, l'acqua, i rifiuti, la biodiversità e le emissioni in atmosfera.

3. ECOLABEL UE è il marchio di qualità ecologica dell'Unione Europea, che contraddistingue prodotti e servizi che pur garantendo elevati standard prestazionali sono caratterizzati da un ridotto impatto ambientale durante l'intero ciclo di vita. Ecolabel UE è stato istituito nel 1992 dal Regolamento n. 880/92 ed è oggi disciplinato dal Regolamento (CE) n. 66/2010 in vigore nei 28 Paesi dell'Unione Europea e nei Paesi appartenenti allo Spazio Economico Europeo – SEE (Norvegia, Islanda, Liechtenstein). Ecolabel UE è un'etichetta ecologica volontaria basata su un sistema di criteri selettivi, definito su base scientifica, che tiene conto degli impatti ambientali dei prodotti o servizi lungo l'intero ciclo di vita ed è sottoposta a certificazione da parte di un ente indipendente

[83] http://www.iso.org/iso/iso14000
[84] http://www.iso.org/iso/home/standards/management-standards/iso50001.htm

(organismo competente). La prestazione ambientale è valutata su base scientifica analizzando gli impatti ambientali più significativi durante l'intero ciclo di vita del prodotto o del servizio, tenendo anche conto della durata della vita media dei prodotti e della loro riutilizzabilità/riciclabilità e della riduzione degli imballaggi e del loro contenuto di materiale riciclato. I criteri Ecolabel, stabiliti a livello europeo con un'ampia partecipazione di parti interessate tra cui anche associazioni europee di consumatori e ambientaliste, riguardano anche aspetti importanti inerenti la salute e la sicurezza dei consumatori. Riguardano inoltre, ove pertinente, i principali aspetti sociali ed etici dei processi produttivi.

4. ISO 14001: Le norme ISO serie 14000 rispecchiano, a livello internazionale, il generale consenso circa le attuali buone pratiche rivolte alla protezione dell'ambiente, applicabili a qualunque organizzazione e in qualunque parte del globo. L'intera serie ISO 14000 fornisce strumenti manageriali per le organizzazioni che vogliano porre sotto controllo i propri aspetti ed impatti ambientali e migliorare le proprie prestazioni in tale campo. Gli standard sugli SGA non indicano livelli prescrittivi di miglioramento della prestazione, ma indicano le modalità per gestire le attività in modo da perseguire gli obiettivi di prestazione autonomamente determinati. L' ISO 14001 è la norma che può essere attuata da qualsiasi tipo di organizzazione che intenda conseguire un miglioramento nell'esercizio delle proprie attività attraverso l'adozione di un sistema di gestione ambientale; tale norma è stata recepita dal nuovo Regolamento EMAS.

5. ISO 50001: La norma UNI CEI EN ISO 50001, "Energy management systems — Requirements with guidance for use" specifica i requisiti per creare, avviare, mantenere e migliorare un sistema di gestione dell'energia il cui obiettivo è quello di consentire ad un'organizzazione di perseguire, con un approccio sistemico, il miglioramento continuo delle proprie prestazioni energetiche, migliorando l'efficienza e diminuendo i consumi.

Attualmente la legge 28 dicembre 2015, n.221 all'art.17 garantisce ai possessori della registrazione al sistema EMAS elemento di preferenza per l'assegnazione di contributi, agevolazioni e finanziamenti in materia ambientale; tale agevolazione vale altresì per i possessori delle certificazioni UNI EN ISO 14001, del marchio di qualità ecologica dell'Unione Europea (Ecolabel UE) e della certificazione ISO 50001 relativa al sistema di gestione razionale dell'energia.

Il valore del sistema dell'Unione di ecogestione e audit (EMAS), viene riconosciuto anche dall'art. 87 del D.lgs 50/2016 come strumento idoneo alla certificazione di qualità oltre ad altri sistemi purchè siano conformi all'art.45 del regolamento (CE) n. 1221/2009 o accreditate ai sensi del regolamento (CE) n. 765/2008.

Il valore dei sistemi di certificazione (serie UNI CEI ISO 9000 - EMAS – UNI EN ISO 14001 - Ecolabel UE -Inventario di gas ad effetto serra UNI EN ISO 14064-1 - Impronta climatica (carbon footprint) di prodotto UNI ISO/TS 14067- UNI CEI EN ISO 50001 riguardante il sistema di gestione dell'energia – UNI CEI 11352 – ISO 27001) viene rafforzato ulteriormente dal nuovo D.Lgs. 56/2017 all'art.59 dove vengono previste, a beneficio degli operatori economici che le possiedano, delle riduzioni sugli importi delle garanzie fideiussorie necessarie per la partecipazioni alle procedure di gara.

Inoltre l'art.60 del D.Lgs. 56/2017 riconosce esplicitamente (oltre ad altri sistemi di certificazione) il possesso del marchio l'Ecolabel UE tra i criteri in base ai quali aggiudicare un appalto.

Focus sulla Educazione alla sostenibilità

Intorno alla green economy occorre creare una "green society" e questo non può avvenire senza innovazione in campo sociale, grazie anche alla leva fondamentale dell'educazione.

La Green Education risulta fondamentale al fine di accompagnare l'aumento dell'offerta di prodotti e servizi green, ma anche, dall'altro, di fare crescere la domanda da parte dei cittadini.

Al proposito la Regione Piemonte ha già avviato un programma di attività che ha come riferimento il Protocollo di Intesa "La regione Piemonte per la Green Education" sottoscritto da una serie di soggetti pubblici e privati con l'intento di costruire una Community per la Green Education Piemontese organizzata in una Rete tra i sistemi istituzionale, educativo, formativo, produttivo, della ricerca e del terzo settore.

La finalità è quella di favorire il processo di cambiamento culturale e di competenze delle nuove generazioni verso i principi della Green Economy e Circular Economy.

Ad oggi sono una trentina i sottoscrittori del Protocollo e le attività già avviate coinvolgono scuole di ogni ordine e grado. Le attività sono progettate dai diversi soggetti sottoscrittori tentando di rispondere alle nuove esigenze espresse dal mondo del lavoro rispetto alle nuove competenze green.

Il Protocollo rappresenta un'opportunità per mettere in relazione il mondo della scuola con quello della produzione e, più in generale, del lavoro che sempre di più rappresenta esigenze di specializzazione e/o di capacità dei ragazzi di costruire e generare valore nei singoli comparti dello sviluppo, in funzione dei profondi cambiamenti che si stanno concretizzando, anche dal punto di vista del green.

Azioni per favorire un cambiamento culturale negli acquisti della pubblica amministrazione

L'evoluzione green degli appalti pubblici rappresenta un efficace strumento di politica industriale con cui perseguire obiettivi di miglioramento ambientale in grado di coniugare l'efficienza della spesa pubblica e la capacità dei sistemi produttivi a generare risposte migliori sotto il profilo ambientale.

Le linee d'azione destinate a migliorare la sostenibilità ambientale dei consumi e delle spese delle pubbliche amministrazioni sono state chiaramente indicate nel "Piano d'Azione Nazionale (PAN) per la sostenibilità degli Acquisti della Pubblica Amministrazione" approvato con Decreto Interministeriale 11 aprile 2008 poi aggiornato con la revisione del 2013.

Buona parte delle indicazioni contenute dal PAN per il GPP sono state recepite dal nuovo Codice degli Appalti D.Lgs. 50/2016 successivamente modificato dal D.Lgs. 56/2017, e hanno quindi ottenuto obbligatorietà di applicazione. Si evidenzia che ai sensi dell'art.23 del D.Lgs. 56/2017 i Criteri Ambientali Minimi (CAM) approvati con Decreti Ministeriali vanno applicati sempre e per l'intero valore dell'importo a base d'asta delle gare. E' importante ricordare che ad applicare i CAM secondo

quanto previsto dalla normativa non sarà solo SCR Piemonte ma tutte le stazioni appaltanti dovranno conformare le proprie procedure.

Al fine di raggiungere gli obiettivi del vigente Piano d'Azione Nazionale (PAN) per la sostenibilità degli Acquisti della Pubblica Amministrazione[85] (D.M. Ambiente 10 aprile 2013) sostenibili per la Pubblica Amministrazione e per dare piena applicazione alle norme contenute nel D.Lgs. 50/2016, successivamente modificato dal D.Lgs. 56/2017, si propone di:

- adottare a livello di territorio regionale gli ambiziosi obiettivi del PAN GPP tramite l'offerta di opportuni strumenti di supporto agli altri Enti Locali che oggi si devono confrontare con i nuovi obblighi di legge. Prevedere quindi uno studio, nell'ambito della disciplina e dei principi propri della contabilità pubblica, di meccanismi premiali nel calcolo della spesa delle amministrazioni che acquistano secondo criteri ambientali;
- promuovere la formazione presso le Pubbliche Amministrazioni e gli operatori economici coinvolti nelle forniture e favorire il flusso di informazioni corrette e puntuali per creare una nuova cultura e sensibilità presso le Stazioni Appaltanti prevedendo idonei strumenti per la divulgazione e diffusione presso i fornitori;
- migliorare e promuovere la competitività e l'innovazione tecnologica delle aziende e delle imprese che operano nel settore della green economy attraverso la qualificazione dei prodotti e l'introduzione di strumenti di analisi e valutazione oggettivi (ad esempio Life Cycle Assesment – LCA); nonché attraverso l'applicazione della metodologia Life Cycle Cost - LCC nelle procedure d'appalto al fine di orientare le PA verso scelte d'acquisto convenienti dal punto di vista economico-finanziario in un'ottica di medio e lungo termine; tenuto conto di quanto normato in materia dall'art. 96 del D.lgs 50/2016 e modificato dal D.lgs 56/2017;
- informare gli operatori del settore dell'esistenza di un mercato in crescita popolato da prodotti "virtuosi" (ed in alcuni casi innovativi) che hanno scelto la strada della certificazione secondo standard di riferimento riconosciuti a livello internazionale o nazionale;
- favorire l'utilizzo e lo sviluppo da parte delle pubbliche amministrazioni del sistema per la valutazione energetico-ambientale degli edifici "Protocollo ITACA Regione Piemonte" di cui alla DGR 64-12776, del 7/12/2009, "Approvazione dello schema di Accordo Quadro Regione Piemonte – Itaca", in modo da attuare politiche di incentivazione verso l'edilizia sostenibile (ad esempio, Housing Sociale, Programmi di Recupero Urbano (Contratti di Quartiere – PRUACS), Regolamenti Edilizi Comunali, Gare d'appalto, Piano Casa, Edilizia Scolastica, Edilizia Commerciale, Edilizia Rurale, Piani Urbanistici, ecc.);
- consolidare il ricorso agli EPC (energy performance contracts) per l'efficientamento dei consumi energetici della PA tramite le ESCO (cfr. indirizzi contenuti nella dgr n. 3-5449 del 4 marzo 2013).

[85] www.minambiente.it/sites/default/files/archivio/allegati/GPP/PAN_GPP.pdf

Focus sul Protocollo Itaca Regione Piemonte

Il Protocollo ITACA è uno strumento di valutazione, basato sulla metodologia internazionale SBTool sviluppata da 25 nazioni nell'ambito del processo Green Building Challenge coordinato da iiSBE, il cui scopo è la classificazione della prestazione di un edificio rispetto alla prassi corrente locale. Il risultato finale è un punteggio, una sorta di "pagella", che indica il livello di sostenibilità della costruzione come incremento rispetto alla prassi corrente. Quest'ultima viene definita attraverso l'attribuzione di pesi ai criteri e di prestazioni soglia stabilite in relazione ai regolamenti e alla norme tecniche vigenti. Il Protocollo ITACA Regione Piemonte è infatti contestualizzato rispetto al contesto piemontese e allineato ai regolamenti e alle norme tecniche regionali.

Attraverso l'applicazione del Protocollo ITACA l'edificio viene analizzato rispetto alle principali problematiche ambientali: energia, acqua, materiali, rifiuti, impatto sul sito, comfort, qualità del servizio. A seconda della prestazione raggiunta la costruzione riceve un punteggio da -1 a 5 per ogni criterio. Il valore zero è il "benchmark", ovvero rappresenta la performance standard, il livello 3 corrisponde alla migliore pratica corrente, il 5 all'eccellenza. I punteggi ottenuti vengono aggregati attraverso somme pesate per determinare quello complessivo, anch'esso variabile tra -1 a +5. Il sistema garantisce l'oggettività dell'analisi, impiegando indicatori e metodi di verifica validati. Non vengono prescritte strategie e soluzioni progettuali specifiche, ma la qualità della costruzione viene verificata in termini prestazionali. In tal senso vengono valorizzate le capacità progettuali e di realizzazione dell'edificio.

Esistono diverse versioni del Protocollo ITACA Regione Piemonte applicabili a diverse destinazioni d'uso: edifici residenziali, edifici commerciali, edifici scolastici, edifici rurali, stazioni di servizio ed edifici super alti (utilizzato per la certificazione del grattacielo nuova sede della Regione). Il numero di criteri che compongono i vari protocolli differisce a seconda della destinazione d'uso.

Il Protocollo ITACA Regione Piemonte è dal 2003 alla base di numerosi programmi e politiche regionali di incentivazione. E' stato utilizzato per la prima volta nell'ambito dei "Contratti di Quartiere II". Il bando infatti conteneva la prima versione del Protocollo ITACA Regione Piemonte per edifici residenziali, composto da 12 criteri di valutazione. In base al punteggio ottenuto, gli operatori di edilizia sociale hanno avuto la possibilità di ricevere un bonus fino a € 12.000 per alloggio. Questo tipo di approccio è stato ripreso nell'ambito del "Programma Casa 10.000 Alloggi entro il 2012". In questo caso è stato previsto l'obbligo del raggiungimento di un punteggio minimo per l'ammissione al finanziamento e la possibilità di ricevere un bonus fino a 10.000 euro per alloggio. Incentivi volumetrici basati sul Protocollo ITACA sono stati invece previsti nel caso del "Piano Casa" (Legge Regionale 14 luglio 2009 nr. 20 e ss.mm.ii.) in caso di demolizione e ricostruzione. Per quanto concerne l'edilizia commerciale la DGR 12 luglio 2013 (Aggiornamento del sistema di valutazione della sostenibilità ambientale denominato "Protocollo ITACA - Edifici commerciali - Regione Piemonte 2010) prevede l'obbligo della certificazione Protocollo ITACA Regione Piemonte per le strutture di nuova realizzazione, oggetto di riqualificazione, per ampliamenti, deroghe alle superfici di vendita, ecc. Il Protocollo ITACA è stato anche utilizzato nei bandi di finanziamento per l'edilizia scolastica e per le stazioni di servizio. Per quanto concerne le

gare d'appalto pubbliche, il Protocollo ITACA è stato parte integrante di quella della Città di Torino che ha riguardato la realizzazione del nuovo Energy Center. Infine la nuova Sede Unica della Regione Piemonte, il grattacielo progettato da Fuksas, è in fase di certificazione con la versione speciale del Protocollo ITACA per edifici Super Alti.

Azioni per favorire l'accesso al credito e la finanziabilità delle iniziative nel settore energetico

Il mondo sta cambiando velocemente e la Green economy è un motore potente in differenti settori produttivi, ma anche in diversi processi, azioni, politiche inerenti all'organizzazione dei flussi finanziari, la tassazione, la pubblica amministrazione. Un nuovo ciclo di crescita fondato su nuovi investimenti in tecnologie di prodotto e processo, nonché su nuove forme di integrazione tra esse, richiede una profonda riorganizzazione degli strumenti di finanziamento, della governance e delle politiche di tassazione alle diverse scale territoriali.

In generale, ad oggi il flusso di capitali verso la green economy è ancora insufficiente, anche nella prospettiva per l'Italia di dover ottemperare agli impegni internazionali di sviluppo sostenibile e di lotta al cambiamento climatico. Così come ben espresso nel Rapporto di sintesi del Dialogo nazionale dell'Italia per la finanza sostenibile[86], elaborato nel dicembre 2016, è assolutamente necessario che vengano adottati approcci innovativi in campo finanziario, altrimenti il Paese e i territori locali potrebbero non cogliere le opportunità per migliorare la propria performance economica sfruttando le nuove opzioni offerte dai mercati sostenibili.

Il riordino del sistema di fiscalità generale deve essere prioritario a livello nazionale, con obiettivi sia di tipo strutturale (efficace attuazione del federalismo fiscale), sia di tipo congiunturale (l'urgenza di ridurre il carico fiscale gravante su imprese e persone fisiche, stimolare la crescita economica, generare nuovi posti di lavoro).

Analizzando il sistema finanziario italiano nella sua complessità, il Dialogo Nazionale ha identificato 18 diverse azioni per stimolare il sistema finanziario italiano nella direzione dello sviluppo sostenibile, che possono essere raggruppate in quattro aree di intervento:

- mettere in atto un quadro regolamentare di riferimento favorevole lavorando tra gli altri sul sistema della finanza pubblica, sulla politica fiscale generale;
- stimolare l'innovazione finanziaria in aree prioritarie tra cui le PMI, i Green Bonds, le Tecnologie pulite;
- migliorare l'infrastruttura di mercato in termini di trasparenza e governance intervenendo ad esempio sulla rendicontazione delle imprese sulle informazioni non finanziarie;
- rafforzare le capacità, la consapevolezza e le conoscenze.

[86] Nel febbraio 2016 è stato lanciato dal Ministero dell'Ambiente il Dialogo Nazionale per la Finanza Sostenibile con lo scopo di fare il punto sulle pratiche in essere, identificare le sfide strategiche e proporre le opzioni di politiche che consentano di effettuare un salto di qualità a partire dai numerosi e promettenti segnali di cambiamento attuali. http://www.minambiente.it/pagina/finanza-sostenibile

Nell'attuale periodo la maggioranza delle imprese risente da un lato della diminuzione della domanda di mercato che rende difficile la gestione ordinaria della propria attività, dall'altro di una significativa diminuzione di credito che rende difficile la realizzazione di nuovi investimenti. Anche gli strumenti di agevolazione del credito incontrano difficoltà ad essere pienamente efficaci e a sfruttare al meglio le poche risorse disponibili.

Si avverte quindi la necessità di assicurare una programmazione più certa e duratura delle diverse tipologie di incentivi a disposizione. Le esperienze degli ultimi anni hanno evidenziato, in alcuni casi, i limiti di questi strumenti a causa di un loro proliferare e sovrapporsi su scala diversa (es. fondi nazionali, bandi regionali), della loro natura non strutturale e anche della limitata disponibilità di risorse.

Proprio a partire dalla materia energetica una particolare attenzione dovrebbe essere rivolta, nelle politiche fiscali, a prevedere una riforma per rimuovere, progressivamente ma con rapidità e certezza, i sussidi ambientalmente dannosi. La stessa L. 221/2015 all'art. 68 prende in considerazione tale tema prevedendo l'istituzione del Catalogo dei sussidi ambientalmente dannosi e dei sussidi ambientalmente favorevoli, la cui prima edizione è stata pubblicata a dicembre 2016[87]. Tale documento ha come obiettivo principale l'individuazione dei sussidi ambientalmente rilevanti analizzandoli suddivisi per settori: agricoltura, energia, trasporti, IVA e altri sussidi, considerando sia le spese fiscali sia i sussidi diretti, con riferimento agli effetti finanziari al 2016. L'elenco delle spese fiscali considerate in questa prima edizione del Catalogo include non solo le agevolazioni riguardanti le cosiddette "tasse ambientali" (imposte energetiche, sui veicoli di trasporto, sull'inquinamento e sulle risorse), ma anche detrazioni, deduzioni e crediti di imposta riguardanti la tassazione sui redditi delle persone fisiche (IRPEF) e giuridiche (IRES, IRAP), nonché le aliquote agevolate IVA.

[87] http://www.minambiente.it/pagina/catalogo-dei-sussidi-ambientalmente-dannosi-e-dei-sussidi-ambientalmente-favorevoli

ALLEGATO 1: AREE E SITI NON IDONEI ALL'INSTALLAZIONE DI IMPIANTI DI PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTE RINNOVABILE

AREE E SITI NON IDONEI ALL'INSTALLAZIONE DI IMPIANTI DI PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTE RINNOVABILE AI SENSI DEI PARAGRAFI 17.1 E 17.2 DELLE LINEE GUIDA PER L'AUTORIZZAZIONE DEGLI IMPIANTI ALIMENTATI DA FONTI RINNOVABILI EMANATE CON IL D.M. 10.09.2010.....308

BOX 1: AREE INIDONEE E AREE DI ATTENZIONE PER LA LOCALIZZAZIONE DEGLI IMPIANTI EOLICI 309
BOX 2: AREE INIDONEE E AREE DI ATTENZIONE PER LA LOCALIZZAZIONE DEGLI IMPIANTI DI PRODUZIONE ELETTRICA ALIMENTATI DA BIOMASSE 322
BOX 3: AREE INIDONEE E AREE DI ATTENZIONE PER LA LOCALIZZAZIONE DEGLI IMPIANTI IDROELETTRICI 342
BOX 4: AREE INIDONEE E AREE DI ATTENZIONE PER LA LOCALIZZAZIONE DEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI A TERRA 350

Aree e siti non idonei all'installazione di impianti di produzione di energia da fonte rinnovabile ai sensi dei paragrafi 17.1 e 17.2 delle linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili emanate con il D.M. 10.09.2010.

Con il D.M. del 10.09.2010, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 219 del 18.09.2010, sono state emanate le "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili"; le stesse sono entrate in vigore il 3.10.2010, con ciò ponendo la Regione nelle condizioni di adottare i provvedimenti necessari a tutelare i territori piemontesi di pregio, evitando la compromissione delle loro caratteristiche peculiari, tra le quali non vanno sottaciute, ma evidenziate in particolare quelle paesaggistiche, ambientali, naturalistiche ed agricole.

Le suddette *Linee guida* stabiliscono infatti le condizioni per assicurare il corretto inserimento nell'ambiente e nel paesaggio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili e specificano, tra l'altro, i criteri e le condizioni sulla base dei quali le Regioni possono individuare le aree e i siti non idonei all'installazione per ciascuna fonte di specifiche tipologie di impianto, anche articolate per soglie di potenza e per taglie di impianto.

Ai sensi del paragrafo 17 del D.M. 10.09.2010 "al fine di accelerare l'iter di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, in attuazione delle disposizioni delle presenti linee guida, le Regioni e le Province autonome possono procedere alla indicazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti secondo le modalità di cui al presente punto e sulla base dei criteri di cui all'allegato 3".

Più specificamente le Regioni e le Province autonome "*conciliano le politiche di tutela dell'ambiente e del paesaggio con quelle di sviluppo e valorizzazione delle energie rinnovabili attraverso atti di programmazione congruenti con la quota minima di produzione di energia da fonti rinnovabili loro assegnata (Burden Sharing), assicurando uno sviluppo equilibrato delle diverse fonti*". Le aree non idonee sono, dunque, individuate dalle Regioni – prosegue il paragrafo 17.2 del D.M. – "*nell'ambito dell'atto di programmazione con cui sono definite le misure e gli interventi necessari al raggiungimento degli obiettivi di Burden Sharing fissati in attuazione delle suddette norme. Con tale atto, la regione individua le aree non idonee tenendo conto di quanto eventualmente già previsto dal piano paesaggistico e in congruenza con lo specifico obiettivo assegnatole*".

In tale contesto, nell'ambito dei tematismi elencati dalle *Linee guida* nell'Allegato 3 – Criteri per l'individuazione di aree non idonee, come previsto dal Paragrafo 17.2 delle stesse, si è tenuto conto delle peculiarità del territorio piemontese, cercando così di conciliare le politiche di tutela del paesaggio, dell'ambiente, del territorio rurale e delle tradizioni agroalimentari locali con quelle afferenti ad un'efficace implementazione di strategie e azioni tese a favorire il conseguimento degli obiettivi comunitari del cosiddetto "pacchetto clima" in materia energetica, tra cui lo sviluppo e la valorizzazione delle energie rinnovabili in Piemonte. In tale direzione, si è inteso affiancare l'applicazione di criteri di tutela del territorio e dell'ambiente alla piena implementazione di alcuni dei principi e degli obiettivi su cui è incardinata la Direttiva 2009/28/CE.

Sulla base dell'istruttoria condotta, sono stati individuati i siti non idonei all'installazione e all'esercizio di impianti per la produzione di energia elettrica alimentati da fonte eolica, idraulica, fotovoltaica, nonché per gli impianti alimentati dalle biomasse.

La Regione Piemonte ha già provveduto all'individuazione delle aree e dei siti non inidonei all'installazione di impianti fotovoltaici a terra (D.G.R. n. 3-1183 del 14.12.2010) e all'installazione ed esercizio di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da biomassa (D.G.R. n. 6-3315 del 30.01.2012).

Per quanto riguarda, invece, la realizzazione di impianti di produzione elettrica alimentati da fonte idraulica ed eolica, è stata questa la sede opportuna per condurre, di concerto con le altre Direzioni regionali interessate, l'istruttoria per l'individuazione delle aree inidonee alla realizzazione ed all'esercizio dei suddetti impianti.

Le aree ed i siti individuati quali inidonei sono elencati ed esaminati nel dettaglio per ognuna delle fonti energetiche prese in esame (eolico, biomasse, idroelettrico, fotovoltaico). Accanto a quelli inidonei sono poi stati individuati alcuni ambiti territoriali che richiedono un particolare livello di attenzione nella valutazione dei progetti in quanto, pur senza essere compresi nelle aree inidonee, presentano elementi di criticità paesaggistica, ambientale, nonché correlata alla presenza di aree agricole di qualità e di situazioni di pericolosità. La presenza di siffatte criticità richiede, ai fini di una compiuta valutazione del progetto in sede autorizzativa, la presentazione di specifici elaborati tecnico-progettuali, atti a consentire un giudizio istruttorio circa le possibilità di un loro superamento.

I criteri tesi all'individuazione di aree inidonee alla realizzazione di impianti di produzione elettrica alimentati da fonte rinnovabile si focalizzano prevalentemente sui tematismi per i quali si realizza specificamente l'interferenza o impatto connesso alla tipologia impiantistica del caso. Per ogni fonte è stato quindi preso in esame il contesto d'impatto specifico e derivate le aree inidonee e di attenzione specifiche, come meglio dettagliato di seguito.

Box 1: aree inidonee e aree di attenzione per la localizzazione degli impianti eolici

I criteri tesi all'individuazione di aree inidonee alla realizzazione di impianti di produzione elettrica alimentati da fonte eolica si focalizzano prevalentemente su tematismi afferenti alla fruizione visiva del paesaggio, nonché all'impatto sull'avifauna/chirotterofauna, come peraltro previsto dal citato punto 17 delle *Linee guida*, e generano limitazioni anche in funzione delle taglie d'impianto:

- 0 – 20 kW, microeolico per autoconsumo
- > 20 kW < 60 kW, microeolico
- > 60 kW < 200 kW, minieolico
- > 200 kW, industriale

Aree inidonee

1. Aree ricomprese nell'intorno di 50 metri per lato dalle vette e dai sistemi di crinali montani e pedemontani riconosciuti dal Piano Paesaggistico Regionale (Ppr) (art. 13 delle N.T.A.) e ricadenti in aree e immobili individuati ai sensi degli artt. 134, c. 1, lett. a) e c), e 157 del D.Lgs. n. 42/2004 (Codice). Tutte le taglie d'impianto.
2. Siti (core zone) e le relative aree esterne di protezione (buffer zone) inseriti nella lista del patrimonio mondiale dell'UNESCO (Residenze Sabaude e Sacri Monti), ai sensi dell'art. 135, c. 4, lett. d) del Codice, e rappresentati nella Tavola P5 del Ppr. Tutte le taglie d'impianto.
3. Siti UNESCO "*I paesaggi vitivinicoli del Piemonte: Langhe-Roero e Monferrato*" disciplinati ai sensi dell'art. 33 delle NTA del Ppr e rappresentati nella Tavole P5 e P6. Tutte le taglie d'impianto; nelle buffer zone l'inidoneità sussiste limitatamente agli impianti di potenza superiore a 20 kW.
4. Aree in fascia A del PAI, ai sensi dell'art. 29 delle NTA. Tutte le taglie d'impianto.
5. Aree a rischio idrogeologico molto elevato RME (ZONA 1, ZONA 2 e ZONA B-PR, ZONA I) del PAI (approvato con D.P.C.M. 24.05.2001 e pubblicato sulla GU n.183 dell'8.08.2001). Tutte le taglie d'impianto.
6. Aree interessate da fenomeni di dissesto. Tutte le taglie d'impianto.

Frane	*Fa*, aree interessate da frane attive – (pericolosità molto elevata)
	Fq, aree interessate da frane quiescenti – (pericolosità elevata)
Esondazioni e dissesti a carattere torrentizio lungo le aste dei corsi d'acqua	Ee, aree con pericolosità molto elevata
	Eb, aree con pericolosità elevata
Trasporto di massa sui conoidi	Ca, conoidi attivi o potenzialmente attivi non protette da opere di difesa a monte – (pericolosità molto elevata)
	Cp, conoidi attivi o potenzialmente attivi parzialmente protette da opere di difesa
Valanghe	Ve, aree di pericolosità elevata o molto elevata

7. Aree comprese nello scenario frequente H - elevata probabilità di alluvioni individuate dal PGRA, ai sensi degli artt. 57 e 58 del Titolo V delle NdA del PAI. Tutte le taglie d'impianto.
8. Aree individuate nelle mappe del rischio del PGRA in classe di rischio R4, rischio molto elevato ai sensi dell'art. 57 del Titolo V delle NdA del PAI. Tutte le taglie d'impianto.
9. Aree in classe IIIc nella "Carta di sintesi della pericolosità geomorfologica e dell'idoneità all'utilizzazione urbanistica" degli strumenti urbanistici vigenti. Tutte le taglie d'impianto.
10. Zone di Protezione Speciale (ZPS) per l'avifauna (D.M. 17.10.2007) e Misure di Conservazione per la tutela della Rete Natura 2000 in Piemonte, approvate con D.G.R. n. 54-7409 del 7 aprile 2014 e ss.mm.ii). Taglie d'impianto superiori a 20 kW.

11. Siti di Importanza Comunitaria (SIC) e Zone Speciali di Conservazione (ZSC) importanti per la conservazione dell'avifauna e della chirotterofauna. Taglie d'impianto superiori a 60 kW.
12. Colonie di chirotteri ed altre aree importanti per la chirotterofauna non inserite in Rete Natura 2000. Taglie d'impianto superiori a 60 kW.
13. Terreni agricoli irrigati con impianti irrigui a basso consumo idrico realizzati con finanziamento pubblico. Taglie d'impianto superiori a 200 kW.
14. Terreni classificati dai PRGC vigenti a destinazione d'uso agricola e naturale ricadenti nella prima e nella seconda classe di capacità d'uso del suolo. Taglie d'impianto superiori a 200 kW.

Specificazioni sulle aree inidonee

1. Aree comprese nell'intorno di 50 metri per lato dalle vette e dai sistemi di crinali montani e pedemontani riconosciuti dal Piano Paesaggistico Regionale (Ppr) (art. 13 delle NdA) e ricadenti in aree e immobili individuati ai sensi degli artt. 134, c. 1, lett. a) e c), e 157 del D.Lgs. n. 42/2004 (Codice). Il Piano paesaggistico regionale (Ppr) approvato con D.C.R. n. 233-35836 del 3.10.2017 prevede, nelle prescrizioni di cui all'art. 13 comma 12, che nell'intorno di 50 metri per lato dalle vette e dai sistemi di crinali riconosciuti dal Ppr e ricadenti in aree e immobili individuati ai sensi degli articoli 134, comma 1, lettere a. e c. e 157 del Codice, l'inidoneità per tutte le classi d'impianto.

   Sono consentiti, nell'intorno dei 50 metri per lato dalle vette e dai sistemi di crinali riconosciuti dal Ppr esclusivamente i tracciati viari funzionali alla realizzazione degli impianti.

   Le vette e i crinali montani principali e secondari sopra citati sono ricompresi nelle *"aree di montagna"* inserite tra le componenti "naturalistico-ambientali" riconosciute del Ppr e rappresentate nella Tavola P4. Nelle *"aree di montagna"* sono anche inclusi i territori di cui alle lettere d. ed e., comma 1, dell'articolo 142 del Codice" Aree tutelate per legge" rappresentati nella Tavola P2 del Ppr, per i quali si applicano le norme del Ppr stesso, nonché la disciplina in materia di autorizzazione paesaggistica.

   Normativa di riferimento:
   - Piano paesaggistico regionale (Ppr) approvato con D.C.R. n. 233-35836 del 3.10.2017

2. Siti (core zone) e le relative aree esterne di protezione (buffer zone) inseriti nella lista del patrimonio mondiale dell'UNESCO (Residenze Sabaude e Sacri Monti) ai sensi dell'art. 135, c. 4, lett. d) del Codice, e rappresentati nella Tavola P5 del Ppr.

   Il Ppr riconosce tra i luoghi ed elementi identitari che connotano il territorio regionale "*… i Siti (core zone) e le relative aree esterne di protezione (buffer zone) inseriti nella lista del Patrimonio mondiale dell'Unesco come ambiti meritevoli di salvaguardia, ai sensi dell'articolo 135, comma 4, lettera d. del Codice (…)".*

   Tali Siti sono disciplinati dall'art. 33 delle norme di attuazione del Ppr e rappresentati nella Tavola P5 del Piano.

Normativa di riferimento:

- D.Lgs. n. 42/2004 (Codice)
- Piano paesaggistico regionale (Ppr) approvato con D.C.R. n. 233-35836 del 3.10.2017

3. Siti UNESCO "*I paesaggi vitivinicoli del Piemonte: Langhe-Roero e Monferrato*" disciplinati ai sensi dell'art. 33 delle NTA del Ppr e rappresentati nella Tavole P5 e P6.

   Il Ppr riconosce tra i luoghi e gli elementi identitari che connotano il territorio regionale *"I paesaggi vitivinicoli del Piemonte: Langhe-Roero e Monferrato".* Tali Siti sono disciplinati dall'art. 33 delle Norme di attuazione del Ppr e rappresentati nelle Tavole P5 e P6.

   Normativa di riferimento:

   - Piano paesaggistico regionale (Ppr) approvato con D.C.R. n. 233-35836 del 3.10.2017

4. Aree in fascia A del PAI, ai sensi dell'art. 29 delle Norme di Attuazione[88].

   Per fascia A s'intende l'area di deflusso della piena, costituita dalla porzione di alveo che è sede prevalente del deflusso della corrente per la piena di riferimento, come definita nell'All.3 "Metodo di delimitazione delle fasce fluviali" al Titolo 2 delle Norme di Attuazione, ovvero che è costituita dall'insieme delle forme fluviali riattivabili durante gli stati di piena.

   Nella fascia A il Piano persegue l'obiettivo di garantire le condizioni di sicurezza assicurando il deflusso della piena di riferimento e il mantenimento delle condizioni di equilibrio delle dinamiche fluviali, e quindi favorire, ovunque possibile, l'evoluzione naturale del fiume in rapporto alle esigenze di stabilità delle difese e delle fondazioni delle opere d'arte, nonché a quelle di mantenimento in quota dei livelli idrici di magra.

   Normativa di riferimento:

   - Art. 29 delle Norme di Attuazione del PAI - D.P.C.M. 24.05.2001

5. Aree a rischio idrogeologico molto elevato RME.

   Le aree RME sono individuate sulla base della valutazione dei fenomeni di dissesto idraulico e idrogeologico, della relativa pericolosità e del danno atteso. Tengono conto sia delle condizioni di rischio attuale sia delle condizioni di rischio potenziale anche conseguente alla realizzazione delle previsioni contenute negli strumenti di pianificazione territoriale e urbanistica. Sono delimitate nella cartografia di cui all'Allegato 4.1 all'Elaborato 2 del PAI e ricomprendono anche le aree del Piano Straordinario PS267.

   Normativa di riferimento:

   - Titolo V delle NdA del PAI

6. Aree interessate da fenomeni di dissesto.

   Le aree interessate da fenomeni di dissesto per la parte collinare e montana del bacino sono classificate in relazione alla specifica tipologia dei fenomeni idrogeologici, così come definiti nell'Elaborato 2 del Piano per l'Assetto idrogeologico[89].

[88] http://www.adbpo.it/
[89] http://www.adbpo.it/

Normativa di riferimento:

- Art. 9 delle Norme di Attuazione del PAI - D.P.C.M. 24.05.2001

7. Scenario frequente H - elevata probabilità di alluvioni del PGRA.

Tale scenario è costituito, per il reticolo principale, dalle aree inondabili per piene con tempo di ritorno di 20-50 anni.Per il reticolo secondario tale scenario è costituito dai dissesti derivanti dai PRG o da valutazioni geomorfologiche

Normativa di riferimento:

- Norme di Attuazione del PAI come integrate dalla Variante normativa del Titolo V e dalle disposizioni regionali attuative vigenti in materia

8. Aree individuate nelle mappe del rischio del PGRA in classe di rischio R4.

Le aree in classe di rischio R4 sono caratterizzate da un livello di rischio molto elevato per la presenza di territori modellati artificialmente, tessuto urbano continuo e denso, zone industriali, commerciali e reti di comunicazione continue e dense, reti ferroviarie, reti stradali, ecc.

Normativa di riferimento:

- Norme di Attuazione del PAI come intergrate dalla Variante normativa del Titolo V e dalle disposizioni regionali attuative vigenti in materia

9. Aree in classe III c nella "Carta di sintesi della pericolosità geomorfologica e dell'idoneità all'utilizzazione urbanistica".

Secondo le indicazioni contenute nella Circolare PGR 8 maggio 1996 n.7/LAP ricadono nella classe IIIc le "porzioni di territorio edificate ad alta pericolosità geomorfologica e ad alto rischio, per le quali non è proponibile un'ulteriore utilizzazione urbanistica neppure per il patrimonio esistente".

La DGR n.18-2555 del 09.12.2015, che modifica la Circolare PGR 8 maggio 1996 n.7/LAP e successiva Nota Tecnica esplicativa, in merito alle opere infrastrutturali di interesse pubblico non altrimenti localizzabili, prevede che "*le norme del PRGC devono contenere indicazioni specifiche circa la tipologia di opere ammesse e, eventualmente, le modalità per la loro attuazione*".

Normativa di riferimento:

- Elaborati cartografici e Norme di Attuazione del PRGC

10. Zone di Protezione Speciale (ZPS)[90].

Nelle Zone di Protezione Speciale (ZPS) per l'avifauna, individuate ai sensi della Direttiva 147/2009/CE "Uccelli", ai sensi del D.M. 17.10.2007 e delle Misure di Conservazione per la tutela della Rete Natura 2000 in Piemonte, approvate con D.G.R. n. 54-7409 del 7.04.2014 e

[90] La perimetrazione delle Zone di protezione speciale è consultabile nel sito web della Regione alla pagina: *http://www.regione.piemonte.it/parchi/cms/dati-territoriali-new/aree-protette-e-rn2000/dati-amministrativi-e-territoriali.html*.

ss.mm.ii., i nuovi impianti eolici sono vietati, fatti salvi gli impianti per autoconsumo/autoproduzione di taglia inferiore a 20 kW.

Normativa di riferimento:

- D.M. 17.10.2007
- D.G.R. n. 54-7409 del 7.04.2014

11. Siti di Importanza Comunitaria (SIC) e Zone Speciali di Conservazione (ZSC) importanti per la conservazione dell'avifauna e della chirotterofauna[91].

    Nell'ambito dell'individuazione della Rete Natura 2000, unitamente alla presenza di specie e habitat degli allegati della Direttiva 92/43/CEE, alcuni siti rivestono particolare importanza anche per la conservazione degli uccelli e dei chirotteri. Sono aree funzionali alla riproduzione, allo svernamento o al foraggiamento degli animali. I SIC/ZSC così caratterizzati sono stati identificati in base ai dati presenti nei Formulari Standard e alle mappe di distribuzione relative al report di monitoraggio ex art. 17 Direttiva Habitat, in relazione alla biologia delle diverse specie.

12. Colonie di chirotteri ed altre aree importanti per la chirotterofauna non inserite in Rete Natura 2000[92].

    Molte importanti colonie riproduttive o svernamento si trovano in edifici storici o infrastrutture che non sono identificate come siti della Rete Natura 2000. Le aree sono identificate e georiferite anche grazie ai dati provenienti dal monitoraggio ex art. 17 Direttiva Habitat. Il dato è suscettibile a modifica in base ai report di monitoraggio.

13. Terreni agricoli irrigati con impianti irrigui a basso consumo idrico realizzati con finanziamento pubblico[93].

    In considerazione della strategicità degli interventi tesi a ridurre l'utilizzo di acqua in agricoltura e degli importanti finanziamenti pubblici ad essi dedicati, per tutta la durata del periodo di obbligo di mantenimento degli impianti di seguito definiti così come individuato dalle disposizioni comunitarie, nazionali e regionali in materia, i terreni classificati dai vigenti PRGC a destinazione d'uso agricola irrigati con impianti irrigui a basso consumo idrico (quali ad esempio impianti a goccia, a spruzzo, a pivot) realizzati con finanziamento pubblico sono da considerarsi inidonei all'installazione di impianti eolici con taglia d'impianto superiore a 200 kW.

---

[91] La perimetrazione dei SIC/ZPS importanti per la conservazione dell'avifauna e della chirotterofauna è consultabile nel sito web della Regione alla pagina:

http://www.regione.piemonte.it/parchi/cms/dati-territoriali-new/aree-protette-e-rn2000/dati-amministrativi-e-territoriali.html.

[92] L'individuazione territoriale delle colonie e delle altre aree importanti per la chirotterofauna è consultabile nel sito web della Regione alla pagina:

http://www.regione.piemonte.it/parchi/cms/dati-territoriali-new/aree-protette-e-rn2000/dati-amministrativi-e-territoriali.html.

[93] Le informazioni circa l'individuazione dei terreni e la durata dell'obbligo di mantenimento degli impianti sono disponibili presso i Consorzi irrigui di I e di II grado.

I riferimenti dei Consorzi irrigui di II grado sono consultabili nel sito web della Regione alla pagina:
http://www.regione.piemonte.it/agri/politiche_agricole/sibiweb/sibiweb.htm

Normativa di riferimento:

- Art. 4 della Legge 350/2003 "Programma Nazionale degli Interventi nel Settore Idrico"
- L.R. 12.10.1978, n. 63 "Interventi regionali in materia di agricoltura e foreste"
- L.R. 9.08.1999, n. 21 "Norme in materia di bonifica e d'irrigazione"

14. Terreni classificati dai PRGC vigenti a destinazione d'uso agricola e naturale ricadenti nella prima e seconda classe di capacità d'uso del suolo[94].

Sono inidonei all'installazione di impianti eolici con potenza superiore a 200 kW i terreni classificati dai vigenti PRGC a destinazione d'uso agricola e naturale ricadenti nella prima e seconda classe di capacità d'uso del suolo.

Ai fini dell'attuazione, lo strumento cartografico di riferimento da utilizzare per l'individuazione della classe di capacità d'uso dei suoli è quello adottato con D.G.R. n. 75-1148 del 30.11.2010. In particolare, la perimetrazione delle diverse classi di capacità d'uso dei suoli ricadenti nelle aree di pianura e di collina è desunta dalla Carta di Capacità d'uso dei suoli a scala 1:50.000 per tutte le aree ove tale strumento è disponibile; per tutte le altre aree la perimetrazione è desunta dalla Carta a scala 1:250.000.

Il proponente, qualora ritenga di effettuare un approfondimento a scala aziendale in relazione all'attribuzione della classe di capacità d'uso dei suoli e di proporre una riclassificazione delle aree di interesse, può presentare istanza alla Direzione Agricoltura – Settore Infrastrutture, territorio rurale e calamità naturali in agricoltura - Corso Stati Uniti 21 – 10128 Torino - corredata da una relazione pedologica redatta secondo le modalità e le indicazioni contenute nella D.G.R. n. 88 – 13271 dell'8.02.2010.

I manuali operativi e di campagna e la scheda per la descrizione delle osservazioni di campagna che costituiscono la metodologia regionale sono scaricabili dal sito web della Regione alla pagina:

http://www.regione.piemonte.it/agri/area_tecnico_scientifica/suoli/documentazione/capacita.htm

Normativa di riferimento:

- Piano territoriale regionale (Ptr) approvato con D.C.R. n. 122-29783 del 21.07.2011
- Piano paesaggistico regionale (Ppr) approvato con D.C.R. n. 233-35836 del 3.10.2017
- D.G.R. n. 88-13271 del 08.02.2010 di approvazione dei Manuali Operativo e di campagna e della Scheda da utilizzare per la valutazione della Capacità d'uso dei suoli a scala aziendale
- D.G.R. n. 75-1148 del 30.11.2010 di adozione della "Carta della Capacità d'uso dei suoli del Piemonte" quale strumento cartografico di riferimento per la specifica tematica relativa alla capacità d'uso dei suoli

[94] Le Carte di Capacità d'uso dei suoli del Piemonte sono consultabili e scaricabili dal sito web della Regione alla pagina: *http://www.regione.piemonte.it/agri/area_tecnico_scientifica/suoli/index.htm*

Aree di attenzione

1. Aree di "*belvedere, bellezze panoramiche e siti di valore scenico ed estetico*" disciplinati dall'art. 30 delle NTA del Ppr e individuati nelle Tavole P2 e P4, nonché nel Catalogo di cui all'art. 4, c. 1, lett. c) ed e). Tutte le taglie d'impianto.
2. Aree sottoposte a tutela paesaggistica con specifici provvedimenti contenenti dichiarazioni di notevole interesse pubblico emanati ai sensi degli artt. 136 e 157 del Codice. Tutte le taglie d'impianto.
3. Aree in fascia B e C del PAI, ai sensi degli artt. 30 e 31 delle NTA. Taglie d'impianto di potenza superiore a 20 kW.
4. Aree interessate da fenomeni di dissesto. Tutte le taglie d'impianto.

Frane	Fs, aree interessate da frane stabilizzate – (pericolosità media o moderata)
Esondazioni e dissesti a carattere torrentizio lungo le aste dei corsi d'acqua	Em, aree con pericolosità media o moderata;
Trasporto di massa sui conoidi	Cn, aree di conoidi non recentemente attivatasi o protette da opere di difesa;
	Vm, aree di pericolosità media o moderata
Valanghe	Vm, aree di pericolosità media o moderata

5. Aree comprese nello scenario poco frequente M - media probabilità di alluvioni o nello scenario raro L - scarsa probabilità di alluvioni o scenari di eventi estremi, individuate dal PGRA, ai sensi degli artt. 57 e 58 del Titolo V delle NdA del PAI. Taglie d'impianto con potenza superiore a 20 kW.
6. Aree a rischio significativo di alluvione (ARS Distrettuali e Regionali) del Piano di Gestione del Rischio di Alluvioni PGRA (approvato con DPCM del 27.10.2016 e pubblicato sulla GU n.30 del 6.02.2017). Tutte le taglie d'impianto.
7. Aree in classe IIIa nella "Carta di sintesi della pericolosità geomorfologica e dell'idoneità all'utilizzazione urbanistica" degli strumenti urbanistici vigenti.
8. Aree costituenti la rete ecologica regionale di cui all'articolo 2 della L.R. 19/2009 (Siti della Rete Natura 2000 - non coincidenti con ZPS e con SIC e ZSC importanti per l'avifauna e la chirotterofauna di cui al punto 7, 8 e 9 delle aree inidonee, Aree naturali protette, aree contigue, zone naturali di salvaguardia, corridoi ecologici, e altre aree ed elementi territoriali importanti per la biodiversità). Taglie d'impianto superiori a 60 kW.
9. Zone tampone con ampiezza di 2 km intorno alle Zone di Protezione Speciale per l'avifauna (ZPS) e ai SIC e ZSC importanti per l'avifauna e per la chirotterofauna. Taglie d'impianto superiori a 20 kW per le ZPS e 60 kW per SIC e ZSC.

10. Rotte migratorie dell'avifauna. Taglie d'impianto superiori a 60 kW.
11. Zone tampone di ampiezza pari a 2 km intorno a colonie di chirotteri ed altre aree importanti per la chirotterofauna non inserite in Rete Natura 2000. Taglie d'impianto superiori a 60 kW.
12. Terreni agricoli irrigati con impianti irrigui a basso consumo idrico realizzati con finanziamento pubblico. Taglie d'impianto inferiori a 200 kW.
13. Terreni classificati dai PRGC vigenti a destinazione d'uso agricola e naturale ricadenti nella prima e nella seconda classe di capacità d'uso del suolo. Taglie d'impianto comprese tra 60 e 200 kW.
14. Aree agricole di attenzione per la presenza di produzioni agricole e agroalimentari di pregio. Taglie d'impianto superiori a 60 kW.

Specificazioni sulle aree di attenzione

1. Aree di "*belvedere, bellezze panoramiche e siti di valore scenico ed estetico*" disciplinati dall'art. 30 delle NdA del Ppr e individuati nelle Tavole P2 e P4, nonché nel Catalogo di cui all'art. 4, c. 1, lett. c) ed e).

   Il Piano paesaggistico regionale (Ppr) riconosce tra le componenti del paesaggio i *"Belvedere, bellezze panoramiche, siti di valore scenico ed estetico"* meritevoli di specifica tutela e valorizzazione, disciplinati dall'art. 30 delle Norme di attuazione e individuati nella Tavola P2 e nel Catalogo di cui all'articolo 4, comma 1, lettera c. e nella Tavola P4 e negli Elenchi di cui all'articolo 4, comma 1, lettera e.

2. Aree sottoposte a tutela paesaggistica con specifici provvedimenti contenenti dichiarazioni di notevole interesse pubblico emanati ai sensi degli artt. 136 e 157 del Codice[95].

   Esse rappresentano aree e immobili di notevole interesse pubblico e aree tutelate per legge, riconosciute dal Piano paesaggistico regionale (Ppr) in virtù dei loro valori paesaggistici, e in quanto tali sono soggette alle forme di controllo e gestione previste dal Codice, ex art. 146: ogni trasformazione è soggetta a specifica autorizzazione paesaggistica secondo la procedura e la documentazione richiesta per legge.

   Nelle suddette aree si rende indispensabile una analisi approfondita degli aspetti scenico-percettivi, da inserire nella Relazione paesaggistica necessaria ai fini della autorizzazione ex art. 146 del Codice, mediante una carta delle interferenze visive, elaborata in funzione dell'orografia dei luoghi (presenza di crinali o vette di valore scenico), che consenta di valutare le aree su cui si manifesta l'impatto visivo; inoltre è necessaria una visualizzazione in 3D fatta da tutti i punti che sono scenicamente in stretta relazione con il sito e l'ambiente limitrofo (prioritariamente dai belvedere censiti dal Piano paesaggistico regionale), in modo

[95] Per la visualizzazione dei dati del Ppr:
http://webgis.arpa.piemonte.it/ppr_storymap_webapp/
Per lo scarico dei dati del Ppr:
http://www.geoportale.piemonte.it/geocatalogorp/?sezione=catalogo
Linee guida per gli aspetti scenico-percettivi:
http://www.regione.piemonte.it/territorio/dwd/documentazione/paesaggio/LineeGuida.pdf

da ottenere una o più distribuzioni spaziali dell'impianto in esame. Tali studi devono estendersi a un contesto limitrofo al perimetro delle aree sottoposte a tutela paesaggistica pari ad almeno 2 km. Le elaborazioni tridimensionali dovranno utilizzare la "Base Dati Territoriale di Riferimento degli Enti (BDTRE)", la "Carta della sensibilità visiva del territorio regionale" e ogni altra base utile (ortofoto, immagini da satellite) georeferenziata ad alta risoluzione e dovranno dettagliare i bacini visivi da cui risultano visibili gli impianti eolici in riferimento agli ostacoli morfologici o artificiali. Inoltre l'impatto visivo che deriva non deve determinare la perdita dell'insieme dei valori associati alle diverse componenti paesaggistiche riconosciute dal Piano paesaggistico regionale (Ppr) ed evitare eccessive concentrazioni in alcuni ambiti territoriali e relativo effetto "selva"; deve inoltre essere valutato l'impatto cumulativo prodotto da due o più impianti ricadenti nella medesima zona.

3. Aree in fascia B e C del PAI, ai sensi degli artt. 30 e 31 delle NTA[96].

   Nella fascia B del PAI sono vietati gli interventi che comportano una riduzione apprezzabile della capacità d'invaso, nonché la realizzazione di nuovi impianti e/o l'ampliamento degli stessi impianti esistenti.

   Nella fascia C (area di esondazione per piena catastrofica) la regolamentazione delle attività consentite compete agli strumenti di pianificazione territoriale e urbanistica.

   La normativa di riferimento:
   - Artt. 30 e 31 delle Norme di Attuazione del PAI - D.P.C.M. 24.05.2001

4. Aree interessate da fenomeni di dissesto.

   Le aree interessate da fenomeni di dissesto per la parte collinare e montana del bacino sono classificate in relazione alla specifica tipologia dei fenomeni idrogeologici, così come definiti nell'Elaborato 2 del Piano per l'Assetto idrogeologico (rif. Art. 9 delle Norme di Attuazione del PAI. - D.P.C.M. 24.05.2001).

5. Aree comprese nello scenario poco frequente M e raro L del PGRA.

   Nello scenario poco frequente M rientrano, per il reticolo principale, le aree inondabili per piene tempo di ritorno di 100-200 anni.

   Nello scenario raro L rientrano, per il reticolo principale, le aree inondabili per piene maggiori di 500 anni, o del massimo storico registrato.

   La normativa di riferimento:
   - Norme di Attuazione del PAI come integrate dalla variante normativa del Titolo V e dalle disposizioni regionali attuative vigenti in materia

6. Aree a Rischio Significativo di alluvione (ARS Distrettuali e Regionali) del PGRA.

   Le ARS sono costituite da unità territoriali dove le condizioni di rischio potenziale sono particolarmente significative, per le quali è necessaria una gestione specifica del rischio.

   Le ARS Distrettuali (n. 8) corrispondono a nodi critici di rilevanza strategica in cui le condizioni di rischio elevato o molto elevato coinvolgono insediamenti abitativi e produttivi di grande

[96] http://www.adbpo.it/

importanza, numerose infrastrutture di servizio e le principali vie di comunicazione. Le situazioni di elevata pericolosità, conseguenti a considerevoli portate di piena e rilevante estensione delle aree inondabili, richiedono complessi interventi di mitigazione del rischio che comportano effetti alla scala di intero bacino idrografico o di ampi settori del reticolo idrografico principale ed è pertanto necessario il coordinamento delle politiche di più regioni. Le ARS Regionali (n. 20) corrispondono a situazioni di rischio elevato e molto elevato per le quali è necessario il coordinamento delle politiche regionali alla scala di sottobacino.

E' opportuno verificare la coerenza degli interventi proposti con le misure specifiche previste per l'ARS, necessarie per il conseguimento degli obiettivi di mitigazione del rischio contenuti nel PGRA

7. Aree in classe IIIa nella "Carta di sintesi della pericolosità geomorfologica e dell'idoneità all'utilizzazione urbanistica".

   Secondo le indicazioni contenute nella Circolare PGR 8 maggio 1996 n.7/LAP ricadono nella classe IIIa le "porzioni di territorio inedificate che presentano caratteri geomorfologici e idrogeologici che le rendono inidonee a nuovi insediamenti (aree dissestate, in frana, potenzialmente dissestabili o soggette a pericolo valanghe, aree alluvionabili da acque di esondazione ad elevata energia).

   Normativa di riferimento:

   - Elaborati cartografici e Norme di Attuazione del PRGC

   - Verifica di compatibilità ai sensi dell'art. 38 del PAI e della Direttiva dell'Autorità di bacino n.10 del 05.04.2006.

8. Aree costituenti la Rete Ecologica regionale ai sensi dell'art. 2 della L.R. 19/2009 (Siti della Rete Natura 2000 - non coincidenti con ZPS e con SIC e ZSC importanti per l'avifauna e la chirotterofauna di cui al punto 7 delle aree inidonee, Aree naturali protette, aree contigue, zone naturali di salvaguardia, corridoi ecologici e altre aree ed elementi territoriali importanti per la biodiversità).

   Laddove i corridoi ecologici e le aree importanti per la biodiversità non siano georiferiti il tematismo è inapplicato.

   La documentazione da produrre a corredo del progetto è un'indagine dettagliata dell'avifauna e dei chirotteri con gradienti di rischio (in via di definizione elementi aggiuntivi al Protocollo di cui all'allegato 3 della DGR n. 5-3314 del 30.01.2012).

   Per gli impianti potenzialmente incidenti su siti della Rete Natura 2000 occorre l'assoggettamento alla procedura di valutazione d'incidenza (art. 43 della L.R. 19/2009).

9. Zone tampone con ampiezza di 2 km intorno alle Zone di Protezione Speciale per l'avifauna (ZPS) e ai SIC e ZSC importanti per l'avifauna e per la chirotterofauna.

   La documentazione da produrre è un'indagine dettagliata dell'avifauna e dei chirotteri con gradienti di rischio (in via di definizione elementi aggiuntivi al Protocollo di cui all'allegato 3 della DGR n. 5-3314 del 30.01.2012).

Per gli impianti potenzialmente incidenti su siti della Rete Natura 2000 occorre l'assoggettamento alla procedura di valutazione d'incidenza (art. 43 della L.R. 19/2009).

10. Rotte migratorie dell'avifauna[97].

    Nel caso in cui si intendano realizzare impianti con taglia superiore a 60 kW nelle vallate montane che sono interessate dalla presenza di corridoi utilizzati dall'avifauna nei suoi movimenti migratori, identificati nella tavola P5 del Piano Paesaggistico Regionale (Ppr) come "principali rotte migratorie", si evidenzia l'obbligo di effettuare un monitoraggio preventivo dell'avifauna utilizzando il protocollo di cui all'allegato 3 della D.G.R. n. 5-3314 del 30.01.2012.

    Qualora gli esiti del monitoraggio mettessero in evidenza la presenza di specie "di passo" – cioè senza popolazioni stabili in Italia – che, in quanto minacciate a livello sovranazionale, sono inserite nella Lista Bird Life International con indice di criticità pari o superiore a "minacciate (EN)" (http://datazone.birdlife.org/species/search), il sito è inidoneo all'installazione di impianti con taglia superiore a 60 kW.

    In caso di evidenza di specie stanziali, migratorie nidificanti o svernanti con popolazioni stabili in Italia, inserite nella Lista Bird Life International con indice di criticità pari o superiore a "vulnerabile (VU)" (http://datazone.birdlife.org/species/search), il sito può essere considerato idoneo all'installazione di impianti con taglia superiore a 60 kW a condizione che siano individuate e realizzate idonee misure di mitigazione (es. disposizione a cluster degli aerogeneratori, utilizzo di sistemi automatizzati di rilevazione degli uccelli e conseguente blocco selettivo delle pale in presenza di avifauna sensibile).

11. Zone tampone di ampiezza pari a 2 km intorno a colonie di chirotteri ed altre aree importanti per la chirotterofauna non inserite in Rete Natura 2000. Taglie d'impianto superiori a 60 kW.

    La documentazione da produrre è un'indagine dettagliata dei chirotteri con gradienti di rischio (in via di definizione elementi aggiuntivi al Protocollo di cui all'allegato 3 della DGR n. 5-3314 del 30.01.2012).

12. Terreni agricoli irrigati con impianti irrigui a basso consumo idrico realizzati con finanziamento pubblico[98].

    I terreni classificati dai vigenti PRGC a destinazione d'uso agricola irrigati con impianti irrigui a basso consumo idrico (quali ad esempio impianti a goccia, a spruzzo, a pivot) realizzati con finanziamento pubblico possono essere considerati idonei all'installazione di impianti eolici con potenza inferiore a 200 kW, solo nel caso in cui si verifichino tutte le seguenti condizioni:

[97] Tali rotte migratorie sono scaricabili all'indirizzo:
http://www.geoportale.piemonte.it/geocatalogorp/?sezione=catalogo

[98] Le informazioni circa l'individuazione dei terreni e la durata dell'obbligo di mantenimento degli impianti sono disponibili presso i Consorzi irrigui di I e di II grado.

I riferimenti dei Consorzi irrigui di II grado sono consultabili nel sito web della Regione alla pagina:
http://www.regione.piemonte.it/agri/politiche_agricole/sibiweb/sibiweb.htm

- il proponente sia un imprenditore agricolo, ai sensi dell'articolo 2135 del Codice Civile, che intende realizzare l'impianto nell'ambito dei terreni aziendali al fine di integrare il reddito agricolo;

- l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'impianto sia rilasciata all'imprenditore agricolo e la gestione dell'impianto stesso nonché i profitti derivanti dalla produzione di energia elettrica da fonte energetica rinnovabile di origine eolica non siano ceduti a terzi, ma costituiscano forma permanente di integrazione al reddito agricolo;

- l'impianto eolico sia realizzato in modo tale da consentire il corretto utilizzo dell'impianto irriguo.

13. Terreni classificati dai PRGC vigenti a destinazione d'uso agricola e naturale ricadenti nella prima e seconda classe di capacità d'uso del suolo.

I terreni classificati dai vigenti PRGC a destinazione d'uso agricola e naturale ricadenti nella prima e seconda classe di capacità d'uso del suolo possono essere considerati idonei all'installazione di impianti eolici con potenza tra i 200 e i 60 kW nel caso in cui si verifichino tutte le seguenti condizioni:

- il proponente sia un imprenditore agricolo, ai sensi dell'articolo 2135 del Codice Civile, che intende realizzare l'impianto nell'ambito dei terreni aziendali al fine di integrare il reddito agricolo;

- l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'impianto sia rilasciata all'imprenditore agricolo e la gestione dell'impianto stesso nonché i profitti derivanti dalla produzione di energia elettrica da fonte energetica rinnovabile di origine eolica non siano ceduti a terzi, ma costituiscano forma permanente di integrazione al reddito agricolo;

- l'impianto sia realizzato con tecnologie tali da limitare gli impatti in termini di fertilità e di capacità d'uso del suolo.

Le aree di prima e seconda classe di capacità d'uso dei suoli possono essere considerate sempre idonee all'installazione di impianti eolici con potenza inferiore a 60 kW.

14. Aree di attenzione per la presenza di produzioni agricole e agroalimentari di pregio[99].

Per queste aree, la progettazione di impianti eolici dovrà essere sempre corredata da una relazione agronomica dalla quale si evinca se i terreni su cui si intende realizzare l'impianto rientrano nell'area geografica di produzione di prodotti a Denominazione di Origine e se sono destinati a coltivazioni per la produzione di prodotti a Denominazione di Origine o di Prodotti Agroalimentari Tradizionali. Nel caso in cui i disciplinari di produzione dei prodotti trasformati (es. carni, formaggi) vincolino all'utilizzo di materie prime (es. foraggi) coltivate nell'area geografica di riferimento, la verifica deve essere fatta in relazione a tali materie prime.

Nel caso in cui si verifichi che i terreni classificati dai vigenti PRGC a destinazione d'uso agricola in cui si intende realizzare l'impianto rientrano nell'area geografica di produzione di

[99] Le informazioni relative alle produzioni agricole e agroalimentari di qualità sono consultabili e scaricabili dal sito web della Regione alla pagina: http://www.piemonteagri.it/qualita/it/

prodotti a Denominazione di Origine e sono destinati a coltivazioni per la produzione di prodotti a Denominazione di Origine o di Prodotti Agroalimentari Tradizionali questi sono da considerarsi inidonei.

In deroga a quanto sopra indicato, queste tipologie di area possono essere considerate idonee all'installazione di impianti eolici con potenza tra i 200 e i 60 kW nel caso in cui si verifichino tutte le seguenti condizioni:

- il proponente sia un imprenditore agricolo, ai sensi dell'articolo 2135 del Codice Civile, che intende realizzare l'impianto nell'ambito dei terreni aziendali al fine di integrare il reddito agricolo;

- l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'impianto sia rilasciata all'imprenditore agricolo e la gestione dell'impianto stesso, nonché i profitti derivanti dalla produzione di energia elettrica da fonte energetica rinnovabile di origine eolica non siano ceduti a terzi, ma costituiscano forma permanente di integrazione al reddito agricolo;

- l'impianto sia realizzato con tecnologie ed accortezze tali da limitare gli impatti in termini di fertilità e di capacità d'uso del suolo.

Queste aree possono essere considerate sempre idonee all'installazione di impianti eolici con potenza inferiore a 60 kW.

Le aree geografiche di produzione dei prodotti a Denominazione di Origine sono individuate nei decreti ministeriali di approvazione dei disciplinari relativi ad ogni singolo prodotto.

I Prodotti Agroalimentari Tradizionali (PAT) sono individuati nell'elenco approvato dalla Regione Piemonte con D.G.R. n. 16-3169 del 18.04.2016.

Box 2: aree inidonee e aree di attenzione per la localizzazione degli impianti di produzione elettrica alimentati da biomasse

Ai sensi del D.M. del 10.09.2010, con propria Deliberazione n. 6-3315 del 30.01.2012 la Giunta regionale ha selezionato come non idonei all'installazione e all'esercizio di impianti per la produzione di energia elettrica alimentati da biogas e da biomasse provenienti dalle filiere dei biocombustibili ligno-cellulosici e liquidi i siti e le aree seguenti:

1. Aree sottoposte a tutela del paesaggio e del patrimonio storico, artistico e culturale.
2. Ambiente e aree protette.
3. Aree agricole.
4. Aree forestali e aree in dissesto idraulico e idrogeologico.

Elenco delle aree inidonee e rispettive specificazioni

1. Aree sottoposte a tutela del paesaggio e del patrimonio storico, artistico e culturale.

   Sono di seguito richiamati i beni e gli ambiti territoriali sottoposti a tutela del paesaggio e del patrimonio storico, artistico e culturale, ai sensi del D.Lgs. del 22.01.2004 n. 42 (Codice dei

beni culturali e paesaggio), nonché in riferimento al Piano Paesaggistico Regionale (Ppr) ed alla Legge urbanistica regionale L.R. 56/77.

Si evidenzia che, in attuazione del citato decreto, la Regione Piemonte ha approvato il Piano Paesaggistico Regionale (Ppr) con D.C.R. n. 233-35836 del 3.10.2017.

1.1 Siti inseriti nel patrimonio mondiale dell'UNESCO

I siti inseriti nel patrimonio mondiale dell'UNESCO e le relative zone tampone, sono inidonei all'ubicazione di impianti alimentati da biomasse, per qualsiasi tipo di filiera e potenza.

Specificatamente si richiamano le norme di tutela per i siti inseriti nel patrimonio mondiale dell'UNESCO in Piemonte (Complesso dei Sacri Monti e delle Residenze Sabaude, I Paesaggi vitivinicoli del Piemonte, Langhe-Roero e Monferrato), di cui all'art. 33, comma 3, 4, 5, lettere a) e b) e comma 6 del Piano Paesaggistico Regionale (Ppr) approvato con D.C.R. n. 233-35836 del 3.10.2017. Tali ambiti, individuati dal Ministero per i Beni e le Attività Culturali, sono riportati nella Tavola P5 del P.P.R.[100]

Normativa di riferimento:
- Art. 33, c. 3, c. 4, c. 5, lettere a) e b) e c. 6 del Piano Paesaggistico Regionale (Ppr) approvato con D.C.R. n. 233-35836 del 3.10.2017, recante "Norme per i siti inseriti nella lista del Patrimonio Mondiale dell'UNESCO"
- Artt. 135 e 143 del D.Lgs. 42/2004 e ss.mm.ii.

1.2 Beni culturali

Sono inidonei all'ubicazione di impianti alimentati da biomasse e biogas, per qualsiasi tipo di filiera e potenza le aree oggetto di tutela dei beni di cui all'art. 10, comma 4 del D.Lgs. 42/2004. In particolare, al comma 4 sono richiamate le lettere: f) le ville i parchi e i giardini che abbiano interesse artistico o storico; g) le pubbliche piazze, vie, e strade ed altri spazi aperti urbani d'interesse artistico o storico; l) le architetture rurali aventi interesse storico o etnoantropologico quali testimonianze dell'economia rurale tradizionale. Le funzioni di tutela di tali beni sono attribuite al Ministero per i Beni e le Attività Culturali che ha provveduto alla loro individuazione[101].

Normativa di riferimento:
- Art. 10, lettere f), g) ed l) del D.Lgs. 22.01.2004, n. 42

1.3 Beni paesaggistici

Sono inidonee all'ubicazione di impianti alimentati da biomasse e biogas, per qualsiasi tipo di filiera e potenza le aree individuate ai sensi dell'articolo 136, del D.Lgs. 42/2004, comma 1 lettera a) "cose immobili che hanno cospicui caratteri di bellezza naturale, singolarità geologica o memoria storica, ivi compresi gli alberi monumentali" e lettera b) "le ville, i giardini e i parchi non tutelate dalle disposizioni della Parte II del Codice che si distinguono per la loro bellezza non comune."

[100] http://www.regione.piemonte.it/sit/argomenti/pianifica/paesaggio/ppr.htm
[101] http://www.beniarchitettonicipiemonte.it/

I beni qui indicati si distinguono, da quelli di cui all'art. 136, comma 1 lettera c) e d), di seguito elencati quali "Aree di attenzione", in virtù del loro carattere prevalentemente puntuale e/o di modesta estensione areale.

Tali ambiti sono riportati nell'elenco dei beni alla Tavola P2 del P.P.R.[102]

Normativa di riferimento:
- Art. 136, comma 1, lettere a) e b) del D.Lgs. 22.01.2004, n. 42
- Piano paesaggistico regionale (Ppr) approvato con D.C.R. n.233-35836 del 3.10.2017

1.4 Vette e crinali montani e pedemontani

In conformità a quanto indicato all'art. 13 del Piano Paesaggistico Regionale (Ppr), a salvaguardia dei paesaggi e dei coni visuali a questi associati, l'installazione di impianti alimentati da biomasse e biogas per qualsiasi tipo di filiera e potenza è inidonea "*in un intorno di 50 m per lato dai sistemi di vette e crinali montani e pedemontani individuati nella Tavola P4*"[103]. Fatta salva la possibilità di realizzare impianti di piccole e piccolissime dimensioni all'interno di strutture ed edifici esistenti

Normativa di riferimento:
- Art. 13 del Piano paesaggistico regionale (Ppr) approvato con D.C.R. n. 233-35836 del 3.10.2017

1.5 Tenimenti dell'Ordine Mauriziano

Sono inidonee all'installazione di impianti a biomassa e a biogas di dimensione media (potenza compresa tra 1000 e 5000 kW) e grande (potenza > 5000 kW) le aree degli ex tenimenti dell'Ordine Mauriziano di cui all'art. 33 delle Norme di attuazione del Piano Paesaggistico Regionale (Ppr) in quanto *"luoghi della tradizione regionale, che per le loro specificità storiche, fisiche, ambientali e paesaggistiche connotano il paesaggio agrario, la storia e la tradizione piemontese*".

Normativa di riferimento:
- Art. 33, c. 10, 11, 12, 13 del Piano paesaggistico regionale (Ppr) approvato con D.C.R. n. 233-35836 del 3.10.2017

1.6 Beni culturali ambientali

Sono inidonee all'installazione di impianti a biomassa e biogas di dimensione piccola (potenza compresa tra 200 e 1000 kW), media (potenza compresa tra 1000 e 5000 kW) e grande (potenza > 5000 kW) le aree ricomprese nelle tavole dei Piani Regolatori Comunali vigenti ai sensi dell'art. 24 "*Norme generali per i beni culturali e ambientali*" della L.R. 56/77.

Normativa di riferimento:
- Art. 24 L.R. n. 56 del 05.12.1977 e ss.mm.ii. (Tutela e uso del suolo)

[102] http://www.regione.piemonte.it/sit/argomenti/pianifica/paesaggio/ppr.htm
[103] Vedi nota precedente

2. Ambiente e aree protette

2.1 Comuni appartenenti alla Zona denominata Agglomerato di Torino (codice zona IT0118), alla Zona denominata Pianura (codice zona IT0119) e alla Zona denominata Collina (codice zona IT0120) secondo la zonizzazione del territorio regionale piemontese relativa alla qualità dell'aria ambiente approvata con deliberazione della Giunta regionale 29 dicembre 2014, n. 41-855 in attuazione degli articoli 3, 4 e 5 del decreto legislativo 155/2010[104].

La Regione Piemonte, al fine di ottemperare al rinnovato quadro normativo sulla qualità dell'aria ambiente, con la deliberazione della Giunta regionale n. 41-855 del 29 dicembre 2014 ha approvato il progetto relativo alla nuova zonizzazione e classificazione del territorio piemontese ed ha individuato gli strumenti utili alla valutazione della qualità dell'aria, tra i quali assume rilievo il programma di valutazione, di cui all'articolo 2, comma 1, lettera dd) del citato decreto legislativo 155/2010 e che adempie alle disposizioni di cui alla sezione 1 e 2 della direttiva 2008/50/CE.

Nonostante la progressiva riduzione del numero delle zone di superamento dei valori limite e dell'entità dei superamenti per il materiale particolato PM_{10} e per il biossido di azoto NO_2, le procedure di infrazione avviate dalla Commissione europea, e che interessano anche il Piemonte, sono pervenute ad una fase avanzata (parere motivato del 28/04/2017 per la procedura di infrazione n. 2014/2147 relativa alle violazioni dei valori limite per il materiale particolato PM_{10} e parere motivato del 15/02/2017 per la procedura di infrazione n. 2015/2043 per le violazioni del valore limite del biossido di azoto).

Sul territorio regionale si continuano a registrare superamenti dei valori limite di qualità dell'aria del PM_{10} e del biossido di azoto, in particolare nei comuni appartenenti alle zone "Agglomerato di Torino", "Pianura" e "Collina".

Nelle procedure di infrazione comunitarie in atto, assume particolare rilievo l'individuazione dei termini finali entro cui è prevedibile assicurare il rispetto dei valori limite di qualità dell'aria nelle zone del territorio interessate, con la conseguenza che una riduzione di tali termini, legata alla previsione di misure di risanamento addizionali, avrebbe un effetto molto importante per l'esito delle medesime procedure.

E' importante ricordare come gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati con biomasse o con biogas, siano caratterizzati, in particolare per quanto riguarda gli ossidi di azoto (NOx) ed il particolato fine (PM_{10}), da fattori di emissione (grammi di inquinante emesso per kWh di energia prodotta) spesso più elevati rispetto a quelli relativi ai combustibili gassosi normalmente utilizzati. Tale situazione delinea un potenziale conflitto tra le politiche di sviluppo dello sfruttamento di queste risorse rinnovabili e le strategie per il contenimento delle emissioni in atmosfera finalizzate al risanamento della qualità dell'aria. Tale conflitto può essere evitato solo mediante una scelta attenta delle tecnologie di conversione energetica e di abbattimento delle emissioni utilizzate, accompagnata da un

[104] La Regione Piemonte, tramite i propri settori competenti, ha ridefinito il presente tematismo al fine di renderlo coerente con i provvedimenti di attuazione dell'Accordo Padano e del Piano Regionale sulla Qualità dell'Aria.

inserimento di detti impianti in contesti idonei ad uno sfruttamento spinto del potenziale energetico della risorsa, con particolare attenzione alla parte termica.

Per tali considerazioni risulta necessario che gli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ed in particolare da biomassa (solide e liquide) e da biogas, consentano una massimizzazione dello sfruttamento energetico della fonte rinnovabile utilizzata e che quindi siano caratterizzati da un assetto cogenerativo ad alto utilizzo della componente termica cogenerabile.

L'utilizzo della cogenerazione se da un lato risponde, in genere, all'applicazione della migliore tecnica disponibile sul fronte energetico, dall'altro si configura come la prima "mitigazione" disponibile sul fronte emissivo, in quanto lo sfruttamento del calore utile cogenerato consente di eliminare, totalmente o parzialmente, le emissioni in atmosfera generate da altri sistemi di combustione necessari in assenza dell'impianto cogenerativo.

Pertanto nei comuni appartenenti alle Zone "Agglomerato di Torino", "Pianura" e "Collina" - così come individuati dalla deliberazione della Giunta regionale n. 41-855 del 29 dicembre 2014- per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile è vietata qualsiasi tecnologia non facente uso di assetto cogenerativo.

Inoltre, per lo sfruttamento delle fonti di energia rinnovabile in assetto cogenerativo, i requisiti minimi da rispettare al di sotto dei quali il territorio incluso nelle Zone individuate non si ritiene idoneo ad accogliere l'impianto in questione, sono i seguenti:

1) L'impianto deve conseguire la qualifica C.A.R. dal GSE e pertanto raggiungere i livelli minimi di PES[105] riportati:

Filiera	**Requisiti minimi**
ligno-cellulosica	**PES > 0 % [micro o piccola cogenerazione]** **PES >= 10% [> 1 MWe]**
biomassa liquida	
biogas	

2) il progetto dell'impianto C.A.R. deve conseguire un bilancio ambientale che, tenendo conto di tutte le componenti ambientali interessate, risulti positivo con particolare riferimento alla qualità dell'aria anche attraverso l'applicazione della migliore tecnica e tecnologia disponibile e, ove possibile, delle tecnologie emergenti. In particolare si deve dimostrare la sostenibilità ambientale dell'intervento attraverso il bilancio emissivo e l'analisi di riduzione di concentrazioni in aria ambiente degli inquinanti critici PM_{10}, $PM_{2.5}$ ed NO_2 sul territorio interessato;

3) tutte le vasche di stoccaggio dei prodotti in ingresso (ad es. liquami zootecnici) e in uscita (ad es. digestato) dall'impianto di produzione e valorizzazione energetica del biogas devono avere idonea copertura, con il recupero dei gas emessi anche dopo la fase di digestione in modo da minimizzare la massa dei gas emessi direttamente in atmosfera durante il ciclo;

105 PES = risparmio di energia primaria, così come definito nell'Allegato III al D.Lgs. n. 20/2007 come modificato dal D.M. 4.08.2011. Il valore di PES deve essere calcolato utilizzando i criteri indicati nell'Allegato II al sopracitato decreto ministeriale e secondo i parametri definiti negli allegati IV, V, VI allo stesso.

4) per la distribuzione in campo dei materiali organici non palabili (effluenti zootecnici, frazioni non palabili da separazione meccanica solido/liquido di effluenti zootecnici e di altre matrici organiche, anche digerite) devono essere adottate tecniche agronomiche a bassa emissività (spandimento interrato o rasoterra in bande).

Normativa di riferimento:

- Legge regionale n. 43 del 07.04.2000 "Disposizioni per la tutela dell'ambiente in materia di inquinamento atmosferico. Prima attuazione del piano regionale per il risanamento e la tutela della qualità dell'aria.";
- deliberazione della Giunta regionale n. 41-855 del 29.12.2014 "Aggiornamento della zonizzazione del territorio regionale piemontese relativa alla qualità dell'aria ambiente e individuazione degli strumenti utili alla sua valutazione, in attuazione degli articoli 3, 4 e 5 del d.lgs. 155/2010 (Attuazione della direttiva 2008/50/CE).";
- deliberazione della Giunta regionale n. 13-5132 del 5 giugno 2017 "Proposta di Piano Regionale per la Qualità dell'Aria - Avvio della fase di valutazione del procedimento di VAS ai sensi dell'art. 14 del d.lgs. 03.04.2006, n. 152. Consultazione ai sensi dell'art. 14 del D.Lgs. 03.04.2006, n. 152.";
- deliberazione della Giunta regionale n. 42-5805 del 20.10.2017 "Prime misure di attuazione dell'Accordo di Programma per l'adozione coordinata e congiunta di misure di risanamento della qualita' dell'aria nel Bacino Padano, sottoscritto in data 09.06.2017, ai sensi dell'articolo 10, comma 1, lett. d), della legge n. 88/2009."

2.2 Aree con elevato carico azotato (> 50 kg/ha/a)

In alcuni areali piemontesi l'eccesso di composti azotati, dovuti ad un elevato carico zootecnico o ad una non corretta gestione dei fertilizzanti di sintesi, è uno dei fattori di rischio di contaminazione delle risorse idriche. La carta delle zone suscettibili (ottenuta dall'incrocio della carta del surplus azotato con i territori che presentano caratteristiche intrinseche di vulnerabilità), descritta nell'allegato tecnico alla D.G.R. n. 26-4755 del 4.12.2006, che propone al Consiglio regionale la prima individuazione di ulteriori territori da designare come zone vulnerabili da nitrati di origine agricola ai sensi del D.Lgs. 152/2006, poi concretizzatasi nel Regolamento regionale 12/R/2006, rappresenta cartograficamente le aree dove sussiste questo eccesso di composti azotati, espresso come superamento di 50 kg/ha/a in territori caratterizzati da una vulnerabilità intrinseca.

In considerazione del fatto che gli impianti per la produzione di biogas non determinano affatto una riduzione dell'azoto immesso nel digestore, per l'identificazione delle aree non idonee all'installazione di questi impianti si richiede, al momento, l'utilizzo della suddetta carta.

E' comunque prevista la possibilità di ammettere nelle suddette aree l'installazione degli impianti a biogas nel rispetto di prescrizioni volte alla riduzione dell'impatto dei composti azotati sul territorio attraverso gli opportuni strumenti tecnici e gestionali.

Pertanto, nelle suddette zone è ammessa esclusivamente la localizzazione di impianti per la produzione di biogas che operino con materiale in ingresso prevalentemente costituito da

effluente zootecnico e/o da scarti vegetali già prodotti nell'area (> 50%) e che prevedano che l'azoto presente nel digestato in uscita dall'impianto, destinato all'utilizzazione agronomica nelle medesime zone vulnerabili, sia comunque inferiore o uguale all'azoto di origine zootecnica in ingresso all'impianto.[106]

Normativa di riferimento:
- Regolamento 28.12.2007, n. 12/R (Designazione di ulteriori zone vulnerabili da nitrati di origine agricola ai sensi del D.Lgs. 3.04.2006, n. 152)

3. Aree agricole

3.1 Impianti a biomassa – filiera ligno-cellulosica e impianti a biocombustibili liquidi

3.1.1 Terreni agricoli irrigati con impianti irrigui a basso consumo idrico realizzati con finanziamento pubblico

In considerazione della strategicità degli interventi tesi a ridurre l'utilizzo di acqua in agricoltura e degli importanti finanziamenti pubblici ad essi dedicati, i terreni classificati dai vigenti PRGC a destinazione d'uso agricola, irrigati con impianti irrigui a basso consumo idrico (quali ad esempio impianti a goccia, a spruzzo, a pivot) realizzati con finanziamento pubblico sono inidonei per l'intero periodo di obbligo di mantenimento di tali impianti così come individuato dalle disposizioni comunitarie, nazionali e regionali in materia. Le informazioni circa l'individuazione dei terreni e la durata dell'obbligo di mantenimento degli impianti sono disponibili presso i Consorzi irrigui di I e di II grado[107].

Normativa di riferimento:
- Articolo 4 della Legge 350/2003 "Programma Nazionale degli Interventi nel Settore Idrico"
- L.R. 12.10.1978, n. 63 "Interventi regionali in materia di agricoltura e foreste"
- L.R. 9.08.1999, n. 21 "Norme in materia di bonifica e d'irrigazione"

3.1.2 Terreni classificati dai PRGC vigenti a destinazione d'uso agricola e naturale, nonché ricadenti nella prima e seconda classe di capacità d'uso del suolo

Al fine di limitare il consumo di suolo agricolo ad elevata capacità d'uso, sono inidonei all'installazione di impianti con potenza elettrica superiore o uguale a 1 MW i terreni classificati dai vigenti PRGC a destinazione d'uso agricola e naturale ricadenti nella prima e seconda classe di capacità d'uso del suolo.

Ai fini dell'attuazione, lo strumento cartografico di riferimento da utilizzare per l'individuazione della classe di capacità d'uso dei suoli è quello adottato con D.G.R. n. 75-1148 del 30.11.2010. In particolare, la perimetrazione delle diverse classi di capacità d'uso dei suoli ricadenti nelle aree di pianura e di collina è desunta dalla Carta di Capacità d'uso dei

[106] Le modalità per il rispetto del criterio sono a discrezione dell'azienda, che dovrà scegliere e dimostrare il trattamento più opportuno per raggiungere lo scopo.
[107] I riferimenti dei Consorzi irrigui di II grado sono consultabili alla pagina:
http://www.regione.piemonte.it/agri/politiche_agricole/sibiweb/sibiweb.htm

suoli a scala 1:50.000[108] per tutte le aree ove tale strumento è disponibile; per tutte le altre aree la perimetrazione è desunta dalla Carta a scala 1:250.000[109].

Il proponente, qualora ritenga di effettuare un approfondimento a scala aziendale in relazione all'attribuzione della classe di capacità d'uso dei suoli e di proporre una riclassificazione delle aree di interesse, può presentare istanza alla Direzione Agricoltura – Settore Infrastrutture, territorio rurale e calamità naturali in agricoltura – Corso Stati Uniti 21 – 10128 Torino – corredata da una relazione pedologica redatta secondo le modalità e le indicazioni contenute nella D.G.R. n. 88 – 13271 del 08.02.2010[110].

Normativa di riferimento:

- L.R. n. 56 del 5.12.1977 e ss.mm.ii. "Tutela ed uso del suolo"
- Piano Territoriale Regionale approvato con D.C.R. n. 122-29783 del 21.07.2011
- Piano Paesaggistico Regionale (Ppr) approvato con D.C.R. n. 233-35836 del 03.10.2017, artt. 20 e 32
- D.G.R. n. 88-13271 del 08.02.2010 di approvazione dei Manuali Operativo e di campagna e della Scheda da utilizzare per la valutazione della Capacità d'uso dei suoli a scala aziendale
- D.G.R. n. 75-1148 del 30.11.2010 di adozione della "*Carta della Capacità d'uso dei suoli del Piemonte*" quale strumento cartografico di riferimento per la specifica tematica relativa alla capacità d'uso dei suoli

3.2 Impianti a biomassa – filiera del biogas

3.2.1 Terreni agricoli irrigati con impianti irrigui a basso consumo idrico realizzati con finanziamento pubblico

In considerazione della strategicità degli interventi tesi a ridurre l'utilizzo di acqua in agricoltura e degli importanti finanziamenti pubblici ad essi dedicati, i terreni classificati dai vigenti PRGC a destinazione d'uso agricola, irrigati con impianti irrigui a basso consumo idrico (quali ad esempio impianti a goccia, a spruzzo, a pivot) realizzati con finanziamento pubblico sono inidonei per l'intero periodo di obbligo di mantenimento di tali impianti così come individuato dalle disposizioni comunitarie, nazionali e regionali in materia.

Le informazioni circa l'individuazione dei terreni e la durata dell'obbligo di mantenimento degli impianti sono disponibili presso i Consorzi irrigui di I e di II grado[111].

Normativa di riferimento:

- Articolo 4 della L. 350/2003 "*Programma Nazionale degli Interventi nel Settore Idrico*"
- L.R. 12.10.1978, n. 63 "*Interventi regionali in materia di agricoltura e foreste*"
- L.R. 09.08.1999, n. 21 "*Norme in materia di bonifica e d'irrigazione*"

[108] http://www.regione.piemonte.it/agri/area_tecnico_scientifica/suoli/suoli1_50/carta_suoli.htm
[109] http://www.regione.piemonte.it/agri/area_tecnico_scientifica/suoli/suoli1_250/carta_suoli.htm
[110] I manuali operativi e di campagna e la scheda per la descrizione delle osservazioni di campagna che costituiscono la metodologia regionale sono scaricabili dal sito web della Regione alla pagina: http://www.regione.piemonte.it/agri/area_tecnico_scientifica/suoli/documentazione/capacita.htm
[111] I riferimenti dei Consorzi irrigui di II grado sono consultabili alla pagina: http://www.regione.piemonte.it/agri/politiche_agricole/sibiweb/sibiweb.htm

3.2.2 Terreni classificati dai PRGC vigenti a destinazione d'uso agricola e naturale, nonché ricadenti nella prima e seconda classe di capacità d'uso del suolo.

Al fine di limitare il consumo di suolo agricolo ad elevata capacità d'uso, i terreni classificati dai vigenti PRGC a destinazione d'uso agricola e naturale ricadenti nella prima e seconda classe di capacità d'uso del suolo sono inidonei all'installazione di impianti a biogas con potenza elettrica superiore o uguale a 250 kW che utilizzino una superficie di terreno classificato dai vigenti PRGC a destinazione d'uso agricola e naturale superiore a 1,5 ettari.

Ai fini dell'attuazione, lo strumento cartografico di riferimento da utilizzare per l'individuazione della classe di capacità d'uso dei suoli è quello adottato con D.G.R. n. 75-1148 del 30.11.2010. In particolare, la perimetrazione delle diverse classi di capacità d'uso dei suoli ricadenti nelle aree di pianura e di collina è desunta dalla Carta di Capacità d'uso dei suoli a scala 1:50.000[112] per tutte le aree ove tale strumento è disponibile; per tutte le altre aree la perimetrazione è desunta dalla Carta a scala 1:250.000[113]. Il proponente, qualora ritenga di effettuare un approfondimento a scala aziendale in relazione all'attribuzione della classe di capacità d'uso dei suoli e di proporre una riclassificazione delle aree di interesse, può presentare istanza alla Direzione Agricoltura – Settore Infrastrutture, territorio rurale e calamità naturali in agricoltura – Corso Stati Uniti 21 – 10128 Torino – corredata da una relazione pedologica redatta secondo le modalità e le indicazioni contenute nella D.G.R. n. 88 – 13271 del 08.02.2010[114].

Normativa di riferimento:
- L.R. n. 56 del 05.12.1977 e ss.mm.ii. "Tutela ed uso del suolo"
- Piano Territoriale Regionale approvato con D.C.R. n. 122-29783 del 21.07.2011
- Piano Paesaggistico Regionale (Ppr) approvato con D.C.R. n. 233-35836 del 03.10.2017, artt. 20 e 32
- D.G.R. n. 88-13271 del 08.02.2010, di approvazione dei Manuali Operativo e di campagna e della Scheda da utilizzare per la valutazione della Capacità d'uso dei suoli a scala aziendale
- D.G.R. n. 75-1148 del 30.11.2010, di adozione della "Carta della Capacità d'uso dei suoli del Piemonte" quale strumento cartografico di riferimento per la specifica tematica relativa alla capacità d'uso dei suoli

3.2.3 Comuni ad elevato carico zootecnico

Al fine di mitigare gli impatti negativi sulle coltivazioni dedicate alla filiera zootecnica e sulla disponibilità dei terreni agricoli con particolare riferimento alle distorsioni provocate nel mercato degli affitti, il territorio dei comuni individuati nell' "Elenco dei comuni ad alto carico

[112] http://www.regione.piemonte.it/agri/area_tecnico_scientifica/suoli/suoli1_50/carta_suoli.htm
[113] http://www.regione.piemonte.it/agri/area_tecnico_scientifica/suoli/suoli1_250/carta_suoli.htm
[114] I manuali operativi e di campagna e la scheda per la descrizione delle osservazioni di campagna che costituiscono la metodologia regionale sono scaricabili dal sito web della Regione alla pagina: http://www.regione.piemonte.it/agri/area_tecnico_scientifica/suoli/documentazione/capacita.htm

zootecnico"[115] è inidoneo all'installazione di impianti a biogas con potenza elettrica superiore a 250 kW che utilizzino in prevalenza (>50% in peso) prodotti agricoli da colture dedicate.

I comuni ad elevato carico zootecnico sono selezionati tra i comuni di pianura del territorio piemontese classificati con D.C.R. n. 826-6658 del 12.05.1988 dove il carico zootecnico calcolato (kg di peso vivo allevato per ettaro di superficie agricola utilizzata) sia superiore alla media regionale.

L'istanza deve essere comunque corredata da un piano di approvvigionamento dei reflui zootecnici e delle biomasse vegetali che saranno utilizzati nell'impianto e da un piano di utilizzo e spandimento del digestato. Il piano di approvvigionamento deve dimostrare la disponibilità effettiva, attraverso idonei contratti preliminari o definitivi, di almeno il 70% della materia prima necessaria. Nel caso in cui l'impianto sia alimentato con prodotti agricoli da colture dedicate coltivate nel territorio regionale, il piano di approvvigionamento deve specificare di quali colture si tratta e deve individuare la superficie agricola utilizzata (S.A.U.) regionale interessata e la sua quantificazione a livello comunale ovvero l'elenco delle particelle catastali interessate. Il piano di utilizzo e spandimento del digestato deve dimostrare la disponibilità effettiva, attraverso idonei contratti preliminari o definitivi, di almeno il 70% della superficie necessaria all'utilizzo agronomico del digestato, deve individuare la superficie regionale interessata e la sua quantificazione a scala comunale, ovvero l'elenco delle particelle catastali interessate. Qualora parte del digestato non sia oggetto di spandimento, deve essere indicato l'utilizzo previsto e il relativo quantitativo.

Normativa di riferimento:
- D.Lgs. 03.04.2006, n. 152 "*Norme in materia ambientale*" e successive modifiche e integrazioni
- D.M. 25.02.2016 recante "Criteri e norme tecniche generali per la disciplina regionale dell'utilizzazione agronomica degli effluenti di allevamento e delle acque reflue, nonché per la produzione e l'utilizzazione agronomica del digestato" (S.O. n.9 alla G.U. della Repubblica italiana n. 90 del 18/4/2016)
- Regolamento regionale n. 10/R del 29.10.2007 "*Disciplina generale dell'utilizzazione agronomica degli effluenti zootecnici e delle acque reflue e programma di azione per le zone vulnerabili da nitrati di origine agricola (L.R. 29.12.2000, n. 61)*" e ss.mm.ii.
- D.G.R. n. 63-10873 del 23.02.2009 "*D.G.R. 5.05.2008 n. 22-8733. Integrazione dei criteri relativi agli impianti di cogenerazione alimentati con biogas da digestione anaerobica di effluenti zootecnici e di scarti derivanti da attività agricola e dal settore agroalimentare per la produzione di energia elettrica e termica*"

[115] L'elenco verrà redatto dalla Direzione regionale Agricoltura in attuazione del presente provvedimento, aggiornato ogni tre anni e reso disponibile tramite la relativa pagina web. Per il calcolo del carico zootecnico si fa riferimento ai dati disponibili nell'Anagrafe Unica delle aziende agricole (www.sistemapiemonte.it), relativi alle sole specie animali allevate per la produzione di prodotti agricoli compresi nell'allegato 1 della versione consolidata del trattato sul funzionamento dell'Unione Europea.

4. Aree forestali e aree in dissesto idraulico e idrogeologico

4.1 Aree forestali

Nell'ambito della superficie forestale (circa 923.000 ettari, dei quali 875.000 boschi e 48.000 ettari di arboricoltura da legno, secondo i dati del progetto di Pianificazione Forestale Territoriale realizzato negli anni 1999-2004 su tutto il territorio), sono identificate come non idonee all'installazione di impianti a biomassa, relativamente alle filiere dei biocombustibili ligno-cellulosici, liquidi e del biogas, le seguenti aree.

4.1.1 Popolamenti forestali per la raccolta dei semi (boschi da seme)

Si tratta di aree strategiche per la conservazione delle risorse genetiche forestali e più in generale per la tutela della biodiversità in situ, nelle quali è possibile raccogliere frutti, semi o parti di piante da destinare alla produzione di materiale di moltiplicazione forestale certificato per rimboschimenti, arboricoltura da legno, rinaturalizzazione e sistemazione del territorio con tecniche di ingegneria naturalistica.

Il primo elenco regionale dei boschi da seme è del 2000, più volte aggiornato finché con DGR n. 36-8195 dell'11.02.2008 è stato istituito il Registro regionale dei materiali di base, previsto dal D.Lgs. 386/2003 e poi dalla Legge forestale regionale, L.R. 10.02.2009 n. 4.

I popolamenti che contengono i materiali di base delle singole specie sono stati identificati con le successive D.D. n. 1984 dell'11.09.2008, D.D. n. 2237 del 05.09.2011, D.D. n. 2965 del 30.10.2014 e D.D. n. 2869 del 19.10.2016.[116]

4.1.2 Boschi oggetti di miglioramenti forestali realizzati con contributi pubblici

In considerazione della strategicità degli interventi volti a migliorare le funzioni dei boschi, con particolare riferimento a quelle ambientali ed economiche, i boschi interessati da miglioramenti finanziati tramite l'attuazione di regolamenti comunitari sono inidonei per l'intero periodo di obbligo di mantenimento dell'investimento così come individuato dalle disposizioni comunitarie, nazionali e regionali in materia. [117]

4.1.3 Boschi permanenti e piantagioni di arboricoltura da legno realizzati con contributi pubblici

a) A partire dal 1994 sono state realizzate e sono tuttora in corso di realizzazione piantagioni destinate a ricostituire boschi permanenti, finanziate da regolamenti dell'Unione Europea. Per la loro valenza paesaggistica ed ecologica, oltre che per gli ingenti aiuti pubblici già erogati per la realizzazione e il mantenimento, tali aree devono ritenersi non idonee;

b) A partire dal 1994 sono state realizzate e sono tuttora in corso di realizzazione piantagioni di arboricoltura da legno, realizzate con latifoglie a ciclo medio-lungo, arboree (es. ciliegio, noce, frassino, querce) ed arbustive, finanziate da regolamenti dell'Unione Europea. In pianura, dove la presenza di boschi e di alberi generalmente è scarsa, tali piantagioni possono avere una grande valenza paesaggistica e naturalistica, in particolare contribuendo alla ricostituzione dei corridoi ecologici. Per tali motivi, oltre che per gli ingenti aiuti pubblici

[116] http://www.sistemapiemonte.it/montagna/sifor/popolamenti_seme.shtml
[117] Richiedere verifica a: foreste@regione.piemonte.it

già erogati per la realizzazione e il mantenimento (fino a 20 anni di premio di mancato reddito), le aree di pianura interessate da tali piantagioni devono ritenersi non idonee. [118]

Normativa di riferimento:
- L.R. 10.02.2009 n. 4, D.G.R. n. 36-8195 dell'11.02.2008 e le successive D.D. n. 1984 dell'11.09.2008, D.D. n. 2237 del 05.09.2011, D.D. n. 2965 del 30.10.2014 e D.D. n. 2869 del 19.10.2016
- Reg. CEE 2080/92, Reg. (CE) n. 1257/1999 – Decisione della Commissione Europea n. C(2000) 2507 def. Del 07.09.2000 – Piano di Sviluppo Rurale 2000 – 2006 – Misure H e I; Reg. (CE) n. 1698/2005 – Decisione della Commissione europea C(2010)1161 del 7.03.2010 – Programma di Sviluppo Rurale 2007 – 2013 – Misure 122, 221, 225 e 227; Reg. (UE) n. 1305/2013 – Decisione della Commissione europea C(2015)745 6 del 28.10.2015 – Programma di Sviluppo Rurale 2014 – 2020 – Misura 8.

4.2 Aree in dissesto idraulico e idrogeologico

Sono inidonee alla realizzazione degli impianti in questione le aree caratterizzate da fenomeni di dissesto idraulico e idrogeologico, di cui al seguente elenco:

- le aree comprese all'interno della fascia fluviale A e B, costituita dalla porzione di alveo che è sede prevalente del deflusso della piena di riferimento;
- le aree caratterizzate da frane attive e quiescenti (Fa, Fq);
- le aree interessate da trasporto di massa su conoidi, quindi conoidi attivi o potenzialmente attivi Ca e Cp;
- le aree soggette a valanghe;
- le aree caratterizzate da esondazioni a pericolosità molto elevata Ee ed a pericolosità elevata Eb;
- le aree a rischio idrogeologico molto elevato RME (ZONA 1 e ZONA 2, ZONA B-PR e ZONA I) che ricomprendono anche le aree del Piano straordinario PS267.
- le aree comprese negli scenari frequenti H – elevata probabilità di alluvione e M – media probabilità di alluvione del PGRA, costituiti rispettivamente, per il reticolo principale, dalle aree inondabili per piene con tempo di ritorno di 20-50 anni e 100-200 anni;
- le aree ricadenti entro la perimetrazione delle aree a rischio significativo di alluvione (ARS Distrettuali e Regionali) del PGRA.

Sono da considerarsi aree non idonee quelle individuate come aree di Classe IIIa e IIIc nella "Carta di sintesi della pericolosità geomorfologica e dell'idoneità all'utilizzazione urbanistica" ai sensi della Circolare del Presidente della Giunta regionale n. 7/LAP/96, facente parte integrante degli elaborati dei Piani Regolatori Comunali vigenti.

Sono da considerarsi altresì inidonee le aree di Classe IIIb (e relative sottoclassi, individuate nella "Carta di sintesi della pericolosità geomorfologia e dell'idoneità all'utilizzazione urbanistica" ai sensi della Circolare del Presidente della Giunta regionale n. 7/LAP/96,

[118] Richiedere verifica a: foreste@regione.piemonte.it

compresa negli elaborati dei Piani Regolatori Comunali vigenti) sino alla realizzazione delle opere di riassetto idraulico.

Per una puntuale identificazione delle aree sopra elencate si può fare riferimento alla cartografia PAI vigente:

- Piano Stralcio delle Fasce Fluviali e successive Varianti alle fasce fluviali[119];
- Elaborato 2 "Atlante dei rischi idraulici e idrogeologici" ovvero successivi aggiornamenti ai sensi dell'art. 18 delle Norme tecniche di attuazione del PAI[120];
- Elaborati del PGRA approvato con DPCM del 27.10.2016 (mappe della pericolosità, del rischio e ARS);
- e agli elaborati cartografici dei Piani regolatori comunali vigenti relativi al quadro di dissesto derivante dagli studi di compatibilità al PAI degli strumenti urbanistici.

Aree di attenzione

Sono indicate di seguito le tipologie di aree che, essendo soggette a tutela dell'ambiente, del paesaggio e del patrimonio storico – artistico, nonché interessate da produzioni agricole di qualità, in sede di istruttoria meritano particolare attenzione sia sotto il profilo della documentazione da produrre a cura del proponente, sia sotto il profilo della valutazione che l'Autorità competente dovrà effettuare nel garantire le finalità di tutela e di salvaguardia nell'ambito del procedimento anche attraverso idonee forme di mitigazione e compensazione ambientale degli impatti attesi.

1. Aree di attenzione di rilevanza paesaggistica

   Le aree di seguito richiamate, soggette a dispositivi di tutela paesaggistica, presentano generalmente notevoli estensioni areali tali da non escludere la presenza al loro interno di ambiti morfologicamente favorevoli ad accogliere impianti alimentati da biomasse e biogas di diverse dimensioni e potenze in quanto già aree degradate, compromesse da attività antropiche o già destinate a scopi produttivi negli strumenti urbanistici vigenti.

   L'installazione di impianti a biomassa e biogas nelle aree di seguito indicate sarà possibile assicurandone il mascheramento, la mitigazione e la qualificazione architettonica dei manufatti in progetto, a tutela della percezione visiva dei luoghi e garantendo la salvaguardia degli elementi di valore paesaggistico e storico-culturale che hanno determinato l'apposizione dei provvedimenti di tutela. A tal fine dovrà essere effettuata preventivamente una dettagliata analisi finalizzata all'individuazione della migliore collocazione, tale da non compromettere edifici o parti di edifici di valore storico ed elementi di particolare connotazione paesaggistica, privilegiando collocazioni non visibili da spazi pubblici o di pubblico passaggio.

   La progettazione degli impianti dovrà essere sempre corredata da una relazione paesaggistica ai sensi del D.P.C.M. 12.12.2005 "Individuazione della documentazione necessaria alla verifica della compatibilità paesaggistica degli interventi proposti, ai sensi

[119] http://www.regione.piemonte.it/disuw/main.php
[120] http://www.adbpo.it/on-multi/ADBPO/Home.html

dell'articolo 146, comma 3, del Codice dei beni culturali e del paesaggio di cui al D.Lgs. 22.01.2004 n. 42, escludendo la possibilità di redigere una relazione paesaggistica semplificata, come introdotta per alcune tipologie di intervento con D.P.R. 9.07.2010 n. 139.

Per gli interventi previsti in aree di attenzione, non direttamente assoggettati a provvedimenti di tutela e per i quali non è previsto il rilascio dell'autorizzazione paesaggistica, si richiede in ogni caso la redazione di uno studio atto a verificare la compatibilità dell'intervento con il contesto paesaggistico ed ambientale circostante.

Sono di seguito segnalate le seguenti aree di attenzione.

- Siti UNESCO "*core zone*" nei quali sono compatibili, previa verifica, impianti di dimensioni piccole e piccolissime alimentati a biomassa o biogas, realizzabili esclusivamente in strutture ed edifici già esistenti.
- Siti UNESCO "buffer zone". In questi ambiti, qualora compatibili con i valori culturali e paesaggistici presenti nell'area, non sono previsti limiti alle caratteristiche degli impianti, fatta salva l'opportunità di privilegiare l'utilizzo di strutture esistenti e/o l'ubicazione in aree produttive già previste dai Piani Regolatori vigenti.
- Aree individuate ai sensi del D.Lgs. 42/2004 art. 136 comma 1 lettere c) "…i complessi di cose immobili che compongono un caratteristico aspetto avente valore estetico e tradizionale, inclusi i centri ed i nuclei storici …e lettera d) "…le bellezze panoramiche e così pure quei punti di vista o di belvedere, accessibili al pubblico dai quali si goda lo spettacolo di quelle bellezze"; tali ambiti sono riportati nell'elenco dei beni alla Tavola P2 del Piano paesaggistico regionale (Ppr). Anche per queste aree non sono previsti limiti di potenza per gli impianti proposti, fatta salva la necessità che sia garantita la salvaguardia degli elementi di valore paesaggistico e storico-culturale che hanno determinato l'apposizione dei provvedimenti di tutela e sia privilegiato l'utilizzo di strutture esistenti e/o l'ubicazione in aree degradate, compromesse da attività antropiche o già destinate a scopi produttivi dai Piani Regolatori vigenti. Analogamente dovranno essere considerati gli effetti di cumulo con analoghi e/o altri tipi di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.
- Aree individuate ai sensi del D.Lgs. 42/2004 art 142 "aree tutelate per Legge". Anche per queste aree non sono previsti limiti di potenza per gli impianti proposti, fatta salva la necessità che sia garantita la compatibilità degli interventi con le finalità di tutela degli aspetti fisico-naturalistici dell'ambito vincolato e sia privilegiato l'utilizzo di strutture esistenti e/o l'ubicazione in aree degradate, compromesse da attività antropiche o già destinate a scopi produttivi dai Piani Regolatori vigenti. Analogamente dovranno essere considerati gli effetti di cumulo con analoghi e/o altri tipi di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.
- Sono da considerarsi aree di attenzione per l'installazione di impianti a biomassa e biogas di piccola e piccolissima potenza (inidonee per potenze maggiori) le aree degli ex tenimenti dell'Ordine Mauriziano di cui all'art. 33 del Piano paesaggistico regionale (Ppr) in quanto *"luoghi della tradizione regionale, che per le loro specificità storiche, fisiche,*

ambientali e paesaggistiche connotano il paesaggio agrario, la storia e la tradizione piemontese". La filiera di approvvigionamento delle biomasse dovrà essere comunque limitata all'ambito aziendale (impianti in autoproduzione).

- Sono da considerarsi aree di attenzione per l'installazione di impianti a biomassa e biogas di piccola e piccolissima potenza (inidonee per potenze maggiori) le aree individuate negli elaborati di PRGC approvati, ai sensi dell'art. 24 commi della L.R. 56/77.

Ancorché non perimetrale, sono da considerarsi aree di attenzione le aree prospicienti gli ambiti classificati quali "porte di valore", cartograficamente individuate come punti nella Tavola n.4 del Piano Paesaggistico Regionale (Ppr) ed elencate nell'elaborato "Elenchi delle componenti e delle unità di paesaggio". Tali ambiti sono riconosciuti dall'art. 10, "Ambiti di paesaggio" del Piano Paesaggistico Regionale (Ppr) approvato con D.C.R. n. 233-35836 del 3.10.2017 e dall'art. 31 dello stesso Piano, "Relazioni visive tra insediamenti e contesto" punto e. recante direttive ai piani territoriali provinciali e locali i quali: "…mantengono e ove necessario ripristinano l'integrità e la riconoscibilità di bordi urbani e porte urbane segnalate ed evitano l'edificazione nelle fasce libere prospicienti".

2. Aree di attenzione di rilevanza ambientale

- Aree naturali protette, nonché Siti di importanza comunitaria nell'ambito della Rete Natura 2000, SIC – ZPS

  I Siti di Interesse Comunitario e le Zone di Protezione Speciale, costituenti la Rete Natura 2000, ed individuati ai sensi della Direttiva Habitat e delle Direttiva Uccelli, risultano essere assoggettate alla procedura di valutazione di incidenza ai fini di verificare gli impatti dell'opera sulle esigenze di conservazione delle emergenze naturalistiche che hanno portato all'individuazione dei queste aree. Particolare attenzione dovrà essere posta verso le modalità di approvvigionamento delle biomasse necessarie ad alimentare gli impianti, che qualora necessitino di trasformazione di uso del suolo o il cambio di coltura in area SIC o ZPS, o limitrofa ad essi, detta conversione dovrà essere sottoposta a valutazione di incidenza.

  Per quanto concerne le Aree protette nazionali di cui alla Legge 394/1991 e le Aree protette regionali istituite dalle leggi regionali vigenti, la costruzione di nuovi impianti e/o la trasformazione di uso del suolo e il cambio di coltura sono regolati dalle leggi medesime e dagli eventuali strumenti di pianificazione approvati.

- Comuni appartenenti alla Zona denominata Montagna (codice zona IT0121) secondo la zonizzazione del territorio regionale piemontese relativa alla qualità dell'aria ambiente approvata con deliberazione della Giunta regionale 29.12.2014, n. 41-855 in attuazione degli articoli 3, 4 e 5 del decreto legislativo 155/2010[121].

  La Regione Piemonte, al fine di ottemperare al rinnovato quadro normativo sulla qualità dell'aria ambiente, con la deliberazione della Giunta regionale n. 41-855 del 29 dicembre

[121] La Regione Piemonte, tramite i propri settori competenti, ha ridefinito il presente tematismo al fine di renderlo coerente con i provvedimenti di attuazione dell'Accordo Padano e del Piano Regionale sulla Qualità dell'Aria.

2014 ha approvato il progetto relativo alla nuova zonizzazione e classificazione del territorio piemontese ed ha individuato gli strumenti utili alla valutazione della qualità dell'aria, tra i quali assume rilievo il programma di valutazione, di cui all'articolo 2, comma 1, lettera dd) del citato decreto legislativo 155/2010 e che adempie alle disposizioni di cui alla sezione 1 e 2 della direttiva 2008/50/CE.

Nonostante la progressiva riduzione del numero delle zone di superamento dei valori limite e dell'entità dei superamenti per il materiale particolato PM_{10} e per il biossido di azoto NO_2, le procedure di infrazione avviate dalla Commissione europea, e che interessano anche il Piemonte, sono pervenute ad una fase avanzata (parere motivato del 28/04/2017 per la procedura di infrazione n. 2014/2147 relativa alle violazioni dei valori limite per il materiale particolato PM_{10} e parere motivato del 15/02/2017 per la procedura di infrazione n. 2015/2043 per le violazioni del valore limite del biossido di azoto).

Nelle procedure di infrazione comunitarie in atto, assume particolare rilievo l'individuazione dei termini finali entro cui è prevedibile assicurare il rispetto dei valori limite di qualità dell'aria nelle zone del territorio interessate, con la conseguenza che una riduzione di tali termini, legata alla previsione di misure di risanamento addizionali, avrebbe un effetto molto importante per l'esito delle medesime procedure.

Pertanto, seppure la Zona "Montagna" sia l'unica del territorio regionale in cui non si registrano superamenti dei valori limite di qualità dell'aria del PM_{10} e del biossido di azoto risulta comunque necessario che anche nei comuni in essa ricompresi si attuino politiche finalizzate al mantenimento dello stato della qualità dell'aria conformemente ai valori limite fissati dal decreto legislativo 155/2010.

Gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati con biomasse o con biogas, sono caratterizzati, in particolare per quanto riguarda gli ossidi di azoto (NO_x) ed il particolato fine (PM_{10}), da fattori di emissione (grammi di inquinante emesso per kWh di energia prodotta) spesso più elevati rispetto a quelli relativi ai combustibili gassosi normalmente utilizzati. Tale situazione delinea un potenziale conflitto tra le politiche di sviluppo dello sfruttamento di queste risorse rinnovabili e le strategie per il contenimento delle emissioni in atmosfera finalizzate al risanamento della qualità dell'aria. Tale conflitto può essere evitato solo mediante una scelta attenta delle tecnologie di conversione energetica e di abbattimento delle emissioni utilizzate, accompagnata da un inserimento di detti impianti in contesti idonei ad uno sfruttamento spinto del potenziale energetico della risorsa, con particolare attenzione alla parte termica.

L'utilizzo della cogenerazione se da un lato risponde, in genere, all'applicazione della migliore tecnica disponibile sul fronte energetico, dall'altro si configura come la prima "mitigazione" disponibile sul fronte emissivo, in quanto lo sfruttamento del calore utile cogenerato consente di eliminare, totalmente o parzialmente, le emissioni in atmosfera generate da altri sistemi di combustione necessari in assenza dell'impianto cogenerativo.

Al fine di non incidere negativamente sulla qualità dell'aria, nei comuni appartenenti alla Zona "Montagna" -così come individuati dalla deliberazione della Giunta regionale n. 41-

855 del 29.12.2014 per la produzione di energia elettrica da fonte di energia rinnovabile è pertanto vietata qualsiasi tecnologia non facente uso di assetto cogenerativo.

Per lo sfruttamento delle fonti di energia rinnovabile in assetto cogenerativo, i requisiti minimi al di sotto dei quali il territorio incluso nella Zona "Montagna" non si ritiene idoneo ad accogliere l'impianto in questione, sono i seguenti:

1) L'impianto deve conseguire la qualifica C.A.R. dal GSE e pertanto raggiungere i livelli minimi di PES[122] riportati:

Filiera	**Requisiti minimi**
ligno-cellulosica	**PES > 0 % [micro o piccola cogenerazione]** **PES >= 10% [> 1 MWe]**
biomassa liquida	
biogas	

2) il progetto dell'impianto C.A.R. deve conseguire un bilancio ambientale che, tenendo conto di tutte le componenti ambientali interessate, risulti non negativo con particolare riferimento alla qualità dell'aria anche attraverso l'applicazione della migliore tecnica e tecnologia disponibile e, ove possibile, delle tecnologie emergenti. In particolare si deve dimostrare la sostenibilità ambientale dell'intervento attraverso il bilancio emissivo e l'analisi di riduzione di concentrazioni in aria ambiente degli inquinanti critici PM_{10}, $PM_{2.5}$ ed NO_2 sul territorio interessato;

3) tutte le vasche di stoccaggio dei prodotti in ingresso (ad es. liquami zootecnici) e in uscita (ad es. digestato) dall'impianto di produzione e valorizzazione energetica del biogas devono avere idonea copertura, con il recupero dei gas emessi anche dopo la fase di digestione in modo da minimizzare la massa dei gas emessi direttamente in atmosfera durante il ciclo;

4) per la distribuzione in campo dei materiali organici non palabili (effluenti zootecnici, frazioni non palabili da separazione meccanica solido/liquido di effluenti zootecnici e di altre matrici organiche, anche digerite) devono essere adottate tecniche agronomiche a bassa emissività (spandimento interrato o rasoterra in bande).

Normativa di riferimento:

- Legge regionale n. 43 del 07.04.2000 "Disposizioni per la tutela dell'ambiente in materia di inquinamento atmosferico. Prima attuazione del piano regionale per il risanamento e la tutela della qualità dell'aria.";
- deliberazione della Giunta regionale n. 41-855 del 29.12.2014 "Aggiornamento della zonizzazione del territorio regionale piemontese relativa alla qualità dell'aria ambiente e individuazione degli strumenti utili alla sua valutazione, in attuazione degli articoli 3, 4 e 5 del d.lgs. 155/2010 (Attuazione della direttiva 2008/50/CE).";
- deliberazione della Giunta regionale n. 13-5132 del 5 giugno 2017 "Proposta di Piano Regionale per la Qualità dell'Aria - Avvio della fase di valutazione del procedimento di VAS

[122] PES = risparmio di energia primaria, così come definito nell'Allegato III al D.Lgs. n. 20/2007 come modificato dal D.M. 4.08.2011. Il valore di PES deve essere calcolato utilizzando i criteri indicati nell'Allegato II al sopracitato decreto ministeriale e secondo i parametri definiti negli allegati IV, V, VI allo stesso.

ai sensi dell'art. 14 del d.lgs. 03.04.2006, n. 152. Consultazione ai sensi dell'art. 14 del D.Lgs. 03.04.2006, n. 152.";
- deliberazione della Giunta regionale n. 42-5805 del 20.10.2017 "Prime misure di attuazione dell'Accordo di Programma per l'adozione coordinata e congiunta di misure di risanamento della qualita' dell'aria nel Bacino Padano, sottoscritto in data 09.06.2017, ai sensi dell'articolo 10, comma 1, lett. d), della legge n. 88/2009."

3. Aree ad alta criticità idrica

Nella carta di classificazione dei principali sottobacini piemontesi (aree idrografiche secondo il PTA) valutati sulla base delle criticità quantitative, si è indicato, per ciascuno di essi, un livello di criticità (esplicitato in termini di differenza tra volumi idrici disponibili nei corsi d'acqua e quelli concessi per i diversi utilizzi della risorsa), indotta prevalentemente dai prelievi irrigui che non hanno generalmente restituzioni puntuali, tenendo conto anche delle caratteristiche specifiche di disponibilità teorica naturale dei corsi d'acqua, secondo le seguenti classi.

- Criticità alta: l'impatto dei prelievi è alto e il corso d'acqua soffre mediamente sia in termini di volumi idrici disponibili, sia in termini di lunghezza del periodo più siccitoso. Tali condizioni di alta criticità sono collegate a problematiche di asciutta dell'alveo anche persistente, con conseguente perdita di funzionalità dell'habitat fluviale, di scadimento delle caratteristiche qualitative delle acque. Sono situazioni che necessitano di azioni di riequilibrio e risanamento.
- Criticità media: l'impatto dei prelievi causa sul corso d'acqua ancora effetti significativi sebbene di minore intensità rispetto alla classe "alta", specialmente nelle condizioni di anni siccitosi, sia in termini di volumi idrici disponibili, sia riguardo al periodo di persistenza della criticità. Sono situazioni che necessitano di azioni di riequilibrio e controllo.
- Criticità bassa: i prelievi, pur risultando ancora importanti per le analisi di bilancio, non risultano particolarmente penalizzanti le disponibilità idriche del corso d'acqua, i deficit idrici sull'asta potrebbero essere localizzati su brevi tratti fluviali, oppure risultare di entità contenuta e; sono comunque necessarie delle azioni di controllo.
- Impatto dei prelievi trascurabile: Non si evidenziano condizioni di criticità anche per gli anni più siccitosi.

In sintesi tra gli effetti negativi indotti dai massicci utilizzi dell'acqua, nelle aree a criticità "ALTA" si osserva sia una persistenza, su base giornaliera, di portate in alveo inferiori al DMV (deflusso minimo vitale) di oltre 100 gg/anno, sia il fatto che l'impatto dei prelievi peggiora in modo notevole la qualità chimica ed ecologica dei corsi d'acqua.

Si è pertanto inteso inserire i sottobacini ad alta criticità tra le aree di attenzione, al fine di indicare la corretta gestione degli impianti per la produzione di energia elettrica mediante biogas, evidenziando quindi come in tali aree sia opportuno l'utilizzo di colture a ciclo autunno-vernino, le cui idroesigenze risultino compensate dall'andamento climatico ordinario.

Ove i proponenti degli impianti intendessero comunque utilizzare biomasse coltivate a ciclo primaverile-estivo nell'ambito dei suddetti *sottobacini* e tale richiesta comporti un aumento della quantità d'acqua già concessa, gli stessi dovranno produrre a corredo del progetto una stima delle *idroesigenze* delle colture che intendono inserire nel ciclo produttivo aziendale, da redigersi secondo le modalità approvate dalla Giunta regionale con D.G.R. n. 23-9242 del 21.07.2008 (pubblicata sul bollettino della Regione Piemonte n. 32 del 7.08.2008) attraverso il software di calcolo denominato "Quant 4", al fine di consentire una valutazione di compatibilità tra i quantitativi d'acqua richiesti per soddisfare la nuova idroesigenza e il regime idrologico dei corsi d'acqua presenti nel sottobacino interessato, tenuto conto ovviamente degli utilizzi in atto già concessi.

4. Aree di attenzione di rilevanza agricola

- Aree agricole destinate a produzioni agricole e agroalimentari di pregio[123]

  Le aree agricole destinate a produzioni agricole e agroalimentari di pregio sono in alcuni casi caratterizzate da una notevole estensione areale e di conseguenza non è possibile escludere la presenza al loro interno di terreni agricoli in cui è possibile l'installazione di impianti a biomassa, relativamente alle filiere dei biocombustibili ligno-cellulosici, liquidi e del biogas.

  Per queste aree, la progettazione degli impianti dovrà essere sempre corredata da una relazione agronomica dalla quale si evinca se i terreni su cui si intende realizzare l'impianto rientrano nell'area geografica di produzione di prodotti a Denominazione di Origine e se sono destinati a coltivazioni per la produzione di prodotti a Denominazione di Origine o di Prodotti Agroalimentari Tradizionali. Nel caso in cui i disciplinari di produzione dei prodotti trasformati (es. carni, formaggi) vincolino all'utilizzo di materie prime (es. foraggi) coltivate nell'area geografica di riferimento, la verifica deve essere fatta in relazione a tali materie prime.

  Nel caso in cui si verifichi che i terreni classificati dai vigenti PRGC a destinazione d'uso agricola in cui si intende realizzare l'impianto rientrano nell'area geografica di produzione di prodotti a Denominazione di Origine e sono destinati a coltivazioni per la produzione di prodotti a Denominazione di Origine o di Prodotti Agroalimentari Tradizionali questi sono da considerarsi inidonei.

  Le aree geografiche di produzione dei prodotti a Denominazione di Origine sono individuate nei provvedimenti del Direttore Generale del MIPAAF di pubblicazione sulla GURI dei disciplinari di produzione registrati a livello comunitario relativi ad ogni singolo prodotto.

  I Prodotti Agroalimentari Tradizionali (PAT) sono individuati nell'elenco approvato dalla Regione Piemonte con D.G.R. n. 16-3169 del 18.04.2016.

[123] Le informazioni relative alle produzioni agricole e agroalimentari di qualità sono consultabili e scaricabili dal sito web del Ministero delle Politiche agricole, alimentari e forestali alla pagina https://www.politicheagricole.it/flex/cm/pages/ServeBLOB.php/L/IT/IDPagina/309 e dal sito web della Regione alla pagina: http://www.piemonteagri.it/qualita/it/

5. Aree di attenzione relative a foreste e a problematiche di dissesto

- Foreste di protezione

  Costituiscono aree di attenzione i boschi identificati con prevalente funzione di protezione all'interno dei Piani Forestali Territoriali di cui all'art. 10 della Legge 10.02.2009 n. 4, già redatti negli anni 2000-2004[124].

  I boschi di protezione svolgono un'azione importante nella conservazione del suolo dall'erosione, nella difesa dei versanti e delle sponde fluviali, nella protezione dai pericoli naturali (valanghe, caduta massi, scivolamenti superficiali e lave torrentizie), definita "protezione diretta" quando agisce a favore dell'uomo e delle sue attività.

  In caso di interessamento di tali aree, si dovrà verificare se queste ricadono all'interno di un Piano Forestale Aziendale approvato. In assenza di PFA approvato, dovrà essere predisposta una dettagliata relazione tecnica atta ad approfondire il livello di criticità presente, con particolare riguardo all'eventuale azione di protezione diretta dai pericoli naturali, e a consentire la definizione di eventuali misure di mitigazione/compensazione.

  Nel caso in cui dalla relazione tecnica o dal Piano Forestale Aziendale approvato risulti un'azione di protezione diretta nei confronti delle attività umane (insediamenti, vie di comunicazione, attività economiche), l'area interessata diventa inidonea all'installazione di impianti a biomassa (filiere dei biocombustibili ligneo-cellulosici, liquidi e del biogas).

- Aree soggette a problematiche idrogeologiche

  Gli ambiti di seguito indicati, pur non compresi nelle aree di esclusione, risultano scarsamente idonee ad ospitare impianti a biomassa in considerazione della loro problematiche connesse a situazioni di rischio geologico ed idraulico, per le quali risulta necessario un particolare livello di attenzione nella valutazione dei progetti per l'installazione degli impianti in questione.

  In considerazione del livello di pericolosità che contraddistingue le aree di seguito richiamate, pur non escludendo la possibilità che in sede progettuale possano essere individuati ambiti di fattibilità, si raccomanda un'approfondita analisi nelle istruttorie riguardanti progetti ubicati nelle seguenti aree:

  - fascia fluviale C, costituita dalla porzione di territorio interessata da inondazioni al verificarsi della piena catastrofica;
  - le aree caratterizzate da esondazioni a pericolosità media o moderata Em lungo il reticolo idrografico minore
  - nell'ambito delle frane attive Fa, i fenomeni di dissesto attivi individuati quali Deformazioni Gravitative Profonde di Versante (DGPV), rispetto al dissesto associato, possono essere considerate aree idonee all'istallazione di impianti a biomassa, in considerazione delle particolari dimensioni, velocità e dinamiche evolutive, previa una accurata valutazione della compatibilità idrogeologica con gli impianti in progetto;

[124] Richiedere verifica a: foreste@regione.piemonte.it

- scenario raro (L), scarsa probabilità di alluvioni o scenari di eventi estremi del PGRA costituito, per il reticolo principale, dalle aree inondabili per piene con tempo di ristorno maggiore di 500 anni, o massimo storico registrato.

Sono altresì da considerarsi aree da sottoporre ad un accurato esame progettuale di compatibilità con il dissesto presente quelle individuate come aree di Classe III indifferenziata nella "Carta di sintesi della pericolosità geomorfologica e dell'idoneità all'utilizzazione urbanistica" ai sensi della Circolare del Presidente della Giunta regionale n. 7/LAP/96, compresa negli elaborati dei Piani Regolatori Comunali vigenti. La Relazione geologico-geomorfologica che accompagna il progetto di realizzazione dell'impianto deve valutare attentamente la compatibilità dello stesso con il dissesto presente o potenziale.

Per una puntuale identificazione delle aree sopra elencate si può fare riferimento alla cartografia PAI vigente:

- piano Stralcio delle Fasce Fluviali e Varianti alle fasce fluviali[125];

- elaborato 2 "Atlante dei rischi idraulici e idrogeologici" ovvero successivi aggiornamenti ai sensi dell'art. 18 delle Norme tecniche di attuazione del PAI[126];

- mappe della pericolosità e del rischio di alluvioni del PGRA;

- e agli elaborati cartografici dei Piani regolatori comunali vigenti.

Box 3: aree inidonee e aree di attenzione per la localizzazione degli impianti idroelettrici

I criteri tesi all'individuazione di aree inidonee alla realizzazione di impianti di produzione elettrica alimentati da fonte idraulica si focalizzano prevalentemente sulla qualità dei corpi idrici con particolare riferimento alle aree della rete Natura 2000, come peraltro previsto dal citato punto 17 delle *Linee guida*.

Sulla base dell'istruttoria condotta, sono stati individuati come non idonei all'installazione e all'esercizio di impianti per la produzione di energia elettrica alimentati dalla fonte idraulica i siti e le aree seguenti.

Aree inidonee

1. Gli 11 corpi idrici contenenti i "Siti di riferimento", approvati dal Ministero Ambiente, necessari per poter procedere alla classificazione dei corpi idrici come previsto dalla direttiva 2000/60/CE (recepita dal D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii.).
2. I corpi idrici superficiali in stato ecologico "elevato" riportati nel Piano di Gestione del Distretto idrografico del Fiume Po (PdG Po) predisposto ai sensi D.Lgs. 152/2006.

[125] http://www.regione.piemonte.it/disuw/main.php
[126] http://www.adbpo.it/on-multi/ADBPO/Home.html

3. Le "Aree ad elevata protezione" – porzione di sottobacino idrografico del "Fiume Sesia" e sottobacino minore del "Chiusella" come individuate nelle Norme di Piano del Piano di Tutela delle Acque della Regione Piemonte (PTA).
4. I tratti di corsi d'acqua destinati a specifici obiettivi funzionali di Sport d'acqua viva individuati dalle Norme di Piano del Piano di Tutela delle Acque della Regione Piemonte (PTA).
5. Aree interessate da fenomeni di dissesto quali frane (Fa, Fq), conoidi (Ca, Cp) e valanghe (Ve), evitando, nelle aree a pericolosità di esondazione Ee l'ubicazione delle centraline.
6. I bacini idrografici di estensione inferiore a 10 kmq, caratterizzati da sezione di chiusura posta a quota superiore a 300 m s.l.m..
7. Le acque designate "non captabili" dagli Enti di gestione delle Aree protette ai sensi dell'art. 164 del D.Lgs. 152/2006 (Disciplina delle acque nelle aree protette).
8. I corpi idrici che interessano i Siti della Rete Natura 2000 dove sono presenti habitat o specie per i quali Le Misure di Conservazione Sito Specifiche o i Piani di Gestione prevedono la limitazione alla realizzazione di nuove captazioni e derivazioni idriche.

Specificazioni sulle aree inidonee

1. Siti di riferimento[127]

   La Regione Piemonte ha ottemperato ai disposti della norma di recepimento nazionale della direttiva 2000/60/CE (All. 3 alla parte III del D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii.) identificando 11 potenziali siti di riferimento fluviali, su un totale di quasi 600 corpi idrici significativi soggetti ad obiettivi di qualità. L'elenco dei siti di riferimento è stato approvato dal Ministero dell'Ambiente, con il supporto scientifico di ISPRA.

   I siti, collocati in corpi idrici caratterizzati da condizioni di pregio ecologico e lieve alterazione antropica, consentono di definire condizioni chimico-fisiche, idromorfologiche e biologiche così da poter procedere alla classificazione dei corpi idrici di pari tipologia tramite valutazione del loro scostamento da questa situazione pressoché indisturbata, considerata quindi di riferimento.

   L'esame tecnico delle pressioni in essere e la compatibilità con la condizione di riferimento è stata attuata da ARPA Piemonte applicando la metodologia ufficiale a livello nazionale.

   La stessa condizione indisturbata dei siti è peraltro da garantirsi nel tempo in quanto, come recita la norma, "un numero sufficiente di siti in condizioni di riferimento, per ogni tipo individuato, nelle varie categorie di corpi idrici, sono identificati per la costituzione di una rete di controllo per lo studio della variazioni, nel tempo, dei valori delle condizioni di riferimento per i diversi tipi."

   Normativa di riferimento:
   - Allegato 3 alla parte III del D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii.

[127] L'elenco dei siti e la cartografia sono reperibili al sito: http://www.regione.piemonte.it/ambiente/acqua/index.htm

- Norme di Piano del Piano di Tutela delle Acque (PTA)

2. Corpi idrici in stato ecologico elevato[128]

La Direttiva 2000/60/CE (recepita dal D.Lgs. n. 152/2006) introduce all'art. 4 l'obbligo generale di non deterioramento della qualità dei corsi d'acqua con particolare riferimento del comma 7 per lo stato "elevato". La sentenza della Corte di Giustizia europea del 1.07.2015 nella causa C-461/13, ha confermato tale obbligo chiarendone l'interpretazione.

Lo stato ambientale dei corpi idrici è riportato nell'Elaborato 12.2, parte integrante del Piano di Gestione del distretto idrografico del fiume Po (PdG Po 2015, adottato con Deliberazione n. 7/2015 dal Comitato Istituzionale dell'Autorità di bacino del fiume Po il 17.12.2015).

Normativa di riferimento:
- Art. 4 D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii.
- Norme di Piano del Piano di Tutela delle Acque (PTA)
- Piano di gestione del distretto idrografico del fiume Po (PdG Po 2015, adottato con Deliberazione n.7/2015 dal Comitato Istituzionale dell'Autorità di Bacino del fiume Po il 17.12.2015)

3. Aree ad elevata protezione[129]

Le Norme di Piano del Piano di Tutela delle Acque (PTA) identificano la porzione di sottobacino idrografico del "Fiume Sesia" e il sottobacino minore del "Chiusella" come "Aree ad elevata protezione" in quanto tali aree hanno conservato un elevato grado di naturalità – ritenuta meritevole di tutela – per la scarsa antropizzazione e in particolare per l'assenza di prelievi e scarichi significativi.

Al fine del mantenimento delle componenti naturali le misure di Piano, prevedono:

"il divieto di realizzare opere e interventi incidenti sia sulla quantità, sia sulla qualità delle risorse idriche ricadenti in tale area che possano significativamente alterare l'integrità naturale della continuità fluviale e non siano finalizzate a usi marginali della risorsa volti a soddisfare idroesigenze interne all'area. Sono escluse dal divieto le realizzazioni di opere e interventi previsti da progetti di valenza strategica, riconosciuti tali d'intesa dalla regione, dalla provincia e dalla comunità montana, quelli inerenti progetti che alla data di entrata in vigore del Piano di Tutela hanno ottenuto pronuncia di compatibilità ambientale, nonché i prelievi a scopo idropotabile."

Con Delibera n. 26-2159 del 28.09.2015 la Giunta Regionale ha approvato le "Linee Guida per il riconoscimento della valenza strategica di progetti ricadenti in Aree ad elevata protezione – Sintesi metodologica e i criteri operativi".

Normativa di riferimento:
- Norme di Piano del Piano di Tutela delle Acque (PTA)

[128] La documentazione è reperibile ai siti:
http://www.adbpo.gov.it/it/notizie/adozione-e-pubblicazione-del-piano-di-gestione-del-pgra-e-del-pdg-po-2015; http://pianoacque.adbpo.it
[129] La documentazione è reperibile al sito seguente:
http://www.regione.piemonte.it/ambiente/acqua/pianoTAcque.htm

- Delibera n. 26-2159 del 28.09.2015 "Linee guida per il riconoscimento della valenza strategica di progetti ricadenti in Aree ad elevata protezione – Sintesi metodologica e criteri operativi"

4. Destinazione funzionale "sport d'acqua viva" (Norme di Piano del PTA)[130]

   Il Piano di Tutela delle Acque ha specificatamente introdotto un obiettivo di qualità mirato al mantenimento delle caratteristiche morfologiche e quali-quantitative di corsi d'acqua vocati alla fruizione sportivo-ricreativa. A tal fine è identificato il tratto montano del Fiume Sesia compreso tra le sorgenti, in Comune di Alagna Val Sesia, e il ponte della frazione Baraggiolo, in Comune di Varallo Sesia.

   La misura contempla il divieto di rilascio di concessioni di derivazione d'acqua che alterano sensibilmente il regime delle portate del fiume e comunque quelle che prevedono l'esecuzione di opere in alveo e sulle sponde.

   Normativa di riferimento:
   - Norme di Piano del Piano di Tutela delle Acque (PTA)

5. Aree interessate da fenomeni di dissesto quali frane (Fa, Fq), conoidi (Ca, Cp) e valanghe (Ve), evitando, nelle aree a pericolosità di esondazione Ee l'ubicazione delle centraline.

   Le aree interessate da fenomeni di dissesto quali frane (Fa, Fq), conoidi (Ca, Cp) e valanghe (Ve) sono definite e perimetrate nel PAI e negli aggiornamenti cartografici del PAI tramite gli strumenti urbanistici.

   Normativa di riferimento:
   - Art. 9 delle Norme di Attuazione del PAI
   - Direttiva contenente i criteri per la valutazione della compatibilità idraulica delle infrastrutture pubbliche e di interesse pubblico all'interno delle fasce fluviali, allegato alla Deliberazione del CI dell'Autorità di Bacino del fiume Po n.8 del 21.12.2010 contenente i "Criteri integrativi per la valutazione della compatibilità di opere trasversali e degli impianti per l'uso della risorsa idrica"

6. Corsi d'acqua con un bacino imbrifero < 10 kmq

   I piccoli bacini montani costituiscono ecosistemi fragili, di particolare valore ecologico e paesaggistico e sono quindi elementi del capitale naturale da preservare, come auspicato anche dalle linee guida comuni per l'uso del piccolo idroelettrico nella regione alpina promosse dalla Convenzione delle Alpi nell'ambito della piattaforma di gestione dell'acqua nello spazio alpino.

   La misura contempla il divieto di rilascio in tali ambiti di nuove concessioni di derivazione d'acqua ad uso idroelettrico che alterano sensibilmente il regime delle portate e/o che prevedono l'inserimento di nuove opere in alveo e manipolazioni delle sponde.

   Normativa di riferimento:
   - Norme di Piano del Piano di Tutela delle Acque (PTA).

[130] La documentazione è reperibile al sito seguente selezionando: http://www.regione.piemonte.it/ambiente/acqua/pianoTAcque.htm

7. Acque designate "non captabili" dagli Enti di gestione delle Aree protette

   L'articolo 164 del D.Lgs. 152/2006 (Disciplina delle acque nelle aree protette), prevede che "*nell'ambito delle aree naturali protette nazionali e regionali, l'ente gestore dell'area protetta, sentita l'Autorità di bacino, definisce le acque sorgive, fluenti e sotterranee necessarie alla conservazione degli ecosistemi, che non possono essere captate*".

   Il criterio è da ritenersi attivo solo nei casi in cui l'Ente parco competente abbia assunto tale provvedimento in termini quantitativi (litri/sec.) o areali.

   Normativa di riferimento:
   - Art. 164 del D.Lgs. 152/2006 (Disciplina delle acque nelle aree protette)

8. Corsi d'acqua interessati da siti della Rete Natura 2000[131]

   L'indirizzo generale dell'Unione Europea verte all'integrazione delle politiche attraverso il perseguimento congiunto degli obiettivi sanciti da differenti Direttive. La Direttiva 2000/60/CE all'art. 4 comma 1 lett. C) ribadisce la necessità di perseguire le finalità di conservazione di habitat e specie di interesse comunitario direttamente dipendenti dall'acqua presenti nei siti della Rete Natura 2000 (dir. Habitat 92/43/CEE e dir. Uccelli 79/409/CEE). Questa connessione viene ribadita nella Guidance 31 "Ecological flows in the implementation of the Water Framework Directive (WFD)"[132].

   Le Misure di Conservazione per la tutela della Rete Natura 2000 del Piemonte (approvate con DGR n. 54-7409 del 7.04.2014 e modificate con DGR n. 22-368 del 29.09.2014, con DGR n. 17-2814 del 18.01.2016 e con DGR n. 24-2976 del 29.01.2016) prevedono il divieto di "alterare significativamente il regime idrologico, lo stato morfologico, lo stato di qualità ecologico e chimico dei corpi idrici superficiali, secondo quanto previsto dalle vigenti normative nazionali ed europee in materia di tutela delle acque, in senso sfavorevole ad ambienti e habitat di specie di interesse comunitario o di elevato interesse onservazioni stico".

   Le Misure di Conservazione e/o i Piani di Gestione dei singoli siti della Rete Natura 2000 possono individuare corsi d'acqua, o tratti di questi, di elevato interesse poiché indispensabili al mantenimento di specie e habitat di interesse comunitario. In tali ambiti il prelievo a scopo idroelettrico non risulta compatibile con le esigenze di conservazione.

   Normativa di riferimento:

[131] Per verificare quali tratti di corpi idrici interessano habitat o specie di interesse comunitario per i quali sono previsti divieti a realizzare nuove captazioni e derivazioni si possono consultare i link:
http://www.regione.piemonte.it/parchi/cms/dati-territoriali-new/aree-protette-e-rn2000/dati-amministrativi-e-territoriali.html;
http://www.regione.piemonte.it/parchi/cms/rete-natura-2000/gestione-rete-natura-2000.html

[132] Estratto dalla Guidance 31 "Ecological flows in the implementation of the Water Framework Directive (WFD)" pag. 27 capitolo 4 - Eflows in status assessment and environmental objectives. The definition of ecological flow should encompass all environmental objectives in article 4(1) (non-deterioration, achievement of Good Ecological Status, meeting specific requirements of protected areas where relevant). The maintenance of the conservation status of water-dependent habitats and species protected under the Birds and Habitats Directives may require flow conditions which are different or go beyond the one required for the achievement of Good Ecological Status or maintenance of High Ecological Status. These specific requirements shall be identified and considered in the implementation of the different steps of WFD. As a general principle, ensuring non-deterioration the status of water bodies involves that any new significant alterations in hydrological regime should be actively prevented.

- Direttiva 2000/60/CE, art. 4 comma 1 lett. C)
- Rete Natura 2000 (dir. Habitat 92/43/CEE e dir. Uccelli 79/409/CEE)
- Misure di conservazione per la tutela della Rete Natura 2000 del Piemonte (approvate con DGR n.54-7409 del 07.04.2014 e modificate con DGR n.22-368 del 29.09.2014, con DGR n. 17-2814 del 18.01.2016 e con DGR n.24-2976 del 29.01.2016)

Aree di attenzione

1. I tratti di corsi d'acqua localizzati all'interno di aree di ricarica degli acquiferi profondi prioritariamente riservati all'approvvigionamento idropotabile (Norme di Piano del Piano di Tutela delle Acque, PTA).
2. Aree costituenti la rete ecologica regionale di cui all'articolo 2 della L.R. 19/2009 (Siti della Rete Natura 2000, Aree naturali protette, aree contigue, zone naturali di salvaguardia, corridoi ecologici e altre aree ed elementi territoriali importanti per la biodiversità), fatta salva l'inidoneità di cui ai punti 7 e 8 delle Aree inidonee.
3. I beni sottoposti a tutela paesaggistica con specifici provvedimenti contenenti dichiarazioni di notevole interesse pubblico emanati ai sensi degli articoli 136 e 157 del D.Lgs. 22.01.2004, n. 42, recante il Codice dei beni culturali e del paesaggio.
4. I tratti di corsi d'acqua nei quali è accertata la presenza di specie ittiche in stato di grave rischio ed ecosistemi acquatici caratterizzati da elevata qualità delle comunità ittiche sulla base dei monitoraggi regionali e provinciali. L'elenco sarà riportato nelle "Istruzioni operative di dettaglio" come indicato nel "Piano regionale per la tutela e la conservazione degli ambienti e della fauna acquatica e l'esercizio della pesca – stralcio relativo alla componente ittica" (D.C.R. 29.09.2015, n. 101-33331).
5. Aree a pericolosità di esondazione Eb individuate dal PAI.
6. I tratti di corsi d'acqua già sottesi a derivazioni ad uso idroelettrico concesse.

Specificazioni su aree di attenzione

1. Tratti di corsi d'acqua nelle aree di ricarica degli acquiferi profondi prioritariamente riservati all'approvvigionamento idropotabile

   Le Norme di Piano del PTA prevedono specifiche disposizioni attuative emanate, dalla Regione Piemonte con D.G.R. 12-6441 del 2.02.2018, a tutela delle aree di ricarica degli acquiferi destinati al consumo umano. Dal punto di vista tecnico, in particolari condizioni idrodinamiche il corso d'acqua può costituire una considerevole quota parte dell'alimentazione della falda, pertanto le singole situazioni verranno valutate per la definizioni di eventuali prescrizioni o mitigazioni.
2. Aree costituenti la rete ecologica regionale di cui all'articolo 2 della L.R. 19/2009 (Siti della Rete Natura 2000, Aree naturali protette, aree contigue, zone naturali di salvaguardia,

corridoi ecologici e altre aree ed elementi territoriali importanti per la biodiversità), fatta salva l'inidoneità di cui ai punti 7 e 8 delle Aree inidonee[133].

Oltre ai Siti della Rete Natura 2000 di cui al precedente punto 8, sono individuati i parchi nazionali e le aree protette regionali istituite per Legge e tutelate dalla L.R. 19/2009 e tutelati mediante i piani d'area, i piani naturalistici e i piani di gestione. L'art. 6 della stessa L.R. 19/2009 prevede poi la delimitazione delle aree contigue finalizzate a garantire un'adeguata tutela ambientale ai confini delle aree protette; la giunta regionale in esse può disciplinare la gestione della caccia e della pesca, delle attività estrattive e la tutela dell'ambiente e della biodiversità, anche attraverso la predisposizione di idonei piani e programmi, d'intesa con gli enti locali interessati e con i soggetti gestori; nelle aree contigue i piani urbanistici, i programmi e gli interventi pubblici e privati devono essere coerenti anche con le previsioni dei piani d'area delle aree protette limitrofe.

L'art. 52 bis della stessa Legge individua le zone naturali di salvaguardia caratterizzate da elementi di interesse naturalistico-territoriale da tutelare, quali gli ecosistemi agro-forestali, la tutela avviene promuovendo iniziative di recupero naturalistico e di mitigazione degli impatti ambientali, attuando il riequilibrio urbanistico-territoriale per il recupero dei valori naturali dell'area, sperimentando modelli di gestione della fauna per un equilibrato rapporto con il territorio e con le popolazioni residenti, promuovendo e sviluppando le potenzialità turistiche sostenibili dell'area.

Infine, con l'art. 53 la L.R. 19/2009, individua, per rendere coerente la rete ecologica regionale, i corridoi ecologici, ovvero le aree di collegamento funzionale esterne alle aree protette ed alle aree della rete Natura 2000 che, per la loro struttura lineare continua o per il loro ruolo di raccordo, costituiscono elementi essenziali per la migrazione, la distribuzione geografica e lo scambio genetico di specie selvatiche. I corridoi ecologici sono individuati nella carta della natura regionale e nei piani di gestione delle aree della rete Natura 2000, nei piani di azione degli habitat e delle specie, negli strumenti di pianificazione delle aree protette, negli strumenti di pianificazione territoriale e urbanistica, nei piani agricoli e faunistico-venatori.

3. Beni sottoposti a tutela paesaggistica con specifici provvedimenti contenenti dichiarazioni di notevole interesse pubblico emanati ai sensi degli artt. 136 e 157 del D.Lgs. 22.01.2004, n. 42, recante il Codice dei beni culturali e del paesaggio.

   Riguardo ai Beni sottoposti a tutela paesaggistica si evidenzia che è stato approvato con D.C.R. n. 233-35836 del 3.10.2017 il Piano paesaggistico regionale (Ppr), con la ricognizione degli "immobili e delle aree di notevole interesse pubblico" tutelati ai sensi dell'art. 136 del Codice dei beni culturali e del paesaggio e delle "Aree tutelate per Legge" ai sensi dell'art. 142 comma 1, condotta congiuntamente dalla Regione Piemonte e dal Ministero dei Beni e

[133] Al sito http://www.regione.piemonte.it/parchi/cms/ collegandosi con la L.R. 19/2009 "Testo unico sulla tutela delle aree naturali e della biodiversità." l'allegato A riporta la cartografia delle aree protette, delle zone di salvaguardia e delle aree contigue.

delle Attività culturali e del Turismo (MiBACT) e la definizione di specifiche prescrizioni per i beni paesaggistici stessi.

In particolare ai fini dell'applicazione della tutela di cui alla lettera c), comma 1 dell'art. 142 del Codice il P.P.R. ha operato la ricognizione dei "*fiumi, i torrenti, i corsi d'acqua iscritti negli elenchi previsti dal testo unico delle disposizioni di Legge sulle acque e impianti elettrici, approvato con regio decreto 11.12.1933, n. 1775*, (…)".

Ai fini della realizzazione di impianti idroelettrici si sottolinea la necessità del rispetto della disciplina normativa del Piano paesaggistico regionale vigente (Ppr) e, in particolare, dell'art. 14 "Sistema idrografico".

La realizzazione di impianti idroelettrici nelle aree sottoposte a tutela paesaggistica, se non in contrasto con le prescrizioni e le prescrizioni specifiche del Piano paesaggistico regionale, è possibile assicurandone il mascheramento, la mitigazione e la qualificazione architettonica dei manufatti in progetto, a tutela della percezione visiva dei luoghi e garantendo la salvaguardia degli elementi di valore paesaggistico e storico-culturale che hanno determinato l'apposizione dei provvedimenti di tutela. La progettazione degli impianti deve essere sempre corredata dalla relazione paesaggistica di cui al D.P.C.M. 12.12.2005 "Individuazione della documentazione necessaria alla verifica della compatibilità paesaggistica degli interventi proposti, ai sensi dell'articolo 146, comma 3, del Codice dei beni culturali e del paesaggio di cui al D.Lgs. 22.01.2004 n. 42". In tale sede deve essere effettuata una dettagliata analisi che consenta attraverso le valutazioni e gli approfondimenti previsti dalla Relazione paesaggistica stessa di individuare le soluzioni progettuali più appropriate, tali da non compromettere gli elementi di valore paesaggistico motivo della dichiarazione di notevole interesse pubblico.

4. Tratti di corsi d'acqua nei quali è accertata la presenza di specie ittiche in stato di grave rischio

In coerenza con la pianificazione regionale sulla tutela degli ecosistemi acquatici e la tutela delle acque, il "Piano regionale per la tutela e la conservazione degli ambienti e della fauna acquatica e l'esercizio della pesca. Stralcio relativo alla componente ittica", approvato con D.C.R. 29.09.2015, n. 101-33331, prevede che debbano essere individuati gli ambienti nei quali è accertata la presenza di specie che, in Piemonte, risultano rare e/o endemiche e/o che destano preoccupazione per il loro stato di conservazione. In tali ambienti è necessario adottare misure atte ad assicurare la tutela di tali specie per poter migliorare lo stato di salute delle popolazioni ittiche.

Nello stesso modo il Piano citato prevede anche l'individuazione degli ecosistemi acquatici "*per i quali, con i campionamenti, risultano comunità costituite da un numero elevato di specie autoctone e con popolazioni sufficientemente strutturate ai fini dell'auto-mantenimento, anche con presenza di specie di cui alla categoria precedente e/o comunque con areali di distribuzione in contrazione più o meno evidente. Sono anche considerati gli ambienti con numero totale di specie autoctone AU ≥12.*"

Nelle "Istruzioni operative di dettaglio" previste dal Piano, reperibili sul sito regionale, verranno indicati gli ambienti che si caratterizzano per la presenza di specie a rischio elevato

e gli ecosistemi di pregio che dovranno essere sottoposti a particolari regimi di tutela per la conservazione delle comunità ittiche.

5. Aree a pericolosità di esondazione Eb.

   Nelle aree Eb si possono di frequente verificare fenomeni di esondazione che potrebbero essere aggravati dalla presenza di sbarramenti ed opere accessorie degli impianti idroelettrici; per questo il rilascio di nuove concessioni deve essere valutato con attenzione, *in primis* rendendo lo sbarramento il più possibile trasparente nei confronti di una piena fluviale. In base alla tipologia di impianto idroelettrico proposta si dovrà:

   a) derivazioni e rilasci con tratti sottesi rilevanti: posizionare eventuali edifici di centrale al di fuori delle aree indicate Eb per non creare ostacolo alla corrente idrica in esondazione;

   b) centrali in corpo traversa oppure derivazioni con tratti sottesi limitatissimi e rilasci subito a valle dello sbarramento: annullare l'ingombro delle strutture e opere accessorie onde evitare di ostacolare la corrente e peggiorare le condizioni di deflusso, nonché per ridurre i costi di manutenzione e ripristino di funzionalità a seguito di esondazioni del corso d'acqua.

6. Tratti di corsi d'acqua già sottesi da derivazioni ad uso idroelettrico concesse

   L'uso dell'acqua per la produzione di energia idroelettrica, fatta eccezione per gli impianti a salto concentrato, produce rilevanti alterazioni del regime idrologico naturale di un corpo idrico, regime che – come unanimemente riconosciuto dalla comunità scientifica e illustrato dalla Guida 31 dell'Unione Europea sull'ecoflows – gioca un ruolo primario ai fini della struttura, funzionalità e resilienza degli ecosistemi acquatici nonché di conservazione delle specie native. L'alterazione del regime idrologico, attraverso le modificazioni dell'idraulica e della dinamica della corrente e unitamente all'inserimento di opere trasversali in alveo, determina impatti significativi sull'idromorfologia e sulle componenti biotiche (habitat e comunità fluviali e riparie). L'eventuale inserimento di una derivazione idroelettrica all'interno di un tratto di alveo fluviale il cui regime idrologico risulta già significativamente modificato da un impianto idroelettrico accentua ulteriormente l'alterazione del regime idrologico fino a cancellarne le caratteristiche essenziali (magnitudo, frequenza, durata timing di portate alte e basse e velocità di cambiamento delle stesse).

   Va pertanto valutato con attenzione il rilascio, in tali ambiti, di nuove concessioni di derivazione d'acqua ad uso idroelettrico.

Box 4: aree inidonee e aree di attenzione per la localizzazione degli impianti fotovoltaici a terra

Ai sensi del D.M. del 10.09.2010, con propria Deliberazione n. 3-1183 del 14.12.2010 la Giunta regionale ha selezionato come non idonei alla realizzazione di impianti fotovoltaici "a terra" i siti e le aree seguenti.

1. Aree sottoposte a tutela del paesaggio e del patrimonio storico, artistico e culturale e specificamente i siti inseriti nel patrimonio mondiale dell'UNESCO, i beni culturali e paesaggistici, le vette e crinali montani e pedemontani, i tenimenti dell'Ordine Mauriziano;

2. Aree protette nazionali di cui alla Legge 394/1991 e Aree protette regionali di cui alla L.R. 12/1990 e alla L.R. 19/2009, siti di importanza comunitaria nell'ambito della Rete Natura 2000.
3. Aree agricole e specificamente i terreni agricoli e naturali ricadenti nella prima e seconda classe di capacità d'uso del suolo, le aree agricole destinate alla produzione di prodotti D.O.C.G. e D.O.C. e i terreni agricoli irrigati con impianti irrigui a basso consumo idrico realizzati con finanziamento pubblico
4. Aree in dissesto idraulico e idrogeologico.

Elenco delle aree inidonee e correlate specificazioni

1. Aree sottoposte a tutela del paesaggio e del patrimonio storico, artistico e culturale

   Sono di seguito richiamati i beni e gli ambiti territoriali sottoposti a tutela del paesaggio e del patrimonio storico, artistico e culturale, ai sensi del D.Lgs. del 22.01.2004 n. 42 (Codice dei beni culturali e paesaggio).

   Si evidenzia che, in attuazione del citato decreto, la Regione Piemonte ha approvato il Piano paesaggistico regionale (Ppr) approvato con D.C.R. n. 233-35836 del 3.10.2017.

   1.1. Siti inseriti nel patrimonio mondiale dell'UNESCO

   I siti inseriti nel patrimonio mondiale dell'UNESCO sono inidonei all'ubicazione di impianti fotovoltaici a terra. Specificatamente si richiamano le norme di tutela per i siti inseriti nel patrimonio mondiale dell'UNESCO in Piemonte (Complesso dei Sacri Monti e delle Residenze Sabaude, I Paesaggi vitivinicoli del Piemonte, Langhe-Roero e Monferrato), di cui all'art. 33, comma 3, 4, 5, lettere a) e b) e comma 6 del Piano Paesaggistico Regionale (Ppr) approvato con D.C.R. n. 233-35836 del 3.10.2017. Tali ambiti, individuati dal Ministero per i Beni e le Attività Culturali, sono riportati nella Tavola P2 del Ppr[134].

   Normativa di riferimento:
   - art. 33, comma 3, 4, 5, lettere a) e b) e comma 6 del Piano paesaggistico regionale (Ppr) approvato con D.C.R. n. 233-35836 del 3.10.2017.
   - artt. 135 e 143 del D.Lgs. 42/2004 e ss.mm.ii.

   1.2. Beni culturali

   Sono inidonee all'installazione di impianti fotovoltaici a terra le aree oggetto di tutela dei beni di cui all'art. 10, c. 4 del D.Lgs. 42/2004. In particolare, al comma 4 sono richiamate le lettere: f) le ville i parchi e i giardini che abbiano interesse artistico o storico; g) le pubbliche piazze, vie, e strade ed altri spazi aperti urbani d'interesse artistico o storico; l) le architetture rurali aventi interesse storico o etnoantropologico quali testimonianze dell'economia rurale tradizionale. Le funzioni di tutela di tali beni sono attribuite al Ministero per i Beni e le Attività Culturali che ha provveduto alla loro individuazione[135].

[134] http://www.regione.piemonte.it/sit/argomenti/pianifica/paesaggio/ppr.htm
[135] http://www.beniarchitettonicipiemonte.it/

Normativa di riferimento:
- art. 10, lettere f), g) ed l) del D.Lgs. 22.01.2004, n. 42

1.3. Beni paesaggistici

Sono inidonee le aree individuate ai sensi dell'articolo 136, del D.Lgs. 42/2004, comma 1 lettera a) "cose immobili che hanno cospicui caratteri di bellezza naturale, singolarità geologica o memoria storica, ivi compresi gli alberi monumentali" e lettera b) "le ville, i giardini e i parchi non tutelate dalle disposizioni della Parte II del Codice che si distinguono per la loro bellezza non comune."

I beni qui indicati si distinguono, da quelli di cui all'art. 136, comma 1 lettera c) e d), di seguito elencati quali "Aree di attenzione", in virtù del loro carattere prevalentemente puntuale e/o di modesta estensione areale.

Tali ambiti sono riportati nell'elenco dei beni alla Tavola P2 del Ppr[136].

Normativa di riferimento:
- art. 136, comma 1, lettere a) e b) del D.Lgs. 22.01.2004, n. 42;
- Piano paesaggistico regionale approvato con D.C.R. n. 233-35836 del 3.10.2017.

1.4. Vette e crinali montani e pedemontani

In conformità a quanto indicato all'art. 13 del Piano Paesaggistico Regionale (Ppr), a salvaguardia dei paesaggi e dei coni visuali a questi associati, l'installazione di impianti fotovoltaici a terra è inidonea "in un intorno di 50 m per lato dai sistemi di vette e crinali montani e pedemontani individuati nella Tavola P4"[137].

Normativa di riferimento:
- art. 13 del Piano Paesaggistico Regionale (Ppr) approvato con D.C.R. n. 233-35836 del 3.10.2017.

1.5. Tenimenti dell'Ordine Mauriziano

Sono inidonee le aree degli ex tenimenti dell'Ordine Mauriziano individuati nell'allegato C delle Norme di attuazione del Piano Paesaggistico Regionale (Ppr) in quanto "…luoghi della tradizione regionale, che per le loro specificità storiche, fisiche, ambientali e paesaggistiche connotano il paesaggio agrario, la storia e la tradizione piemontese".

Normativa di riferimento:
- art. 33, c. 10, 11, 12, 13 del Piano paesaggistico regionale (Ppr) approvato con D.C.R. n. 233-35836 del 3.10.2017

2. Aree protette

Aree protette nazionali di cui alla Legge 394/1991 e Aree protette regionali di cui alla L.R. 12/1990 e 19/2009, siti di importanza comunitaria nell'ambito della Rete Natura 2000

[136] http://www.regione.piemonte.it/sit/argomenti/pianifica/paesaggio/ppr.htm
[137] Vedi nota precedente

Le aree protette, sia individuate dalla normativa statale (parchi nazionali), sia dalla normativa regionale, sono inidonee alla realizzazione di impianti fotovoltaici a terra, in quanto in contrasto con le finalità perseguite nell'istituzione delle stesse.

In particolare, tra le finalità sottese all'istituzione delle aree protette, l'art. 1 della Legge 394/1991 prevede "la conservazione di specie animali o vegetali, di associazioni vegetali o forestali, di singolarità geologiche, di formazioni paleontologiche, di comunità biologiche, di biotopi, di valori scenici e panoramici, di percorsi naturali, di equilibri idraulici ed idrogeologici, di equilibri ecologici".

Del pari sono inidonei alla realizzazione di impianti fotovoltaici a terra i siti di importanza comunitaria ricompresi nella Rete Natura 2000, a causa della conseguente sottrazione di habitat naturali e seminaturali, delle interferenze ambientali e territoriali che potrebbero derivarne e della fragilità degli ecosistemi tutelati.

Tali aree sono individuate sulla cartografia tematica regionale disponibile presso il sistema informativo regionale[138].

Normativa di riferimento:
- Direttiva 1992/43/CEE del Consiglio del 21.05.1992 relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali e della flora e della fauna selvatiche;
- R.d.l. 3.12.1922, n. 1584, convertito nella Legge 17.04.1925, n. 473 (Costituzione di un "Parco nazionale" presso il gruppo del "Gran Paradiso" nelle Alpi Graie);
- D.P.R. 8.09.1997, n. 357 e ss.mm.ii. (Regolamento recante attuazione della direttiva 92/43/CEE relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali, nonché della flora e della fauna selvatiche);
- Legge 6.12.1991, n. 394 (Legge quadro sulle aree protette);
- D.M. 2.03.1992 (Istituzione del Parco nazionale della Val Grande);
- L.R. 22.03.1990 (Nuove norme in materia di aree protette);
- L.R. 22.06.2009, n. 19 (Testo unico sulla tutela delle aree naturali e della biodiversità).

3. Aree agricole

3.1 Terreni classificati dai PRGC vigenti a destinazione d'uso agricola e naturale ricadenti nella prima e seconda classe di capacità d'uso del suolo.

Sono inidonei all'installazione di impianti fotovoltaici a terra i terreni classificati dai vigenti PRGC a destinazione d'uso agricola e naturale ricadenti nella prima e seconda classe di capacità d'uso del suolo.

Ai fini dell'attuazione, lo strumento cartografico di riferimento da utilizzare per l'individuazione della classe di capacità d'uso dei suoli è quello adottato con D.G.R. n. 75-1148 del 30.11.2010. In particolare, la perimetrazione delle diverse classi di capacità d'uso dei suoli ricadenti nelle aree di pianura e di collina è desunta dalla Carta di Capacità d'uso dei

[138] http://gis.csi.it/parchi/dati.htm

suoli a scala 1:50.000[139] per tutte le aree ove tale strumento è disponibile; per tutte le altre aree la perimetrazione è desunta dalla Carta a scala 1:250.000[140].

Il proponente, qualora ritenga di effettuare un approfondimento a scala aziendale in relazione all'attribuzione della classe di capacità d'uso dei suoli e di proporre una riclassificazione delle aree di interesse, può presentare istanza alla Direzione Agricoltura – Settore Infrastrutture, territorio rurale e calamità naturali in agricoltura - Corso Stati Uniti 21 – 10128 Torino - corredata da una relazione pedologica redatta secondo le modalità e le indicazioni contenute nella D.G.R. n. 88 – 13271 dell'8.02.2010[141].

Le aree di prima e seconda classe di capacità d'uso dei suoli possono essere considerate idonee all'installazione di impianti fotovoltaici fino al limite massimo di 1 MW nel caso in cui si verifichino tutte le seguenti condizioni:

- il proponente sia un imprenditore agricolo, ai sensi dell'articolo 2135 del Codice Civile, che intende realizzare l'impianto nell'ambito dei terreni aziendali al fine di integrare il reddito agricolo e rispetti i requisiti dimensionali definiti dalla Circolare dell'Agenzia delle Entrate n. 32/E del 6.07.2009 (limite di 1 MW per azienda; per ogni 10 kW di potenza installata eccedente il limite dei 200 kW l'imprenditore agricolo deve dimostrare di detenere almeno 1 ettaro di terreno utilizzato per l'attività agricola);

- l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'impianto sia rilasciata all'imprenditore agricolo e che la gestione dell'impianto stesso, nonché i profitti derivanti dalla produzione di energia elettrica da fonte energetica rinnovabile di origine solare fotovoltaica non siano ceduti a terzi, ma costituiscano forma permanente di integrazione al reddito agricolo;

- l'impianto sia realizzato con tecnologie tali da non necessitare di fondazioni in calcestruzzo e non compromettere la fertilità e la capacità d'uso del suolo;

- la superficie non direttamente interessata dai pannelli fotovoltaici sia utilizzata a scopi agricoli (produzione di specie erbacee e/o legnose, pascolo).

Normativa di riferimento:
- circolare dell'Agenzia delle Entrate n. 32/E del 6.07.2009;
- L.R. n. 56 del 05.12.1977 e ss.mm.ii. "Tutela ed uso del suolo";
- Piano Territoriale Regionale approvato con D.C.R. n. 122-29783 del 21.07.2011;
- Piano Paesaggistico Regionale (Ppr) approvato con D.C.R. n. 233-35836 del 03.10.2017, artt. 20 e 32;
- Programma di Sviluppo Rurale della Regione Piemonte PSR 2014-2020, ultima modifica approvata con decisione della Commissione europea C(2017)7435 del 31.10.2017 e recepita con D.G.R. n. 44-6043 del 1.12.2017;

[139] http://www.regione.piemonte.it/agri/area_tecnico_scientifica/suoli/suoli1_50/carta_suoli.htm
[140] http://www.regione.piemonte.it/agri/area_tecnico_scientifica/suoli/suoli1_250/carta_suoli.htm
[141] I manuali operativi e di campagna e la scheda per la descrizione delle osservazioni di campagna che costituiscono la metodologia regionale sono scaricabili dal sito web della Regione alla pagina:
http://www.regione.piemonte.it/agri/suoli_terreni/documentazione/capacita.htm

- D.G.R. 8.02.2010 n. 88-13271, di approvazione dei Manuali Operativo e di campagna e della Scheda da utilizzare per la valutazione della Capacità d'uso dei suoli a scala aziendale.
- D.G.R. 30.11.2010 n. 75-1148, di adozione della "Carta della Capacità d'uso dei suoli del Piemonte" quale strumento cartografico di riferimento per la specifica tematica relativa alla capacità d'uso dei suoli.

3.2. Aree agricole destinate alla produzione di prodotti D.O.C.G. e D.O.C.

In virtù della loro valenza al contempo agricola e paesaggistica, sono inidonei i terreni classificati dai vigenti PRGC a destinazione d'uso agricola vitati destinati alla produzione di prodotti D.O.C.G. e D.O.C.

I territori vocati alla produzione di prodotti D.O.C.G. e D.O.C. sono individuati nei decreti ministeriali di approvazione dei disciplinari relativi ad ogni singolo prodotto[142].

La verifica che le superfici proposte per la realizzazione degli impianti fotovoltaici siano effettivamente destinate alla produzione di prodotti D.O.C.G. e D.O.C. è effettuata dalla Direzione Agricoltura della Regione Piemonte.

Normativa di riferimento:
- Regolamento (UE) n. 1151/2012 del Parlamento europeo e del Consiglio del 21.11.2012 sui regimi di qualità dei prodotti agricoli ed alimentari;
- Legge 12.12.2016, n. 238 "Disciplina organica della coltivazione della vite e della produzione e del commercio del vino";
- Piano Paesaggistico Regionale (Ppr) approvato con D.C.R. n. 233-35836 del 03.10.2017, articoli 20 e 32.

3.3. Terreni agricoli irrigati con impianti irrigui a basso consumo idrico realizzati con finanziamento pubblico

In considerazione della strategicità degli interventi tesi a ridurre l'utilizzo di acqua in agricoltura e degli importanti finanziamenti pubblici ad essi dedicati, i terreni classificati dai vigenti PRGC a destinazione d'uso agricola irrigati con impianti irrigui a basso consumo idrico (quali ad esempio impianti a goccia, a spruzzo, a pivot) realizzati con finanziamento pubblico sono inidonei per l'intero periodo di obbligo di mantenimento di tali impianti così come individuato dalle disposizioni comunitarie, nazionali e regionali in materia.

Le informazioni circa l'individuazione dei terreni e la durata dell'obbligo di mantenimento degli impianti sono disponibili presso i Consorzi irrigui di I e di II grado[143].

Normativa di riferimento:
- Piano Irriguo Nazionale;
- L.R. 12.10.1978, n. 63 "Interventi regionali in materia di agricoltura e foreste";
- L.R. 9.08.1999, n. 21 "Norme in materia di bonifica e d'irrigazione".

4. Aree in dissesto idraulico e idrogeologico

[142] https://www.politicheagricole.it/flex/cm/pages/ServeBLOB.php/L/IT/IDPagina/4625
[143] I riferimenti dei Consorzi irrigui di II grado sono consultabili alla pagina: http://www.regione.piemonte.it/agri/politiche_agricole/sibiweb/sibiweb.htm

Sono inidonee alla realizzazione degli impianti fotovoltaici a terra le aree caratterizzate da fenomeni di dissesto idraulico e idrogeologico, di cui al seguente elenco:

- le aree comprese all'interno della fascia fluviale A e B, costituita dalla porzione di alveo che è sede prevalente del deflusso della piena di riferimento;

- le aree caratterizzate da frane attive e quiescenti (Fa, Fq);

- le aree interessate da trasporto di massa su conoidi, quindi conoidi attivi o potenzialmente attivi Ca e Cp;

- le aree soggette a valanghe;

- le aree caratterizzate da esondazioni a pericolosità molto elevata Ee ed a pericolosità elevata Eb;

- le aree a rischio idrogeologico molto elevato RME (ZONA 1 e ZONA 2, ZONA B-PR e ZONA I) che ricomprendono anche le aree del Piano straordinario PS267;

- le aree comprese negli scenari frequenti H - elevata probabilità di alluvioni e M - media probabilità di alluvioni del PGRA, costituiti rispettivamente, per il reticolo principale, dalle aree inondabili per piene con tempo di ritorno di 20-50 anni e 100-200 anni;

- le aree ricadenti entro la perimetrazione delle aree a rischio significativo di alluvione (ARS) del PGRA;

- le aree individuate nelle mappe del rischio del PGRA in R4, rischio molto elevato per la presenza di territori modellati artificialmente, attività antropiche residenziali, produttive, ecc.

Per una puntuale identificazione delle aree sopra elencate lungo i corsi d'acqua della Regione Piemonte si può fare riferimento alla seguente cartografia PAI:

- Piano Stralcio delle Fasce Fluviali e Varianti alle fasce fluviali[144];

- Elaborato 2 "Atlante dei rischi idraulici e idrogeologici" ovvero successivi aggiornamenti ai sensi dell'art. 18 delle Norme tecniche di attuazione del PAI[145];

- Elaborati del PGRA approvato con DPCM del 27.10.2016 (mappe della pericolosità, del rischio e ARS);

- Elaborati cartografici dei Piani regolatori comunali vigenti relativi al quadro di dissesto derivante dagli studi di compatibilità al PAI degli strumenti urbanistici.

Sono da considerarsi aree non idonee quelle individuate come aree di Classe IIIa e IIIc nella "Carta di sintesi della pericolosità geomorfologica e dell'idoneità all'utilizzazione urbanistica" ai sensi della Circolare del Presidente della Giunta regionale n. 7/LAP/96, compresa negli elaborati dei Piani Regolatori Comunali vigenti.

Sono da considerarsi altresì inidonee le aree di Classe IIIb (e relative sottoclassi, individuate nella "Carta di sintesi della pericolosità geomorfologia e dell'idoneità all'utilizzazione urbanistica" ai sensi della Circolare del Presidente della Giunta regionale n. 7/LAP/96,

[144] http://www.regione.piemonte.it/disuw/main.php
[145] http://www.adbpo.it/on-multi/ADBPO/Home.html

compresa negli elaborati dei Piani Regolatori Comunali vigenti) sino alla realizzazione delle opere di riassetto idraulico.

Normativa di riferimento:
- D.P.C.M. 24.05.2001, recante "*Approvazione del Piano stralcio per l'Assetto Idrogeologico del bacino idrografico del fiume Po*";
- D.G.R. n. 45-6656 del 15.07.2002, come dalla D.G.R. n.64-7417 del 07.04.2014 recante indirizzi procedurali e tecnici in materia di difesa del suolo e pianificazione;
- Piano di Gestione del Rischio di Alluvioni (P.G.R.A.) approvato con Deliberazione del C.I. n. 2/2016 del 3.03.2016.

Aree di attenzione

Sono indicate di seguito le tipologie di aree che, pur essendo soggette a tutela dell'ambiente, del paesaggio e del patrimonio storico – artistico, in sede di istruttoria meritano particolare attenzione sia sotto il profilo della documentazione da produrre a cura del proponente, sia sotto il profilo della valutazione che l'Autorità competente dovrà effettuare nel garantire le finalità di tutela e di salvaguardia nell'ambito del procedimento anche attraverso idonee forme di mitigazione e compensazione ambientale degli impatti attesi.

1. Aree di attenzione di rilevanza paesaggistica

   Le aree di seguito richiamate, soggette a dispositivi di tutela paesaggistica, presentano generalmente notevoli estensioni areali tali da non escludere la presenza al loro interno di ambiti morfologicamente favorevoli ad accogliere impianti fotovoltaici a terra e/o aree degradate o compromesse da attività antropiche in cui inserire tali impianti.

   L'installazione di impianti fotovoltaici nelle aree di seguito indicate sarà quindi possibile assicurando l'assoluto mascheramento degli impianti in qualsiasi periodo stagionale a tutela della percezione visiva dei luoghi e garantendo la salvaguardia degli elementi di valore che hanno determinato l'apposizione dei provvedimenti di tutela.

   La progettazione di tali impianti dovrà essere sempre corredata da una relazione paesaggistica ai sensi del D.P.C.M. 12.12.2005 "Individuazione della documentazione necessaria alla verifica della compatibilità paesaggistica degli interventi proposti, ai sensi dell'articolo 146, comma 3, del Codice dei beni culturali e del paesaggio di cui al D.Lgs. 22.01.2004 n. 42", escludendo la possibilità di redigere una relazione paesaggistica semplificata, come introdotta per alcune tipologie di intervento con D.P.R. 09.07.2010 n. 139.

   Per gli interventi previsti in aree di attenzione quali i Siti UNESCO (*Core Zone*) e le Zone Tampone (*Buffer Zone*) dei Siti inseriti nel patrimonio mondiale dell'UNESCO, non direttamente assoggettati a provvedimenti di tutela paesaggistica, si richiede in ogni caso la redazione di uno studio atto a verificare la compatibilità dell'intervento con il contesto paesaggistico ed ambientale circostante.

   Sono di seguito segnalate le seguenti aree di attenzione:

- aree individuate ai sensi del D.Lgs. 42/2004 art. 136 comma 1 lettere c) "…i complessi di cose immobili che compongono un caratteristico aspetto avente valore estetico e tradizionale, inclusi i centri ed i nuclei storici …e lettera d) "…le bellezze panoramiche e così pure quei punti di vista o di belvedere, accessibili al pubblico dai quali si goda lo spettacolo di quelle bellezze"; tali ambiti sono riportati nell'elenco dei beni alla Tavola P2 del P.P.R.;

- aree individuate ai sensi del D.Lgs. 42/2004 art 142 "aree tutelate per Legge";

- le *"Buffer Zone"* dei siti inseriti nel patrimonio mondiale dell'UNESCO in Piemonte (Complesso dei Sacri Monti e delle Residenze Sabaude, I siti vitivinicoli delle Langhe-Roero e Monferrato) reperibili al sito www.unesco.beniculturali.it;

- aree individuate negli elaborati di PRGC approvati, ai sensi dell'art. 24 commi 1) e 2) della L.R. 56/77.

2. Aree di attenzione per la presenza di produzioni agricole e agroalimentari di pregio

   Le Aree agricole destinate alla produzione di prodotti D.O.P. e I.G.P.[146] (individuate nei decreti ministeriali di approvazione dei disciplinari relativi ad ogni singolo prodotto) e dei Prodotti Agroalimentari Tradizionali (PAT) individuati nell'elenco approvato dalla Regione Piemonte con D.G.R. n. 16-3169 del 18.04.2016[147] sono in alcuni casi caratterizzate da una notevole estensione areale e di conseguenza non è possibile escludere la presenza al loro interno di terreni agricoli in cui è possibile l'installazione di impianti fotovoltaici a terra.

   Per queste aree, la progettazione di impianti fotovoltaici dovrà essere sempre corredata da una relazione agronomica dalla quale si evinca se i terreni su cui si intende realizzare l'impianto fotovoltaico rientrano nell'area geografica di produzione di prodotti a Denominazione di Origine e se sono destinati a coltivazioni per la produzione di prodotti a Denominazione di Origine o di Prodotti Agroalimentari Tradizionali. Nel caso in cui i disciplinari di produzione dei prodotti trasformati (es. carni, formaggi) vincolino all'utilizzo di materie prime (es. foraggi) coltivate nell'area geografica di riferimento, la verifica deve essere fatta in relazione a tali materie prime.

   Nel caso in cui si verifichi che i terreni classificati dai vigenti PRGC a destinazione d'uso agricola in cui si intende realizzare l'impianto fotovoltaico rientrano nell'area geografica di produzione di prodotti a Denominazione di Origine e sono destinati a coltivazioni per la produzione di prodotti a Denominazione di Origine o di Prodotti Agroalimentari Tradizionali questi sono da considerarsi inidonei.

3. Aree di attenzione per problematiche idrogeologiche

   Gli ambiti di seguito indicati, pur non compresi nelle aree di esclusione, risultano scarsamente idonee ad ospitare impianti fotovoltaici a terra in considerazione della loro problematiche connesse a situazioni di rischio geologico ed idraulico, per le quali risulta necessario un particolare livello di attenzione nella valutazione dei progetti per l'installazione di impianti fotovoltaici a terra.

[146] https://www.politicheagricole.it/flex/cm/pages/ServeBLOB.php/L/IT/IDPagina/309
[147] http://www.piemonteagri.it/qualita/it/

In considerazione del livello di pericolosità che contraddistingue le aree di seguito richiamate, pur non escludendo la possibilità che in sede progettuale possano essere individuati ambiti di fattibilità, si raccomanda un elevato livello di attenzione nelle istruttorie riguardanti progetti ubicati nelle seguenti aree:

- fascia fluviale C, costituita dalla porzione di territorio interessata da inondazioni al verificarsi della piena catastrofica;
- fasce a pericolosità media o moderata Em lungo il reticolo idrografico minore;
- scenario raro (L), scarsa probabilità di alluvioni o scenari di eventi estremi del PGRA costituito, per il reticolo principale, dalle aree inondabili per piene con tempo di ritorno maggiore di 500 anni, o massimo storico registrato.

Per una puntuale identificazione delle aree sopra elencate lungo i corsi d'acqua della Regione Piemonte si può fare riferimento alla seguente cartografia:

- Piano Stralcio delle Fasce Fluviali e Varianti alle fasce fluviali[148];
- Elaborato 2 "Atlante dei rischi idraulici e idrogeologici" ovvero successivi aggiornamenti ai sensi dell'art. 18 delle Norme tecniche di attuazione del PAI[149];
- Mappe della pericolosità e del rischio di alluvione del PGRA approvato con DPCM del 27.10.2016;
- Elaborati cartografici dei Piani regolatori comunali vigenti.

4. Zone di Protezione Speciale (ZPS)

Tali zone sono individuate dalla Regione Piemonte ai sensi della Direttiva 79/409/CEE "Uccelli" concernente la conservazione degli uccelli selvatici (recentemente abrogata e sostituita dalla Direttiva 2009/147/CE). Per tali aree vige l'obbligo di espletare la procedura di "Valutazione di incidenza" per tutti i piani o progetti suscettibili di interferire con la conservazione delle specie di Uccelli in direttiva o con gli habitat che ne consentono la loro conservazione. La progettazione degli impianti ricadenti in tali aree deve essere corredata dalla relazione per la valutazione di incidenza di cui all'allegato G del D.P.R. 357/97 e riportata altresì nell'allegato C della L.R. 29.06.2009, n. 19.

5. Zone Naturali di Salvaguardia

Le zone naturali di salvaguardia, definite all'articolo 5 della citata L.R. 19/2009, per effetto della sentenza della Corte costituzionale 4.06.2010, n. 193, con decorrenza dall'entrata in vigore del Titolo II della L.R. 19/2009, non sono più classificate come "area protetta". Per tali aree è prevista una diversa forma di tutela, inserita nel DDL 54 all'esame del Consiglio regionale, che le individua come parte integranti della Rete Ecologica regionale, con la stessa valenza dei "Corridoi ecologici". La progettazione degli impianti ricadenti in tali aree deve essere corredata dalla relazione per la valutazione di incidenza di cui all'allegato G del D.P.R. 357/97 e riportata altresì nell'allegato C della L.R. 19/2009. Nel caso in cui sulla Zona naturale di salvaguardia sia vigente, il Piano d'area, stralcio del Piano Territoriale regionale,

[148] http://www.regione.piemonte.it/disuw/main.php
[149] http://www.adbpo.it/on-multi/ADBPO/Home.html

l'ammissibilità dell'intervento deve essere verificata e resa compatibile con le norme di attuazione del Piano.

6. Corridoi ecologici.

I corridoi ecologici, come definiti all'art. 53 dello stesso Testo Unico (ossia come aree di collegamento funzionale esterne alle aree protette ed alle aree della Rete natura 2000), fanno parte della Rete ecologica regionale. La progettazione degli impianti ricadenti in tali aree deve essere corredata da una relazione tecnica che illustri le interferenze qualitative e quantitative sull'area, con riferimento in particolare alle componenti naturalistiche ed alle esigenze di conservazione della continuità ecologica degli habitat naturali e semi-naturali.

Sia le Zone di Protezione Speciale, sia le Zone naturali di salvaguardia sono attualmente definite nella cartografia allegata alla L.R. 19/2009 e su di esse si applicano le rispettive normative di riferimento. Sono da ricomprendersi nelle aree di attenzione i corridoi ecologici già individuati negli strumenti di pianificazione comunale e provinciale, nonché quelli che devono essere ancora individuati nella Carta della Natura, ai sensi dell'articolo 3 della L.R. 19/2009, di competenza del Consiglio regionale.

ALLEGATO 2: LIMITAZIONI AREALI ALL'UBICAZIONE DEGLI IMPIANTI GEOTERMICI

LIMITAZIONI AREALI ALL'UBICAZIONE DEGLI IMPIANTI GEOTERMICI (CIRCUITO APERTO E CIRCUITO CHIUSO) 362

BOX 1: IMPIANTI GEOTERMICI OPEN-LOOP O A CIRCUITO APERTO (AD ACQUA DI FALDA) E IDROTERMICI (CON ALTRE FONTI D'ACQUA, IN PARTICOLARE DA CORPI IDRICI SUPERFICIALI) 362

BOX 2: IMPIANTI GEOTERMICI "CLOSED-LOOP" O "A CIRCUITO CHIUSO" (SONDE, COLLETTORI ORIZZONTALI E GEOSTRUTTURE ENERGETICHE) 363

ELENCO DEI FOGLI DI MAPPA INDIVIDUATI ALL'INTERNO DELLE ZONE DI PROTEZIONE DEI CAMPI POZZI D'INTERESSE REGIONALE, COSÌ COME INDIVIDUATI NEL PIANO DI TUTELA DELLE ACQUE 369

Limitazioni areali all'ubicazione degli impianti geotermici (circuito aperto e circuito chiuso)

Riconoscendo l'esistenza di un vuoto normativo a livello di criteri e indirizzi regionali per la localizzazione degli impianti geotermici, in questa sede si ritiene importante offrire alcuni primi strumenti per consentire innanzitutto al proponente di prevedere la possibilità o meno che la domanda di autorizzazione alla realizzazione di un nuovo impianto prosegua positivamente l'iter autorizzativo o meno, e poi all'Autorità competente di avere un supporto alla valutazione della domanda.

Mutuando la metodologia e la "cassetta degli attrezzi" (criteri localizzativi di Esclusione, Repulsione, Attrazione[150]) messa a punto dal Piemonte nel processo di localizzazione degli elettrodotti della rete di trasmissione nazionale e già ampiamente riutilizzata, ad esempio nel caso dei parchi eolici e delle derivazioni idriche per scopo idroelettrico, operando i necessari adeguamenti alle peculiarità dei casi in esame, si propone l'applicazione della metodologia anche per la localizzazione degli impianti geotermici.

BOX 1: Impianti geotermici open-loop o a circuito aperto (ad acqua di falda) e idrotermici (con altre fonti d'acqua, in particolare da corpi idrici superficiali)

È necessario premettere che la vigente normativa distingue tra prelievi e scarichi, inerenti le sole acque pubbliche, come segue:

- Prelievo: è disciplinato dal Regolamento regionale 10/R del 2003 e ss.mm.ii. "*Disciplina dei procedimenti di concessione di derivazione di acqua pubblica*" che contiene gli adempimenti tecnico-amministrativi per ottenere la concessioni all'uso della risorsa idrica. I pozzi ad uso geotermico non si discostano come vincoli e prescrizioni da un pozzo per acqua a qualunque uso destinato.
- Scarico: è disciplinato dal D.Lgs. 152/2006 e dalla L.R. 13/90 e ss.mm.ii. "*Disciplina degli scarichi delle pubbliche fognature e degli scarichi civili*". Anche in questo caso la normativa vigente contiene gli adempimenti tecnico amministrativi per ottenere l'autorizzazione allo scarico.

Sia il prelievo che lo scarico sono concessi/autorizzati dalle Province territorialmente competenti e dalla Città Metropolitana di Torino.

Si dettaglia nel seguito le aree di esclusione e le aree di repulsione per la realizzazione degli impianti geotermici a circuito aperto e idrotermici.

[150] Le tre classi di criteri ERA applicabili all'individuazione di aree di fattibilità costituenti l'insieme dei luoghi possibili per la progettazione e localizzazione di dettaglio dei progetti, acquisiscono per convenzione il seguente significato:

• Esclusione: aree nella quali ogni realizzazione di impianti geotermici e opere connesse è preclusa;

• Repulsione: aree che esprimono i diversi gradi di resistenza di tipo paesaggistico-ambientale del territorio alla localizzazione dell'opera, nelle quali la realizzazione della stessa è subordinata al rispetto di un quadro prescrittivo.

La metodologia proposta individua aree escluse dalla realizzazione di una particolare tipologia di opera e aree non escluse. In quest'ultima categoria, rientrano tutte le aree cosiddette neutre (ovvero non classificabili secondo la proposta di criteri illustrata), nonché le aree caratterizzate dalla presenza di un criterio di Repulsione.

Aree di esclusione

In applicazione della L.R. 12.07.1994, n. 25 "*Ricerca e coltivazione di acque minerali e termali*", si ritiene necessario includere nelle "*Aree di esclusione*" - tra le altre - le aree oggetto di concessione di acque minerali e termali, nelle quali non si possono intraprendere attività estrattive, trivellazioni di pozzi o scavi che possano arrecare modificazioni qualitative e quantitative al giacimento.

Specificazioni su aree di esclusione

Le perimetrazioni delle aree oggetto di concessione per l'estrazione di acque minerali e termali sono cartograficamente rappresentate, se presenti, negli "atti di concessione" depositati presso le Amministrazioni comunali, ai sensi dei commi 2 e 4 dell'art. 14 della L.R. 25/1994.

Aree di repulsione

Tra le "Aree di repulsione" si individuano i siti oggetto di bonifica ai sensi dell'art. 243 c. 5 del D.Lgs. 152/06.

Specificazioni su aree di repulsione

I siti oggetto di procedure di bonifica sono disponibili e scaricabili in formato shapefiles sul Geoportale della Regione Piemonte e sono ricompresi nel tematismo "Anagrafe regionale dei siti contaminati (ASCO)".

In corrispondenza di siti contaminati, le acque sotterrane oggetto di bonifica ai sensi dell'art. 243, c. 5 del D.Lgs. 152/2006, possono essere sfruttate anche per uso geotermico, sempre che sia tecnicamente possibile e conveniente, e subordinatamente alle esigenze tecniche di bonifica (barriera a valle).

A tal fine le autorizzazioni e la concessione previste per la realizzazione e l'esercizio dell'impianto geotermico acquisiscono il preventivo parere dell'Autorità competente sul progetto di bonifica, eventualmente sentita la Conferenza dei Servizi.

BOX 2: Impianti geotermici "closed-loop" o "a circuito chiuso" (sonde, collettori orizzontali e geostrutture energetiche)

Tale fattispecie di impianti non è soggetta ad alcuna autorizzazione, pertanto è necessario evidenziare alcuni areali che, dal punto di vista della tutela ambientale, possono essere critici per l'installazione di sonde geotermiche a circuito chiuso.

Aree di esclusione

Tenendo conto di alcune caratteristiche idrogeologiche e idrauliche del territorio piemontese ed in un'ottica di tutela della risorsa idrica sotterranea, con particolare attenzione a quella riservata

all'utilizzo idropotabile e a quelle minerali e termali, si segnalano i seguenti ambiti territoriali di Esclusione ad ospitare impianti a sonde geotermiche verticali:

1. zone dove sono presenti fenomeni carsici;
2. aree di salvaguardia delle acque destinate al consumo umano definite ai sensi della vigente normativa regionale e statale;
3. aree di artesianesimo dell'acquifero pliocenico astiano, come definite dalla D.G.R. n. 34-11524 del 03.06.2009, aree MC5;
4. siti oggetto di bonifica ai sensi dell'art. 243 c. 5 del D.Lgs. 152/06;
5. aree oggetto di concessione di acque minerali e termali, come previsto dalla L.R. 12.07.1994, n. 25 "Ricerca e coltivazione di acque minerali e termali", nelle quali non si possono intraprendere attività estrattive, trivellazioni di pozzi o scavi che possano arrecare modificazioni qualitative e quantitative al giacimento;
6. aree in fascia A del PAI, ai sensi dell'art. 29 e 38 delle NTA;
7. aree a rischio idrogeologico molto elevato RME (ZONA 1, ZONA 2 e ZONA B-PR, ZONA I) del PAI
8. aree interessate da fenomeni di dissesto:

Frane	*Fa*, aree interessate da frane attive – (pericolosità molto elevata)
	Fq, aree interessate da frane quiescenti – (pericolosità elevata)
Esondazioni e dissesti a carattere torrentizio lungo le aste dei corsi d'acqua	Ee, aree con pericolosità molto elevata
	Eb, aree con pericolosità elevata
Trasporto di massa sui conoidi	Ca, conoidi attivi o potenzialmente attivi non protette da opere di difesa a monte – (pericolosità molto elevata) Cp, conoidi attivi o potenzialmente attivi protette da opere di difesa
Valanghe	Ve, aree di pericolosità elevata o molto elevata

9. aree comprese negli scenari frequenti H - elevata probabilità di alluvioni del PGRA, costituiti, per il reticolo principale, dalle aree inondabili per piene con tempo di ritorno di 20-50 anni;
10. Aree individuate nelle mappe del rischio del PGRA in classe di rischio R4, rischio molto elevato ai sensi dell' art. 57 del Titolo V delle NdA del PAI;
11. Aree in classe IIIc nella "Carta di sintesi della pericolosità geomorfologica e dell'idoneità all'utilizzazione urbanistica" degli strumenti urbanistici vigenti.

Specificazioni su aree di esclusione

Le aree identificate dai precedenti punti 1, 2 e 6 sono cartografate se presenti negli elaborati geologici degli strumenti urbanistici comunali.

Le aree di artesianesimo dell'acquifero pliocenico astiano (punto 3 dell'elenco precedente) sono disponibili e scaricabili in formato shapefiles sul Geoportale della Regione Piemonte e sono ricompresi nel tematismo "Idrogeologia – base acquifero superficiale 1: 50.000".

I siti oggetto di bonifica (punto 4 dell'elenco precedente) sono disponibili e scaricabili in formato shapefiles sul Geoportale della Regione Piemonte e sono ricompresi nel tematismo "Anagrafe regionale dei siti contaminati (ASCO)".

Le aree oggetto di concessione di acque minerali e termali (punto 5 dell'elenco precedente) sono cartograficamente rappresentate, se presenti, negli "atti di concessione" depositati presso le Amministrazioni comunali, ai sensi dei commi 2 e 4 dell'art. 14 della L.R. 25/1994.

Le aree in fascia A (punto 6 dell'elenco precedente) sono identificate ai sensi dell'art. 29 delle Norme di Attuazione del PAI; per fascia A s'intende l'area di deflusso della piena, costituita dalla porzione di alveo che è sede prevalente del deflusso della corrente per la piena di riferimento, come definita nell'All. 3 "Metodo di delimitazione delle fasce fluviali" al Titolo 2 delle Norme di Attuazione, ovvero che è costituita dall'insieme delle forme fluviali riattivabili durante gli stati di piena.

Le aree RME (punto 7) sono individuate sulla base della valutazione dei fenomeni di dissesto idraulico e idrogeologico, della relativa pericolosità e del danno atteso. Tengono conto sia delle condizioni di rischio attuale sia delle condizioni di rischio potenziale anche conseguente alla realizzazione delle previsioni contenute negli strumenti di pianificazione territoriale e urbanistica. Sono delimitate nella cartografia di cui all'Allegato 4.1 all'Elaborato 2 del PAI e ricomprendono anche le aree del Piano Straordinario PS267.

Le aree interessate da fenomeni di dissesto (punto 8 dell'elenco precedente) sono classificate in relazione alla specifica tipologia dei fenomeni idrogeologici, così come definiti nell'Elaborato 2 del Piano per l'Assetto idrogeologico (art. 9 delle Norme di Attuazione del PAI - D.P.C.M. 24.05.2001).

Lo scenario frequente H - elevata probabilità di alluvioni del PGRA (punto 9) è costituito, per il reticolo principale, dalle aree inondabili per piene con tempo di ritorno di 20-50 anni. Per il reticolo secondario tale scenario è costituito dai dissesti derivanti dai PRG o da valutazioni geomorfologiche (Norme di Attuazione del PAI come integrate dalla Variante normativa del Titolo V e dalle disposizioni regionali attuative vigenti in materia).

Le aree in classe di rischio R4 (punto 10) sono caratterizzate da un livello di rischio molto elevato per la presenza di territori modellati artificialmente, tessuto urbano continuo e denso, zone industriali, commerciali e reti di comunicazione continue e dense, reti ferroviarie, reti stradali, ecc (Norme di Attuazione del PAI come intergrate dalla Variante normativa del Titolo V e dalle disposizioni regionali attuative vigenti in materia)

Aree in classe III c (punto 11) nella "Carta di sintesi della pericolosità geomorfologica e dell'idoneità all'utilizzazione urbanistica" sono identificate dalle "porzioni di territorio edificate ad alta pericolosità geomorfologica e ad alto rischio, per le quali non è proponibile un'ulteriore utilizzazione urbanistica neppure per il patrimonio esistente" (Elaborati cartografici e Norme di Attuazione del PRGC).

Aree di repulsione

Le Aree di repulsione sono le aree nelle quali l'installazione di sonde geotermiche verticali è limitata esclusivamente alla porzione di sottosuolo situata di sopra della base dell'acquifero superficiale come definita dalla D.D. n. 229 del 06/06/2016 i cui aggiornamenti sono scaricabili come *shapefile* alla pagina http://www.geoportale.piemonte.it/cms/ ("Base dell'acquifero superficiale 1:50.000").

Si individua le seguenti Aree di repulsione:

1. aree oggetto di autorizzazione di cava[151]e concessioni minerarie**;**
2. zone di riserva caratterizzate dalla presenza di risorse idriche sotterranee non ancora destinate al consumo umano, ma potenzialmente destinabili a tale uso (RISE), così come individuate all'allegato 9 e alla tavola 8 del Piano di Tutela delle Acque;
3. zone di protezione dei campi pozzi d'interesse regionale così come individuate all'allegato 9 e alla tavola 8 del Piano di Tutela delle Acque.

Specificazioni su aree di repulsione

1. Aree oggetto di autorizzazione di cava e concessioni minerarie.

   Le aree oggetto di autorizzazione di cava o concessione mineraria sono cartografate sul Piano Regolatore del Comune come "aree con destinazione all'attività estrattiva".

2. Zone di riserva (R.I.S.E.)

   Si definiscono R.I.S.E. le zone di riserva caratterizzate dalla presenza di risorse idriche sotterranee non ancora destinate al consumo umano ma potenzialmente destinabili a tale uso.

   Tali aree, individuate nel Piano di Tutela delle Acque (articolo 24 e Allegato 9 delle Norme di Piano, Tavola di Piano n. 8), approvato con D.C.R. n. 117-10731 del 13.03.07, identificano a scala regionale porzioni di corpi idrici sotterranei che, per le rispettive intrinseche caratteristiche quali-quantitative, risultano potenzialmente destinabili all'uso potabile e costituiscono risorse cui far ricorso in caso di crisi idriche o di rilocalizzazioni di fonti attualmente sfruttate.

   I criteri utilizzati per l'individuazione delle R.I.S.E. hanno tenuto conto della elevata qualità della risorsa idrica e della sua buona potenzialità produttiva: tali caratteristiche sono state desunte da studi pregressi e dai dati del monitoraggio regionale adeguatamente ripresi, valorizzati e rielaborati nell'ambito degli studi del Piano di Tutela delle Acque.

   Sulla base dei criteri sopra esposti e della delimitazione effettuata alla Tavola 8 del Piano di Tutela delle Acque viene considerato idoneo all'installazione di sonde geotermiche esclusivamente al di sopra della base dell'acquifero superficiale l'intero territorio dei seguenti Comuni:

   - Mandello Vitta (NO) e Castellazzo Novarese (NO);
   - Druento (TO) e La Cassa (TO);

[151] Al momento della redazione del presente PEAR è in corso la redazione del Piano Regionale delle Attività Estrattive, che individuerà ad una scala di grande dettaglio i poli estrattivi. Tali poli, una volta approvato il PRAE potranno sostituire le "aree oggetto di autorizzazione di cava" nell'elenco delle *aree di esclusione*.

- Pinerolo (TO) e San Secondo di Pinerolo (TO);
- Pancalieri (TO) e Villafranca Piemonte (TO)
- Cavallermaggiore (CN), Bra (CN) e Sanfrè (CN);
- Predosa (AL).

3. Zone di protezione dei campi pozzi d'interesse regionale

I campi pozzi d'interesse regionale, individuati nel Piano di Tutela delle Acque (articolo 24 e Allegato 9 delle Norme di Piano, Tavola di Piano n. 8), approvato con D.C.R. n. 117-10731 del 13/03/07, sono definiti come un insieme contiguo di opere di approvvigionamento di acqua destinata al consumo umano che per l'ubicazione, la potenzialità e la qualità degli acquiferi captati nonché il numero di utenti serviti presentano rilevanza strategica a scala regionale; l'individuazione proposta nel Piano di Tutela delle Acque comprende tutti i campi pozzi da cui viene derivato un volume superiore a 5.000.000 m^3 all'anno; le aree contenenti i campi pozzi d'interesse regionale sono rappresentate nella Tavola 8 del Piano di Tutela delle Acque come l'inviluppo delle aree di salvaguardia dei singoli pozzi definite con il criterio geometrico di cui alla normativa statale.

La perimetrazione degli areali intorno ai campi pozzi d'interesse regionale è stata perseguita attraverso l'approccio metodologico sotto riportato, che consiste nell'applicazione alle aree contenenti i campi pozzi d'interesse regionale dei seguenti criteri:

- un cerchio di raggio 3 Km con centro nel punto idrogeologicamente più a monte posto sul perimetro dell'area contenente il campo pozzi d'interesse regionale;
- un cerchio di raggio 1,5 Km con centro nel punto idrogeologicamente più a valle posto sul perimetro dell'area contenente il campo pozzi d'interesse regionale;
- nei casi in cui il cerchio di raggio 1,5 km sia contenuto all'interno del cerchio di raggio 3 km, vengono cautelativamente utilizzati i limiti del cerchio più esterno.

Sono stati considerati i fogli di mappa ricadenti all'interno di tale areale per più del 50% della loro superficie.

I campi pozzi d'interesse regionale "C.na Bonoma" Cantarana (AT) e "Daghina" Ferrere (AT) e S. Damiano d'Asti (AT) non sono stati ricompresi nei criteri di cui sopra in quanto ricadono nelle aree di artesianesimo dell'acquifero pliocenico astiano di cui al precedente punto 3.2.1 considerate non idonee all'installazione di sonde geotermiche verticali.

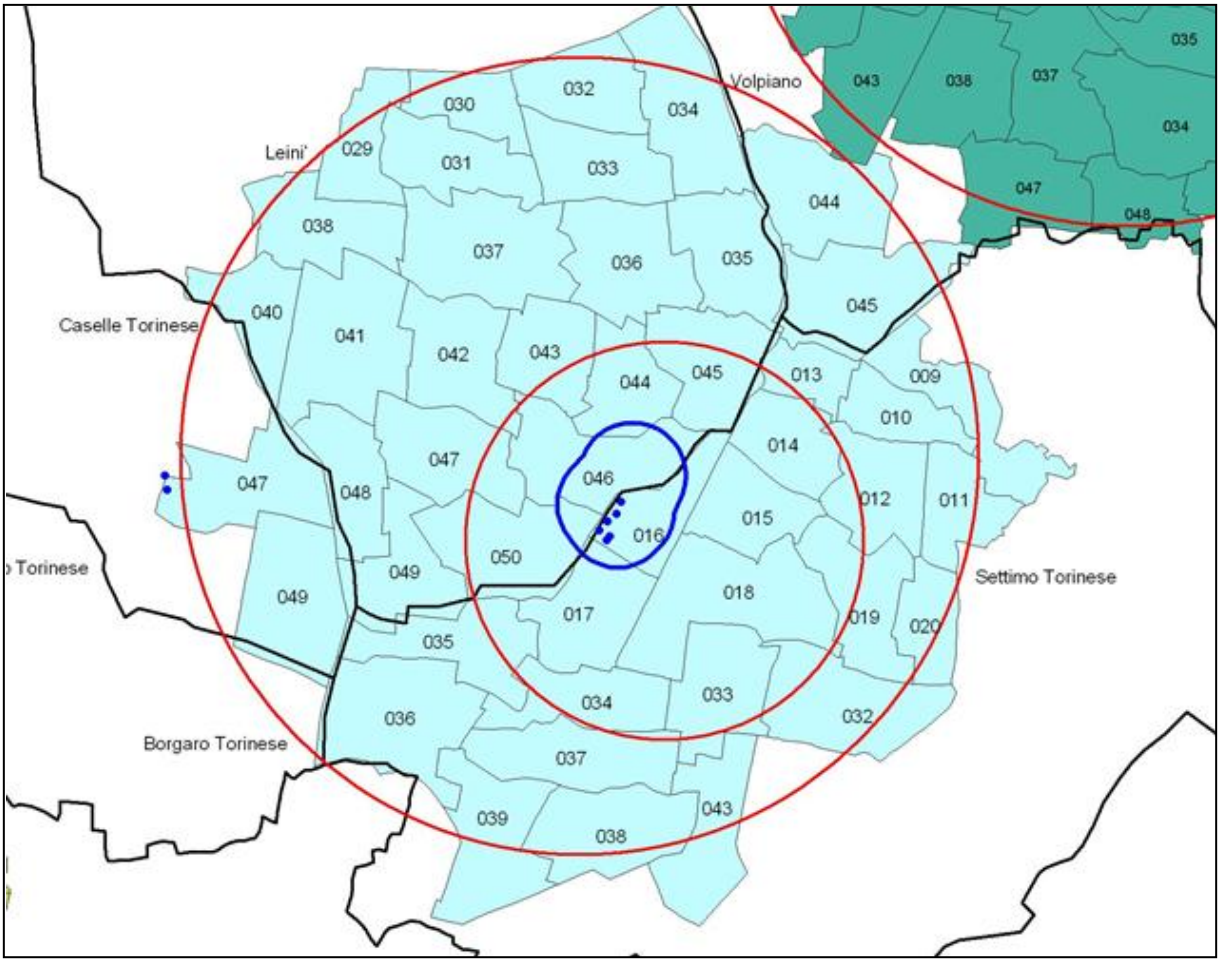
Tra i campi pozzi d'interesse regionale individuati – ad oggi – sono state ridefinite con specifico provvedimento regionale ai sensi del regolamento regionale 11.12.2006 n. 15/R recante *"Disciplina delle aree di salvaguardia delle acque destinate al consumo umano (legge regionale 29 dicembre 2000, n. 61)"*, le aree di salvaguardia del campo-pozzi di località Terranova, ubicato nel Comune di Casale Monferrato (AL) – determinazione n. 50 del 19/02/2016 – e del campo-pozzi di Cascina Giarrea, ubicato nel Comune di Saluggia (VC) – determinazione n. 335 del 21/07/2017.

Si riportano di seguito le tabelle con l'elenco dei fogli di mappa e gli stralci cartografici delle zone di protezione dei campi pozzi d'interesse regionale; dove sono rappresentati in blu le singole

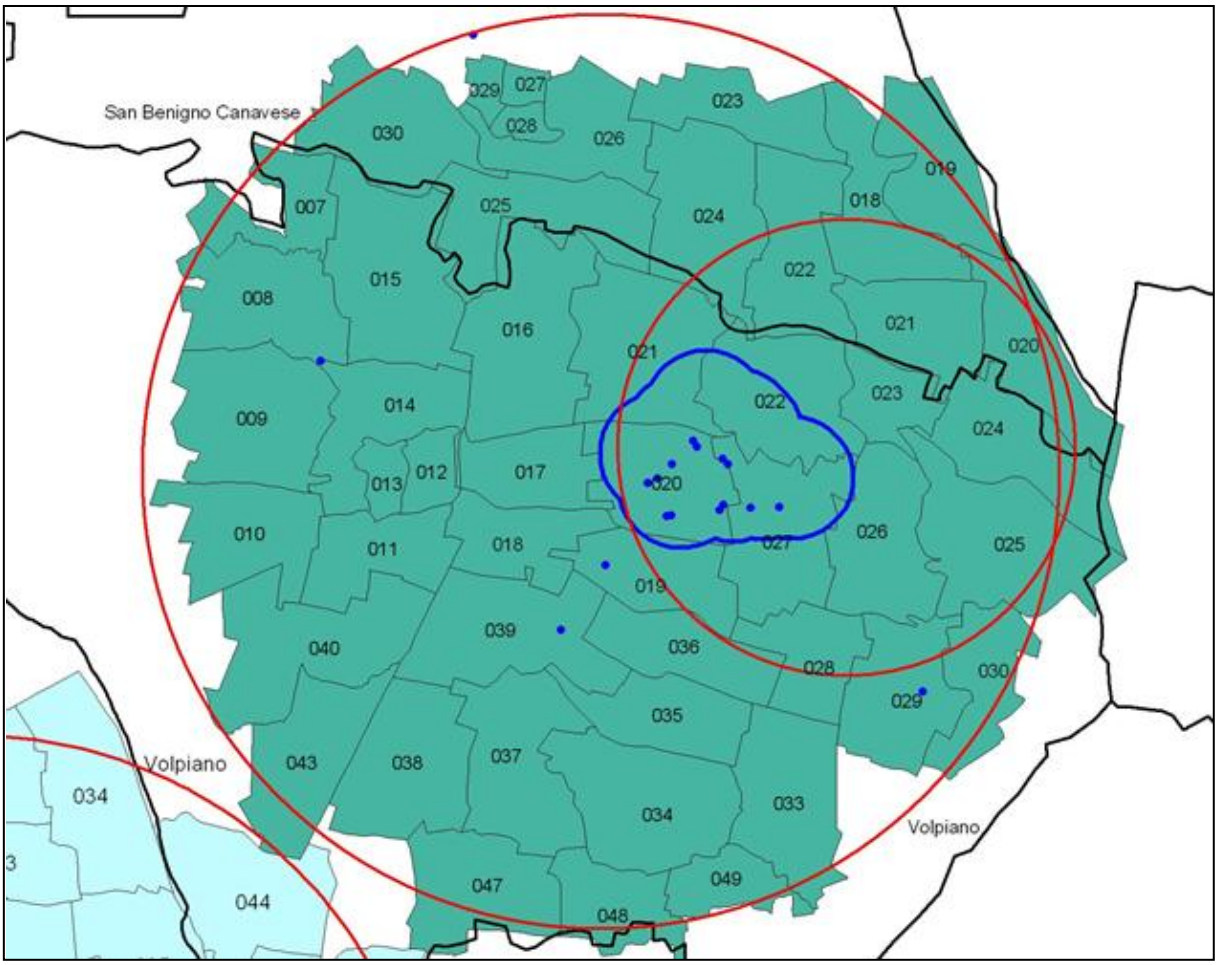
captazioni e le aree contenenti i campi pozzi d'interesse regionale e in rosso i due cerchi delimitati con i criteri sopra riportati.

Elenco dei fogli di mappa individuati all'interno delle zone di protezione dei campi pozzi d'interesse regionale, così come individuati nel Piano di Tutela delle Acque

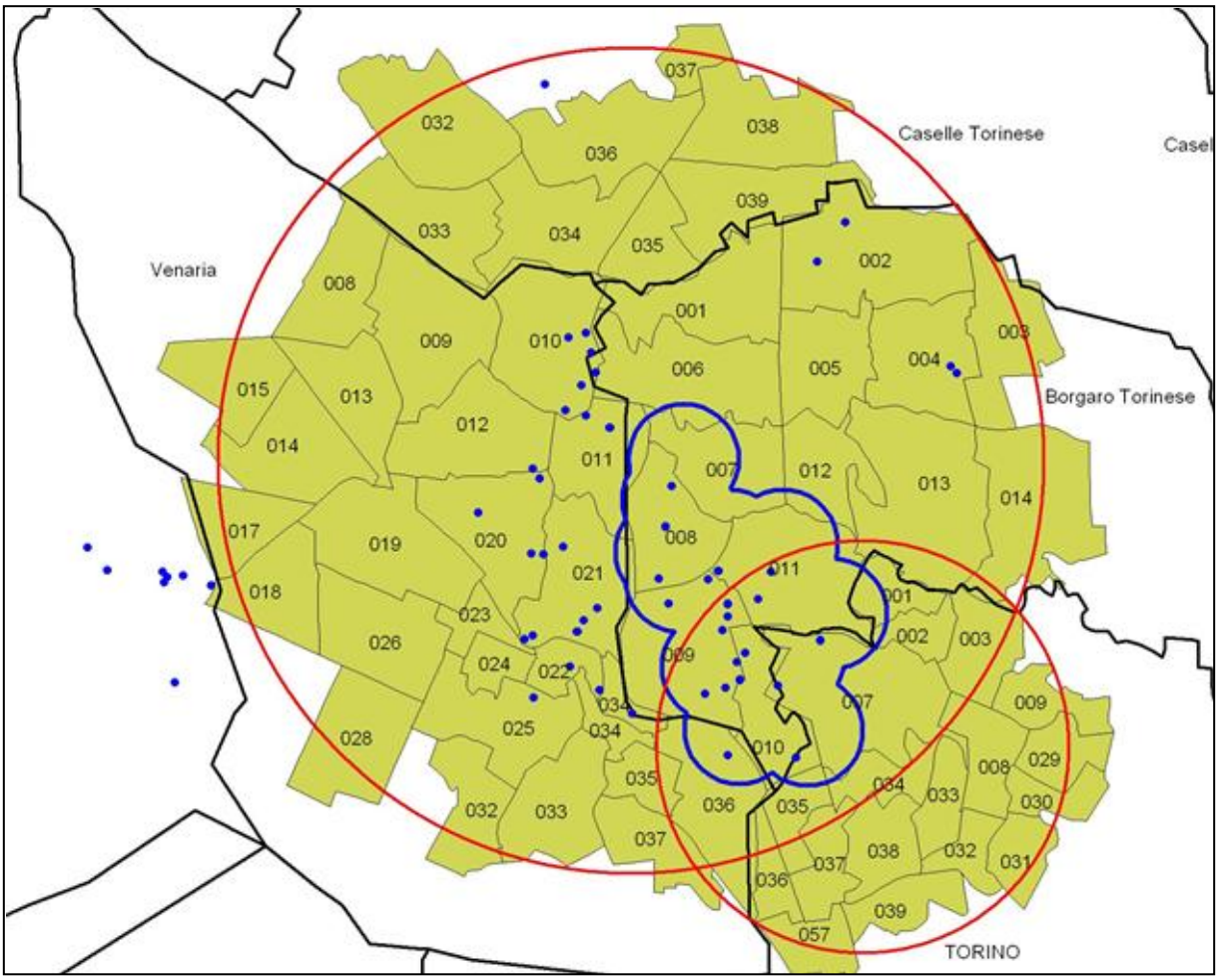
CAMPO POZZI "FORNACINO" SETTIMO TORINESE (TO)			
PROV	ISTAT	COMUNE	FOGLI DI MAPPA
TO	001063	Caselle Torinese	047;049
TO	001130	Leinì	029; 030; 031; 032; 033; 034; 035; 036; 037; 038; 040; 041; 042; 043; 044; 045; 046; 047; 048; 049; 050
TO	001265	Settimo Torinese	009; 010; 011; 012; 013; 014; 015; 016; 017; 018; 019; 020; 032; 033; 034; 035; 036; 037; 038; 039; 043
TO	001314	Volpiano	044; 045



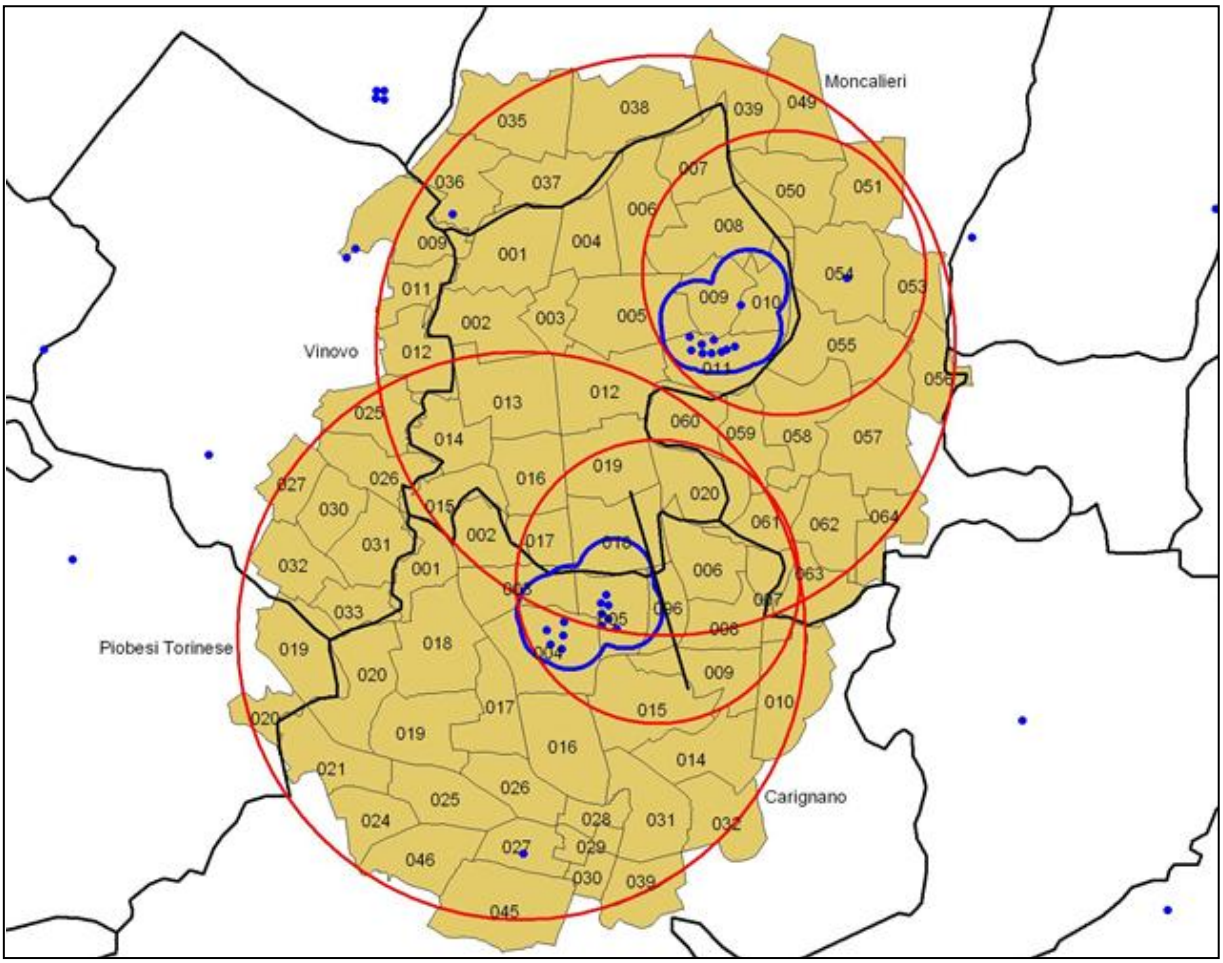
CAMPO POZZI "CENTRALE SMAT" VOLPIANO (TO)			
PROV	ISTAT	COMUNE	FOGLI DI MAPPA
TO	001236	San Benigno Canavese	018; 019; 020; 021; 022; 023; 024; 025; 026; 027; 028; 029; 030
TO	001314	Volpiano	007; 008; 009; 010; 011; 012; 013; 014; 015; 016; 017; 018; 019; 020; 021; 022; 023; 024; 025; 026; 027; 028; 029; 030; 033; 034; 035; 036; 037; 038; 039; 040; 043; 047; 048; 049



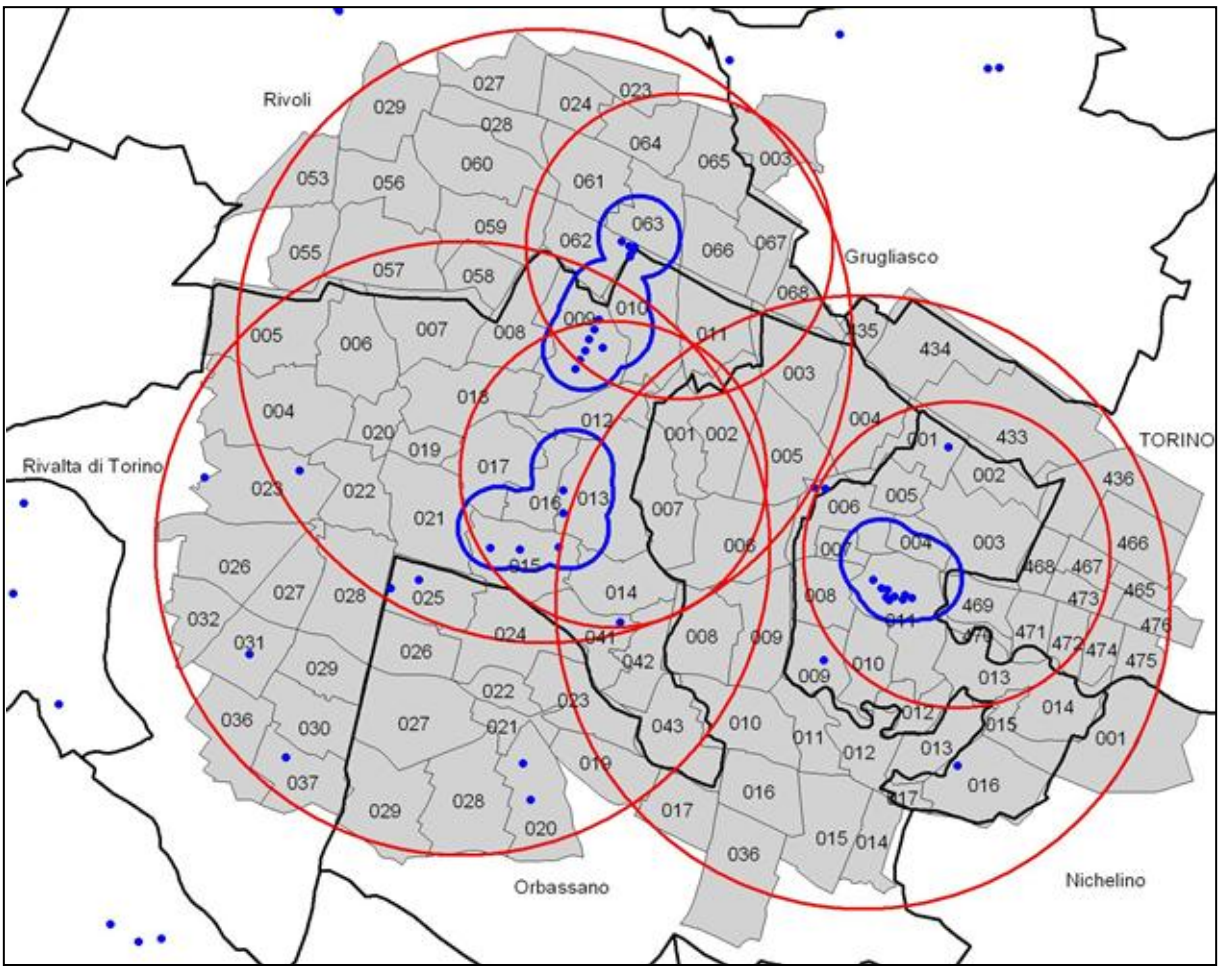
CAMPO POZZI "CRAVARIO/PONTE STURA" BORGARO TORINESE (TO)			
PROV	ISTAT	COMUNE	FOGLI DI MAPPA
TO	001028	Borgaro Torinese	001; 002; 003; 004; 005; 006; 007; 008; 009; 010; 011; 012; 013; 014
TO	001063	Caselle Torinese	032; 033; 034; 035; 036; 037; 038; 039
TO	001272	Torino	001; 002; 003; 007; 008; 009; 029; 030; 031; 032; 033; 034; 035; 036; 037; 038; 039; 057
TO	001292	Venaria	008; 009; 010; 011; 012; 013; 014; 015; 017; 018; 019; 020; 021; 022; 023; 024; 025; 026; 028; 032; 033; 034; 035; 036; 037



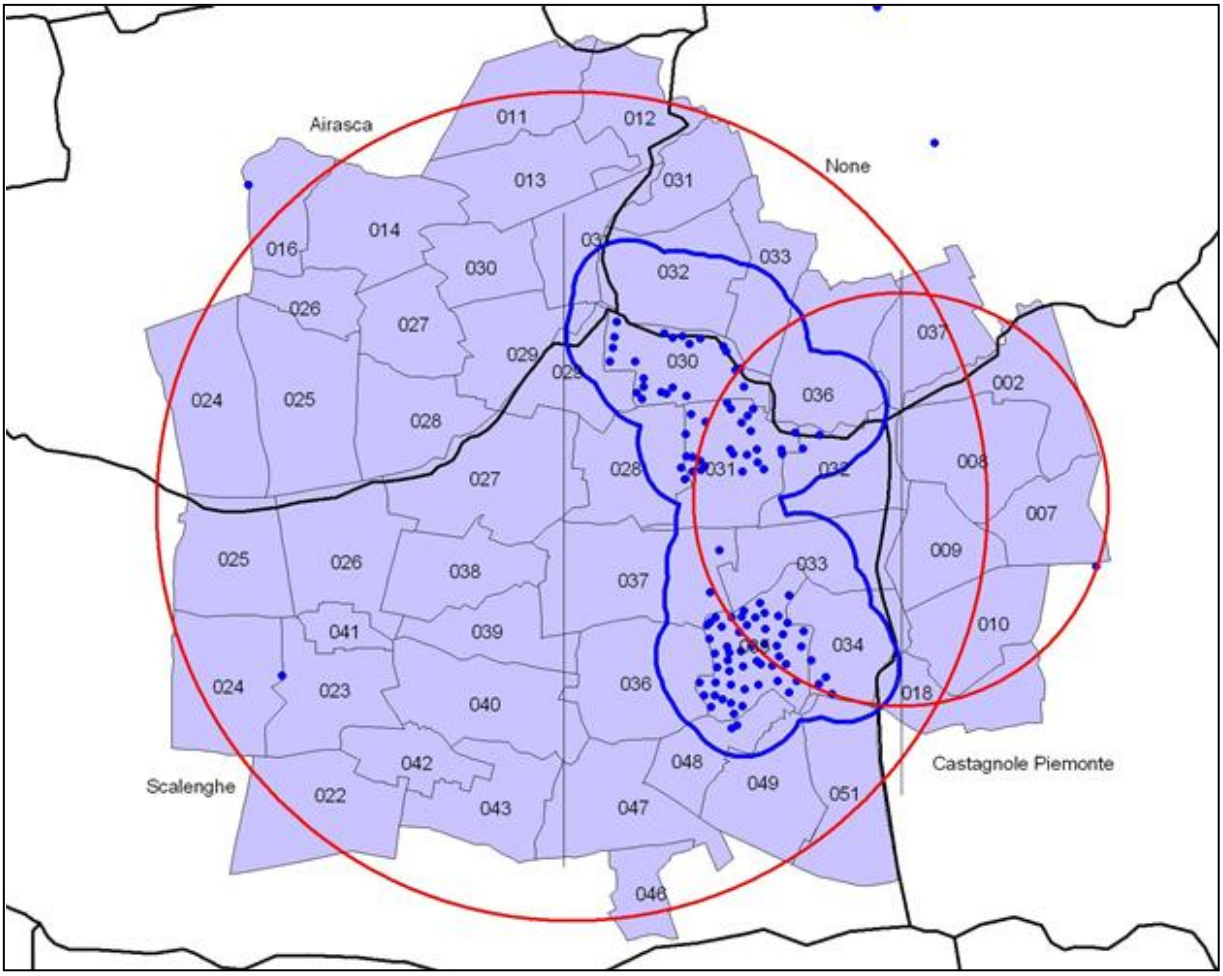
CAMPI POZZI CARIGNANO (TO) - LA LOGGIA (TO)			
PROV	ISTAT	COMUNE	FOGLI DI MAPPA
TO	001058	Carignano	001; 002; 003; 004; 005; 006; 007; 008; 009; 010; 014; 015; 016; 017; 018; 019; 020; 021; 024; 025; 026; 027; 028; 029; 030; 031; 032; 039; 045; 046; 096
TO	001127	La Loggia	001; 002; 003; 004; 005; 006; 007; 008; 009; 010; 011; 012; 013; 014; 015; 016; 017; 018; 019; 020
TO	001156	Moncalieri	035; 036; 037; 038; 039; 049; 050; 051; 053; 054; 055; 056; 057; 058; 059; 060; 061; 062; 063; 064
TO	001193	Piobesi Torinese	019; 020
TO	001309	Vinovo	009; 011; 012; 025; 026; 027; 030; 031; 032; 033



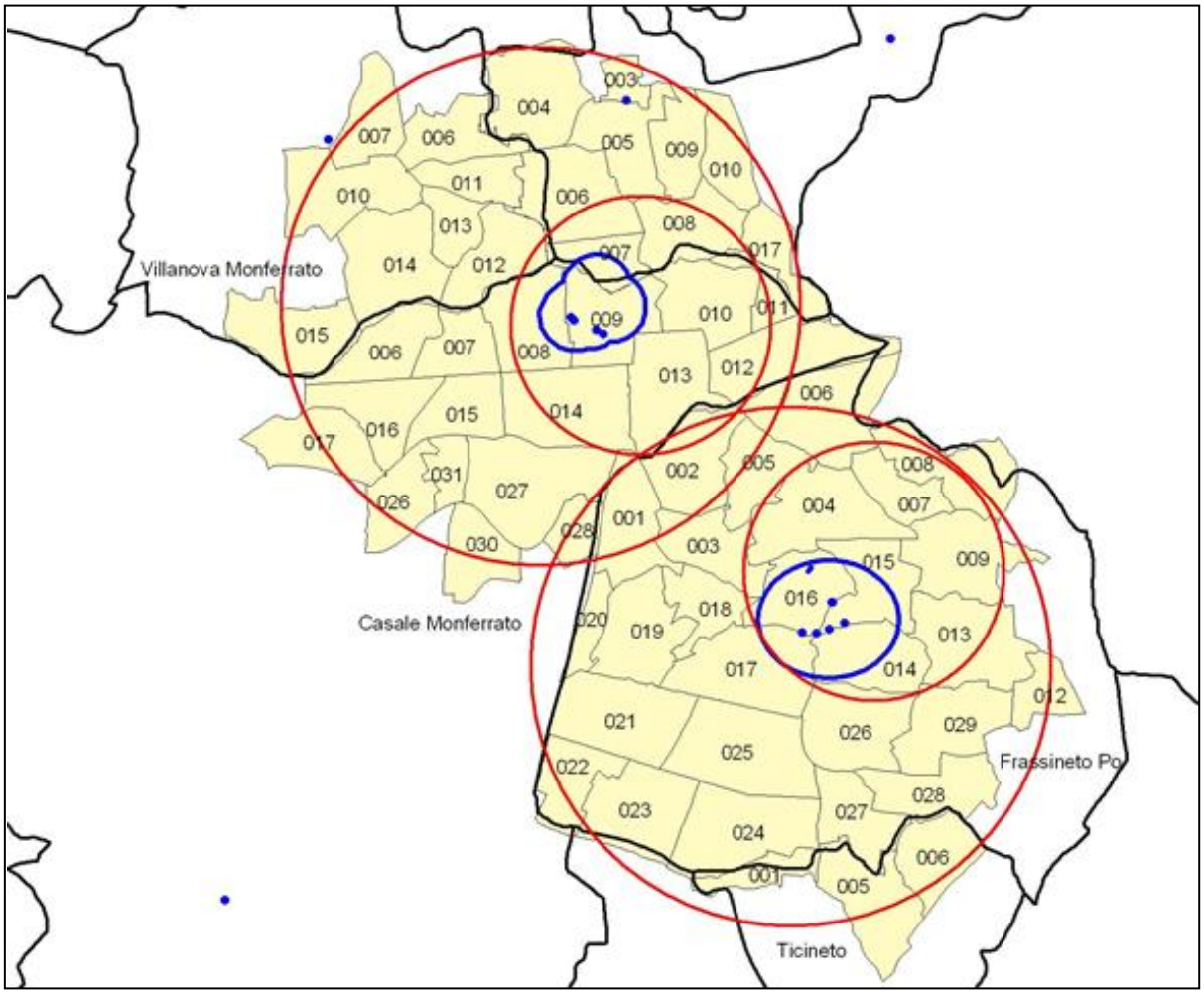
CAMPI POZZI "CAMPO FREGOSO/DOIRONE/C.NA ROMANA" RIVALTA DI TORINO (TO) - "C.NA ROMANA" BEINASCO (TO)			
PROV	ISTAT	COMUNE	FOGLI DI MAPPA
TO	001024	Beinasco	001; 002; 003; 004; 005; 006; 007; 008; 009; 010; 011; 012; 013; 014; 015; 016; 017
TO	001120	Grugliasco	003
TO	001164	Nichelino	001
TO	001171	Orbassano	001; 002; 003; 004; 005; 006; 007; 008; 009; 010; 011; 012; 013; 014; 015; 016; 017; 019; 020; 021; 022; 023; 024; 025; 026; 027; 028; 029; 036
TO	001214	Rivalta di Torino	004; 005; 006; 007; 008; 009; 010; 011; 012; 013; 014; 015; 016; 017; 018; 019; 020; 021; 022; 023; 026; 027; 028; 029; 030; 031; 032; 036; 037; 041; 042; 043
TO	001219	Rivoli	023; 024; 027; 028; 029; 053; 055; 056; 057; 058; 059; 060; 061; 062; 063; 064; 065; 066; 067; 068
TO	001272	Torino	433; 434; 435; 436; 465; 466; 467; 468; 469; 470; 471; 472; 473; 474; 475; 476



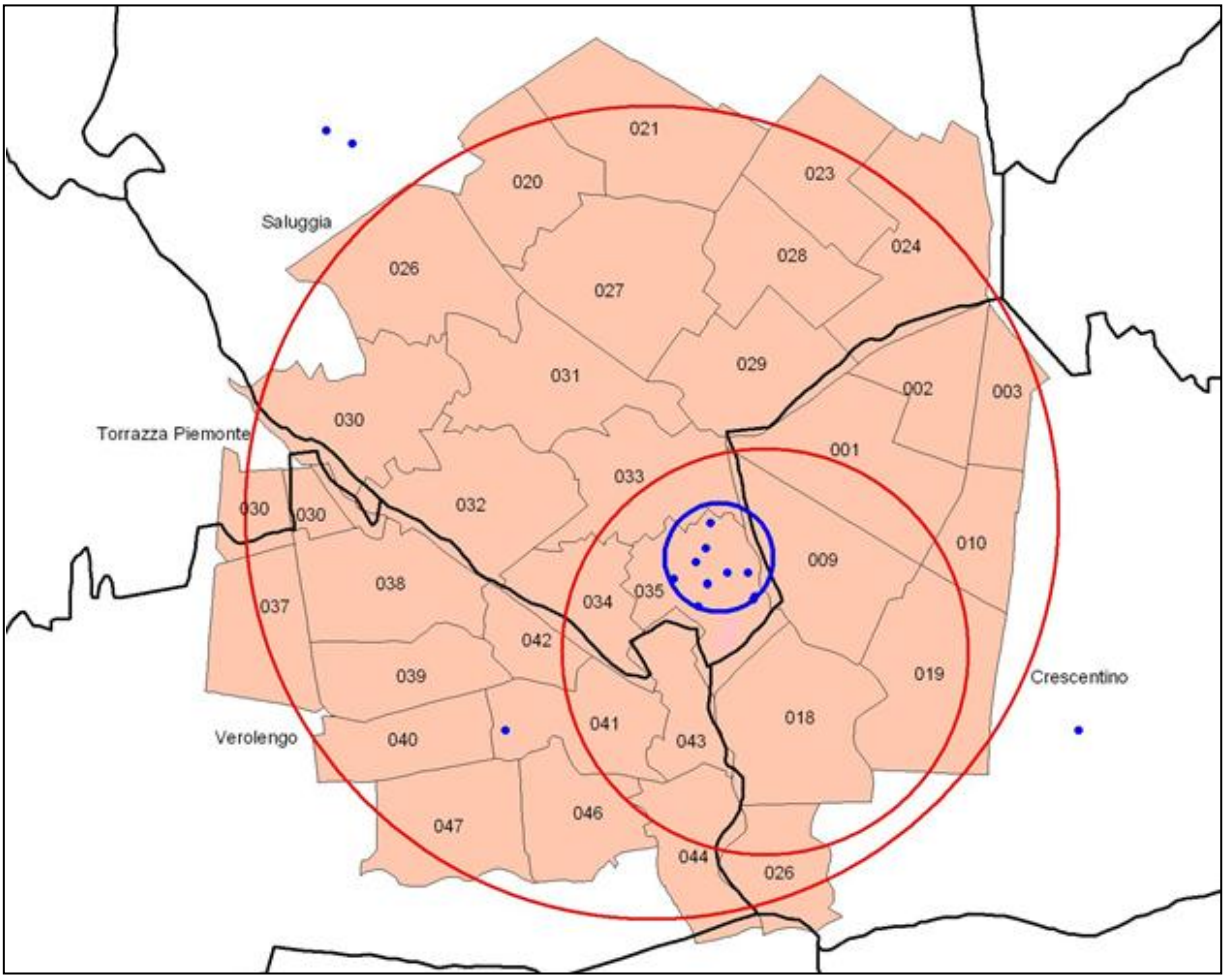
CAMPO POZZI "LE PRESE/SBARRE'" SCALENGHE (TO)			
PROV	ISTAT	COMUNE	FOGLI DI MAPPA
TO	001002	Airasca	011; 012; 013; 014; 016; 024; 025; 026; 027; 028; 029; 030; 031
TO	001065	Castagnole Piemonte	002; 007; 008; 009; 010; 018
TO	001168	None	031; 032; 033; 036; 037
TO	001260	Scalenghe	022; 023; 024; 025; 026; 027; 028; 029; 030; 031; 032; 033; 034; 035; 036; 037; 038; 039; 040; 041; 042; 043; 046; 047; 048; 049; 051



CAMPI POZZI "C.NA BETLEMME" FRASSINETO PO (AL) - "TERRANOVA" CASALE MONFERRATO (AL)			
PROV	ISTAT	COMUNE	FOGLI DI MAPPA
VC	002082	Motta dei Conti	003; 004; 005; 006; 007; 008; 009; 010; 017
AL	006039	Casale Monferrato	006; 007; 008; 009; 010; 011; 012; 013; 014; 015; 016; 017; 026; 027; 028; 030; 031
AL	006073	Frassineto Po	001; 002; 003; 004; 005; 006; 007; 008; 009; 012; 013; 014; 015; 016; 017; 018; 019; 020; 021; 022; 023; 024; 025; 026; 027; 028; 029
AL	006173	Ticineto	001; 005; 006
AL	006185	Villanova Monferrato	006; 007; 010; 011; 012; 013; 014; 015



CAMPO POZZI "C.NA GIARREA" SALUGGIA (VC)			
PROV	ISTAT	COMUNE	FOGLI DI MAPPA
TO	001273	Torrazza Piemonte	030
TO	001293	Verolengo	030; 037; 038; 039; 040; 041; 042; 043; 044; 046; 047
TO	002049	Crescentino	001; 002; 003; 009; 010; 018; 019; 026
VC	002128	Saluggia	020; 021; 023; 024; 026; 027; 028; 029; 030; 031; 032; 033; 034; 035



ALLEGATO 3: SCHEMA DI LINEE GUIDA PER LA DEFINIZIONE DEL PIANO PER LO SVILUPPO DEL TELERISCALDAMENTO

SCHEMA DI LINEE GUIDA PER LA DEFINIZIONE DEL PIANO PER LO SVILUPPO DEL TELERISCALDAMENTO NEI COMUNI, DI CUI ALL'ART. 22, C. 3, DEL D.LGS. 28/2011 378

RIFERIMENTI NORMATIVI E CAMPO DI APPLICAZIONE IN PIEMONTE. 378
SETTORI DI ATTIVITÀ.....379

Schema di linee guida per la definizione del Piano per lo Sviluppo del teleriscaldamento nei Comuni, di cui all'art. 22, c. 3, del D.Lgs. 28/2011

Riferimenti normativi e campo di applicazione in Piemonte.

Al fine di favorire uno sviluppo locale di sistemi di teleriscaldamento correlati con le specificità del territorio, l'art. 22, c. 2 del Decreto legislativo n. 28/2011 ha previsto che "*in sede di pianificazione e progettazione, anche finalizzate a ristrutturazioni di aree residenziali, industriali o commerciali, […], i Comuni verificano la disponibilità di soggetti terzi ad integrare apparecchiature e sistemi di produzione e utilizzo di energia da fonti rinnovabili e di reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento, anche alimentate da fonti rinnovabili*".

Il legislatore nazionale ha poi previsto che, per valorizzare le ricadute dell'azione di pianificazione e verifica di cui sopra, "i Comuni con popolazione superiore a 50.000 abitanti definiscono, in coordinamento con le Province e in coerenza con i Piani energetici regionali, specifici Piani di sviluppo del teleriscaldamento e del teleraffrescamento volti ad incrementare l'utilizzo dell'energia prodotta anche da fonti rinnovabili. […]." Tale facoltà viene altresì lasciata ai Comuni con popolazione inferiore a 50.000 abitanti, che possono definire piani in forma associata.

Siffatti piani dovranno, poi, essere elaborati anche in coerenza e sulla base delle informazioni raccolte dal GSE, opportunamente rese disponibili al territorio, nell'ambito dell'elaborazione "del rapporto contenente una valutazione del potenziale nazionale di applicazione della cogenerazione ad alto rendimento nonché del teleriscaldamento e teleraffrescamento efficienti […]", da presentare entro il 31.10.2015, ai sensi dell'art. 10, c. 1 del Decreto legislativo 102/2014.

I Comuni In Piemonte assoggettati all'obbligo di cui all'art. 22, c. 3 del D.Lgs. 28/2011 sono:

- Torino
- Novara
- Alessandria
- Asti
- Moncalieri
- Cuneo
- Collegno

Possono altresì considerarsi interessabili all'attività pianificatoria "i Comuni con popolazione inferiore a 50.000 abitanti, […], anche in forma associata, avvalendosi dell'azione di coordinamento esercitata dalle Province", tra cui, in particolare, i seguenti Comuni, la cui popolazione è compresa tra 49.999 e 47.500 abitanti e che nei prossimi anni potrebbero subire processi di incremento demografico, tali da essere assoggettati all'obbligo:

- Rivoli
- Nichelino
- Settimo T.se.

Inoltre, la redazione da parte dei Comuni, in forma singola o associata, dei Piani di Sviluppo del teleriscaldamento può costituire elemento qualificante e attuativo dei Piani d'Azione per l'Energia Sostenibile (PAES), laddove predisposti, in esito all'adesione volontaria al Patto dei Sindaci, nonché della strategia regionale di conseguimento al 2020 degli obiettivi di *Burden Sharing*.

In ogni caso, i Piani di cui trattasi possono costituire validi strumenti di supporto alle decisioni del Comune, atti a consentire una corretta conoscenza dei principali fattori che possono efficacemente contribuire ad una scelta consapevole del Comune in materia di sviluppo del teleriscaldamento, eventualmente correlato allo sfruttamento della FER (biomasse, solare termico, geotermia a bassa entalpia con pompe di calore), nonché rappresentare un quadro di riferimento per le successive eventuali proposte progettuali presentate dagli operatori del settore.

Il presente documento, pertanto, intende costituire un primo supporto, sotto forma di schema, ai fini dell'effettuazione di una ricognizione sugli elementi indispensabili che si rende necessario investigare e sui dati che giocoforza debbono essere collezionati per poter approcciare un'attività di pianificazione in materia di sviluppo di sistemi di teleriscaldamento.

Settori di attività

Ricognizione sulle caratteristiche principali della domanda di energia termica esistente e programmata (espansioni urbanistiche previste), raccogliendo per ciascun edificio i seguenti dati nell'ambito di un database georiferito (mappatura).

1. Dati Comune

   1.1 Codice Comune

   1.2 Zona climatica [E, F]

   1.3 Gradi giorno del Comune

   1.4 Superficie del territorio comunale

   1.5 Numero abitanti del Comune

   1.6 Consumi di gas naturale, gasolio, altri combustibili per riscaldamento e calore da TLR nel settore residenziale e terziario pubblico aggregati per Comune

2. Dati correlati all'ubicazione del singolo edificio

   2.1 Tipo località [1: centro abitato; 2: nucleo abitato; 3: case sparse]

   2.2 Codice sezione censimento ISTAT

   2.3 Codice edificio

   2.4 Codice che identifica il tipo di edificio (residenziale, terziario pubblico, piscina, …)

   2.5 Coefficiente di edificazione per le aree di prevista urbanizzazione [m^3/ m^2]

   2.6 Classe energetica degli edifici di prevista edificazione [A, B, …]

3. Dati correlati agli elementi costruttivi e ad altre informazioni dimensionali del singolo edificio

   3.1 Anno di costruzione dell'edificio

   3.2 Superficie (totale o in pianta) dell'edificio [m^2]

   3.3 Numero di piani [1,2, 3, …,10]

   3.4 Volumetria (superficie totale x h utile; oppure superficie in pianta x h utile x n. piani) dell'edificio [m^3]

   3.5 Tipo di occupazione [1^ casa; 2^ casa; uffici, etc]

   3.6 Profilo di occupazione [settimanale (1/7); giornaliero (1/24)]

4. Dati correlati all'impianto energetico dell'edificio con dettaglio del combustibile utilizzato e dei consumi energetici annui

4.1.1 Riscaldamento centralizzato	☐	
4.1.2 Riscaldamento autonomo nelle singole unità abitative	☐	
4.1.3 Nessun impianto di riscaldamento	☐	
4.1.4 Teleriscaldamento	☐	[MWh]
4.1.5 Impianto a metano	☐	[Sm^3] [MWht]
4.1.6 Impianto a gasolio	☐	[litri] [MWht]
4.1.7 Impianto a olio combustibile	☐	[litri] [MWht]
4.1.8 Impianto a GPL	☐	[litri] [MWht]
4.1.9 Impianto a biomassa	☐	[tonnellate] [MWht]
4.1.10 Impianto a carbone	☐	[tonnellate] [MWht]
4.1.11 Impianto a energia elettrica	☐	[MWhe]
4.1.12 Impianto a energia solare	☐	[MWht]
4.1.13 Impianto a geotermia con pompe di calore	☐	[MWht]

   4.2 Anno di costruzione dell'impianto

   4.3 Vigenza di un contratto di gestione calore/servizio energia [scadenza …/…/…] ☐

   4.4 Potenza del sistema di generazione [kWt; kWe]

   4.5 Tipologia del sistema di distribuzione [colonne montanti; a isola; …]

   4.6 Presenza e tipologia di sistemi di contabilizzazione del calore ☐

   4.7 Presenza e tipologia di sistemi di regolazione ☐

   4.8 Tipologia di terminali di erogazione del calore

5. Dati relativi ai Piani di sviluppo PRGC

   5.1 Zone industriali con un consumo annuo di riscaldamento > 20 GWh

5.2 Previsione di nuove aree industriali con localizzazione di processi produttivi fortemente energivori

5.3 Coefficiente di edificazione per le aree di prevista urbanizzazione [m^3/ m^2]

5.4 Classe energetica degli edifici di prevista edificazione [A, B, …]

6. Dati correlati alla presenza di potenziali baricentri di utilizzazione energetica, ovvero di poli concentrati di domanda energetica (termica ed elettrica) che possano fungere da poli di attrazione nella localizzazione di impianti di generazione/cogenerazione a servizio di una pluralità di utenze collegate a una rete di TLR

6.1 Ospedali

6.2 Complessi scolastici (caratterizzati dalla presenza scuole di diverso ordine e grado organizzate in più edifici e su consistenti volumetrie) e complessi sportivi (con piscina)

6.3 Unità produttive caratterizzate da forti fabbisogni di energia termica (settore cartario, alimentare, …)

Tipologia di utenza	
Indirizzo	

Caratteristiche edificio	
Volumetria (m^3)	
Superficie (m^2)	
Anno di costruzione	
Interventi di riqualificazione energetica effettuati	
Fabbisogno energetico medio (MWht)[152]	

Caratteristiche degli impianti					
Impianto	Tipologia	Anno	Combustibile	Potenza termica erogata	Potenza focolare nominale
Caldaia 1					
Caldaia 2					
Caldaia 3					
Caldaia ACS					

[152] Il fabbisogno medio di energia termica potrà essere stimato sulla base dei consumi di energia primaria e dei rendimenti dei processi di trasformazione

Cogenerazione					
SST TLR 1					Na
SST TLR 2					na

Utilizzo energia termica	Fluido vettore (H_2O calda/vapore)	Quantità (litri/kg)
Climatizzazione		
Usi tecnologici		
Processo produttivo		

Consumi annui	2012	2013	2014
Gas naturale (Sm^3)			
Gasolio (litri)			
Gpl (litri)			
Cippato (tonnellate)			
Teleriscaldamento (MWh)			
Energia elettrica (MWh)			

Ricognizione sulle principali caratteristiche dell'offerta di energia in impianti e infrastrutture esistenti o in programma di rilevanza territoriale, raccogliendo i seguenti dati nell'ambito di un database georiferito (mappatura).

7. Cogenerazione ad alto rendimento (CAR) esistente

7.1 Anno d'installazione

7.2 Potenza elettrica installata [kWe]

7.3 Potenza termica installata [kWt]

7.4 Energia elettrica lorda prodotta nell'ultima annualità di esercizio [MWhe/anno]

7.5 Energia termica utile recuperata nell'ultima annualità di esercizio [MWht/anno]

7.6 Tipologia di combustibile utilizzato

7.7 Tipologia d'impianto:

7.7.1 Turbina a gas a ciclo combinato ☐

7.7.2 Turbina a gas con recupero di calore ☐

7.7.3 Turbina a vapore a contropressione ☐

7.7.4 Turbina di condensazione a estrazione di vapore ☐

7.7.5 Motore a combustione interna ☐

7.7.6 Termovalorizzatore di rifiuti ☐

7.7.7 Altro ☐

7.8 Unità abbinata a rete di teleriscaldamento ☐

7.9 Quantità di energia termica ceduta alla rete di TLR [MWht] ☐

8. Cogenerazione ad alto rendimento (CAR) in progetto

8.1 Anno previsto d'entrata in esercizio

8.2 Potenza elettrica prevista

8.3 Potenza termica prevista

8.4 Unità abbinata a soddisfacimento di fabbisogno termico di processo ☐

8.5 Unità abbinata a soddisfacimento di fabbisogno elettrico di processo ☐

8.6 Unità abbinata a rete di teleriscaldamento ☐

8.7 Quartiere o frazione che si prevede di riscaldare

8.8 Stime di volumetria riscaldata

8.9 Stime di potenzialità termica residua

9. Reti di TLR esistenti e impianti collegati

9.1 Volumetria servita [m^3]

9.2 Numero di utenze [n° di sst]

9.3 Energia erogata a clienti [MWht/anno]

9.4 Lunghezza reti [km]

9.5 Temperatura fluido termovettore [°C]

9.6 Energia immessa in rete [MWht]

9.6.1 di cui da combustibili fossili [MWht]

9.6.2 di cui da FER [MWht]

9.6.3 di cui da CAR [MWht]

9.6.4 di cui da termovalorizzazione [MWht]

9.6.5 di cui da stoccaggi termici [MWht]

9.7 Potenza termica installata totale [MW]

9.7.1 di cui da combustibili fossili [MW]

9.7.2 di cui da FER [MW]

9.7.3 di cui da cogenerazione [MW]

9.7.4 di cui da termovalorizzazione [MW]

9.7.5 di cui da stoccaggi termici [MW]

10. Reti di TLR in progetto e impianti collegati

10.1 Anno previsto d'entrata in esercizio

10.2 Volumetria servita prevista[m^3]

10.3 Numero previsto di utenze [n° di sst]

10.4 Potenza termica prevista [MW]

10.4.1 di cui da combustibili fossili [MW]

10.4.2 di cui da FER [MW]

10.4.3 di cui da cogenerazione [MW]

10.4.4 di cui da termovalorizzazione [MW]

10.4.5 di cui da stoccaggi termici [MW]

11. Impianti industriali con potenzialità residua di recupero di calore

11.1 Tipologia d'impianto

11.2 Potenza termica installata [MWt]

11.3 Potenza termica erogata al processo produttivo [MWt]

11.4 Potenza termica residua recuperabile [MWt]

11.5 Altre utenze termiche prossime all'impianto

12. Disponibilità di risorse rinnovabili e rifiuti

12.1 Disponibilità di biomasse forestali nei bacini di approvvigionamento rappresentati sulla base di un raggio di 30 km dal Comune interessato [tonnellate]

12.2 Quantità di energia primaria contenuta nella biomassa agroforestale approvvigionabile nei bacini di cui sopra [tep]

12.3 Previsione del piano d'ambito regionale, in coerenza con le indicazioni e i criteri stabiliti dal piano regionale, in ordine alla realizzazione di impianti di termovalorizzazione di rifiuti nei singoli bacini di produzione [MW]

12.4 Disponibilità di biomasse di scarto in distretti agricoli e industriali [tipologia e tonnellate]

12.5 Previsione di utilizzo del calore geotermico tramite reti di teleriscaldamento [MW]

Individuazione del potenziale tecnico inteso come domanda aggregata di calore che potrebbe essere soddisfatta tramite l'offerta di calore prodotto da sistemi efficienti

13. Lato domanda

13.1 Quantificazione del fabbisogno di energia termica espressione di un'aggregazione di utenze termiche esistenti (cluster di edifici) caratterizzate da classi di volumetria ritenute d'interesse, da impianti di riscaldamento centralizzati, dalla eventuale vicinanza ad un baricentro di utilizzazione energetica [MWht/anno]

13.2 Quantificazione del fabbisogno atteso di energia termica espressione di un'area di futura edificazione, caratterizzata da un coefficiente di edificabilità ritenuto d'interesse e da edifici di una data classe energetica [MWht/anno]

14. Lato offerta

    14.1 Sviluppo della produzione di calore da cogenerazione ad alto rendimento attraverso l'ammodernamento di impianti industriali/terziari e/o la realizzazione di nuovi impianti [MWht/anno]

    14.2 Razionalizzazione sotto il profilo dell'efficienza energetica delle reti di TLR e massimizzazione del calore prodotto in cogenerazione in impianti esistenti o in programma [MWht/anno]

    14.3 Risparmio di energia primaria correlato all'efficientamento di impianti di cogenerazione/generazione e trasporto/distribuzione [MWht/anno]

15. Potenziale tecnico

    15.1 …… [MWht/anno]

    15.2 …… [m^3]

    15.3 Georeferenziazione del cluster di utenze termiche considerate

    15.4 Abbinamento a rete TLR esistente ☐

    15.5 Aggregazione a baricentro di utilizzazione energetica ☐

Ricognizione dei vincoli presenti nei Comuni oggetto d'indagine

16. Zonizzazione correlata al Piano regionale della Qualità dell'Aria

    16.1 Comune in area critica, ai sensi della DGR n. …… ☐

    16.2 Comune in area non critica, ai sensi della DGR n. …… ☐

17. Vincoli paesaggistici ai sensi del D.Lgs. 42/2004 sulle aree edificate oggetto d'indagine

    17.1 Vincoli ai sensi dell'art. yyy

    17.2 Vincoli ai sensi dell'art. xxx

    17.3 Altri vincoli stabiliti dal PRGC (zonizzazione acustica, fasce di rispetto varie, …)

18. Elenco delle autorizzazioni/permessi/nullaosta da ottenere ai fini della realizzazione di un impianto generazione/cogenerazione abbinato a una rete di TLR

    18.1 Autorizzazione unica ai sensi dell'art. 12 del D.Lgs. 387/2003 e ss.mm.ii. ☐

    18.2 Autorizzazione unica ai sensi del D.Lgs. 115/2008 ☐

    18.3 Autorizzazione unica ai sensi del D.Lgs. 20/2007 ☐

    18.4 Procedura Abilitativa semplificata (PAS) ☐

    18.5 Autorizzazione del Comune alla realizzazione di una rete di TLR ☐

    18.6 Verifica provinciale di assoggettabilità a VIA per reti TLR > 20 km ☐

ALLEGATO 4: CAMBIAMENTO CLIMATICO ED ENERGIA

LA PRODUZIONE DI ENERGIA E LA MITIGAZIONE DEL CAMBIAMENTO CLIMATICO.....387

L'INFLUENZA DEL CAMBIAMENTO CLIMATICO SULLA PRODUZIONE ENERGETICA E SUI CONSUMI 390

GLI SCENARI CLIMATICI FUTURI AL 2030 SUL PIEMONTE.....391

METODOLOGIA (PERIODO DI RIFERIMENTO 1986-2005, SCENARIO 2025-2035) 391
TEMPERATURE.....392
PRECIPITAZIONI (CUMULATE ANNUALI E STAGIONALI, NUMERO DI GIORNI PIOVOSI) 407
NECESSITÀ DI RISCALDAMENTO E RAFFREDDAMENTO.....417
ONDATE DI CALDO 424

GLI IMPATTI POTENZIALI SULLA DOMANDA 426

GLI IMPATTI POTENZIALI SULLA PRODUZIONE.....428

GLI IMPATTI POTENZIALI SULLA DISTRIBUZIONE/TRASMISSIONE DI ENERGIA ELETTRICA.....430

LE AZIONI DI ADATTAMENTO.....431

Con la collaborazione di ARPA Piemonte, dipartimento Rischi Naturali e Ambientali

La produzione di energia e la mitigazione del cambiamento climatico

Il V Rapporto del Panel Intergovernativo su Cambiamenti Climatici[153], pubblicato a fine 2013, ha messo in evidenza come il riscaldamento globale che è stato misurato nell'ultimo secolo sia inequivocabilemente (con una confidenza del 95%) attribuibile alle emissioni di gas climalteranti di origine antropica, gas che trattengono in maniera consistente la radiazione infrarossa emessa dalla superficie terrestre, prima fra tutte l'anidride carbonica (CO_2), seguita dal protossido di azoto (N_2O) e dal metano (CH_4).

Lo stesso rapporto fa una valutazione dettagliata dell'incremento delle emissioni a livello globale, evidenziando come la concentrazione dei principali gas serra sia aumentata a livelli mai raggiunti negli ultimi 800.000 anni: quella di anidride carbonica è aumentata del 40% dal periodo pre-industriale, a causa delle emissioni dovute all'utilizzo di combustibili fossili, alla produzione di cemento e al contributo netto dato dalle modifiche dell'uso del suolo, quella del metano del 150% e quella del protossido di azoto del 20%.

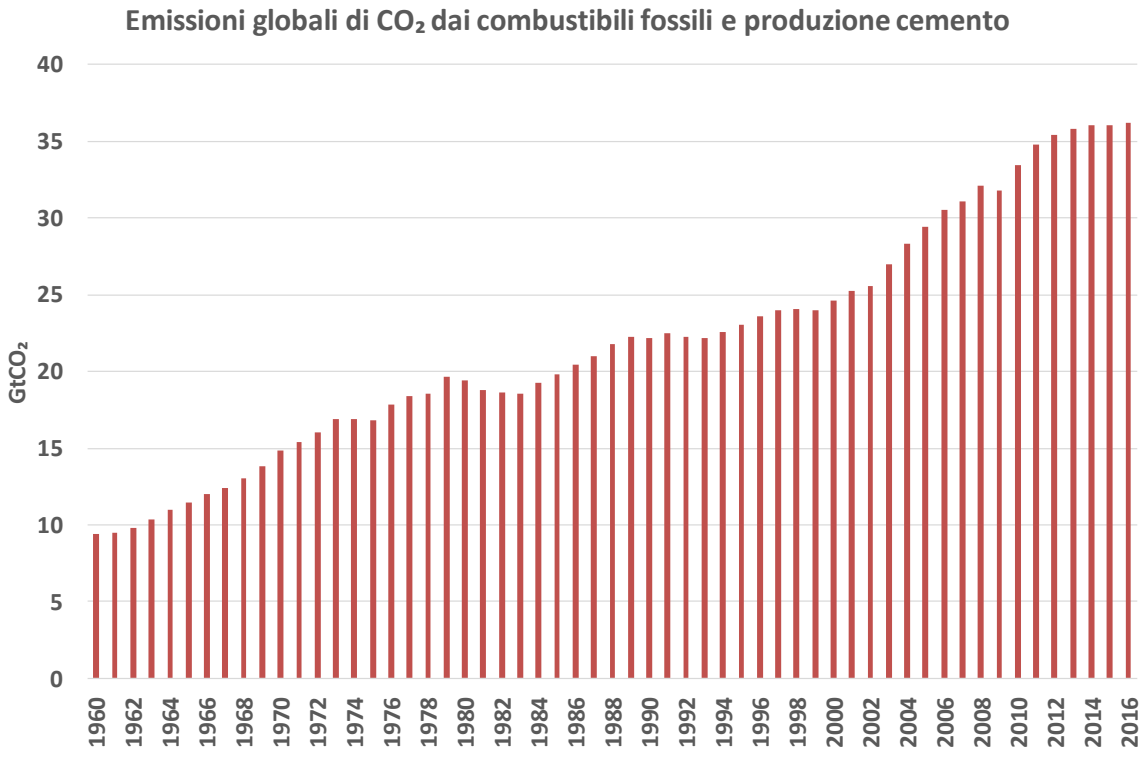


Figura 139 Andamento delle emissioni globali di CO_2 dal 1960 al 2016 derivante dall'utilizzo dei combustibili fossili (produzione di energia e industria). Fonte: Global Carbon Atlas[154]

A livello di emissioni globali, si stima che dal 1750 al 2015, le emissioni antropogeniche di CO_2 dall'utilizzo di combustibili fossili e produzione di cemento abbiano rilasciato circa 410 GtC (miliardi di tonnellate di carbonio) in atmosfera, mentre la deforestazione e le modifiche all'uso del suolo circa

[153] IPCC , Climate Change-The psysical Science Basis, 2013
[154] http://www.globalcarbonatlas.org

190 GtC. Di queste emissioni antropogeniche cumulative, 260 GtC si sono accumulate in atmosfera, 175 GtC sono state assorbite dagli oceani, che stanno registrando una significativa acidificazione, e 165 GtC dagli ecosistemi naturali terrestri. Le emissioni continuano ad aumentare a livello globale: quelle derivanti dall'utilizzo dei combustibili fossili e dall'industria sono stimate aver raggiunto, nel 2017, 36,8 ± 2 $GtCO_2$, circa il 62% in più rispetto ai livelli del 1990 e il 2% in più rispetto al 2016, dopo tre anni in cui le emissioni globali risultavano pressochè stabili.

Con il Rapporto Speciale presentato l'8 ottobre 2018 - *Riscaldamento globale di 1,5°C, un rapporto speciale dell'IPCC sugli impatti del riscaldamento globale di 1,5°C rispetto ai livelli del periodo pre-industriale e sui relativi percorsi di emissioni di gas serra, in un contesto mirato a rafforzare la risposta globale alla minaccia dei cambiamenti climatici, allo sviluppo sostenibile e agli sforzi per sconfiggere la povertà* - l'IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) ha puntato l'accento sul fatto che è necessario limitare il riscaldamento globale al di sotto di 1,5°C per poter dare alle persone e agli ecosistemi maggiore possibilità di adattamento ed evitare impatti rilevanti o irreversibili. Questo richiede "rapide e lungimiranti" transizioni in molti settori quali suolo, energia, industria, edilizia, trasporti, e pianificazione urbana. Le emissioni di CO_2 nette globali prodotte dall'attività umana dovrebbero diminuire di circa il 45% rispetto ai livelli del 2010 entro il 2030, raggiungendo lo zero intorno al 2050.

Il comparto energetico risulta essere una delle principali sorgenti di CO_2. Le emissioni globali di CO_2 dovute alla produzione di energia sono cresciute dell'1,4% nel 2017, raggiungendo il massimo storico di 32,5 Gt, con una ripresa del tasso di crescita dopo tre anni di stazionarietà, in contrasto con la necessità di forte riduzione per raggiungere gli obiettivi dell'Accordo di Parigi[155]. L'aumento delle emissioni è stato il risultato della crescita economica, che a livello globale è stimata nel 2017 del 3,7%, dei prezzi più bassi dei combustibili fossili e di un rallentamento delle iniziative nel settore dell'efficienza energetica. Questi tre fattori hanno contribuito a incrementare la domanda globale di energia del 2,1% nel 2017[156].

In Italia, il rapporto annuale di ISPRA[157] conferma come le emissioni totali di gas serra, in termini di CO_2 equivalente, escludendo le emissioni e gli assorbimenti derivanti dall'uso del suolo e dalle pratiche forestali, siano diminuite dal 1990 al 2016 del 17.5% (da 518 a 428 $MtCO_2$ eq.). Il gas più importante, la CO_2, che rappresenta l'81,9% delle emissioni totali nel 2016, mostra una decrescita del 20,4% tra il 1990 e il 2016. Il settore energetico continua ad essere il maggior produttore di CO_2, con una share, nel 2016, dell'81,1%.

In Piemonte alla produzione di gas serra - in termini di CO_2 equivalente - contribuiscono in misura predominante tre fonti principali: l'industria (42%), il trasporto su strada (23%) e il riscaldamento (17%), come risulta dai dati dell'Inventario Regionale delle Emissioni e riportato nella Relazione sullo

[155] unfccc.int. (2017).The Paris Agreement (http://unfccc.int/paris_agreement/items/9485.php)
[156] Global Energy & CO2 Status Report 2017. International Energy Agency (https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/GECO2017.pdf)
[157] National Inventory Report 2018 (www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/serie-storiche-emissioni/national-inventory-report-2018/view)

Stato dell'Ambiente in Piemonte[158], le emissioni di sola CO_2 relativamente alla produzione energetica è stimata essere del 14%.

Sempre per quanto concerne invece il Piemonte, si calcola che con riferimento alle sole emissioni di CO_2 derivanti da processi di trasformazione energetica, sulla base delle assunzioni descritte nell'Allegato 5, al 2015 si sono registrate emissioni per circa 24.809 kton. Ove le stesse si confrontino con le emissioni stimate in Piemonte per il 1990, pari a circa 30.995 kton[159], si evidenzia una riduzione pari a circa il 20%, peraltro in linea con gli obiettivi europei e nazionali. Si può constatare che un sensibile contributo in termini di riduzione delle emissioni nel periodo considerato in Piemonte è stato prodotto dal crollo registratosi nei consumi energetici del settore industriale, per effetto della crisi economica.

L'incremento delle emissioni ha determinato un aumento delle concentrazioni di anidride carbonica in atmosfera, che, a livello globale, sono sono ormai costantemente al di sopra dei 400 ppm dal mese di novembre del 2015. Nel 2017 hanno raggiunto la media annuale di 406,53 ppm, anche se, per la prima volta da molti anni, il tasso di crescita è lievemente inferiore rispetto a quello degli ultimi anni.

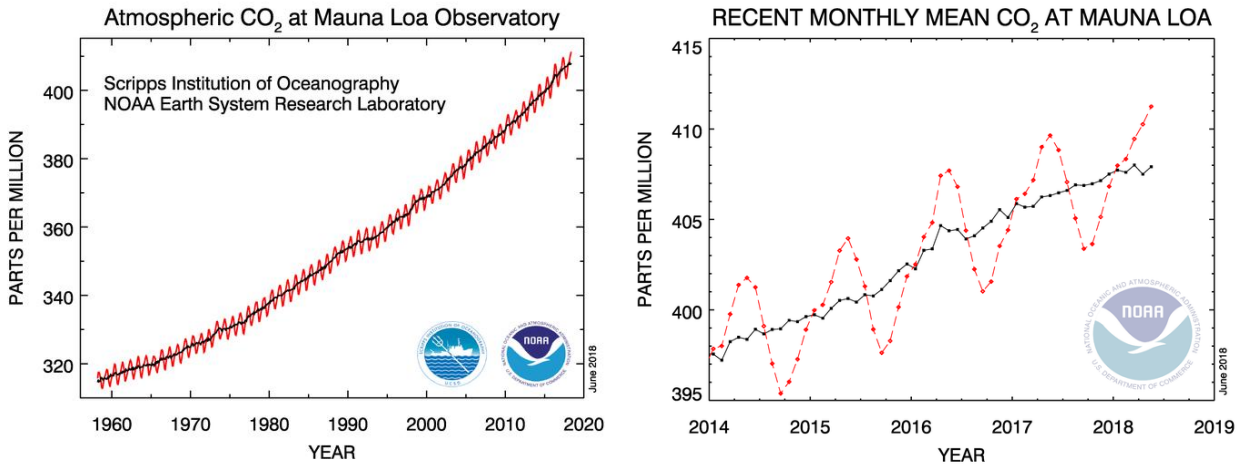


Figura 140 Andamento della concentrazione di CO_2 misurata dall'osservatorio di Manua Loa nell'arcipelago della Hawai, stazione di riferimento della NOAA (National Oceanic and Atmospheric Administration) dal 1960 al 2016 (a sinistra) e negli ultimi 5 anni (a destra). In rosso i dati media mensili, in nero i medesimi dati con una correzione applicata per eliminare i trend stagionali.

Il Piano Energetico Ambientale Regionale, gli scenari e gli indirizzi in esso contenuti, contribuiscono alla riduzione tendenziale delle emissioni a livello regionale in modo significativo, come descritto nell'Allegato 5, favorendo il raggiungimento degli obiettivi sia nazionali, sia regionali.

[158] Relazione sullo Stato dell'Ambiente in Piemonte 2018 http://relazione.ambiente.piemonte.it/2018/it

[159] L'ENEA stima per il 1990 in Piemonte emissioni di CO_2 pari a 24.610 kton, a cui devono aggiungersi le emissioni correlate a 952 ktep di consumi di energia elettrica non soddisfatti mediante la generazione regionale.Per il calcolo si è utilizzata la seguente formula:950 ktep x 6,71 kton/ktep = 6.387 kton.

L'influenza del cambiamento climatico sulla produzione energetica e sui consumi

Variazioni del clima conseguenti al rapido incremento della concentrazione di gas serra in atmosfera, dovuto alle emissioni antropiche, sono evidenti sia a livello globale, sia a scale più locali. La distribuzione di tali variazioni non è uniforme sulla superficie terrestre e alcune zone risentono maggiormente dei cambiamenti del clima: le Alpi e l'area mediterranea sono due "hot spot" del cambiamento climatico, aree dove le variazioni saranno maggiori e gli effetti conseguenti più importanti. Sul territorio della regione Piemonte, zona di cerniera tra queste aree particolarmente sensibili, si possono già registrare in modo quantitativo le variazioni del clima (vedi Relazione sullo stato dell'Ambiente in Piemonte[160]), in particolare per quanto riguarda la temperatura e gli eventi estremi di precipitazione, nonché gli impatti che questi determinano sull'ambiente e sulla società.

Il comparto energetico risulta essere potenzialmente interessato dal cambiamento climatico, sia per gli effetti che questo potrà avere sulla produzione di energia, in relazione alla tipologia di impianti e alle reti di distribuzione/trasmissione dell'energia elettrica, sia sui consumi energetici, che possono modificare le esigenze e i comportamenti dei consumatori. Gli impatti possono essere di tipo diretto o indiretto e solo un'attenta analisi interdisciplinare può evidenziarli in modo esaustivo e mettere in luce le possibili linee di azione per contrastare gli impatti negativi. Infatti, nella valutazione dei potenziali impatti, devono essere valutati anche i driver di tipo non climatico, come l'evoluzione tecnologica, i meccanismi di incentivazione, le modifiche socio-economiche della società, che possono influire in modo determinante sulla gravità dell'impatto stesso.

A livello nazionale, nella Strategia di Adattamento al Cambiamento Climatico (SNAC)[161] e nel Piano Nazionale di Adattamento sono delineate alcune problematiche che interessano il parco nazionale degli impianti di produzione di energia, quali: - aumento delle condizioni di scarsità idrica o di siccità meteorologica, che potranno innalzare la temperatura dell'acqua di raffreddamento in ingresso agli impianti e quindi una maggiore richiesta di acqua per garantire l'operatività delle centrali e nel contempo rispettare la normativa vigente, contribuendo ad aumentare i conflitti di utilizzo dell'acqua in periodi di scarsità; - effetti negativi degli eventi estremi sulle reti di approvvigionamento dei combustibili e sulla distribuzione dell'energia.

Per individuare i potenziali impatti e le azioni per mitigarne gli effetti negativi sul comparto energetico, è stata effettuata un'analisi di dettaglio sugli aspetti climatici, sulle caratteristiche della produzione e dei consumi, sugli indirizzi previsti nel PEAR e la loro capacità di incidere sui consumi e sulla produzione. In questo modo è stato possibile evidenziare le azioni che, all'orizzonte temporale del PEAR, possono considerarsi azioni di adattamento al cambiamento climatico, cioè azioni che, in parallelo alla mitigazione, vengono messe in atto per ridurre gli effetti negativi delle variazioni in atto o inevitabili (dovute alle attuali concentrazioni dei gas serra in atmosfera, che hanno un tempo di rimozione dall'atmosfera molto lungo) del clima.

[160] Relazione sullo Stato dell'Ambiente in Piemonte 2018 http://relazione.ambiente.piemonte.it/2018/it
[161] Elementi per una Strategia Nazionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici http://www.minambiente.it/sites/default/files/archivio/allegati/clima/snacc_2014_elementi.pdf

Gli scenari climatici futuri al 2030 sul Piemonte

Metodologia (periodo di riferimento 1986-2005, scenario 2025-2035)

Alla base delle simulazioni di quello che sarà il clima futuro attraverso modelli climatici, in grado di riprodurre la dinamica dell'oceano e dell'atmosfera e di rappresentare in modo più completo possibile tutti i processi di interazione terra-atmosfera, vi sono delle ipotesi sugli scenari emissivi e sulle politiche riduzione dei gas serra che verranno applicate, cosi da definire degli "emission pathways" che rappresentano l'andamento delle emissioni e della relativa concentrazione dei gas climalteranti in atmosfera nel corso del XXI secolo e più. Gli scenari di riferimento sono attualmente quattro (definiti nell'ambito della stesura del V Rapporto IPCC)[162] e si differenziano per il potenziale di perturbazione del bilancio energetico planetario espresso in termini di Forcing Radiativo. Si definiscono RCP (Representative Concentration Pathways) seguiti da un numero che rappresenta il forcing radiativo (in W/m^2), ossia l'alterazione del bilancio tra energia entrante ed energia uscente nel sistema terra-atmosfera dovuta alla diversa concentrazione dei gas serra in atmosfera, includendo anche i processi di feedback e di interazione. Gli scenari considerati in questo lavoro sono l'RCP 8.5, che rappresenta uno scenario a forti emissioni, all'incirca come se il tasso di emissioni fosse come l'attuale, senza azioni di mitigazione, e uno scenario intermedio, RCP 4.5, dove le concentazioni di CO_2 in atmosfera raggiungono il picco intorno al 2040, e il forcing radiativo si stabilizza a $4{,}5W/m^2$ verso la fine del XXI secolo.

Gli scenari modellistici utilizzati sono i medesimi alla base del Piano Nazionale di Adattamento al Cambiamento Climatico (PNACC)[163] messi a disposizione dal Centro Euromediterraneo sui Cambiamenti Climatici (www.cmcc.it). Si tratta di scenari realizzati attraverso un *downscaling dinamico*, ossia utilizzando modelli climatici regionali ad alta risoluzione spaziale in grado di simulare tutti i processi fisici che si verificano in atmosfera e nell'interazione con la superficie terrestre, che operano su una porzione di territorio ridotta. Tali modelli prendono le informazioni al contorno dai modelli globali e dettagliano l'informazione sul proprio dominio geografico. Il modello regionale utilizzato è COSMO-CLM[164] (alla risoluzione di circa 8 km nella configurazione ottimizzata dalla Fondazione Centro EuroMediterraneo sui Cambiamenti Climatici[165166]).

I dati, disponibili su scala giornaliera e a una risoluzione di circa 8km, sono stati ulteriormente adattati alla realtà regionale con l'applicazione di tecniche statistiche che puntano ad eliminare l'errore sistematico, valutato su un periodo di simulazioni del passato. In questo caso è stato

[162] IPCC , Climate Change-The psysical Science Basis, 2013

[163] Piano Nazionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici http://www.minambiente.it/sites/default/files/archivio_immagini/adattamenti_climatici/documento_pnacc_luglio_2017.pdf

[164] Rockel, B., Will, A., & Hense, A. (2008). The regional climate model COSMO-CLM (CCLM). *Meteorologische Zeitschrift*, *17*(4), 347-348.

[165] Bucchignani, E., Montesarchio, M., Zollo, A. L., & Mercogliano, P. (2016). High-resolution climate simulations with COSMO-CLM over Italy: performance evaluation and climate projections for the 21st century. *International Journal of Climatology*, *36*(2), 735-756.

[166] Zollo, A. L., Rillo, V., Bucchignani, E., Montesarchio, M., & Mercogliano, P. (2016). Extreme temperature and precipitation events over Italy: assessment of high-resolution simulations with COSMO-CLM and future scenarios. *International Journal of Climatology*, *36*(2), 987-1004

considerato il trentennio 1986-2005, dove le simulazioni del clima passato erano disponibili, e confrontato l'output del modello con le osservazioni, in modo da evidenziare fattori correttivi (per temperatura e precipitazioni), che sono stati successivamente applicati anhe per gli scenari futuri.

Nelle elaborazioni che seguono il periodo futuro che è stato analizzato corrisponde ad un decennio (periodo 2025-2035) intorno all'anno 2030, corrispondente all'orizzonte temporale del PEAR, per avere uno scenario rappresentativo del periodo. Il riferimento ad un singolo anno infatti, tenendo conto della grande variabilità interannuale, che tra l'altro tende ad aumentare con il riscaldamento globale, non è realistico, ed è necessario mediare le informazioni su un periodo più lungo per avere un'indicazione significativa dal punto di vista climatico. La scelta è stata quella di considerare un periodo di +/- 5 anni intorno al 2030, seppure si tratti ancora di un periodo relativamente breve considerando le scale temporali di cambiamento del clima. Il periodo assunto come "clima attuale", (il cosiddetto periodo di riferimento con cui confrontare le proiezioni future degli indicatori climatici stimati) verso il quale valutare eventuali variazioni climatiche, è rappresentato dal trentennio 1986-2005.

Alcune rappresentazioni vengono fatte per stagioni meteorologiche stabilite in modalità convenzionale e classificate in DJF (dicembre, gennaio e febbraio), MAM (marzo, aprile, maggio), JJA (giugno, luglio, agosto) e SON (settembre, ottobre e novembre).

Temperature

La temperatura è la variabile meteorologica sulla quale si ha una maggiore confidenza delle proiezioni future, sia per la qualità della rappresentazione dei modelli nel periodo di controllo, sia per la concordanza tra diversi modelli sul segno della variazione e, non da ultimo, perché l'incertezza che si ottiene utilizzando modelli climatici differenti è inferiore all'aumento di temperatura atteso.

Per questo campo meteorologico abbiamo esaminato il periodo di riferimento futuro 2025-2035 rispetto al periodo di controllo 1986-2005.

In entrambi gli scenari emissivi considerati le temperature sono stimate in aumento, con valori di trend molto importanti se consideriamo l'aumento a fine secolo, in particolare per lo scenario ad alte emissioni. Gli aumenti attesi sono maggiori per la temperatura massima rispetto alla temperatura minima.

Complessivamente non si evince una differenza sostanziale considerando le sole zone di montagna.

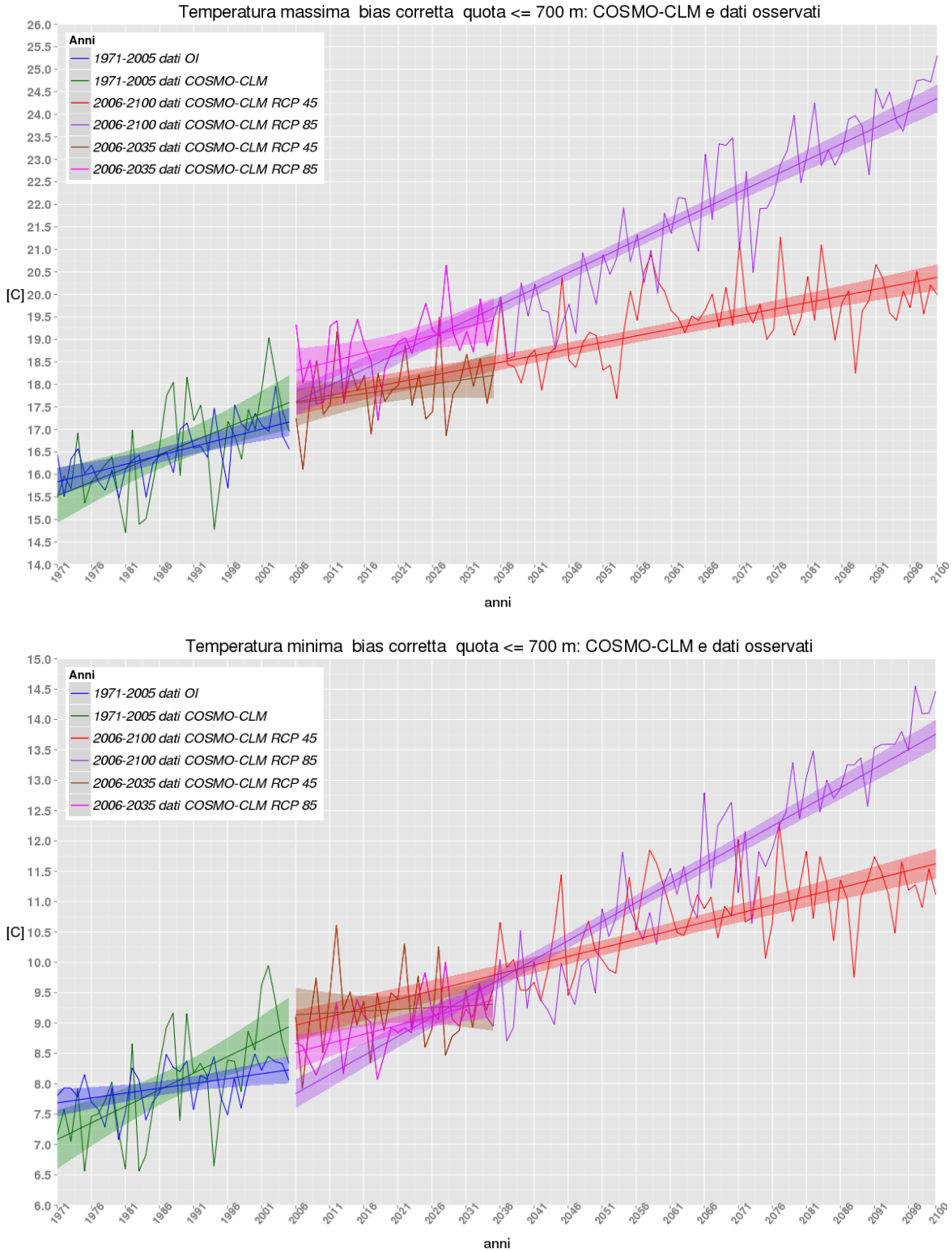


Figura 141 Tendenza della temperatura massima (in alto) e minima (in basso) sulla regione al di sotto dei 700 m nel periodo di controllo 1971-2005 (linea blu modello, linea verde dati osservati) e negli scenari futuri 2006-2100 (linea rossa RCP4.5, linea viola RCP 8.5), con le relative tendenze. Evidenziati in marrone e fucsia i trend sul periodo di riferimento del PEAR 2006-2035. Le aree ombreggiate rappresentano l'incertezza statistica.

Se limitiamo l'indagine la periodo di riferimento del PEAR (2025-2035) si osserva come l'aumento di temperatura sia decisamente più contenuto rispetto a quanto atteso a fine secolo, in particolare per la temperatura minima. Nello scenario di mitigazione intermedia (RCP4.5) i tassi di aumento del periodo 2025-2030 sono confrontabili con quelli dell'intero periodo 2006-2100, mentre quelli per lo scenario RCP 8.5 sono dimezzati, a conferma del fatto che lo scenario ad elevate emissioni continua, nel corso del secolo, a determinare un aumento di temperatura a causa del continuo aumento della concentrazione dei gas serra in atmosfera, mentre lo scenario RCP 4.5, vede il momento più critico nella prima parte della seconda metà del secolo.

Area geografica/periodo riferimento	Temperatura massima		Temperatura minima	
	RCP 4.5	RCP 8.5	RCP 4.5	RCP 8.5
Tutta la regione				
2006-2100	0,29 °C/10y	0,72 °C/10y	0,28 °C/10y	0.62 °C/10y
2025-2035	0,21 °C/10y	0,38 °C/10y	0,06 °C/10y	0.29 °C/10y
Al di sopra dei 700m				
2006-2100	0,29 °C/10y	0,69 °C/10y	0,28 °C/10y	0.62 °C/10y
2025-2035	0,16 °C/10y	0,38 °C/10y	0.04 °C/10y	0.30 °C/10y

Tabella 61 Tendenza (incrementi medi in 10 anni) della temperatura massima e minima nei due scenari emissivi considerando l'intera regione e le sole zone di montagna (al di sopra dei 700m), considerando l'intero secolo fino al 2100 e il periodo di riferimento temporale del PEAR.

L'aumento di temperatura nell'orizzonte temporale del PEAR, nello scenario RCP 4.5, ci porterà ad una temperatura massima annuale media sulle regione di 17,9°C, con un aumento di 1,4 °C rispetto al periodo di controllo, mentre la minima annuale media raggiungerà i 9,2°C, con un aumento di 0,8 °C rispetto al periodo di controllo. Nello scenario RCP 8.5 invece, il riscaldamento determinerà una temperatura massima annuale media sulle regione di 19,2 °C, con un aumento di 2,7 °C rispetto al periodo di controllo, mentre la minima annuale media raggiungerà gli 8,9 °C, con un aumento di 0,8 °C rispetto al periodo di controllo.

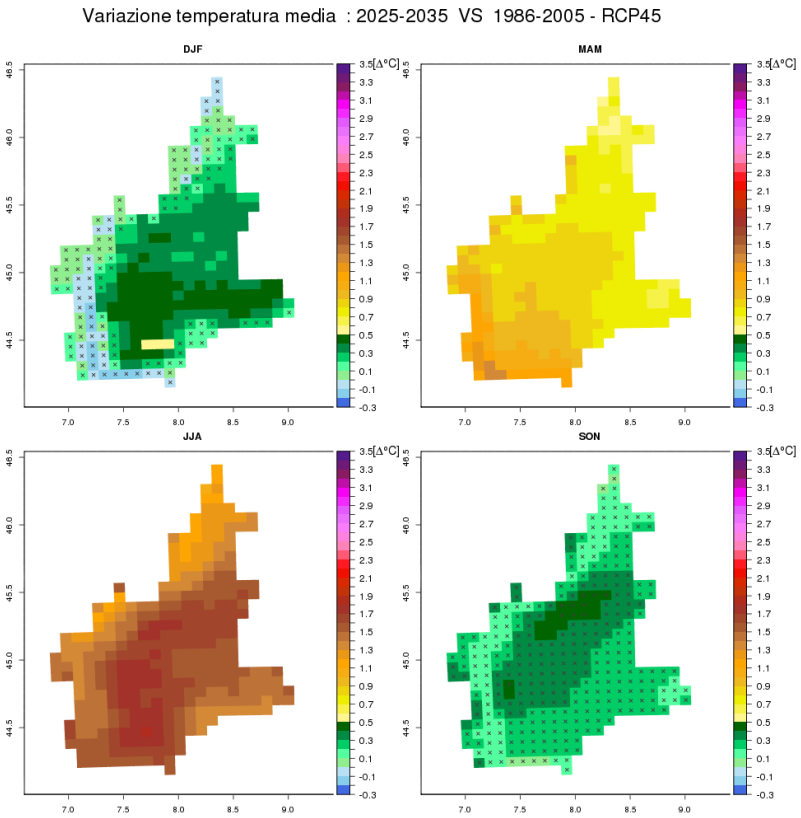
Si conferma quanto stimato anche a livello nazionale, cioè che l'aumento atteso delle temperature minime è minore rispetto all'aumento delle temperature massime, dato importante dal punto di vista delle considerazioni sui consumi energetici.

Da rilevare anche che le aree di confidenza statistica, nel periodo più breve preso in esame, risultano più ampie, fornendo una minore confidenza rispetto alle tendenze a fine secolo.

Oltre alle tendenze medie sulla regione, sono state realizzate delle mappe che riportano le variazioni di temperatura del periodo 2025-2030 rispetto al 1985-2006 per la temperatura media, massima e minima giornaliera, poiché sono alla base di potenziali impatti di tipo diverso sul comparto energetico, diretti o indiretti.

La Figura 142 riporta la variazione della temperatura media distribuita sul territorio regionale nelle diverse stagioni meteorologiche, per i due scenari emissivi.

Le variazioni risultano pressochè sempre positive, ad eccezione delle temperature invernali sulle zone prealpine occidentali nello scenario RCP4.5, comunque non significative dal punto di vista statistico. In questo scenario la stagione dove le variazioni sono maggiori è l’estate, con aumenti più importanti sulle zone di pianura, seguita dalla primavera, dove gli aumenti seguono un gradiente latitudinale con asse ruotato da sudovest a nordest. Aumenta, anche se in misura decisamente minore, la temperatura media invernale in pianura. Nello scenario fortemente emissivo, RCP 8.5, l’aumento di temperatura più importante si ha in inverno sulle zone di pianura, dove arriva ad essere di 2°C. Segue la stagione estiva, con una variazione maggiore sulle pianure occidentali, e la stagione primaverile, anche in questo caso con un gradiente a prevalenza latitudinale.



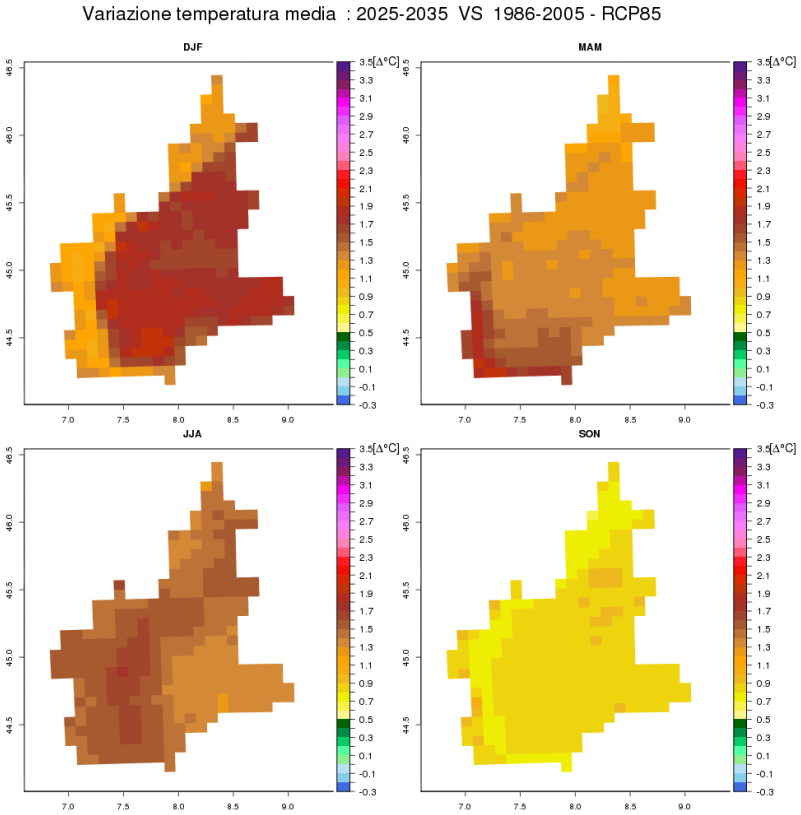


Figura 142 Variazione della temperatura media giornaliera stagionale nel periodo 2025-2035 rispetto al periodo di controllo 1971-2000 nello scenario RCP 4.5 (in alto) e RCP 8.5 (in basso). I pixel con la crocetta indicano le variazioni che non sono statisticamente significative.

La medesima analisi è stata effettuata per la temperatura massima, variabile che contribuisce in misura maggiore al riscaldamento.

Anche per la temperatura massima le variazioni risultano quasi sempre sempre positive, ad eccezione delle temperature invernali sulle zone sudoccidentali nello scenario RCP4.5, comunque non significative dal punto di vista statistico. In questo scenario la stagione dove le variazioni sono maggiori rimane l'estate, con aumenti più importanti sulle zone di pianura, fino ai 2°C, seguita dalla primavera, dove gli aumenti seguono un gradiente latitudinale con asse orientato da sudovest a nordest e raggiunono circa 1°C in pianura e valori di poco superiori sulle Alpi sudoccidentali. Aumenta, anche se in misura decisamente minore, la temperatura massima invernale in pianura e quella prealpina nordoccidentale in autunno. Nello scenario fortemente emissivo, RCP 8.5, l'aumento di temperatura più importante continua ad aversi in estate, seguito dalla primavera e dall'inverno soprattutto per le zone di pianura. In primavera si continua ad avere un gradiente latitudinale. Un aumento significativo si evince anche in autunno sebbene di minore entità.

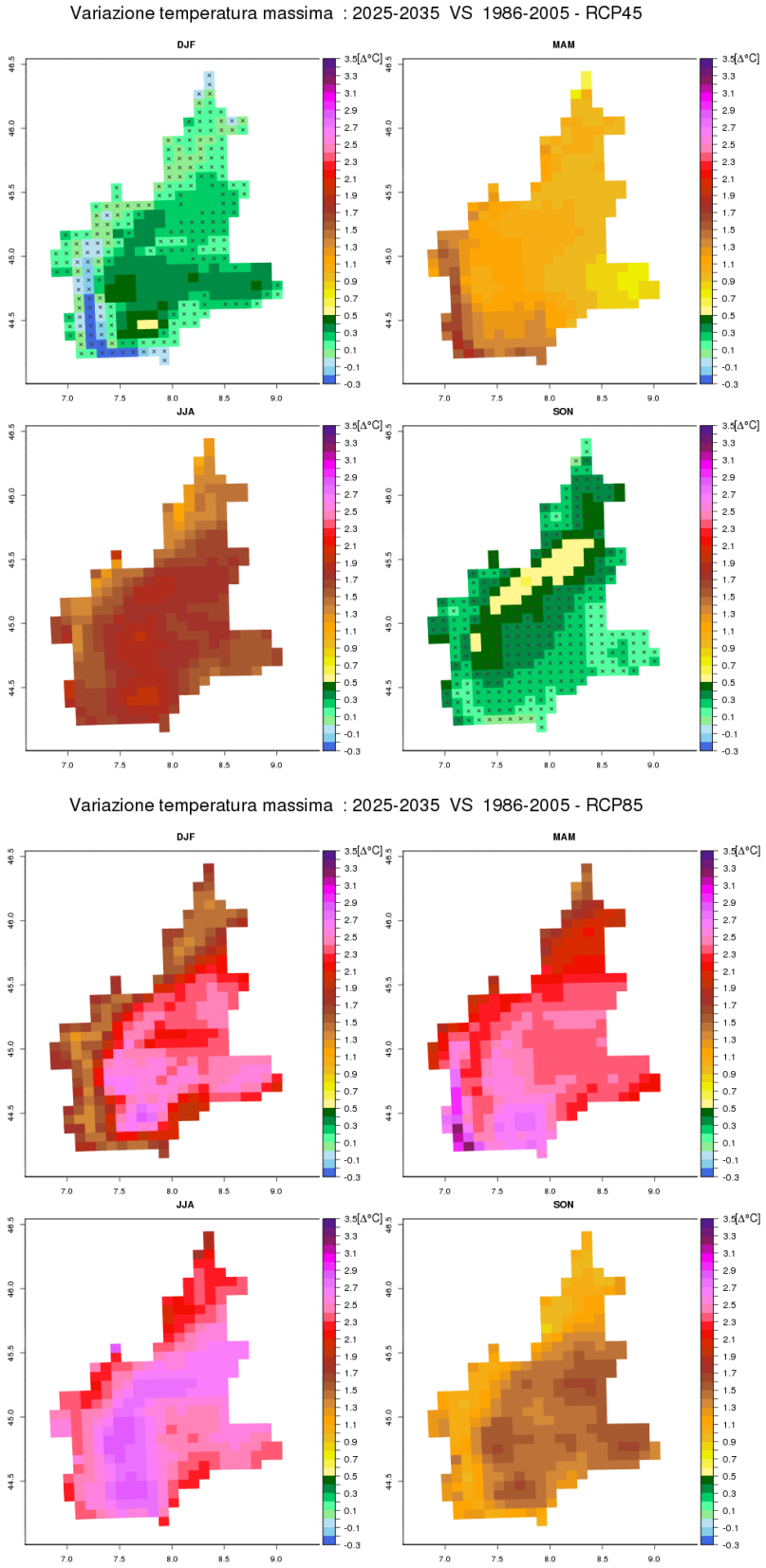
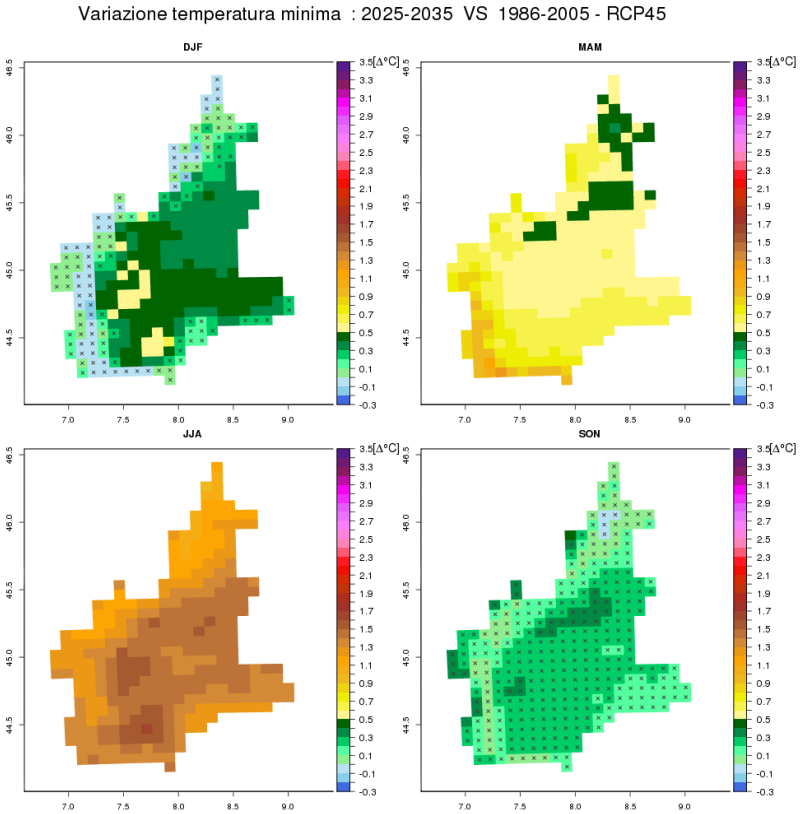


Figura 143 Variazione della temperatura massima giornaliera stagionale nel periodo 2025-2035 rispetto al periodo di controllo 1971-2000 nello scenario RCP 4.5 (in alto) e RCP 8.5 (in basso). I pixel con la crocetta indicano le variazioni che non sono statisticamente significative.

Per valutare una eventuale compensazione dovuta ai cambiamenti di segno differente nelle temperature minime, abbiamo fatto la medesima analisi anche per le temperature minime.

Dal grafico si conferma un aumento di minore entità, che nello scenario RCP 4.5 si concentra prevalentemente nelle periodo estivo e lievemente in quello primaverile, mentre nello scenario RCP 8.5 domina l'aumento delle temperature invernali, seguito da quelle primaverili (sempre con un aumento latitudinale con asse orientato da sudovest a nordest) e da quelle estive sulle pianure.



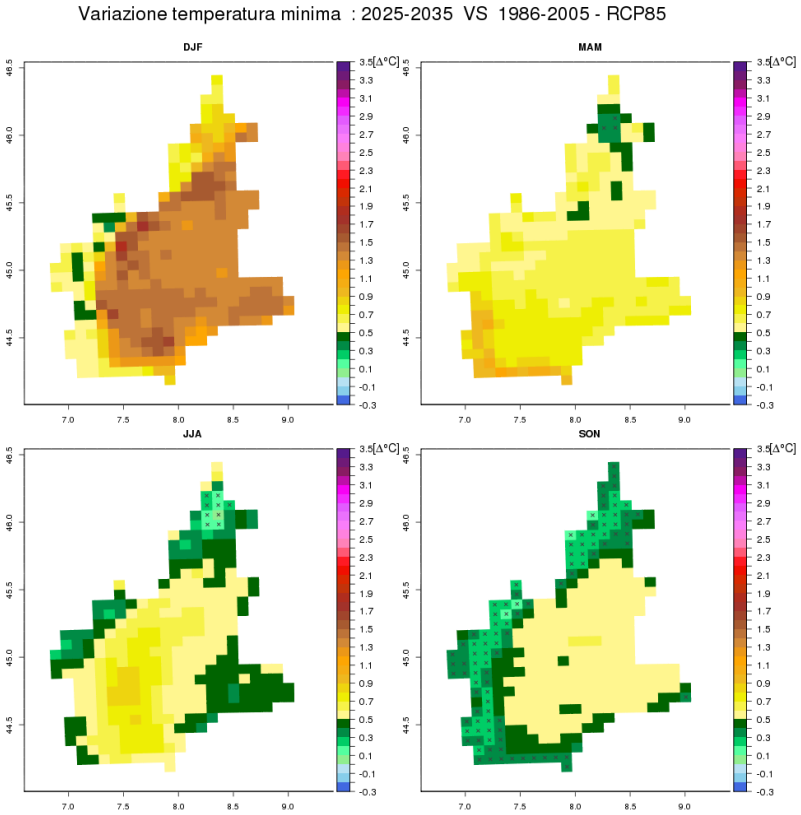


Figura 144 Variazione della temperatura minima giornaliera stagionale nel periodo 2025-2035 rispetto al periodo di controllo 1971-2000 nello scenario RCP 4.5 (in alto) e RCP 8.5 (in basso). I pixel con la crocetta indicano le variazioni che non sono statisticamente significative.

Al fine di valutare il comportamento degli estremi di temperatura sono state analizzate le distribuzioni della temperatura minima, massima e media giornaliera sul Piemonte nel periodo di controllo 1986-2005 e nello scenario del PEAR 2025-2035. Nelle distribuzioni sono stati analizzati il 50° precentile (rappresentativo della mediana della distribuzione) e i percentili più elevati: 90° (valore al di sopra del quale si trova solo il 10% dei valori della distribuzione), 95° (valore al di sopra del quale si trova solo il 5% dei valori della distribuzione) e il 99° (valore al di sopra del quale si trova solo l'1 % dei valori della distribuzione). Le variazioni di questi percentili rappresentano la variazione dei velori estremi della variabile considerata.

In generale risulta che tutte le distribuzioni nello scenario del PEAR risultano meno piccate sul valor medio, a dimostrazione di un clima caratterizzato da valori più estremi e da una maggiore variabilità.

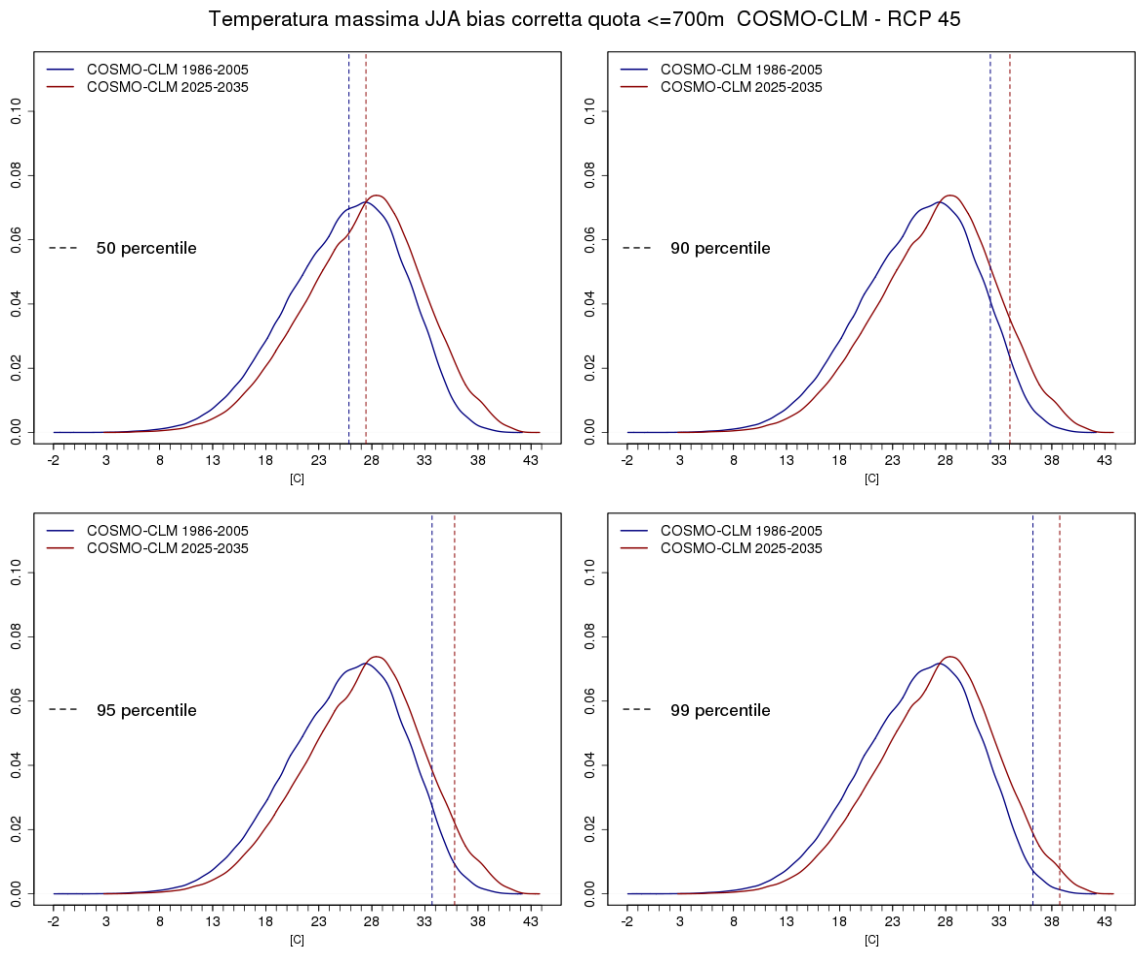
Le tabelle sottostanti riassumono i principali risultati per i due scenari emissivi considerati e per le diverse stagioni.

Per quanto riguarda la temperatura massima, come riportato nella tabella sottostante, le variazioni più significative si hanno per il periodo estivo ed in particolare per gli estremi positivi. Anche il periodo primaverile vede un aumento delle temperature mentre in inverno e autunno le variazioni sono meno evidenti e solo nel caso dello scenario RCP 8.5. In generale le variazioni sembrano essere più contenute nelle zone di montagna e con lo scenario RCP 4.5. Da osservare che in inverno, nello

scenario RCP 4.5, diminuiscono gli estremi negativi (probabilità non nulla di giorni con temperatura molto basse) e in primavera, nello scenario RCP 8.5, aumentano (probabilità nulla di avere temperature al di sotto degli 0°C).

Temperatura massima		
Stag.	**RCP 4.5**	**RCP 8.5**
DJF	Nessuna variazione sostanziale della forma della distribuzione, aumento inferiore al 1°C del 50° percentile, nessun cambiamento nei percentili alti, valori massimi e minimi assoluti più estremi. Al di sopra dei 700m le distribuzioni non variano se non nei valori estremi assoluti. In particolare le minime negative si abbassano a testimonianza della possibilità non nulla di estremi negativi importanti per la temperatura massima (oltre i -13°C in pianura).	Spostamento verso destra della distribuzione con aumento di circa +2°C del 50° percentile, di 1,5°C del 90° e 95° percentile di di circa 1°C del 99° percentile. La distribuzione non sembra testimoniare una maggiore variabilità climatica. L'aumento dei percentili è meno marcato in montagna e la distribuzione sembra più piccata intorno alla media.
MAM	Spostamento verso destra della distribuzione con aumento di circa +1°C del 50° e 90° percentile e +1,5°C del 95° e 99° percentile. Le forme della distribuzione non variano. Tutti i percentili aumentano senza differenziazione di zone pianura/montagna.	Deciso spostamento verso destra della distribuzione con aumento di circa +1,5°C del 50° e 90° percentile e di 1,5°C dei percentili più elevati. Aumentano in modo drastico gli estremi negativi, con temperature sempre superiori agli 0°C. Nelle zone di montagna la variazione del 50° percentile è superiore a quella delle zone di pianura.
JJA	Spostamento verso destra della distribuzione con aumento di circa +1,6°C del 50° percentile e più di 2°C dei percentili più elevati, con 2,7°C del 99° percentile. Il 90° percentile del controllo diventa l'80° dello scenario, il 95° diventa l'87° e il 99° diventa il 95°C. Diminuisce la probabilità di avere giorni freschi: la temperatura massima è sempre attesa sopra i 12°C. In montagna le variazioni degli estremi sono lievemente più contenute, ma la distribuzione è più ampia, a testimonianza di una maggiore variabilità del clima.	Stagione e scenario con maggiore variazione: deciso spostamento verso destra della distribuzione con aumento di circa +2,4°C del 50° percentile e più di 3°C dei percentili più elevati, con 3,9°C del 99° percentile. Il 90° percentile del controllo diventa il 71° dello scenario, il 95° diventa l'80° e il 99° diventa il 91°C. In montagna l'aumento dei percentili è leggermente più ridotto e la distribuzione più piccata. Vi sono comunque estremi positivi mai raggiunti nel periodo di controllo, superiori a 44°C in pianura e fino a 42°C al di sopra dei 700m.
SON	Nessuna variazione sostanziale se non per gli estremi assoluti più bassi che in pianura tendono ad aumentare. Nessuna differenza con la quota.	Spostamento verso destra della distribuzione con aumento di quasi +1°C del 50° e superiori a 1,0°C di tutti i percentili più elevati. Variazioni più contenute in montagna per tutti i percentili e forma della distribuzione invariata.

Si riporta di seguito l'andamento delle distribuzioni per il periodo estivo (JJA), la stagione che mostra le maggiori differenze in termini di valori estremi.



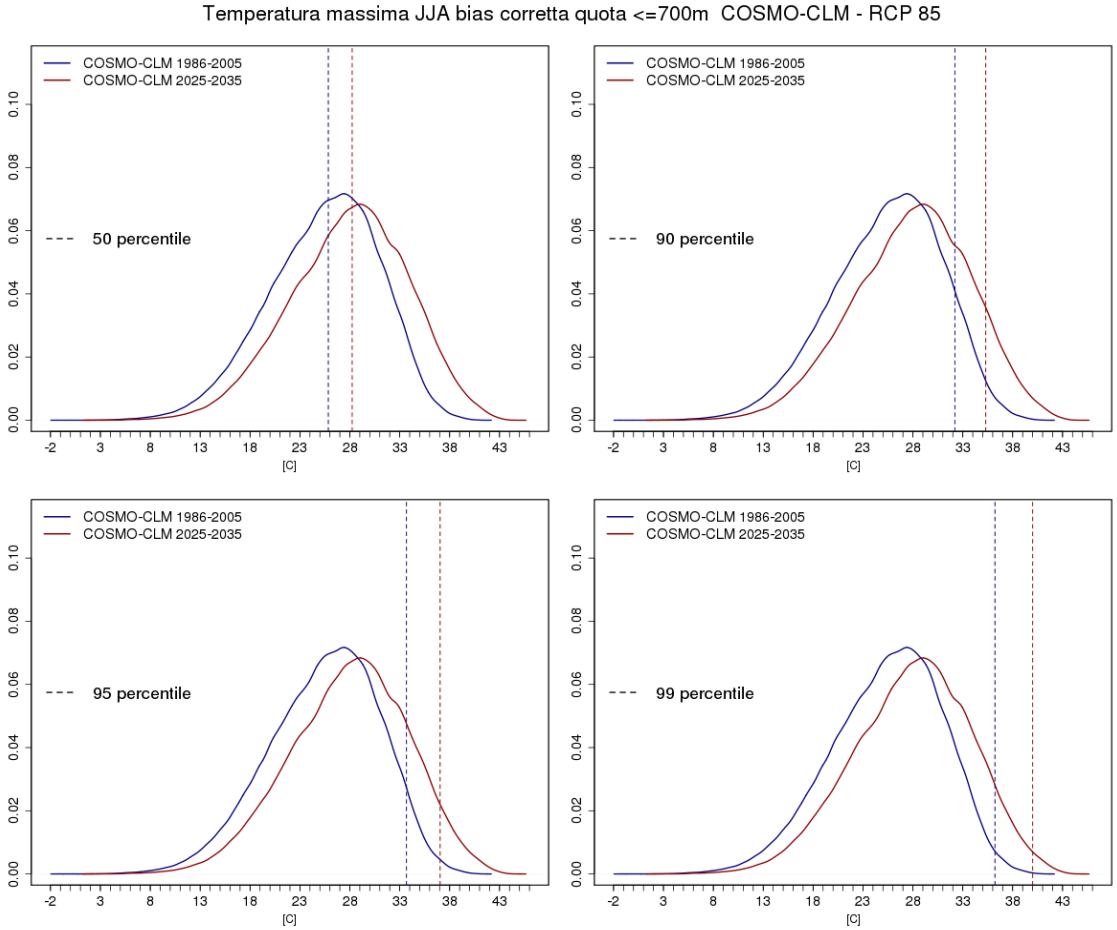


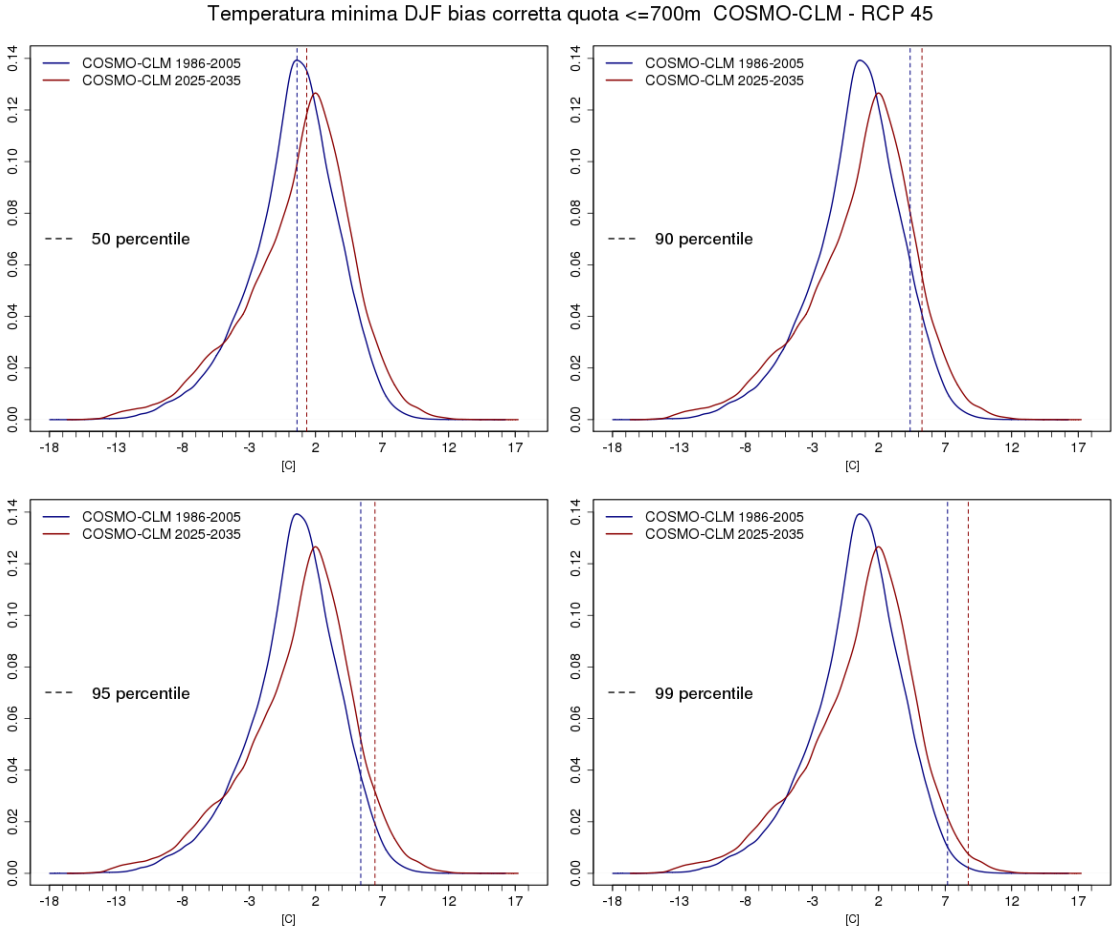
Figura 145 Distribuzioni della temperatura massima estiva (giugno-luglio-agosto) nel periodo di controllo (1986-2005, linea blu) e all'orizzonte temporale del PEAR (2025-2035, linea rossa) nello scenario RCP 4.5 (riga sopra) e nello scenario RCP 8.5 (riga sotto) per le zone al di sotto dei 700m. Con le righe tratteggiate sono evidenziati i percentili (50°, 90°, 95° e 99°).

Per quanto riguarda la temperatura minima, come riportato nella tabella sottostante, le variazioni più significative si hanno per il periodo invernale, dove è rilevante la diminuzione della frequenza dei minimi, e per quello estivo. Anche il periodo primaverile vede un aumento delle temperature mentre in autunno la variazione non è rilevante per entrambi gli scenari emissivi. In generale, la variazione delle temperature minime è meno importante delle variazioni che si hanno nelle temperature massime.

Temperatura minima		
Stag.	**RCP 4.5**	**RCP 8.5**
DJF	Aumento dell'ampiezza della distribuzione sia verso i valori positivi sia negativi (maggiore variabilità, con aumento dei giorni più caldi e più freddi della media) con aumento dei percentili (quasi 1°C la mediana e fino a 2°C il	Comportamento differente nelle zone di pianura, dove la distribuzione si sposta verso destra e diminuisce la frequenza dei valori più bassi, e le zone di montagna, dove la distribuzione amplifica entrambe le

Temperatura minima		
Stag.	**RCP 4.5**	**RCP 8.5**
	99° percentile). Anche al di sopra dei 700m la distribuzione nello scenario 2025-2035 è risulta più ampia e i percentili aumentano ma in misura decisamente minore, la mediana è invariata).	probabilità di valori lontani dalla mediana. In montagna i percentili più alti risultano pressochè identici, mentre la mediana aumenta di quasi 1°C. In pianura lo spostamento verso destra della distribuzione, con aumento di circa +1°C di tutti i percentili, i valori di temperatura più bassi saranno meno frequenti, così come gli estremi negativi assoluti, che nello scenario futuro non scendono sotto -14°C, a fronte dei -18°C del controllo.
MAM	Lieve spostamento verso destra della distribuzione con aumento inferiore a 1°C di tutti i percentili, senza differenziazione di zone pianura/montagna. Le forme della distribuzione non variano sostanzialmente.	Distribuzione più piccata sul valor medio e con una evidente diminuzione di frequenza dei valori più bassi a favore della media. Lieve aumento dei percentili. Nessuna differenza sostanziale fra pianura e montagna.
JJA	Spostamento verso destra della distribuzione con aumento di circa +1,2°C del 50° percentile, 1,6°C del 90°, 1,8°C del 95° e 2,3 °C del 99°. Il 50° percentile del controllo diventa il 37° dello scenario, il 90° diventa il 79°, il 95° diventa l'86° e il 99° diventa il 94°C. Diminuisce la probabilità di avere giorni freschi, sia in media sia negli estremi. Analoghe differenze si riscontrano per le aree di montagna.	Le distribuzioni risultano più simili solo con un aumento di frequenza dei percentili più elevati, dal 90° in su. I percentili aumentano: di circa +0,5°C il 50° percentile, 1,6°C il 90°, 1,4°C il 95° e 1,7°C il 99°. Il 90° percentile del controllo diventa l'84° dello scenario, il 95° diventa l'89° e il 99° diventa il 96°C. In montagna le variazioni sono confrontabili a quelle descritte per la pianura.
SON	Nessuna variazione sostanziale se non per gli estremi assoluti più negativi che in pianura tendono ad aumentare. Nessuna differenza con la quota.	Nessuna variazione sostanziale se non per gli estremi assoluti più negativi che in pianura tendono ad aumentare (estremo assoluto aumento di 5°C). Nessuna differenza con la quota.

Si riporta di seguito l'andamento delle distribuzioni per il periodo invernale (DJF), la stagione che mostra le delle differenze importanti, in termini di valori estremi comparabili con quelle estive, ma con un comportamento differente per i due scenari emissivi.


Temperatura minima DJF bias corretta quota <=700m COSMO-CLM - RCP 45
COSMO-CLM 1986-2005
COSMO-CLM 2025-2035
50 percentile
90 percentile
95 percentile
99 percentile
[C]

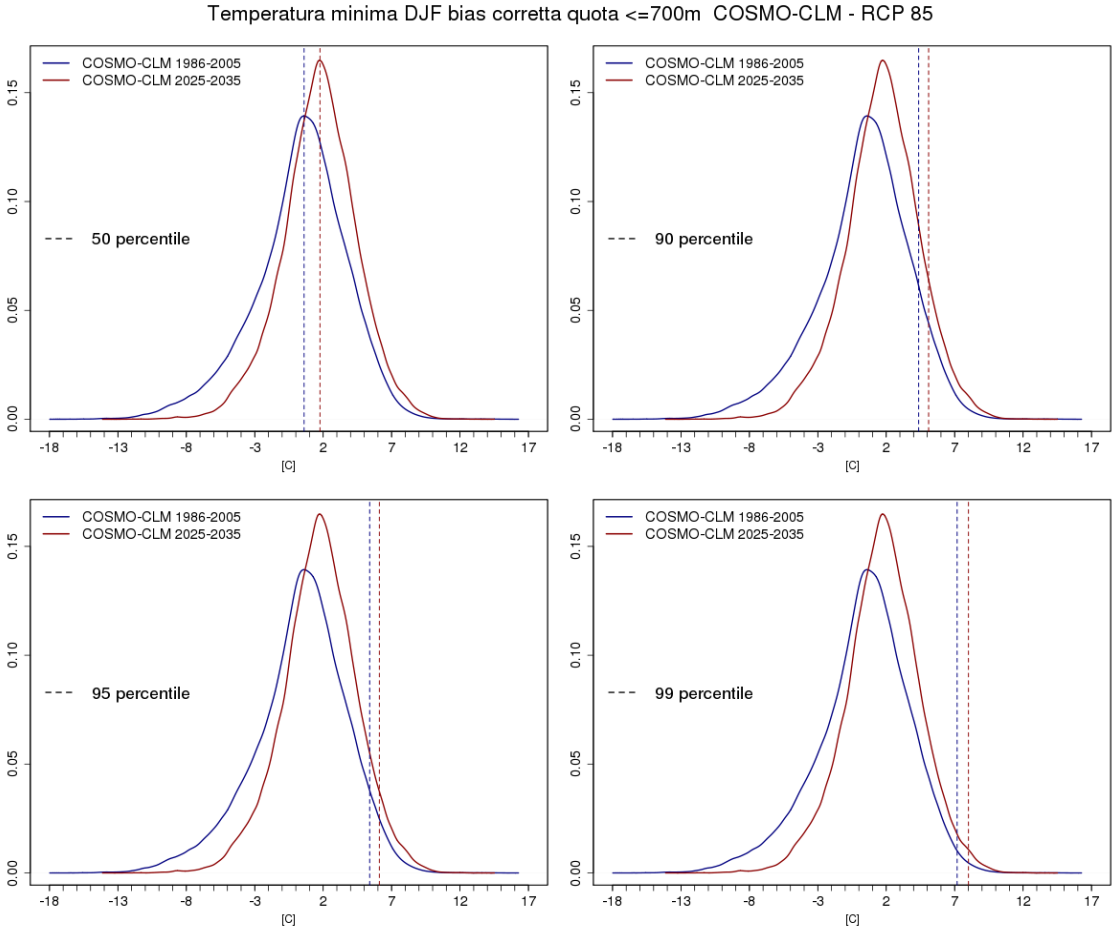


Figura 146 Distribuzioni della temperatura minima invernale (dicembre-gennaio-febbraio) nel periodo di controllo (1986-2005, linea blu) e all'orizzonte temporale del PEAR (2025-2035, linea rossa) nello scenario RCP 4.5 (riga sopra) e nello scenario RCP 8.5 (riga sotto) per le zone al di sotto dei 700m (colonna a sinistra). Con le righe tratteggiate sono evidenziati i percentili (50°, 90°, 95° e 99°).

Per avere un'indicazione complessiva delle variazioni termiche consideriamo la temperatura media e riportiamo le variazioni della mediana e dei percentili più elevati della temperatura media nei due scenari emissivi considerati, separando le stagioni e le zone di montagna (al di sopra dei 700m di quota).

Nello scenario RCP 4.5 le variazioni della stagione estiva risultano le più rilevanti, seguite da quelle primaverili, soprattutto a quote più elevate.

Differenze nella temperatura media giornaliera (2025-2030 – controllo 1986-2005) – al di sotto dei 700m RCP 4.5 P° = percentile / Δx = differenza								
P° nel controllo	DJF		MAM		JJA		SON	
	Δx	P° nello scenario	Δx	P° nello scenario	Δx	P° nello scenario	Δx	P° nello scenario
50°	0,68 °C	42°	0,63°C	45°	1,39 °C	35°	0,36 °C	47°
95°	0,61 °C	92°	0,80 °C	93°	2,16 °C	87°	0,06 °C	95°
99°	0,98 °C	98°	0,76 °C	98°	2,62 °C	94°	0,29 °C	99 °

Differenze nella temperatura media giornaliera (2025-2030 – controllo 1986-2005) – al di sopra dei 700m RCP 4.5 P° = percentile / Δx = differenza								
P° nel controllo	DJF		MAM		JJA		SON	
	Δx	P° nello scenario	Δx	P° nello scenario	Δx	P° nello scenario	Δx	P° nello scenario
50°	0,23 °C	48°	0,84°C	44°	1,20 °C	39°	0,25 °C	48°
95°	0,78 °C	93°	0,99 °C	92°	1,89 °C	89°	-0,05 °C	95°
99°	1,02 °C	98°	1,04 °C	98°	2,14 °C	96°	0,00 °C	99 °

Nello scenario RCP 8.5 le variazioni della stagione estiva rimangono le più importanti in particolare per i percentili più elevati, mentre anche la stagione invernale presenta un riscaldamento importante in particolare sulla mediana delel distribuzione. Questo riscaldamento invernale è anche superiore alle quote più elevate.

Differenze nella temperatura media giornaliera (2025-2030 – controllo 1986-2005) – al di sotto dei 700m RCP 8.5 P° = percentile / Δx = differenza								
P° nel controllo	DJF		MAM		JJA		SON	
	Δx	P° nello scenario	Δx	P° nello scenario	Δx	P° nello scenario	Δx	P° nello scenario
50°	1,34 °C	36°	1,31°C	39°	1,31 °C	38°	0,75 °C	45°
95°	0,69 °C	93°	0,89 °C	93°	2,11 °C	87°	0,51 °C	94°
99°	0,51 °C	99°	0,43 °C	99°	2,24 °C	94°	0,55 °C	99°

Differenze nella temperatura media giornaliera (2025-2030 – controllo 1986-2005) – al di sopra dei 700m RCP 8.5 P° = percentile / Δx = differenza								
P° nel controllo	DJF		MAM		JJA		SON	
	Δx	P° nello scenario	Δx	P° nello scenario	Δx	P° nello scenario	Δx	P° nello scenario
50°	1,75 °C	26°	0,91°C	41°	1,31 °C	37°	0,91 °C	48°
95°	0,95 °C	90°	0,76 °C	93°	2,27 °C	85°	0,49 °C	94°
99°	0,84 °C	98°	0,32 °C	99°	2,64 °C	94°	0,37 °C	99°

Precipitazioni (cumulate annuali e stagionali, numero di giorni piovosi)

Gli scenari di precipitazione mostrano una maggiore incertezza nella proiezione futura, sia per la difficoltà a rappresentare correttamente la precipitazione nel periodo di controllo, sia perché manca una valutazione di riferimento a scala europea con cui confrontarsi: i diversi modelli utilizzati propongono scenari differenti per l'area alpina che risulta essere un'area di cerniera tra la zona Mediterranea, dove è attesa una diminuzione delle precipitazioni e una tendenza all'aumento delle condizioni di siccità, e la zona del centro Europa, dove invece è atteso un aumento delle precipitazioni.

Anche per la precipitazione sono state valutati gli scenari del periodo 2025-2035 rispetto al periodo di controllo 1986-2005.

E' necessario premettere che il decennio 2025-2035 è molto breve per poter essere definito un periodo climatico stabile e anche la precipitazione cumulata mostra andamenti differenti nei due scenari, sia nella variabilità interannuale sia nella media del periodo.

Lo scenario RCP 4.5 evidenzia una grande variabilità interannuale e una diminuzione della precipitazione cumulata media superiore al 15%, mentre nello scenario RCP 8.5 gran parte degli anni considerati mostra una precipitazione superiore alla media del periodo di controllo. Queste variazioni sono da considerarsi con precauzione perché una vera diminuzione della precipitazione a livello regionale che sia statisticamente significativa, analizzando gli scenari fino a fin secolo, si ha solo a partire dal 2040.

Per valutare l'eventuale andamento stagionale delle variazioni di precipitazione stimate sono stati realizzati gli istogrammi della precipitazione media stagionale all'orizzonte temporale del PEAR, nei due scenari emissivi, e nel periodo di controllo.

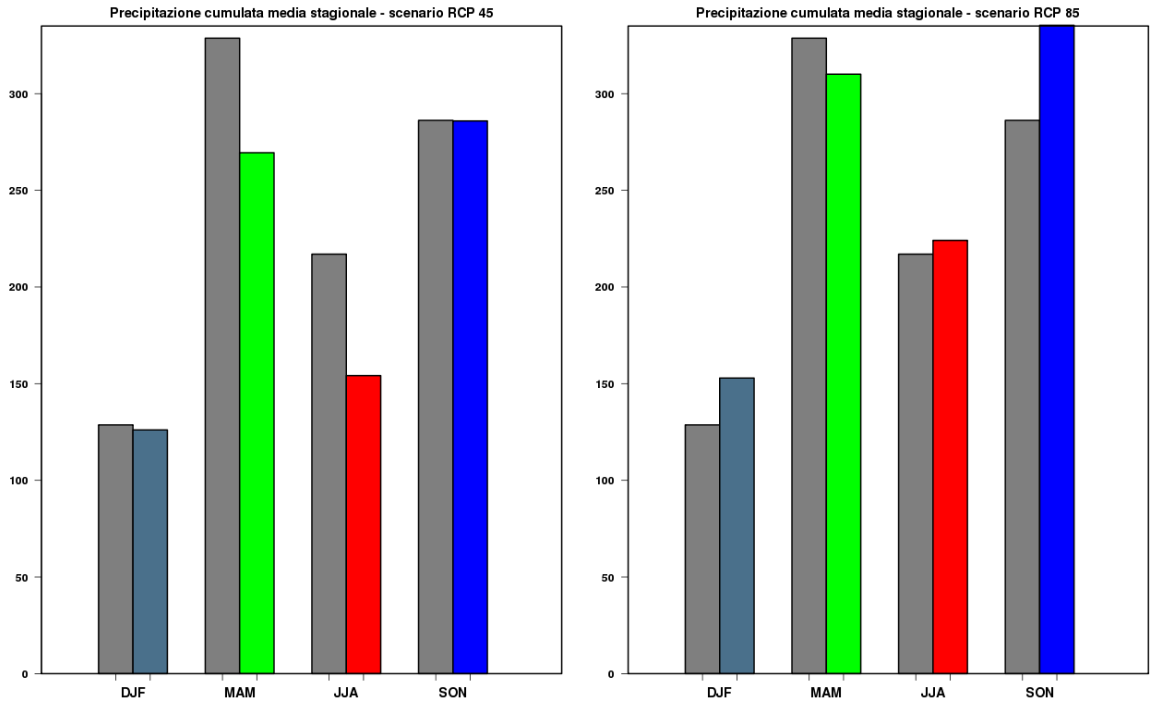


Figura 147 Istogramma della precipitazione media stagionale sulla regione nel periodo di controllo (in grigio) e nello scenario futuro 2025-2035, nello scenario RCP 4.5 a sinistra e RCP 8.5 a destra.

La diminuzione della precipitazione nello scenario RCP 4.5 si evidenzia nei soli mesi primaverili ed estivi e il periodo autunnale rimane quello più piovoso. Nello scenario RCP 8.5 aumenta la precipitazione invernale e autunnale, mentre le variazioni nelle due stagioni intermedie sono limitate.

Per analizzare come la variazione della precipitazione cumulata nel periodo di riferimento del PEAR (2025-2035) rispetto al periodo di controllo (1986-2005) si distribuisce sulle diverse aree orografiche della regione, sono state calcolate le variazioni percentuali stagionali della precipitazione nei due scenari emissivi, applicando un'analisi di significatività statistica, e rappresentati nelle mappe di Figura 148.

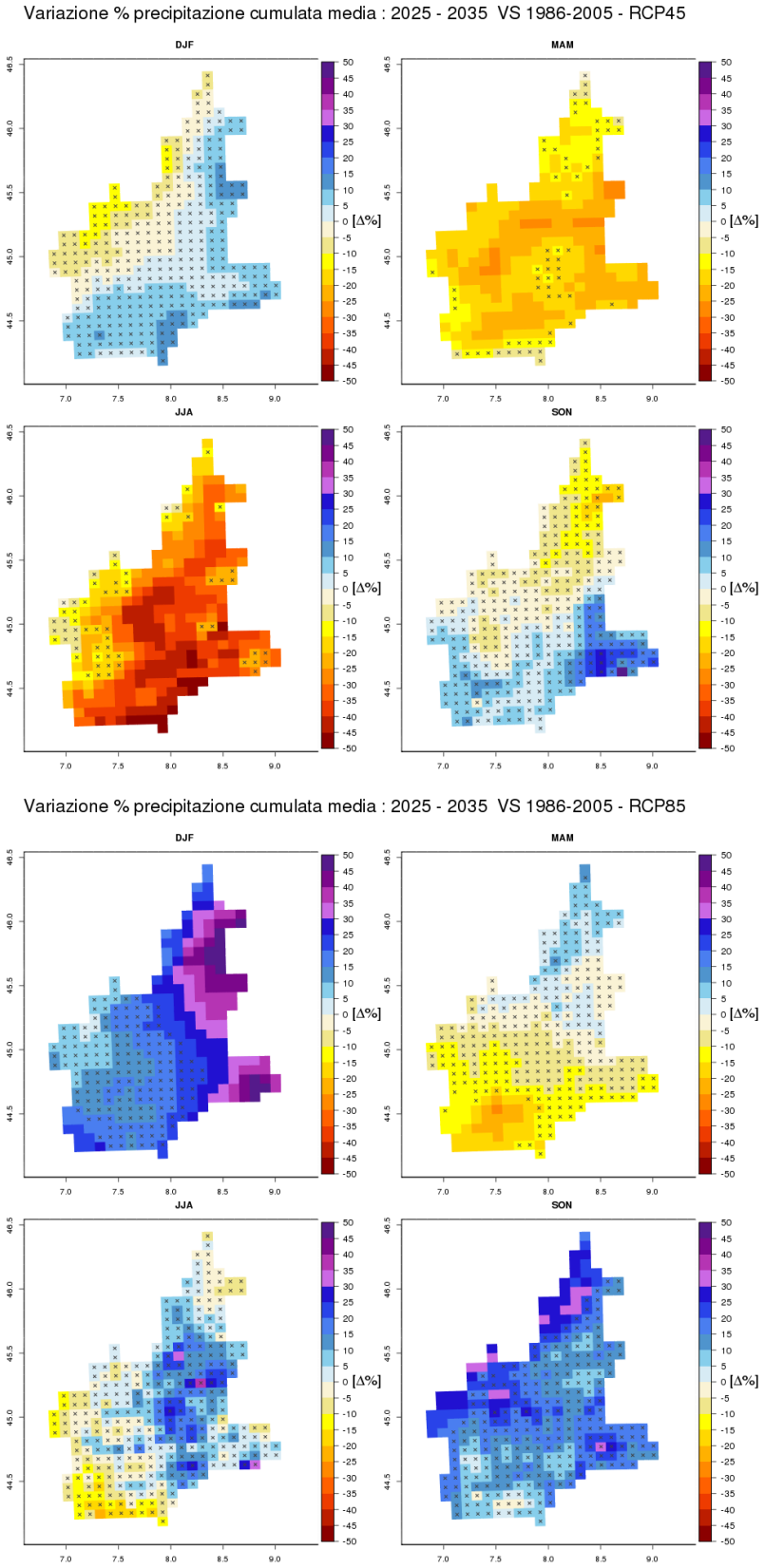


Figura 148 Variazione percentuale della precipitazione annuale cumulata mediata sul periodo 2025-2035 rispetto al periodo di controllo 1986-2005 per RCP 4.5 (in alto) e RCP 8.5 (in basso). Crocettati i pixel non

statisticamente significativi. I colori dal blu al viola rappresentano un surplus di precipitazione mentre quelli dal giallo al rosso un deficit.

Complessivamente osserviamo che le variazioni che si riscontrano in percentuali maggiori risultano quasi sempre significative dal punto di vista statistico. Nello scenario RCP 4.5 si assiste ad una diminuzione delle precipitazioni nella stagione primaverile e soprattutto estiva, con un lieve aumento nella zona appenninica in autunno. Nello scenario RCP 8.5, all'orizzonte del PEAR, si assiste ad un aumento complessivo, distribuito in particolare nell'inverno, sull'intero settore orientale della regione, e in autunno, sulle zone alpine nordoccidentali. Solo nella zona del Cuneese si osserva una diminuzione estiva delle precipitazioni.

Numero di giorni piovosi

E' stata condotta un'analisi ulteriore finalizzata alla valutazione della frequenza media dei giorni piovosi su base stagionale (giorni piovosi: precipitazione cumulata giornaliera pari ≥ 1 mm) e alla eventuale variazione nel periodo 2025-2035 rispetto al trentennio 1986-2005 secondo i due scenari RCP 4.5 e RCP 8.5. La Figura 149 rappresenta i risultati per lo scenario RCP 4.5, la Figura 150 per lo scenario RCP 8.5.

Nello scenario RCP 4.5 la diminuzione più marcata si ha in primavera e, in minor misura, in estate. Le zone più colpite risultano il settore occidentale e sudoccidentale della regione, mentre nelle altre stagioni le variazioni sono prossime allo zero. Nello scenario RCP 8.5 in primavera e in estate le variazioni risultano nelle stesse zone dello scenario RCP 4.5 ma meno marcate; in autunno e in inverno si assiste invece ad un aumento del numero di giorni piovosi, principalmente sulla fascia alpina in autunno.

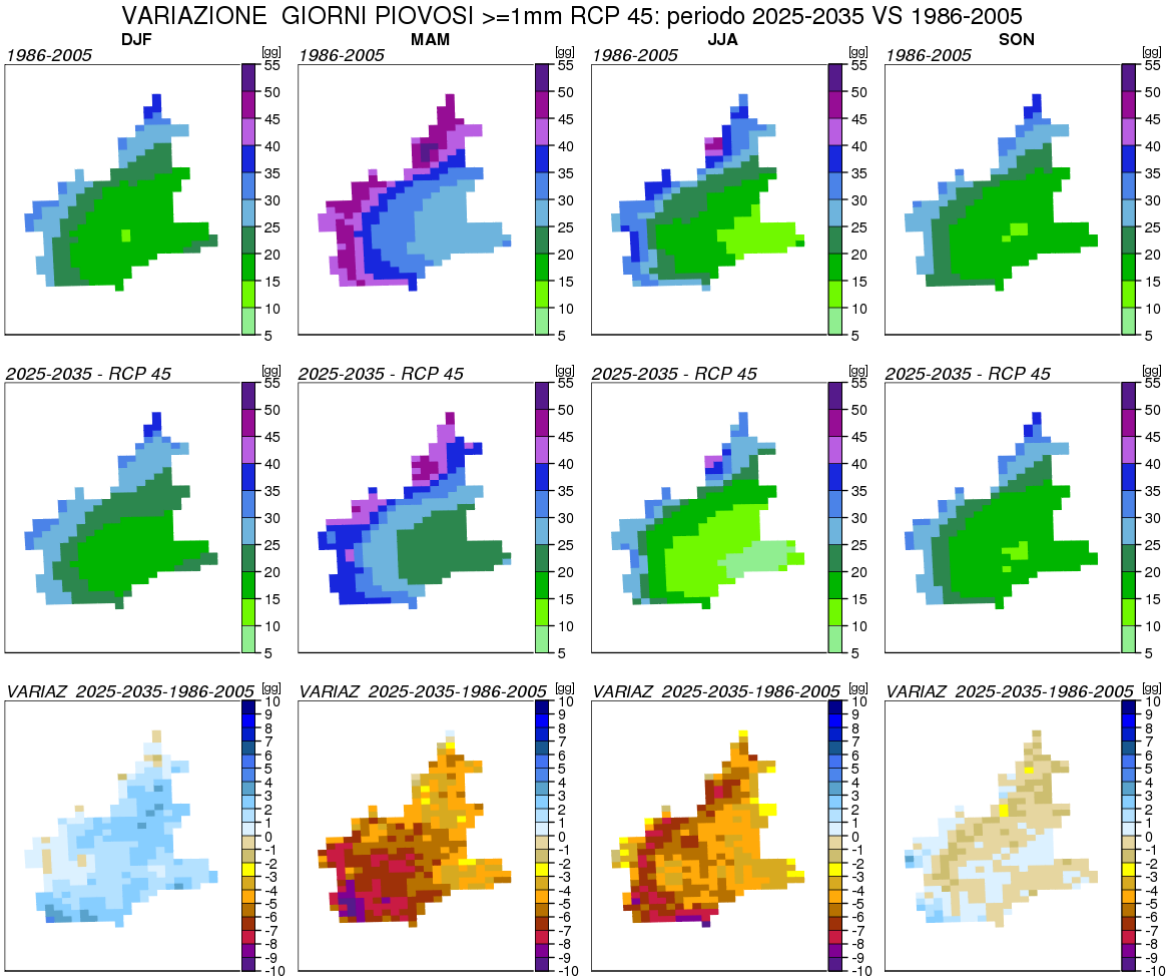


Figura 149Numero medio di giorni piovosi su base stagionale (da sinistra a destra: stagione DJF, MAM, JJA, SON). Dall'alto verso il basso: numero di giorni piovosi rispettivamente nel periodo 1986-2005, nel periodo 2025-2035 secondo lo scenario RCP 4.5 e, nell'ultima riga, variazione del numero medio stagionale di giorni piovosi tra il periodo futuro (2025-2035) e il periodo di riferimento (1986-2005).

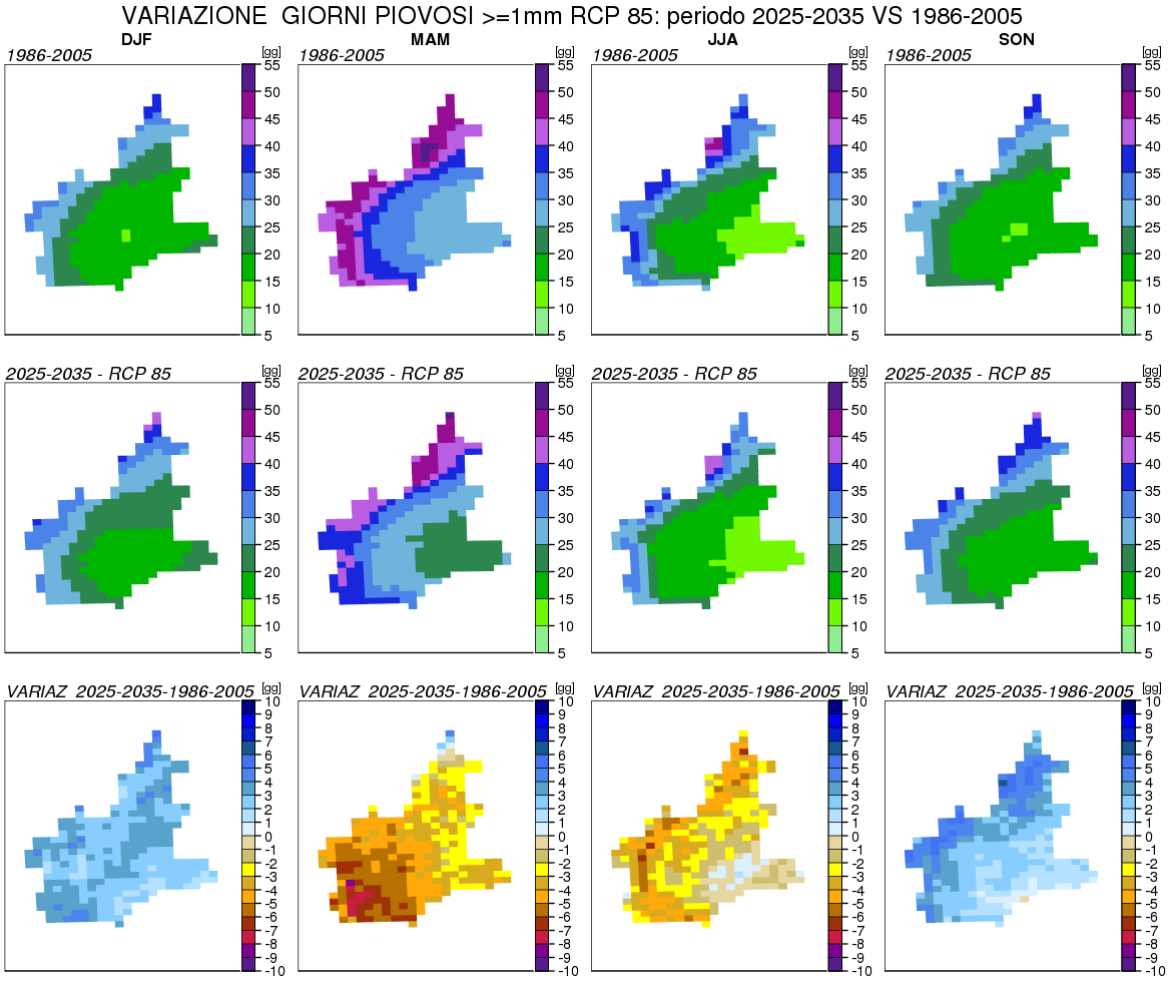


Figura 150 Numero medio di giorni piovosi su base stagionale (da sinistra a destra: stagione DJF, MAM, JJA, SON). Dall'alto verso il basso: numero di giorni piovosi rispettivamente nel periodo 1986-2005, nel periodo 2025-2035 secondo lo scenario RCP8.5 e, nell'ultima riga, variazione del numero medio stagionale di giorni piovosi tra il periodo futuro (2025-2035) e il periodo di riferimento (1986-2005).

Precipitazioni intense

Per valutare gli eventi estremi di precipitazione sono stati analizzati i giorni in cui la precipitazione cumulata giornaliera superi le soglie dei 20mm (Figura 151 e Figura 152) e dei 50 mm (mappe non riportate), corrispondenti ad eventi di precipitazione classificata rispettivamente come moderata e forte.

Per la soglia di 20 mm le variazioni si differenziano nel segno. Secondo lo scenario RCP 4.5 (Figura 151) diminuirà la frequenza media stagionale dei giorni con precipitazione superiore ai 20mm, soprattutto in primavera e in estate e in minor misura in inverno, mentre nello scenario RCP 8.5 (Figura 152) si prevede un incremento in tutte le stagioni.

Considerando la soglia dei 50 mm, come tendenza generale sembra che nello scenario RCP 4.5 si assista ad una generale stazionarietà del numero di giorni di superamento della soglia, con un lieve aumento solo nelle stagioni più piovose (primavera e autunno), mentre nello scenario RCP 8.5 si evince un generale lieve aumento durante tutto l'anno.

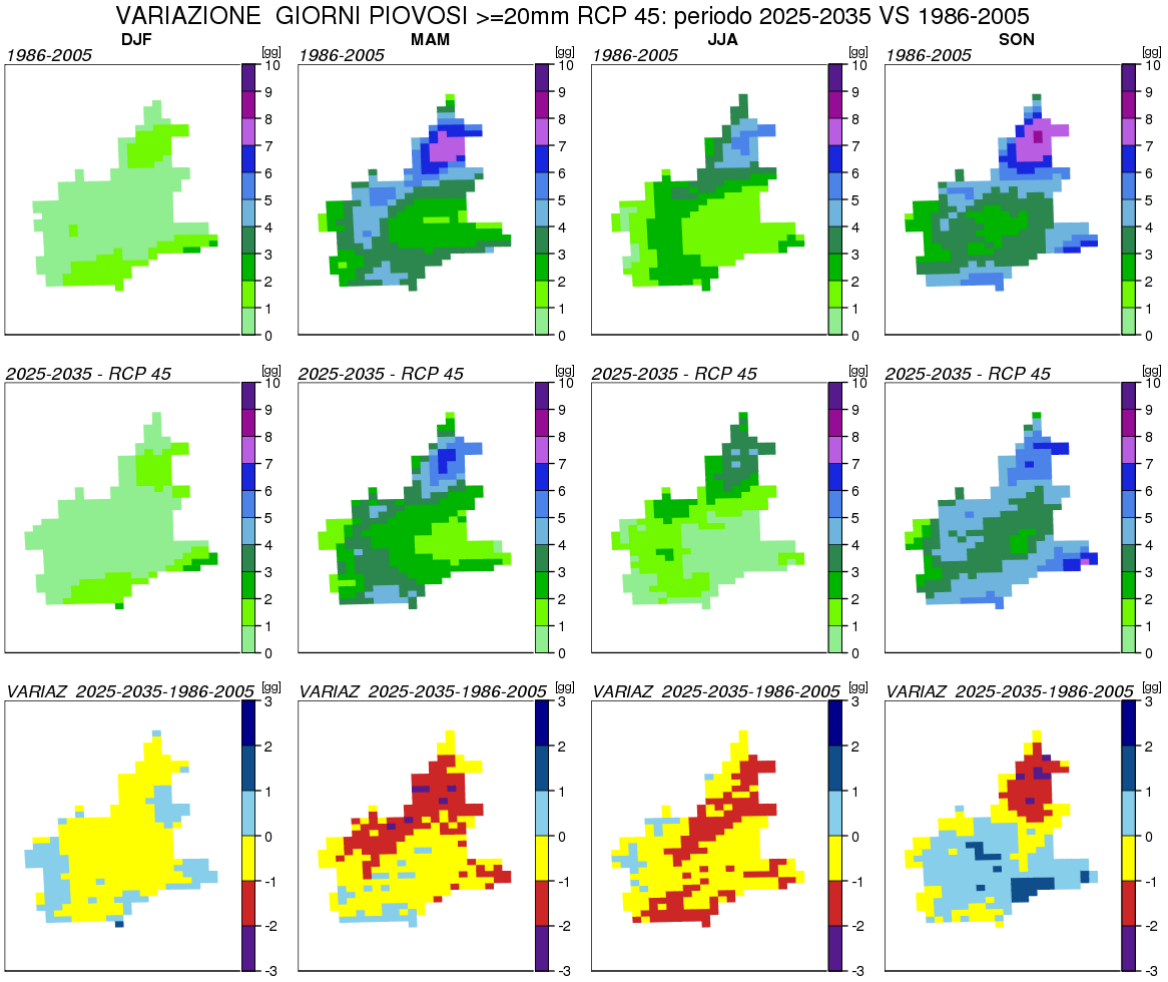


Figura 151 Numero medio di giorni con precipitazione cumulata giornaliera ≥ 20 mm, su base stagionale (da sinistra a destra: stagione DJF, MAM, JJA, SON). Dall'alto verso il basso: numero medio di giorni con superamento della soglia rispettivamente nel periodo 1986-2005, nel periodo 2025-2035 secondo lo scenario RCP 4.5 e, nell'ultima riga, variazione del numero medio stagionale di giorni di superamento della soglia tra il periodo futuro (2025-2035) e il periodo di riferimento (1986-2005).

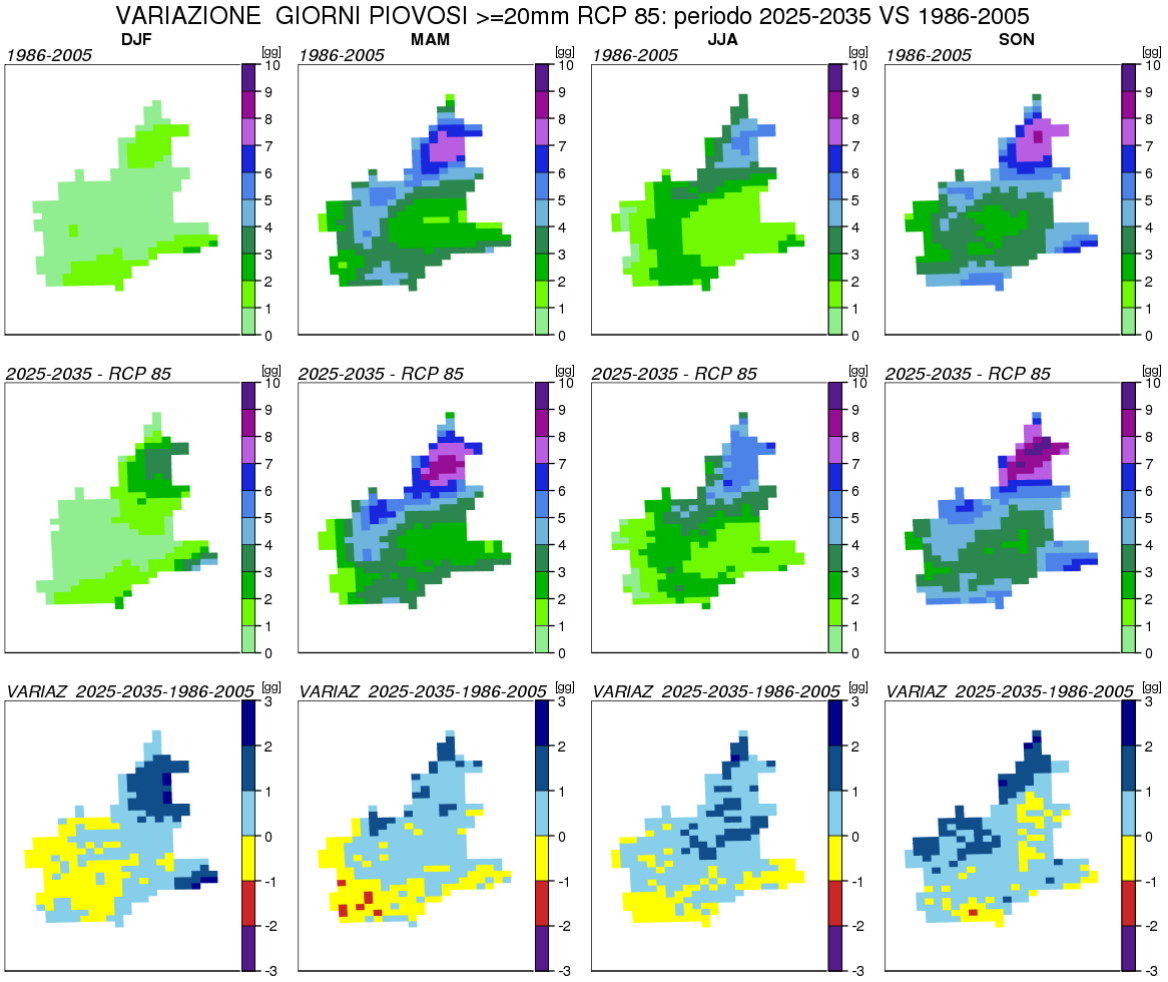


Figura 152 Numero medio di giorni con precipitazione cumulata giornaliera ≥ 20 mm , su base stagionale (da sinistra a destra: stagione DJF, MAM, JJA, SON).Dall'alto verso il basso: numero medio di giorni con superamento della soglia rispettivamente nel periodo 1986-2005, nel periodo 2025-2035 secondo lo scenario RCP 8.5 e, nell'ultima riga, variazione del numero medio stagionale di giorni di superamento della soglia tra il periodo futuro (2025-2035) e il periodo di riferimento (1986-2005).

Neve

Dal punto di vista della riserva idrica ai fini della produzione energetica è fondamentale stimare come il cambiamento climatico potrà influire sulla disponibilità nivale. La neve non solo rappresenta una fonte importante di alimentazione diretta dei bacini montani, consentendone una ricarica graduale, ma soprattutto assicura l'alimentazione dei ghiacciai alpini, che rappresentano una riserva idrica di lunga durata, e contribuisce a modulare il ciclo idrologico fornendo al sistema fluviale piemontese una importante risorsa all'inizio della stagione vegetativa. Inoltre la presenza di neve alle quote più alte nel periodo estivo concorre al mantenimento del deflusso minimo vitale dei fiumi attentuando i potenziali conflitti di utilizzo dell'acqua.

Per valutare le variazioni stimate dalla modellistica climatica nel periodo di proiezione del PEAR, sono state valutate le quantità medie cumulate (in mm di acqua equivalente) nel periodo di controllo

(1986-2005) e nello scenario del PEAR (2025-2035) valutandone la variazione percentuale (Figura 153).

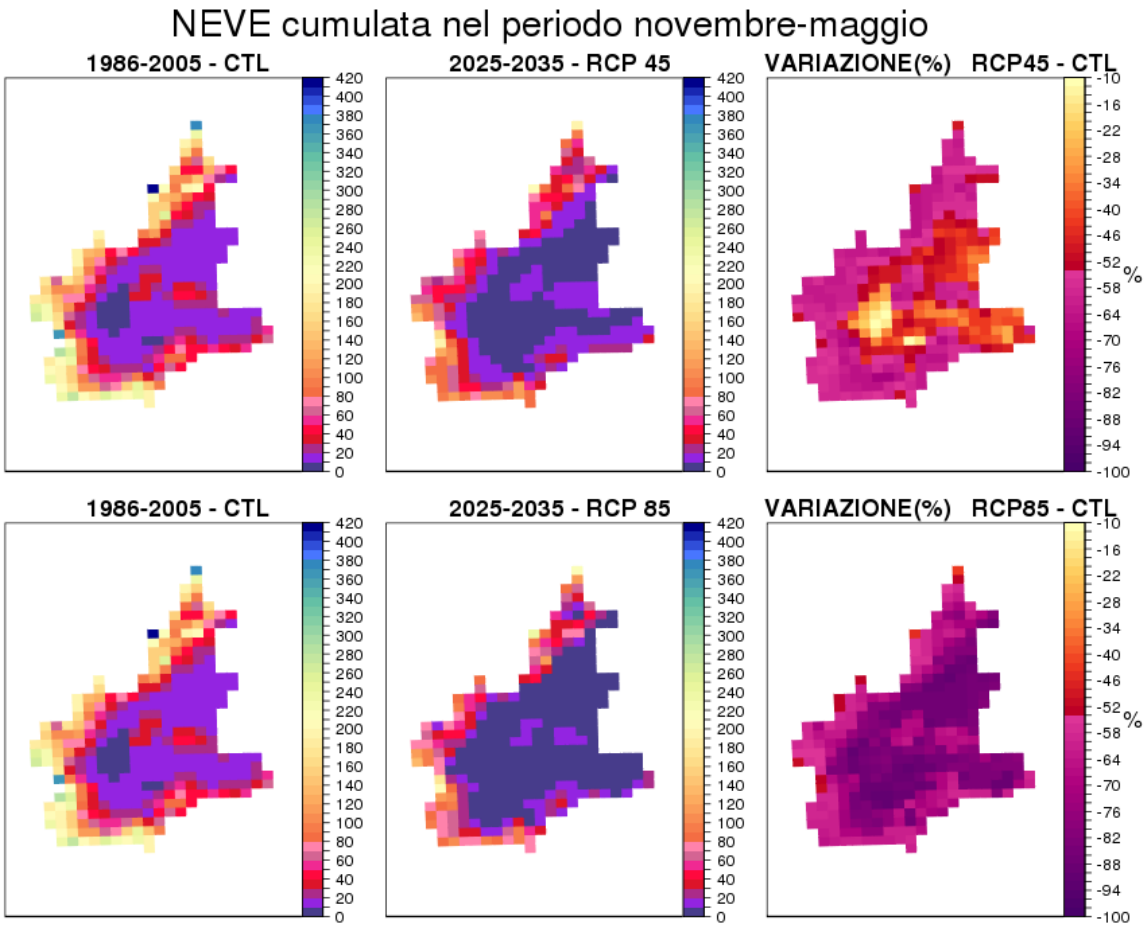


Figura 153 Quantità media di neve cumulata nel periodo novembre-maggio nel periodo di controllo (colonna a sinistra), nello scenario del PEAR (colonna centrale) e variazione percentuale. Nella prima riga per lo scenario emissivo RCP 4.5 e nella seconda per lo scenario RCP 8.5. I valori cumulati sono in mm di acqua equivalente.

Nonostante le incertezze connesse alle stime climatiche, che per la neve sommano quelle sulla precipitazione e quelle sulla temperatura, si evince una variazione sempre negativa, superiore al 50% in entrambi gli scenari nelle zone montane che, nello scenario RCP 8.5, diventa intorno al 70% sull'intera fascia prealpina.

Dovuta principalmente all'innalzamento medio delle temperature, la neve è quindi in sensibile diminuzione già nel periodo 2025-2035. Questo dato conferma sia l'andamento osservato nel recente passato, sia i risultati della letteratura scientifica.

Siccità (massima lunghezza periodi secchi)

La massima lunghezza annuale dei periodi secchi, cioè il massimo numero di giorni consecutivi senza pioggia, rappresenta uno degli indicatori climatici più adatti a caratterizzare, insieme agli andamenti della precipitazione, le condizioni di potenziale siccità di un territorio.

Nei grafici che seguono è rappresentata in scala di colori la veriazione della massima lunghezza annuale dei periodi secchi negli scenari futuri rispetto al periodo di riferimento 1985-2006, in ascisse i punti griglia del modello ordinati per quota (dalla pianura verso le quote più elevate) e sulle ordinate gli anni. L'aumento di tonalità verso il giallo e il rosso rappresenta un significativo e importante aumento del numero di giorni secchi, a testimonianza di un aumento delle condizioni generali di siccità del territorio a fine secolo.

All'orizzonte temporale del PEAR (2030) si evidenzia un lieve aumento della lunghezza dei periodi secchi, in particolare per le aree di pianura, ma soprattutto un'alternanza di anni umidi e di anni asciutti, per entrambi gli scenari. La variazione maggiore si ha partire dalla metà del XXI secolo. Per lo scenario RCP4.5 si torna nell'ultimo trentennio del secolo ad una spiccata alternanza inter-annuale mentre per lo scenario RCP8.5 i periodi secchi continuano ad aumentare drammaticamente, superando anche i 100 giorni sulle zone di pianura. La tendenza all'aumento si ha anche sulle zone di montagna.

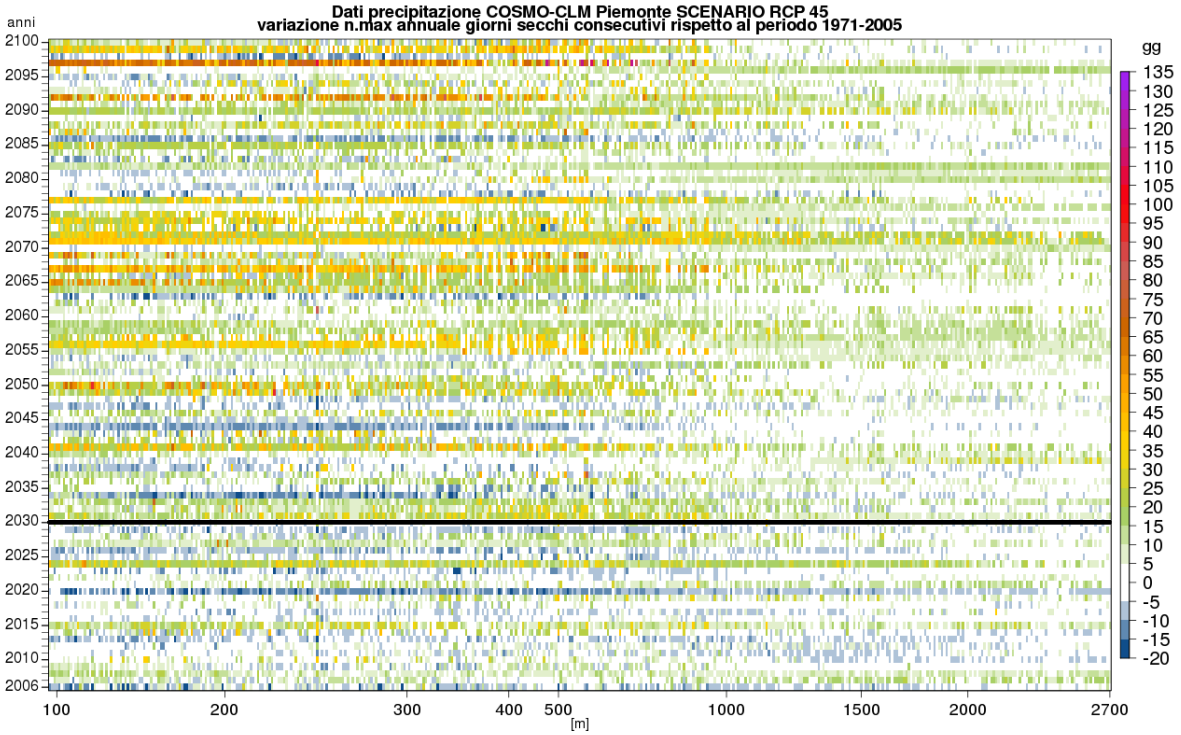


Figura 154 Andamento della variazione della massima lunghezza dei periodi secchi su tutti i punti del Piemonte (ordinati per quota – asse delle ascisse) per gli anni 2006-2100 (asse delle ordinate) rispetto al periodo 1971-2005. Scenario emissivo RCP4.5

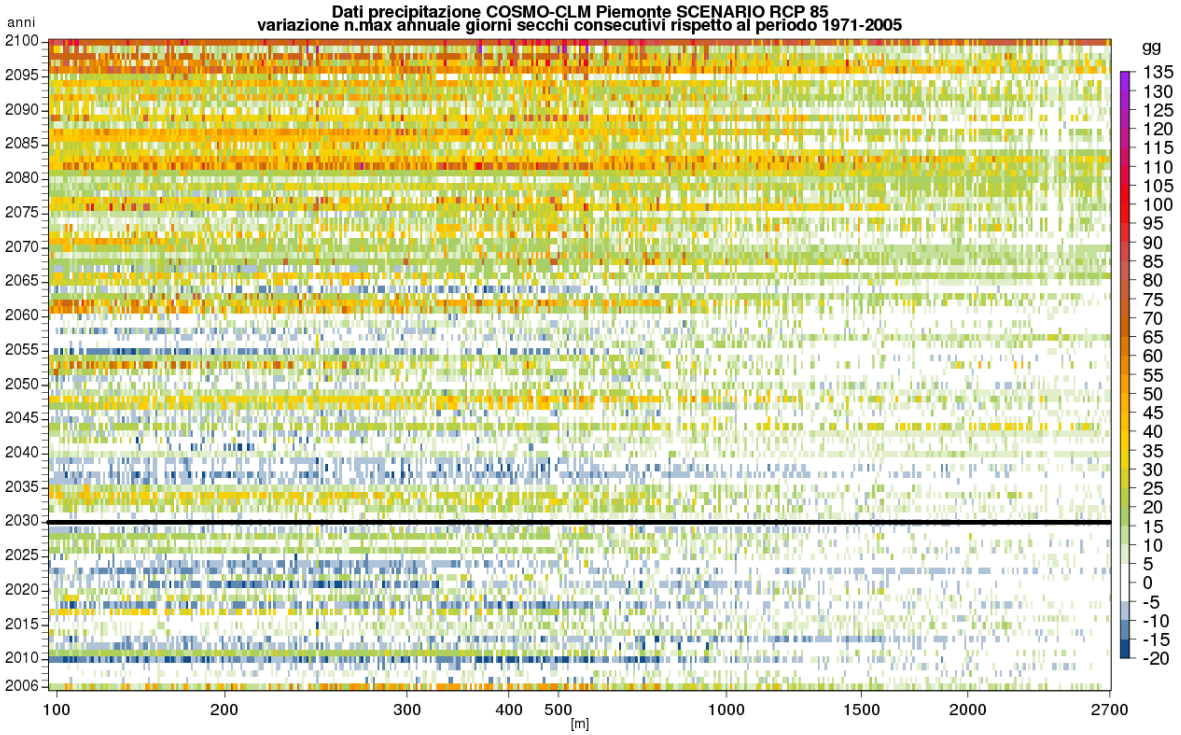


Figura 155 Andamento della variazione della massima lunghezza dei periodi secchi su tutti i punti del Piemonte (ordinati per quota – asse delle ascisse) per gli anni 2006-2100 (asse delle ordinate rispetto al periodo 1971-2005). Scenario emissivo RCP8.5

Necessità di riscaldamento e raffreddamento

Per valutare come la variazione di temperatura attesa all'orizzonte temporale del PEAR (2030) possa influire sulle necessità di riscaldamento invernale e raffrescamento durante l'estate, sono stati calcolati i gradi giorno di riscaldamento (HDD heating degree days)[167] e i gradi giorno di raffrescamento (CDD cooling degree days), nel periodo attuale (1986-2005) e la variazione in un intervallo temporale attorno al 2030 (2025-2035) per i due scenari RCP4.5 e RCP8.5. I CDD sono stati valutati poiché considerati nel Piano Nazionale di Adattamento al Cambiamento Climatico, quali indicatori di un aumento delle necessità di condizionamento. In realtà, in questa analisi, abbiamo preferito considerare anche indicatori più rappresentativi del picco massimo di richiesta energetica giornaliera per il raffreddamento, che è il problema concreto che potrebbe verificarsi con gli estremi di temperatura, essendo la criticità derivante una criticità di tipo impulsiva, cioè istantanea. Abbiamo pertanto affiancato ai CDD altri indicatori che meglio rappresentano le condizioni di disagio fisico per situazioni di caldo estremo.

I gradi giorno di riscaldamento sono un parametro empirico utilizzato per il calcolo del fabbisogno termico di un edificio e rappresentano la somma delle differenze tra la temperatura dell'ambiente riscaldato (convenzionalmente 20°C) e la temperatura media esterna; la differenza viene conteggiata

[167] EUROSTAT http://ec.europa.eu/eurostat/cache/metadata/en/nrg_chdd_esms.htm

solo se positiva. I gradi giorno di riscaldamento sono stati calcolati nel periodo novembre-maggio con una soglia di 20°C. Il D.P.R. 412/93 e s.m.i. definisce le fasce climatiche in cui viene suddiviso il territorio italiano, mentre il D.P.R. 74/2013 definisce le tempistiche di accensione degli impianti di riscaldamento, secondo la tabella sottostante.

Fasce climatiche	D.P.R. 412/93 e s.m.i.	D.P.R. 74/2013
A	gradi giorno tra 0 - 600	ore 6 giornaliere dal 1° dicembre al 15 marzo;
B	gradi giorno tra 600 - 900	ore 8 giornaliere dal 1° dicembre al 31 marzo
C	gradi giorno tra 900 - 1400	ore 10 giornaliere dal 15 novembre al 31 marzo
D	gradi giorno tra 1400 - 2100	ore 12 giornaliere dal 1° novembre al 15 aprile
E	gradi giorno tra 2100 - 3000	ore 14 giornaliere dal 15 ottobre al 15 aprile
F	gradi giorno maggiore di 3000	nessuna limitazione

Per quanto riguarda i gradi giorno di riscaldamento, viene confermata la tendenza alla diminuzione, come già si evince dagli indicatori puntuali basati sui dati osservati rappresentati nella Relazione sull'Ambiente in Piemonte, ma non tali da comportare una variazione di fascia climatica per le zone di pianura, in entrambi gli scenari, mentre nella zona prealpina si passerebbe dalla fascia climatica F a quella E per alcune zone delle Alpi Occidentali, nello scenario RCP4.5, e per tutte le zone nello scenario RCP 8.5.

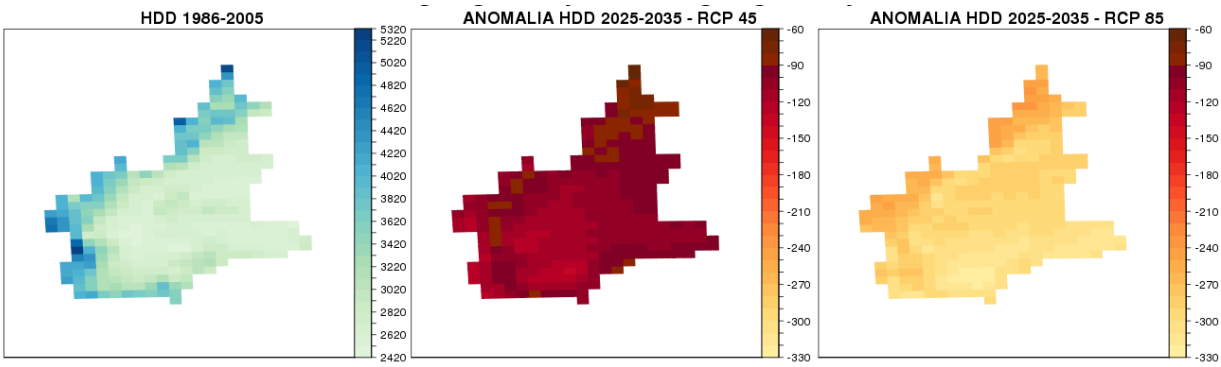


Figura 156 Variazione del valore dei gradi giorni di riscaldamento nel periodo 2025-2035 nello scenario RCP4.5 (colonna centrale) e RCP 8.5 (colonna a destra) rispetto al periodo di controllo 1986-2005 (colonna a sinistra).

I gradi giorno di raffrescamento sono calcolati in modo analogo, come somma delle differenze tra la temperatura media esterna e la temperatura di comfort climatico (non superiore ai 21°C); la differenza viene conteggiata solo se la temperatura media esterna supera di 24°C. I gradi giorno di raffrescamento sono calcolati nel periodo giugno-settembre. Come anticipato, essendo basati sulla temperatura media, non sono rappresentativi delle condizioni estreme giornaliere che corrispondono ai picchi massimi di richiesta energetica.

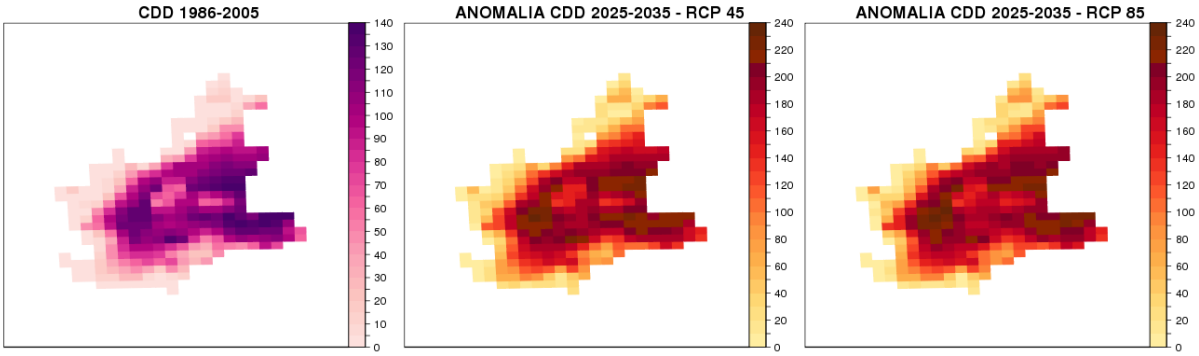


Figura 157 Variazione del valore dei gradi giorni di raffreddamento nel periodo 2025-2035 nello scenario RCP4.5 (colonna centrale) e RCP 8.5 (colonna a destra) rispetto al periodo di controllo 1986-2005 (colonna a sinistra).

Per quanto riguarda invece le esigenze di raffrescamento estivo, sulla base dei soli CDD, dalla Figura 157, si evince come nella fascia prealpina le esigenze di raffrescamento aumentino anche del 50%, e in alcune aree di pianura (Novarese, Vercellese, Alessandrino e Torino con basso Torinese) quasi raddoppiano, anche nello scenario di mitigazione RCP4.5. Si osserva che la distribuzione delle aree più calde non sembra variare e che, all'orizzonte temporale del PEAR (2030) non si rileva una grande variazione tra scenario con e senza azioni di mitigazione.

Gli altri indici considerati sono quelli legati alle condizioni di disagio fisico per condizioni di caldo-umido e sono gli indici spesso utilizzati per valutare gli effetti sulla salute delle ondate di caldo. In particolare abbiamo valutato il Discomfort Index[168], o indice di disagio proposto da Thom, che è considerato uno dei migliori indici di stima della temperatura effettiva. Quest'ultima è definita come "un indice arbitrario" che combina, in un singolo valore, l'effetto di temperatura, umidità e movimento dell'aria sulla sensazione di caldo o freddo percepito dal corpo umano. La temperatura effettiva tiene conto della temperatura di bulbo umido e della temperatura di bulbo asciutto di posti ombreggiati e protetti dal vento. Questo indice è adatto per descrivere le condizioni di disagio fisiologico dovute al caldo-umido ed è sensibile in un intervallo termico compreso tra 21°C e 47°C.
La formula di calcolo è: $DI = 0,4 * (Ta + Tw) + 4,8$
dove Ta è la temperatura di bulbo asciutto (°C) e Tw è la temperatura di bulbo umido (°C)

Un altro indice considerato è l'Humidex[169], utilizzato per valutare il benessere climatico dell'uomo in relazione all'umidità relativa e alla temperatura. Tale indice si basa su di una semplice relazione empirica che prende in considerazione la temperatura dell'aria e la tensione di vapore.
La formula di calcolo è: *Humidex = air temperature + h (humidity)*[170]

[168] Thom, E. C. (1959). The discomfort index. *Weatherwise*, *12*(2), 57-61
[169] Masterton, J. M., & Richardson, F. A. (1979). Humidex. *A Method of Quantifying Human Discomfort*
[170] *Humidity = 0,5555 * 6,11exp (5417,7530 * ((1/273,16) – (1/dewpoint)))*

L'ultimo indice considerato è la Temperatura Apparente[171]. Questo indice considera tutte le condizioni ambientali e corporee che condizionano la termoregolazione umana. Nel 1984 Steadman implementa una scala di "temperatura apparente" basata sulle reazioni di una popolazione campione sottoposta a differenti condizioni. Steadman implementa la formula empirica per stimare la temperatura apparente in ambiente esterno all'ombra tenendo conto dei valori di temperatura dell'aria, pressione di vapore e velocità del vento: $AT = -2,7 + 1,04 * T + 2*e/10 – 0,65 * v$
dove $T(K)$ è la temperatura dell'aria, e è la tensione di vapore e v è la velocità del vento.

Questi indici sono stati valutati nei mesi da giugno a settembre nel periodo di riferimento 1986-2005 e nel periodo 2025-2035. Per ogni indice, i valori assunti si suddividono in cinque classi (benessere, cautela, estrema cautela, pericolo, elevato pericolo). In particolare per ognuno degli indici le soglie sono riportate nella tabella seguente.

Soglie di disagio fisiologico	Discomfort index	Humidex	Temp. apparente
Benessere	Minore di 21°C	Minore di 27	Minore di 27
Cautela	Compreso tra 21 e 27°C	Compreso tra 27 e 30	Compreso tra 27 e 32
Estrema cautela	Compreso tra 27 e 29°C	Compreso tra 30 e 40	Compreso tra 32 e 40
Pericolo	Compreso tra 29 e 32°C	Compreso tra 40 e 55	Compreso tra 40 e 54
Elevato pericolo	Maggiore di 32°C	Maggiore di 55	Maggiore di 54

Per ogni indice, sono stati calcolati i giorni medi di superamento di ogni soglia, nei due periodi considerati, il controllo (1986-2005) e lo scenario futuro (2025-2035). I giorni sono stati normalizzati all'anno singolo in modo che i risultati del periodo di controllo e dello scenario fossero confrontabili. Le Figura 158, Figura 159 e Figura 160 rappresentano le mappe di anomalia del numero di giorni medi di superamento delle soglie per ogni indice, secondo i due scenari emissivi RCP 4.5 e RCP 8.5. La soglia relativa alla situazione di benssere non è stata considerata.
Si evidenzia che il basso numero di eventi o l'assenza di eventi per soglie elevate è causato dall'operazione di media che è stato necessario applicare (il numero di eventi per tali soglie è sempre minore del numero di anni considerati). Si tratta in ogni caso di pochi giorni per i quali la differenza non è significativa.

[171] Steadman, R. G. (1979). The assessment of sultriness. Part I: A temperature-humidity index based on human physiology and clothing science. *Journal of applied meteorology*, *18*(7), 861-873.
Steadman, R. G. (1979). The assessment of sultriness. Part II: effects of wind, extra radiation and barometric pressure on apparent temperature. *Journal of Applied Meteorology*, *18*(7), 874-885

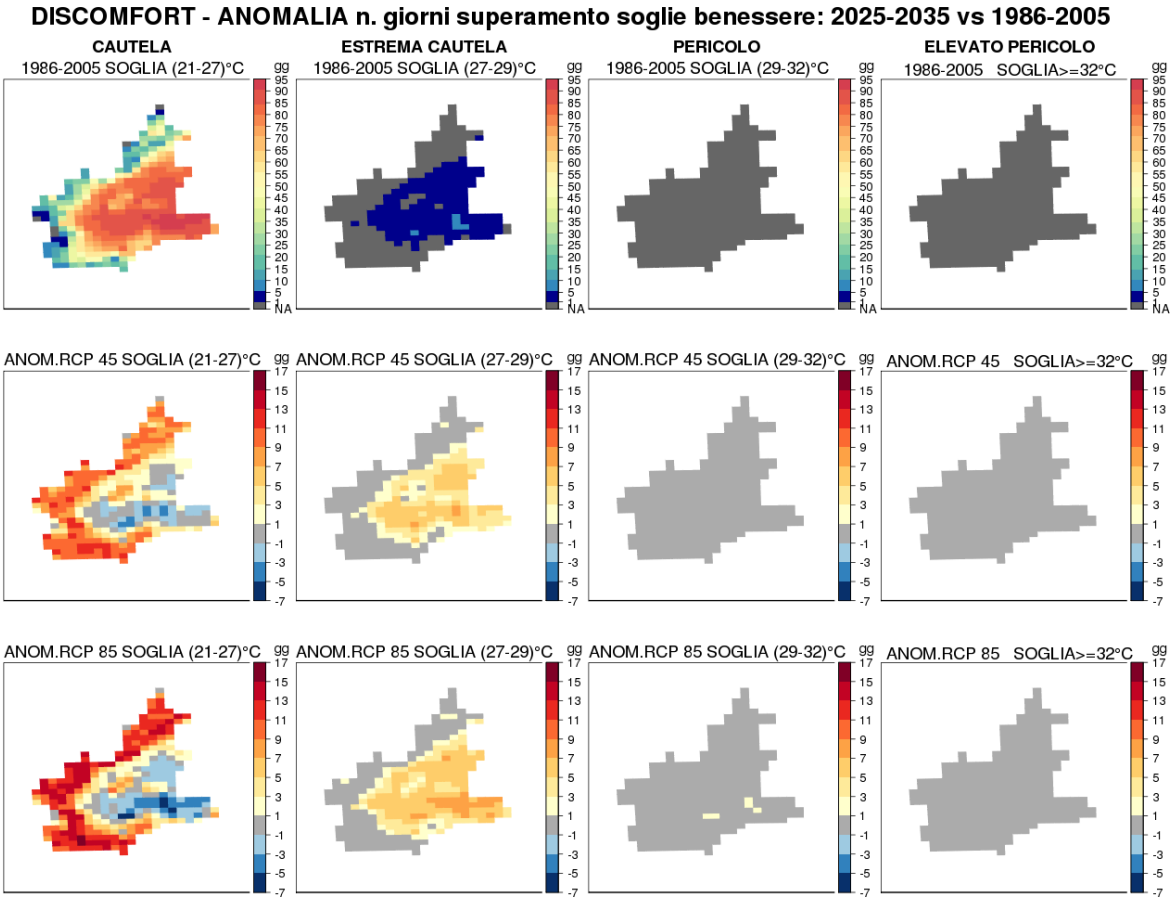


Figura 158 Variazione del numero di giorni di superamento delle soglie del Discomfort Index nel periodo 2025-2035 nello scenario RCP4.5 (riga centrale) e RCP 8.5 (ultima riga in basso) rispetto al periodo di controllo 1986-2005 (prima riga in alto). I pixel grigio scuro nella prima riga rappresentano punti in cui non si verifica il superamento della soglia corrispondente. I pixel grigio chiaro nelle righe sottostanti (anomalie) rappresentano punti in cui la variazione oscilla intorno allo zero rispetto al periodo di riferimento.

Per la soglia più bassa (colonna a sinistra) il Discomfort Index tende ad aumentare sulla fascia montana e pedemontana, con un raddoppio del numero di giorni caratterizzato da condizioni di cautela, mentre in pianura si evidenzia una lieve diminuzione. Per la soglia di estrema cautela l'aumento è importante e concentrato sulle aree di pianura. Si evidenzia il basso Alessandrino, già oggi caratterizzato da condizioni più calde rispetto al resto della pianura. Nello scenario RCP8.5 le differenze sono maggiori, con le medesime distribuzioni geografiche.

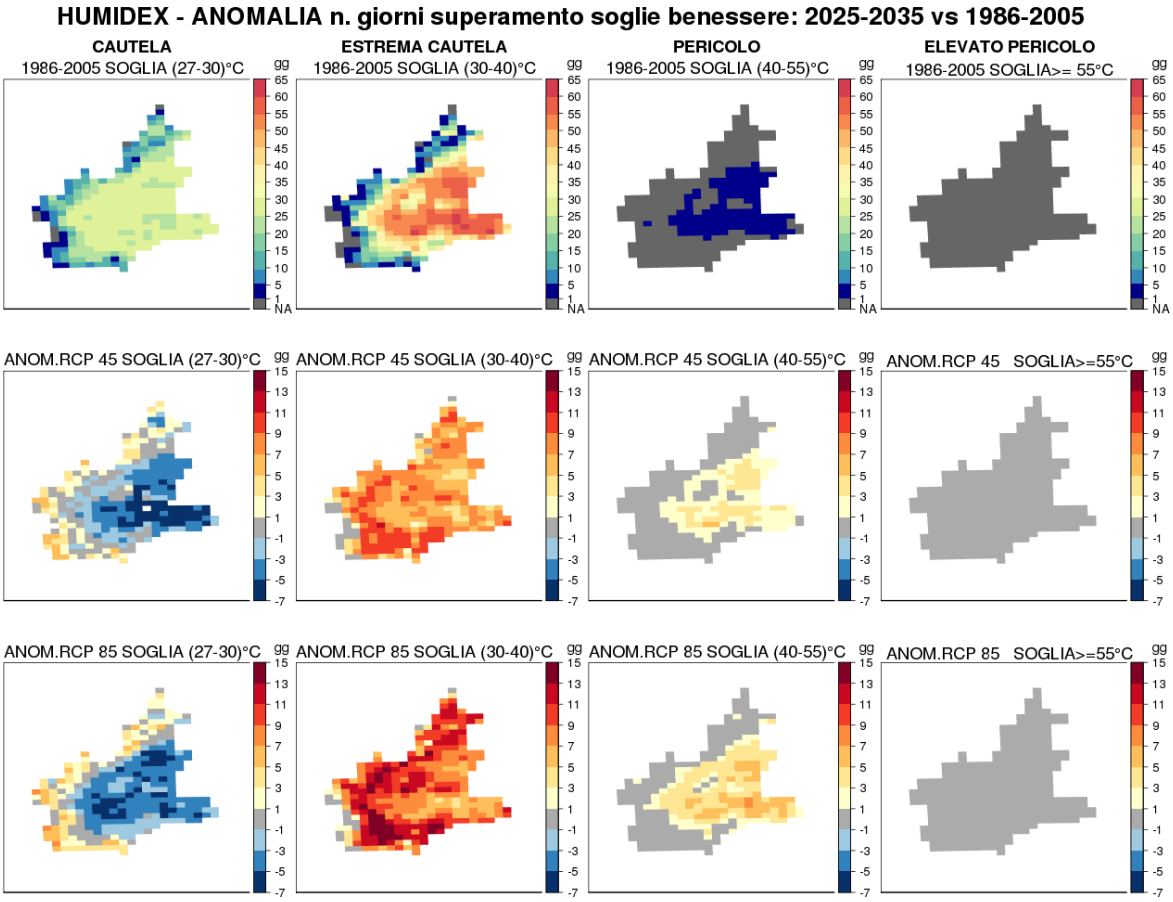


Figura 159 Variazione del numero di giorni di superamento delle soglie dell'Humidex Index nel periodo 2025-2035 nello scenario RCP4.5 (riga centrale) e RCP 8.5 (ultima riga in basso) rispetto al periodo di controllo 1986-2005 (prima rigain alto). I pixel grigio scuro nella prima riga rappresentano punti in cui non si verifica il superamento della soglia corrispondente. I pixel grigio chiaro nelle righe sottostanti (anomalie) rappresentano punti in cui la variazione oscilla intorno allo zero rispetto al periodo di riferimento.

Le mappe realtive all'Humidex mostrano invece variazioni di segno opposto, a seconda della soglia analizzata. Per la soglia più bassa si evidenzia un incremento limitato alle zone montane (oltre il 40% nell'RCP 8.5), mentre la fascia pedemontana non sembra subire variazioni; da segnalare, in pianura, una diminuzione diffusa ma più limitata (intorno al 20%, lievemente più marcata nell'RCP 4.5 ancora sull'Alessandrino). Per questo indice l'aumento maggiore sembra verificarsi per la soglia di estrema cautela, in particolare sul settore sudoccidentale della regione (fino al 50% nell'RCP 8.5), con variazione positive anche sui rilievi alpini, a differenza del Discomfort per cui l'aumento dei giorni in condizioni di estrema cautela sembrano riguardare soltanto le zone pianeggianti. Sui settori a bassa quota si ottiene una variazione positiva anche del numero di giorni in condizioni di pericolo.

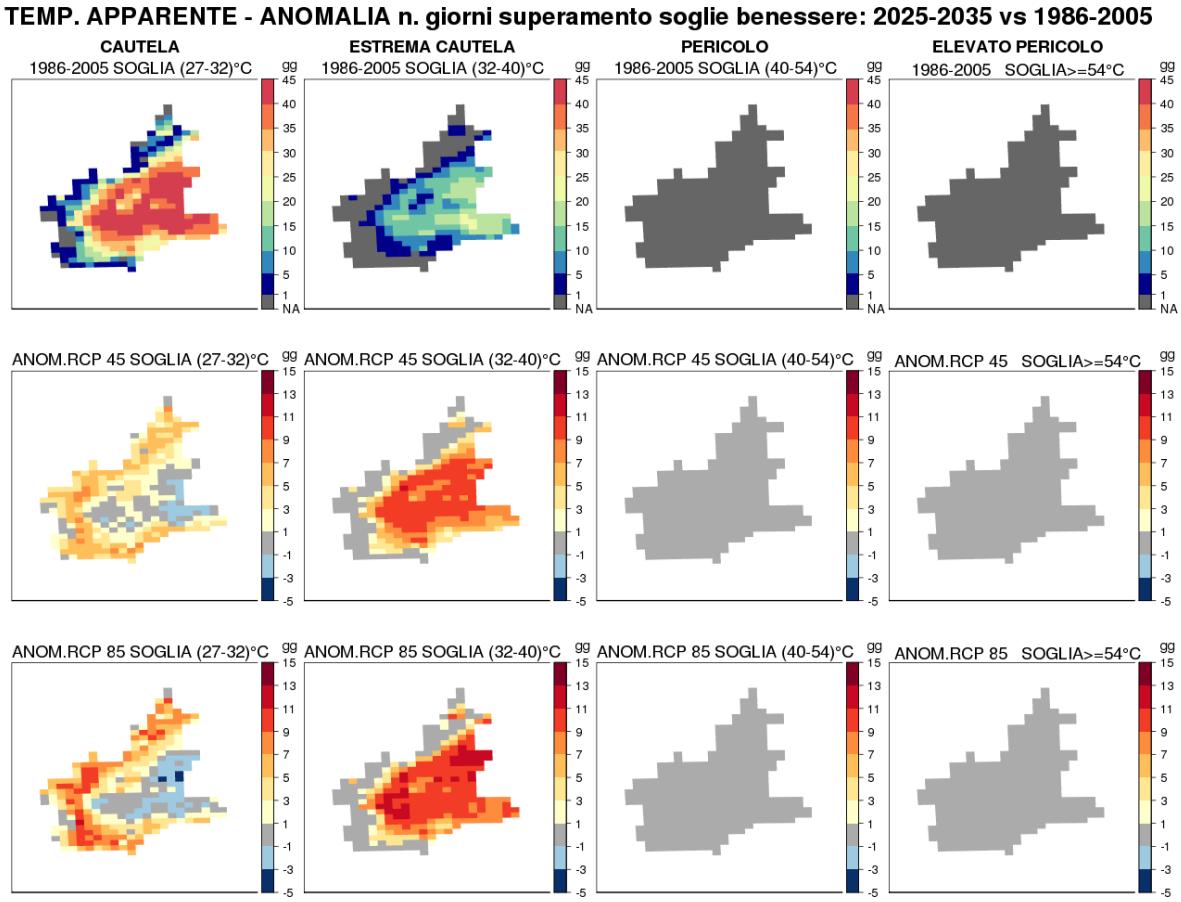


Figura 160 Variazione del numero di giorni di superamento delle soglie della Temperatura Apparente nel periodo 2025-2035 nello scenario RCP4.5 (riga centrale) e RCP 8.5 (ultima riga in basso) rispetto al periodo di controllo 1986-2005 (prima rigain alto). I pixel grigio scuro nella prima riga rappresentano punti in cui non si verifica il superamento della soglia corrispondente. I pixel grigio chiaro nelle righe sottostanti (anomalie) rappresentano punti in cui la variazione oscilla intorno allo zero rispetto al periodo di riferimento.

Le mappe confermano una generale tendenza all'aumento, in modo molto simile al Discomfort. Gli incrementi per la soglia di cautela sono più rilevanti sulle zone montane e pedemontane occidentali (intorno al 50% nell'RCP 4.5 e con valori localmente raddoppiati nell'RCP 8.5), mentre sulle pianure si conferma una lieve diminuzione. Per la soglia di estrema cautela le zone montane non riscontrano aumenti, mentre nelle restanti aree il numero di giorni di superamento arriva localmente a raddoppiare

Anche in Piemonte, come già si evince dal Piano Nazionale di Adattamento per gran parte del territorio italiano, la domanda di energia per il raffrescamento estivo tenderà ad aumentare più di quanto si ridurrà la domanda di energia per il riscaldamento. Le aree più interessate saranno le pianure, più marcatamente il basso Alessandrino e il Vercellese. Anche la fascia prealpina, o le aree vallive a bassa quota (ad esempio l'Ossola) potranno necessitare di impianti di raffrescamento.

Ondate di caldo

Uno degli effetti del riscaldamento globale è l'aumento degli eventi di "ondata di caldo", periodi duraturi di condizioni di elevate temperature spesso accompagnate da condizioni di afa[172]. Alle ondate di caldo sono attribuiti importanti effetti sulla salute, tanto da essere considerate la *catastrofe naturale* dovuta al clima e alla meteorologia che determina il maggior numero di vittime. A questi episodi sono quasi sempre associate condizioni di scarsità idrica e gli impatti che determinano non si limitano al comparto della salute, ma coprono un ampio spettro di effetti, diretti e indiretti. Anche sul comparto energetico gli effetti delle ondate di calore possono critici sia dal punto di vista della domanda sia della produzione, nonché agire in modo indiretto (risorse forestali, siccità…).

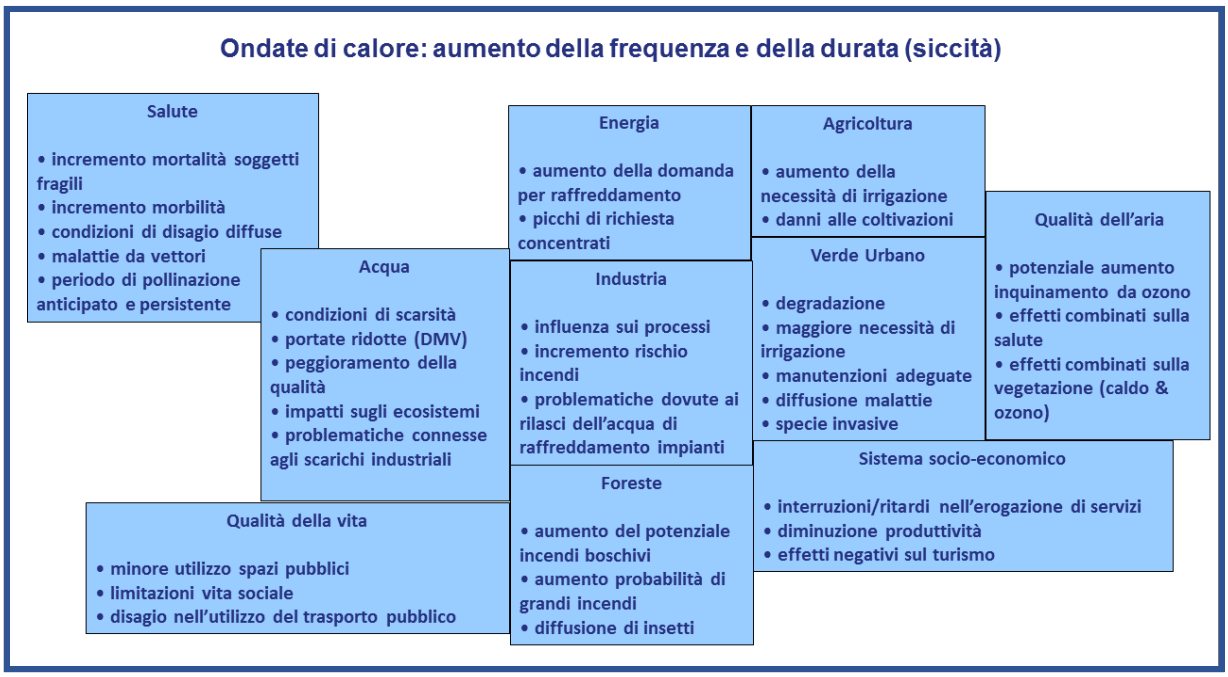


Figura 161 Schema delle possibili implicazioni delle ondate di caldo sui diversi comparti

Le condizioni climatiche al 2025-2035, e ancora di più a fine secolo, evidenziano un aumento della frequenza e della durata delle ondate di caldo, determinando un incremento considerevole del numero di giorni estivi in ondata di caldo. Considerando ad esempio la città di Torino, il numero di giorni in ondata di caldo triplica nello scenario RCP4.5 e tende a quadruplicare nello scenario RCP 8.5.

[172] Nairn, J., Fawcett, R., & Ray, D. (2009, November). Defining and predicting excessive heat events, a national system. In *Modelling and understanding high impact weather: extended abstracts of the third CAWCR Modelling Workshop* (Vol. 30, pp. 83-86)

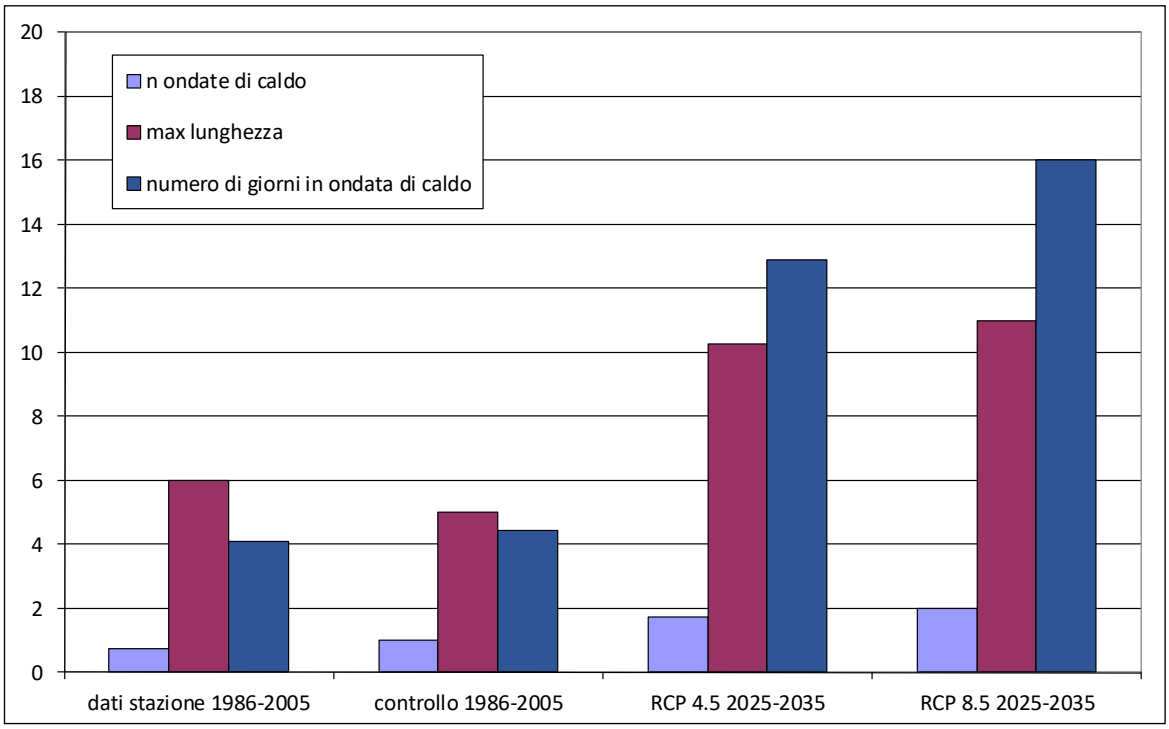


Figura 162 Ondate di caldo negli scenari climatici nella città di Torino: numero, massima lunghezza e numero di giorni estivi in ondata di caldo valutati con l'indice EHF, per i dati misurati dalla stazione nel periodo 1986-2005, per il controllo nel periodo 1986-2005, e nel periodo di riferimento del PEAR 2025-2035.

Gli impatti potenziali sulla domanda

Il cambiamento climatico può agire sulla domanda di energia, variandone la richiesta complessiva, le punte massime ma anche la stagionalità.

Naturalmente il clima è solo uno dei driver che può orientare la domanda. Un peso maggiore nella modulazione della domanda è rappresentato da driver non climatici, di tipo tecnologico (a medio e lungo termine), come la disponibilità di nuove tecnologie di produzione e di distribuzione, di tipo economico (a breve, medio e lungo termine) legato agli incentivi e ai costi dell'energia, e di tipo sociale (a medio e lungo termine), legato ad esempio all'invecchiamento della popolazione o alla maggiore concentrazione nelle aree urbane.

Nella tabella sottostante sono riportati i principali impatti connessi principalmente alle forzanti climatiche, che possono essere favoriti da driver non climatici. Per ogni impatto viene dato un valore positivo o negativo, considerando la sola relazione con il sistema energetico di domanda/offerta e un valore di gravità dell'impatto nell'orizzonte temporale del PEAR su una scala a tre livelli: alto, medio, basso.

Driver climatico	Driver non climatico	Impatto potenziale sul comparto energetico		
		Descrizione	Positivo Negativo	Gravità impatto[173]
Aumento degli indici di disagio per condizioni di caldo-umido e aumento delle ondate di caldo	-Crescente utilizzo di sistemi di condizionamento -Effetto isola di calore per aree urbane. -Caratteristiche edifici e sistemi di raffreddamento.	Incremento dei consumi elettrici	N	MEDIA
		Incremento della punta di domanda energetica nella stagione estiva (residenziale e commerciale) nelle aree urbane ma anche nelle zone dove attualmente non si verificano	N	ALTA
Lieve diminuzione degli HDD (Heating Degree Days) sulle zone di pianura	-Incremento della domanda di energia elettrica legato alla maggior penetrazione dell'utilizzo delle pompe di calore per il riscaldamento (previsto nel PEAR un aumento da 170ktep del 2015 a 400ktep al 2030).	Nel periodo invernale, si prevede che i consumi energetici possano lievemente ridursi a causa dell'utilizzo meno intensivo dei sistemi di riscaldamento.	P	BASSA
		Nel periodo invernale, incremento della domanda di energia elettrica dovuto alla conversione al vettore elettrico di consumi termici.	N	MEDIA
Incremento temperature estive e diminuzione precipitazioni estive (siccità)	-Diminuzione delle portate e del ruscellamento superficiale	Aumento dei consumi energetici nella stagione estiva dovuti all'utilizzo di sistemi di irrigazione e all'aumento dell'estensione della superficie irrigata	N	MEDIA
		Competizione della produzione idroelettrica per uso dell'acqua con altri settori (agricoltura e turismo)	N	ALTA
Sporadici eventi di freddo intenso invernali ed eventi "fuori stagione"		Nel periodo invernale, o nei periodi al di fuori di quelli di accensione degli impianti termici, picchi della domanda di energia dovuto al riscaldamento	N	BASSA

[173] Valutata nell'orizzonte del PEAR (gravità alta, media, bassa)

Gli impatti potenziali sulla produzione

Il cambiamento climatico può avere degli effetti importanti anche sulla produzione di energia. Gli effetti possono verificarsi sulle infrastrutture di approvvigionamento, sugli impianti e i processi di produzione e, per quanto riguarda l'idroelettrico, sulla disponibilità della risorsa.

Per quanto riguarda il parco termoelettrico regionale di potenza, considerate le caratteristiche dei dispositivi di raffreddamento ad aria nelle centrali Torino Nord, Livorno Ferraris e Leinì, nonché misti (aria e acqua) nelle centrali di Moncalieri e Chivasso, gli effetti determinabili dalla carenza di risorsa idrica e dall'abbassamento del livello dei corpi idrici non risulteranno particolarmente significativi.

Viceversa, l'impatto maggiore sul quale è necessario un intervento di tipo strategico di lungo periodo, è quello sulla produzione idroelettrica, in particolare per quanto riguarda le garanzie a lungo termine dell'approvvigionamento idrico degli attuali bacini di accumulo dell'acqua.

A fronte di tale scenario di rischio, la disponibilità di adeguati volumi di stoccaggio potrebbe giocare un ruolo fondamentale per l'affidabilità del sistema elettrico nel suo insieme, non solo in relazione alla variabilità delle disponibilità idriche ma quale elemento di regolazione dell'andamento discontinuo della domanda di elettricità e di una generazione da fonti energetiche rinnovabili sempre più intermittente.

Risulta invece di più difficile individuazione una linea di intervento strategico tesa a calmierare l'effetto di riduzione della producibilità elettrica negli impianti ad acqua fluente a causa della prevista riduzione delle portate.

Nell'ambito dell'orizzonte temporale del PEAR risultano impatti potenzialmente significativi il diverso regime delle precipitazioni (stagionalità, rapporto neve/pioggia, quantità di neve) nella capacità di alimentazione degli invasi esistenti e nella eventuale progettazione di nuovi invasi e l'incremento degli eventi estremi, che influiscono sulla rete di distribuzione e sulle capacità di approvvigionamento. Quest'ultimo aspetto può generare criticità elevate, essendo la regione Piemonte un punto di snodo importante per l'importazione di energia elettrica dall'estero e l'export verso le altre regioni italiane.

Driver climatico	Driver non climatico	Impatto potenziale sul comparto energetico		
		Descrizione	Positivo Negativo	Gravità dell'impatto [174]
Aumento delle temperature e aumento delle ondate di caldo (frequenza e intensità e durata)	-Conflitti di utilizzo dell'acqua tra diversi utilizzatori e con altre regioni a valle del bacino del Po	Difficoltà per il raffreddamento degli impianti di generazione elettrica e conseguente riduzione della capacità produttiva degli impianti termoelettrici (rendimento)	N	BASSA
		Diminuzione efficienza impianti fotovoltaici	N	BASSA
Diminuzione della frazione di neve (del rapporto neve/pioggia)		Minor efficacia nell'alimentazione dei grandi invasi alle quote più alte	N	ALTA
Aumento della variabilità interannuale nel regime delle precipitazioni		Irregolarità nell'alimentazione degli invasi	N	MEDIA
Diminuzione delle precipitazioni estive	-Riduzione delle portate	Riduzione della capacità produttiva degli impianti ad acqua fluente	N	MEDIA
Aumento della variabilità climatica e anticipo della fusione nivale primaverile		Impatti negativi sulla generazione idroelettrica dovuta all'aumento della variabilità delle risorse idriche disponibili (problemi dal punto di vista gestionale).	N	BASSA

[174] Valutata nell'orizzonte del PEAR (gravità alta, media, bassa)

Gli impatti potenziali sulla distribuzione/trasmissione di energia elettrica

Dal punto di vista della distribuzione/trasmissione elettrica, l'aumento della temperatura determina un aumento della resistenza dei cavi, e quindi delle perdite di vettoriamento, ~~e~~ rendendo più difficile la dissipazione del calore prodotto. Per ogni grado di aumento della temperatura, la capacità dei trasformatori può ridursi fino all'1%, mentre la resistenza dei cavi di rame aumenta all'incirca dello 0.4%; nell'insieme, la capacità di una rete si riduce dell'1% circa per ogni grado centigrado di aumento della temperatura. Secondo l'Agenzia Internazionale dell'Energia, in una rete con perdite iniziali dell'8%, le perdite possono aumentare dell'1% se la temperatura cresce di 3°C.

Driver climatico	Driver non climatico	Impatto potenziale sul comparto energetico		
		Descrizione	Positivo Negativo	Gravità dell'impatto
Aumento delle temperature e aumento delle ondate di caldo (frequenza e intensità e durata)		Aumento della resistenza al vettoriamento elettrico nelle linee di distribuzione/trasmissione con conseguenti perdite sulla rete.	N	BASSA
Aumento della frequenza e dell'intensità degli eventi estremi, anche impredicibili	-Non contemporaneità tra produzione e consumo di energia elettrica nella medesima area con necessità di trasporto di quantità crescenti di energia a distanze considerevoli -Aumento della produzione non programmabile	Possibili impatti sull'assetto del sistema elettrico.	N	MEDIA
		Incremento della necessità di un elevato livello di magliatura e affidabilità della rete di sub-trasmissione, quale interfaccia tra distribuzione e trasmissione elettrica.		
		Rischio di black-out estivi per ondate di caldo.		
		Danni alle infrastrutture di approvvigionamento		

Le azioni di adattamento

La trasformazione del sistema energetico al fine di assicurarne una maggiore sicurezza e sostenibilità è anche al centro del pacchetto UE sull'Unione dell'Energia (EC 2015c)[175], che fissa tra i suoi obiettivi la diversificazione dell'approvvigionamento per aumentarne la sicurezza, la promozione dell'efficienza energetica come mezzo per moderare la domanda di energia, il sostegno alla diffusione delle energie rinnovabili nell'ambito di una generale decarbonizzazione dell'economia e un incremento del grado di interconnessione delle reti pari al 10% della capacità di produzione elettrica installata degli Stati membri, da raggiungere entro il 2020. Il quadro per il clima e l'energia 2030 dell'Unione Europea fissa tre obiettivi vincolanti principali da conseguire entro il 2030: una riduzione di almeno il 40% delle emissioni di gas a effetto serra (rispetto ai livelli del 1990), una quota di almeno il 27% di energia da fonti rinnovabili (tale target è in fase di innalzamento al 32%), un miglioramento di almeno il 27% dell'efficienza energetica (tale target è in fase di incremento al 32,5%). Inoltre, la road-map europea per raggiungere un'economia a bassa intensità di carbonio, invita ad adottare da subito misure efficaci sul piano dei costi che siano funzionali al conseguimento dell'obiettivo a lungo termine di ridurre le emissioni dell'80-95% entro il 2050 (60% entro il 2040). A tal fine la Roadmap per l'energia al 2050 indica che tale obiettivo è perseguibile e raggiungibile con azioni, per trasformare il sistema energetico, che devono essere intraprese da subito e in modo congiunto fra gli stati dell'Unione.

La Strategia Energetica Nazionale (SEN) 2017[176] declina, in modo coerente con il Piano dell'Unione dell'Energia ma anche con lo scenario a lungo termine del 2050 stabilito dalla Road Map europea che prevede la riduzione di almeno l'80% delle emissioni rispetto al 1990, e si pone un orizzonte di azioni da conseguire al 2030:

1. migliorare la competitività del Paese, continuando a ridurre il gap di prezzo e di costo dell'energia rispetto all'Europa, in un contesto di prezzi internazionali crescenti;
2. raggiungere e superare in modo sostenibile gli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione al 2030 definiti a livello europeo, in linea con i futuri traguardi stabiliti nella COP21;
3. continuare a migliorare la sicurezza di approvvigionamento e la flessibilità dei sistemi e delle infrastrutture energetiche.

In particolare l'azione che riguarda la crescita sostenibile sottende alcuni obiettivi che sono stati fortemente perseguiti nella stesura del PEAR, e che contribuiscono a rendere il sistema energetico più resiliente ai potenziali impatti del cambiamento climatico:

- Promuovere ulteriormente la diffusione delle tecnologie rinnovabili
- Favorire interventi di efficienza energetica che permettano di massimizzare i benefici di sostenibilità e contenere i costi di sistema

[175] Energy union package - communication from the commission to the european parliament, the council, the european economic and social committee, the committee of the regions and the european investment bank https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:1bd46c90-bdd4-11e4-bbe1-01aa75ed71a1.0001.03/DOC_1&format=PDF

[176] SEN 2017 - Strategia energetica nazionale (www.sviluppoeconomico.gov.it/index.php/it/energia/strategia-energetica-nazionale

- Incrementare le risorse pubbliche per ricerca e sviluppo tecnologico in ambito clean energy

Anche il Piano Nazionale di Adattamento al Cambiamento Climatico indica alcuni principi chiave per individuare le possibili azioni di adattamento al cambiamento climatico nel settore energetico:

- Diversificazione delle fonti primarie;
- Promozione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica;
- Demand side management, ovvero modifica della domanda dei consumatori di energia attraverso vari metodi quali incentivi finanziari e campagne educative;
- Utilizzo di sistemi di stoccaggio dell'energia,
- Integrazione e sviluppo delle reti,
- Utilizzo di contratti che prevedano l'interrompibilità del servizio;
- Sostegno dell'attuale evoluzione in corso da un sistema elettrico centralizzato a uno distribuito, nel quale ogni utente, potenzialmente, sia al tempo stesso produttore e consumatore, al fine di ridurre la vulnerabilità della rete elettrica.

In particolare, tenuto conto delle vulnerabilità analizzate a livello nazionale, il Piano Nazionale di Adattamento al Cambiamento Climatico prevede 28 possibili azioni di adattamento per il settore energetico (di cui 16 grey, 12 soft), da implementare principalmente a breve termine.
Le azioni previste sono raggruppate nel Piano Nazionale di Adattamento PNACC in:

- Gestione della domanda di energia per riscaldamento e raffrescamento (EN001, EN002)
- Gestione della trasmissione e della distribuzione di energia elettrica (EN003, EN004, EN005, EN006, EN025, EN027, EN028)
- Produzione termoelettrica (EN008, EN009, EN010, EN011, EN012, EN013)
- Produzione da fonti rinnovabili (EN007, EN014, EN015, EN016, EN017, EN018, EN019, EN020, EN021, EN022, EN023, EN024, EN026

Le azioni proposte rispondono ai principali impatti derivanti dai cambiamenti climatici secondo quanto riportato nella tabella sottostante (tabella ripresa dal PNACC).

IMPATTO	RISPOSTA	AZIONE DEL PNACC
Tutti gli impatti del settore	Incrementare l'utilizzo di fonti energetiche alternative	EN007. Installazione di sistemi di monitoraggio dell'andamento delle fonti rinnovabili EN020. Diversificazione delle fonti primarie EN021. Promozione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica EN023. Utilizzo di sistemi di stoccaggio dell'energia EN028. Sviluppo di sistemi di stoccaggio diffuso
	Incrementare la resilienza del sistema energetico e ridurre la vulnerabilità della	EN010. Sostituire i combustibili fossili utilizzati dalle centrali termoelettriche tradizionali (da carbone e olio combustibile a gas naturale) EN011. Sostituzione dei sistemi di raffreddamento a ciclo

IMPATTO	RISPOSTA	AZIONE DEL PNACC
	produzione idroelettrica e termoelettrica	aperto con sistemi a ciclo chiuso EN012. Utilizzo di raffreddatori ad aria, pompe addizionali o torri di raffreddamento EN014. Aumento della disponibilità di sistemi di monitoraggio meteo EN016. Utilizzo di strumenti modellistici per il supporto di accordi e azioni concertate
Incremento della punta di domanda energetica estiva. Rischio Blackout.	Promuovere ed incrementare una miglior gestione della domanda di energia per riscaldamento e raffrescamento	EN001. Interventi di adattamento degli edifici esistenti EN002. Climate proofing degli edifici di nuova realizzazione EN024. Integrazione e sviluppo delle reti EN025. Utilizzo di contratti che prevedano l'interruzione del servizio EN026. Promozione dell'evoluzione in corso da un sistema centralizzato a uno distribuito
Difficoltà per il raffreddamento degli impianti di generazione elettrica a causa dell'aumento delle temperature e la diminuzione delle risorse idriche.	Incrementare la resilienza del sistema energetico e ridurre la vulnerabilità della produzione idroelettrica e termoelettrica	EN008. Razionalizzazione, programmazione e riduzione dei consumi nel periodo estivo EN009. Incrementare l'efficienza di generazione elettrica delle centrali termoelettriche tradizionali alimentate da combustibili fossili EN013. Riduzione della produzione degli impianti nel periodo estivo EN019. Introduzione di sistemi di raffreddamento più efficaci per gli impianti a biomassa
Impatti negativi sulla generazione idroelettrica dovuta all'aumento della variabilità delle risorse idriche disponibili.		EN015. Rafforzamento del controllo/monitoraggio della variabilità dell'apporto d'acqua EN017. Aumento dei volumi dei serbatoi di stoccaggio nella gestione ordinaria EN018. Introduzione di incentivi economici per lo sviluppo di nuova capacità di stoccaggio EN022. Realizzazione di reti di bacini interconnesse su scala regionale o nazionale
Aumento della resistenza nelle linee di trasmissione e conseguenti perdite sulla rete.	Riduzione delle perdite di energia dalle reti di trasmissione e distribuzione.	EN003. Promozione dello sviluppo di "microgrid". EN004. Promozione di programmi di orientamento della domanda ("demand side management") EN005. Interramento di parte della rete EN006. Utilizzo di sistemi di trasmissione flessibili in corrente alternata EN027. Promuovere la coordinazione con i TSO (Transmission System Operators)

Al fine di evidenziare quali azioni del PNACC siano state declinate all'interno del PEAR, tenuto conto delle peculiarità regionali e dell'indirizzo politico regionale, e della modalità con cui se ne intende dare attuazione, si riportano nella tabella sottostante gli indirizzi e le azioni previste nel PEAR che

possono considerarsi azioni di adattamento al Cambiamento Climatico e che troveranno, nei successivi piani di azione previsti dal PEAR, una ulteriore definizione.

ID	Azione/Misura proposta dal PNACC	Applicazione/Declinazione nel PEAR
EN001	Interventi di adattamento degli edifici esistenti	• Sostenere la creazione e l'operatività delle ESCO (Energy Service Companies) unitamente a forme di sostegno per l'accesso al credito (fondi di garanzia e fondi rotativi), ai fini di realizzare interventi di efficientamento energetico del settore edilizio pubblico e privato • Favorire l'espletamento delle gare di Energy Performance Contracting (EPC) sul patrimonio immobiliare pubblico, valorizzando il ruolo della Società di Committenza Regionale (SCR) • Promuovere la ricerca applicata e la sperimentazione in materia di efficientamento energetico degli edifici, potenziando i servizi a sostegno dello sviluppo delle attività di ricerca e trasferimento tecnologico e della rete regionale dei soggetti della ricerca e dell'innovazione sui domini tecnologici dell'energia anche attraverso lo sviluppo di soluzioni ICT • Riduzione dei consumi energetici del sistema sanitario pubblico attraverso: ◦ approvazione di una Misura dell'Asse IV del POR FESR 2014-2020 specificamente dedicata alle strutture ospedaliero-sanitarie regionali con una dotazione iniziale pari a 16 Meuro ◦ implementazione degli Energy Performance Contract (EPC) • Riduzione dei consumi energetici del patrimonio immobiliare degli Enti Locali piemontesi attraverso specifiche misure a valere sull'Asse IV del POR FESR con una dotazione iniziale pari a 40 milioni di Euro per interventi combinati di efficientamento energetico e utilizzo di fonti rinnovabili • Riduzione dei consumi energetici del patrimonio immobiliare delle Agenzie Territoriali per la Casa attraverso specifiche misure a valere sull'Asse IV del POR FESR con una dotazione iniziale pari a 10 milioni di Euro per la trasformazione di edifici esistenti in edifici a energia quasi zero • Supporto gli enti locali nell'individuazione delle priorità di investimento e della scelta delle opportunità di finanziamento presenti a livello comunitario, nazionale e regionale, nonché ad individuare il perimetro di applicazione dei limiti di fabbisogno energetico previsto per gli edifici a energia quasi-zero (nZEB) nell'ambito del parco immobiliare esistente • Favorire l'applicazione dei contratti di rendimento energetico nella PA
EN002	"Climate proofing" degli edifici di nuova realizzazione	• Favorire l'applicazione di contrattualistica basata sull'efficienza e l'adozione dei Criteri Ambientali Minimi, anche mediante l'adozione di protocolli di certificazione energetico-ambientale, per i servizi di progettazione e lavori per la nuova costruzione, ristrutturazione e manutenzione degli edifici

ID	Azione/Misura proposta dal PNACC	Applicazione/Declinazione nel PEAR
		• Definire strumenti di sostegno alla riqualificazione energetica urbana e micro-urbana mediante regolamentazioni urbanistico-edilizie omogenee sul territorio regionale • Implementare procedure informatizzate per la descrizione degli interventi di efficienza energetica sul patrimonio immobiliare conformemente agli indicatori di prestazione energetica in un'ottica di omogeneizzazione e di conoscenza condivisa sul patrimonio immobiliare nel rispetto del DM 26 giugno 2015 "Schemi e modalità di riferimento per la compilazione della relazione tecnica di progetto ai fini dell'applicazione delle prescrizioni e dei requisiti minimi di prestazione energetica negli edifici" • Promuovere la ricerca applicata e la sperimentazione in materia di tecnologie edilizie avanzate, potenziando i servizi a sostegno dello sviluppo delle attività di ricerca e trasferimento tecnologico e della rete regionale dei soggetti della ricerca e dell'innovazione sui domini tecnologici dell'energia
EN003	Promozione dello sviluppo di "microgrid"	• Promuovere l'attuazione della L.r. n. 12/2018 inerente alla diffusione delle Comunità energetiche sul territorio regionale anche attraverso atti di indirizzo tesi a definire criteri, parametri tecnici e gestionali capaci di omogeneizzarne le modalità di sviluppo
EN004	Promozione di programmi di orientamento della domanda ("demand side management")	• Promuovere attraverso il ricorso a risorse FSE lo sviluppo di nuove competenze professionali mirate all'efficienza energetica sul territorio • Formazione e la qualificazione degli operatori del settore delle FER in particolare degli installatori da svilupparsi, ai sensi del decreto legislativo n. 28/2011, d'intesa con le Associazioni di categoria, gli Istituti tecnici e gli Enti di formazione del territorio • Promuovere programmi di formazione e di istruzione sui temi dell'energia e del cambiamento climatico partendo dalle scuole, nonché divulgare le Best Practice in materia di efficienza energetica e utilizzo delle Energie Rinnovabili
EN005	Interramento di parte della rete	• Nell'ambito dell'attuazione di accordi siglati con TERNA, promuovere la completa attuazione degli interventi di riequilibrio territoriale mediante interramento di linee elettriche esistenti, ai fini di eliminare le interferenze tra l'infrastrutturazione elettrica esistente e l'edificato.
EN006	Utilizzo di sistemi di trasmissione flessibili in corrente alternata	N.D. La rete di trasporto dell'energia elettrica presente nella regione Piemonte è quasi esclusivamente in corrente alternata (è in corrente continua, viceversa, la rete elettrica per trazione ferroviaria storica, tranviaria e metropolitana).
EN007	Installazione di sistemi di monitoraggio dell'andamento delle fonti rinnovabili	• Periodica elaborazione del Rapporto Statistico sull'Energia in Piemonte valorizzando i dati resi disponibili dalle fonti nazionali (GSE, ENEA, MiSE, ecc.) e integrandoli con specifiche indagini e raccolte dati sul territorio regionale

ID	Azione/Misura proposta dal PNACC	Applicazione/Declinazione nel PEAR
		• Integrazione dei diversi sistemi informativi regionali (CIT, SIPEE, ecc.), al fine di realizzare un catasto energetico degli edifici comprensivo dei dati sui consumi stagionali e del contributo delle fonti rinnovabili secondo uno schema comune • Creazione di un quadro di conoscenze condiviso tra Regione, EE.LL. e operatori del settore in merito allo stato dell'arte georiferito di tutti gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili (catasto impianti) con rappresentazioni cartografiche aggiornate idonee a indirizzare una sostenibile localizzazione dei nuovi impianti sul territorio
EN008	Razionalizzazione, programmazione e riduzione dei consumi nel periodo estivo	• Promuovere il conseguimento degli obiettivi della presente azione anche mediante la realizzazione delle misure EN001, EN002, EN004 precedentemente illustrate, nonché EN021 concernente la diffusione della geotermia a bassa entalpia.
EN009	Incrementare l'efficienza di generazione elettrica delle centrali termoelettriche tradizionali alimentate da combustibili fossili	• Favorire il processo di adeguamento del parco termoelettrico regionale con l'adozione di sistemi tecnologici in grado di consentire l'esercizio degli impianti a carico parziale, senza importanti sacrifici dal punto di vista del rendimento di generazione
EN010	Sostituire i combustibili fossili utilizzati dalle centrali termoelettriche tradizionali (da carbone e olio combustibile a gas naturale)	N.D. Parco-centrali termoelettrico esistente in Piemonte è di nuova generazione, e come tale in massima parte costituito da cicli combinati a gas naturale
EN011	Sostituzione dei sistemi di raffreddamento a ciclo aperto con sistemi a ciclo chiuso	N.D.
EN012	Utilizzo di raffreddatori ad aria, pompe addizionali o torri di raffreddamento	N.D.Il parco-impianti termoelettrico regionale appare già in buona misura dotato di sistemi di raffreddamento ad aria (centrali di Leinì, Torino Nord, Livorno Ferraris), o di sistemi misti aria-acqua (centrali di Moncalieri e Chivasso).

ID	Azione/Misura proposta dal PNACC	Applicazione/Declinazione nel PEAR
EN013	Riduzione della produzione degli impianti nel periodo estivo	• Il PEAR persegue generalmente obiettivi di contenimento e razionalizzazione dei consumi, e con ciò la riduzione della domanda di energia elettrica nel periodo di massima punta (estivo), unitamente ad un suo soddisfacimento in misura sempre maggiore tramite fonti rinnovabili
EN014	Aumento della disponibilità di sistemi di monitoraggio meteo	• Promuovere l'installazione sperimentale su porzioni della Rete di Trasmissione Nazionale di specifica sensoristica tesa a rilevare e trasmettere dati inerenti ai parametri metereologici, anche in relazione a finalità di protezione civile e prevenzione incendi. Promuovere altresì l'installazione di sistemi orientati alle *smart cities* sulla rete di illuminazione pubblica, tra i quali sensori dedicati al monitoraggio meteorologico
EN015	Rafforzamento del controllo/monitoraggio della variabilità dell'apporto d'acqua	N.D.
EN016	Utilizzo di strumenti modellistici per il supporto di accordi e azioni concertate	N.D.
EN017	Aumento dei volumi dei serbatoi di stoccaggio nella gestione ordinaria	• Promuovere la realizzazione di impianti di ripompaggio alla base dei principali bacini idroelettrici esistenti, ai fini di mitigare le carenze idriche nel periodo estivo e, nel contempo, contribuire al bilanciamento della generazione elettrica
EN018	Introduzione di incentivi economici per lo sviluppo di nuova capacità di stoccaggio	• Favorire il pieno utilizzo degli impianti di ripompaggio/stoccaggio idrico esistenti in Piemonte mediante la promozione con le competenti Autorità ministeriali di una riduzione degli oneri fiscali correlati ai sovracanoni, al fine di rendere economicamente vantaggioso il pieno esercizio degli stessi
EN019	Introduzione di sistemi di raffreddamento più efficaci per gli impianti a biomassa	• Il PEAR prevede una limitazione alla diffusione di impianti di generazione/cogenerazione alimentati a biomassa, prevista solamente in determinate fattispecie, ai fini di contenere e limitare, in coerenza con il PRQA, i problemi correlati all'inquinamento atmosferico da polveri sottili
EN020	Diversificazione delle fonti primarie	• Il PEAR promuove con forza la progressiva sostituzione dei consumi soddisfatti con fonti fossili con altrettanti da fonti rinnovabili, favorendo la valorizzazione di un mix ottimale di fonti, secondo il principio di massimizzazione dell'utilizzo e dello sfruttamento delle fonti endogene

ID	Azione/Misura proposta dal PNACC	Applicazione/Declinazione nel PEAR
EN021	Promozione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica	• Promuovere la dematerializzazione dei procedimenti autorizzativi degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, realizzando un sistema informatizzato che consenta la presentazione on line delle domande di autorizzazione ai sensi del D.Lgs.387/2003 e il contestuale aggiornamento del quadro conoscitivo degli impianti. • Incrementare l'utilizzo della risorsa solare a fini termici e per la produzione fotovoltaica sulle coperture degli edifici, sulle superfici impermeabilizzate o attraverso il riutilizzo di aree almeno temporalmente gravate da vincoli di destinazione d'uso, quali ad esempio le discariche di rifiuti sature, minimizzando il consumo di suolo, nonché favorendo la piena applicazione della normativa vigente statale e regionale relativa al *retrofitting* degli edifici esistenti. • Promuovere che, in tutte le nuove progettazioni di edifici, che prevedano un condizionamento invernale, e in primo luogo negli edifici ospedalieri, alberghieri, nonché residenziali, venga opportunamente valutata e conseguentemente valorizzata l'opzione di soddisfare, mediante l'apporto termico integrativo da fonte solare, il fabbisogno di riscaldamento degli ambienti. • Promuovere lo sviluppo della produzione idroelettrica con particolare attenzione al rapporto costi-benefici, adottando i seguenti criteri valutativi: ◦ per i nuovi impianti "a rilevanza energetica elevata" (producibilità annua pari o superiore a 8 GWh) si propone il regime di deroga rispetto all'applicazione dei criteri ERA della Direttiva Derivazioni. Per gli impianti "a rilevanza energetica media" (producibilità annua compresa tra 1,5 GWh e 8 GWh) si conferma l'interesse della Regione, nelle more della valutazione di fattibilità dei singoli progetti secondo la metodologia ERA. ◦ estendere a tutte le istanze di rilascio di nuove concessioni idroelettriche la verifica di eventuale interferenza con le *aree inidonee* e con le *aree di attenzione* proposte dal PEAR. ◦ favorire lo sfruttamento a fini idroelettrici della potenzialità residuale (circa 5-8 MW di potenza media nominale) ancora presente nella rete dei canali irrigui della regione, nell'ambito dell'uso plurimo della risorsa idrica, nonché nella rete degli acquedotti montani. ◦ recupero di producibilità negli impianti in esercizio delle grandi derivazioni mediante la proposta di riallineamento della soglia delle grandi derivazioni a quella in vigore nella maggior parte degli Stati membri (pari o superiore a 10 MWpn), favorendo in tal modo la propensione agli investimenti negli impianti

ID	Azione/Misura proposta dal PNACC	Applicazione/Declinazione nel PEAR
		caratterizzati da potenza nominale compresa tra 3 e 10 MWpn. ◦ Promuovere la razionalizzazione e il *repowering* del parco impianti esistente con interventi di manutenzione straordinaria sul sistema di condotte, turbine, invasi, etc., capace di produrre un efficientamento produttivo anche dell'ordine del 10-15% a parità di risorsa idrica utilizzata. 12. Migliorare l'efficienza nell'utilizzo delle biomasse e favorire l'approvvigionamento di risorsa qualificata da "filiera corta" attraverso: ◦ estendere a tutte le istanze autorizzative di nuovi impianti di produzione di energia elettrica da biomasse la verifica di eventuale interferenza con le *aree inidonee* e con le *aree di attenzione* proposte dal PEAR. ◦ autorizzazione per i nuovi impianti solo ove la produzione di energia avvenga in assetto cogenerativo in aree non critiche per la qualità dell'aria e mantenimento degli impianti di produzione di energia elettrica da biomassa solida esistenti. ◦ favorire lo sviluppo di reti locali di teleriscaldamento alimentate da impianti a cippato approvvigionati da "filiera corta" in Comuni montani, in cui non risultino superati i valori limite del PM10, con una prevalente sostituzione di impianti termici esistenti alimentati a biomassa solida o a gasolio. ◦ migliorare l'efficienza nell'utilizzo delle biomasse solide mediante un processo di qualificazione del combustibile e l'approvvigionamento da "filiera corta". ◦ favorire la produzione e l'utilizzo del biometano. ◦ promuovere la localizzazione degli impianti di produzione di biometano in prossimità delle reti di distribuzione del gas naturale per la sua immissione in rete o nei distributori di carburante. ◦ favorire la produzione di biometano in impianti alimentati da frazione umida derivante dalla raccolta differenziata dei rifiuti solidi urbani; in ambito agricolo, in impianti alimentati prioritariamente con scarti vegetali, residui delle colture e reflui zootecnici nonché con erbai ed altre colture di secondo raccolto evitando colture idroesigenti 13. Incrementare la produzione di energia da fonte eolica attraverso: ◦ l'individuazione di cinque specifici ambiti strategici per lo sviluppo della generazione eolica di taglia industriale(>200 kW) in Piemonte, cioè porzioni estese di territorio regionale al cui interno si riscontrano le condizioni di elevato potenziale eolico e di assenza delle principali condizioni ostative. ◦ la definizione di criteri localizzativi sotto forma di "*aree*

ID	Azione/Misura proposta dal PNACC	Applicazione/Declinazione nel PEAR
		inidonee" e di "*aree di attenzione*" per lo sviluppo di una nuova progettualità eolica e l'armonizzazione delle disposizioni localizzative nelle aree di confine con le regioni Liguria e Lombardia. ◦ promuovere lo sviluppo degli impianti minieolici e microeolici soprattutto nelle aree di fondovalle. 14. Incrementare la diffusione della geotermia a bassa entalpia, soprattutto con scambio termico con l'acqua di falda superficiale attraverso: ◦ rimozione degli ostacoli allo sfruttamento delle acque sotterranee attraverso la regolamentazione degli scarichi delle acque utilizzate unicamente a fini energetici; ◦ pianificazione per la gestione razionale della risorsa idrica sotterranea (modello idrogeodinamico); ◦ nel caso di nuove costruzioni, indirizzare la scelta dell'impianto in funzione della disponibilità di tutte le risorse, a valle di una valutazione dell'opportunità di installare "geostrutture energetiche", o di ricorrere a pompe di calore in abbinamento con altri sistemi di recupero del calore dalle matrici ambientali; ◦ nel caso di ristrutturazioni di edifici, eseguire una valutazione dell'opportunità di sostituire l'impianto esistente per il condizionamento degli ambienti interni con impianti a pompa di calore supportati da impianti idro/geotermici associati a terminali di distribuzione a bassa temperatura, nel contesto di un retrofit dell'involucro; ◦ laddove non sia presente l'acqua di falda, raccomandare una valutazione comparativa tra un impianto a pompa di calore a gas, in presenza di rete del gas naturale e un sistema geotermico integrato con il solare termico; ◦ in caso di propensione per la scelta di un sistema idro-termico, optare per i più efficienti circuiti aperti; ◦ inserimento della previsione del sistema geotermico all'interno del Regolamento Edilizio tipo o nell'Allegato energetico tipo; ◦ implementazione del catasto delle sonde geotermiche. 15. Promozione di un elevato livello di efficienza nel servizio di illuminazione pubblica anche mediante una specifica misura nell'ambito della programmazione dei fondi strutturali POR-FESR 2014-2020, per interventi "dimostrativi" di riqualificazione energetica degli impianti di illuminazione pubblica dei Comuni piemontesi 16. Promozione di un elevato livello di efficienza energetica del comparto civile anche mediante una specifica misura nell'ambito della programmazione dei fondi strutturali POR-FESR 2014-2020, per interventi

ID	Azione/Misura proposta dal PNACC	Applicazione/Declinazione nel PEAR
		volti a risparmio energetico, migliore efficienza degli involucri edilizi gestiti e di proprietà delle amministrazioni pubbliche e connessa riduzione della CO_2 17. Promozione di un elevato livello di efficienza energetica del comparto industriale anche mediante una specifica misura nell'ambito della programmazione dei fondi strutturali POR-FESR 2014-2020, per interventi volti a risparmio energetico, migliore efficienza dei processi produttivi e connessa riduzione della CO_2 18. Promozione degli strumenti di cambio modale a favore dell'utilizzo del trasporto collettivo e la riduzione del fabbisogno di mobilità privata. Nello specifico le azioni a maggior efficacia possono essere raggruppate in cinque linee di azione: ◦ cura del ferro in ambito urbano, con la realizzazione e il completamento delle reti metropolitane/tranviarie, il continuo sviluppo della rete ferroviaria regionale e l'integrazione dei nodi logistici con la rete ferroviaria di trasporto merci; ◦ potenziamento del trasporto collettivo urbano ed extra-urbano (es. infrastrutture a elevata capacità sulla base delle previsioni di domanda, rete di linee di superficie su percorsi ad elevata richiesta e complementari ai servizi delle reti metropolitane e dei servizi ferroviari);· ◦ promozione della mobilità condivisa basata sui servizi di bike, car e moto sharing a basse o zero emissioni;· ◦ integrazione tra i servizi di mobilità sostenibile (e.g. strutture di sosta per i velocipedi o servizi di car e bike sharing in prossimità delle fermate del trasporto pubblico) e parcheggi di interscambio, sia ai confini dell'area urbana, sia nei comuni dell'area metropolitana;· ◦ informazioni in tempo reale su localizzazione dei mezzi pubblici, sul traffico e sui tempi di percorrenza.
EN022	Realizzazione di reti di bacini interconnesse su scala regionale o nazionale	N.D.
EN023	Utilizzo di sistemi di stoccaggio dell'energia	• Favorire il recupero di producibilità nell'impianto di pompaggio puro della Piastra di Entracque (potenza installata pari a circa 1.065 MW) in virtù del ruolo strategico di regolazione e modulazione del mercato elettrico dallo stesso rivestito, attraverso una ponderata riduzione dell'imposizione fiscale che renda economicamente interessante l'esercizio dello stesso • Promuovere la realizzazione di impianti di ripompaggio alla base dei principali bacini idroelettrici esistenti, ai fini di mitigare le carenze idriche nel periodo estivo e, nel contempo, contribuire al bilanciamento della

ID	Azione/Misura proposta dal PNACC	Applicazione/Declinazione nel PEAR
		generazione elettrica (vedi EN017)

EN024	Integrazione e sviluppo delle reti	• Favorire lo sviluppo delle interconnessioni elettriche in programma con la Francia e la Svizzera che interessano il territorio piemontese, anche mediante l'accelerazione dell'istruttoria tecnico-amministrativa funzionale al rilascio dei pareri regionali
		• Promuovere lo sviluppo sul territorio delle infrastrutture di rete in AT, costituenti "opere connesse" agli impianti di generazione da FER, tese a consentire il ritiro sulla RTN della produzione elettrica da una pluralità d'impianti
		• Favorire gli adeguamenti e gli sviluppi della rete elettrica anche nella componente della distribuzione, al fine di consentire la piena valorizzazione della generazione distribuita da FER e da fonti fossili, e di favorire il più possibile il consumo a livello locale dell'energia prodotta localmente
		• Definizione di nuove modalità d'interazione della Regione nel processo di pianificazione elettrica anche mediante condivisione di un database aggiornato e georiferito della Rete di Trasmissione Nazionale in Piemonte e rilancio dell'attività di concertazione delle scelte localizzative degli interventi tra la Regione, gli EE.LL. e l'Operatore elettrico proponente
		• Estendere alla pianificazione della rete di trasporto regionale e nazionale del gas l'applicazione di una metodologia di localizzazione delle infrastrutture che si ispiri ai criteri ERA, anche mediante il ricorso a un *database* georiferito della rete, al fine di favorire l'ottimizzazione delle scelte localizzative anche mediante un processo di condivisione territoriale.
		• Promuovere la realizzazione di nuovi sistemi di teleriscaldamento (TLR) caratterizzati da un crescente livello di integrazione tra le fonti fossili e le fonti rinnovabili, quali il solare termico e la geotermia a bassa entalpia.
		• Promuovere la realizzazione di nuovi sistemi di teleriscaldamento (TLR) caratterizzati dall'utilizzo prioritario di calore di scarto derivante da processi industriali e/o da centrali termoelettriche esistenti.
		• Promuovere lo sviluppo dei sistemi di TLR esistenti, con particolare riferimento all'area metropolitana di Torino, in coerenza con i seguenti indirizzi:
		  ◦ incremento dell'utenza allacciata a parità di potenza installata nei sistemi di generazione, anche in relazione all'efficientamento del parco edilizio allacciato al servizio;
		  ◦ massimizzazione dello sfruttamento delle reti in esercizio e interconnessione delle reti di operatori diversi;
		  ◦ incremento del ricorso allo stoccaggio termico per l'ottimale gestione/regolazione delle punte di domanda termica;
		  ◦ piena valorizzazione del calore di recupero prodotto

ID	Azione/Misura proposta dal PNACC	Applicazione/Declinazione nel PEAR
		dall'impianto di termovalorizzazione dei rifiuti di Torino.
EN025	Utilizzo di contratti che prevedano l'interrompibilità del servizio	N.D.
EN026	Promozione dell'evoluzione in corso da un sistema centralizzato a uno distribuito	• Promuovere l'affermazione del modello di sviluppo elettrico basato sulla generazione distribuita • Sperimentazione su scala sempre più vasta anche a livello regionale di modelli di rete elettrica intelligente (*smart* grid) supportati da sistemi di accumulo e da una programmazione della produzione/consumo operata ad un livello sempre più prossimo al consumatore/produttore locale, in grado di interessare complessivamente almeno una quota pari al 10% del territorio regionale al 2025 • Promuovere l'attuazione della L.r. n. 12/2018 inerente alla diffusione delle Comunità energetiche sul territorio regionale anche attraverso atti di indirizzo tesi a definire criteri, parametri tecnici e gestionali capaci di omogeneizzarne le modalità di sviluppo (vedi EN003)
EN027	Promuovere la coordinazione con i TSO (Transmission System Operators)	• Implementare al livello regionale della pianificazione energetica il coordinamento con la pianificazione annuale dei Piani di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale di Terna S.p.A., al fine sia di recepire le scelte di sviluppo in un quadro pianificatorio regionale, sia di orientare tali scelte alla luce di motivazioni territoriali
EN028	Sviluppo di sistemi di stoccaggio diffuso	• Favorire lo stoccaggio diffuso di energia elettrica generata in modo distribuito, nell'ambito dell'implementazione di sistemi di rete intelligente, anche favorendo la diffusione dell'auto elettrica

ALLEGATO 5: L'EVOLUZIONE DELLE EMISSIONI DI CO_2 IN PIEMONTE

INTRODUZIONE **445**

L'EVOLUZIONE DELLE EMISSIONI DI CO_2 IN REGIONE PIEMONTE AL 2030 ..... **447**

APPROCCIO METODOLOGICO PER IL CALCOLO DELLE EMISSIONI DI CO_2 IN PIEMONTE **450**

CALCOLO DELLE EMISSIONI AL 2015 ..... **450**
CALCOLO DELLE EMISSIONI AL 2030 ..... **452**

Introduzione

La Regione Piemonte è già instradata per raggiungere gli obiettivi del 2020 per la riduzione delle emissioni di gas serra e sono stati fatti significativi miglioramenti nell'intensità di carbonio del consumo finale di energia, soprattutto per ciò che concerne la generazione elettrica. L'azione strategica volta a promuovere sia il passaggio a combustibili con minore intensità di carbonio, sia l'efficienza energetica, sia l'introduzione delle fonti rinnovabili di energia sta dando già interessanti risultati. Secondo le stime riferite ai dati utilizzati nell'elaborazione degli scenari del PEAR, già al 2015 si possono quantificare i seguenti risultati:

- riduzione delle emissioni di CO_2 rispetto ai valori del 1990, pari a circa il 20%;
- riduzione dell'intensità di carbonio, calcolata come rapporto tra emissioni e consumi finali lordi di energia, da 3,2 ton/tep del 1990 a 2,3 ton/tep del 2015.

Di seguito si riporta il bilancio delle emissioni di CO_2 calcolate per il 2015.

Vettore	Industria	Trasporti	Civile	Agricoltura	Totale
Carbone	77,1	0	0	0	77,1
Coke da cokeria	1,9	0	0	0	1,9
GPL	0	375,6	386,2	0	761,8
Benzina	0	2.134,9	0	0	2.134,9
Gasolio	0	6.388,9	280,7	453,8	7.123,4
Carboturbo	0	239,1	0	0	239,1
Olio	293,0	0	0,3	0	293,3
Coke da petrolio	299,1	0	0	0	299,1
Gas naturale	1.683,8	127,2	6.036,1	21,7	7.868,8
Rinnovabili termiche	0	0	0	0	0
Rifiuti non rinnovabili	47,1	0	0	0	47,1
Calore derivato	525,5	0	434,8	1,0	961,3
Energia elettrica	2.446,7	168,4	2.318,6	67,3	5.001,0
TOTALE	**5.374,2**	**9.434,1**	**9.456,7**	**543,8**	**24.809**[177]

Tabella 62-Bilancio delle emissioni regionale per il 2015 (kton)

L'Unione Europea e l'Italia si sono prefissate l'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas serra del 20% al 2020, rispetto ai valori del 1990. Le attuali politiche in materia di energia e clima stanno realizzando progressi sostanziali verso questi obiettivi. E' innegabile sottolineare che nella nostra Regione, un sensibile contributo in tale direzione è stato dato dall'incidenza della crisi economica, che ha pesantemente condizionato i consumi del settore industriale e ha spinto alcuni settori responsabili di una parte significativa delle emissioni climalteranti a ridurre in modo strutturale il proprio livello produttivo. In modo esemplificativo, si può constatare come l'industria nel suo complesso ha ridotto i

[177] Include 0,4 kton di emissioni associate ad altri settori

consumi di energia elettrica da 12.884 GWh del 1990 a 11.878 GWh al 2015, passando da un picco di consumo pre-crisi economica superiore a 15.000 GWh. Questo elemento viene tenuto in considerazione negli scenari del PEAR, andando a concentrare gli sforzi di contrazione della domanda di energia e relative emissioni, proprio sui settori (civile e trasporti) in cui sussistono ancora margini auspicabili di risparmio. E' necessario quindi indirizzare la transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio, sostenendo la competitività del sistema economico e creare nuove opportunità per la crescita e l'occupazione in settori innovativi. Si richiede, pertanto, un impegno ambizioso per ridurre ulteriormente le emissioni di gas serra in linea con il percorso delineato dalla Roadmap Europea al 2050, in cui si auspica una quasi completa de-carbonizzazione dell'economia (emissioni dell'85-90% inferiori ai valori del 1990). Questo impegno è stato sottoscritto anche dalla Regione Piemonte tramite l'adesione al Protocollo d'Intesa per la riduzione delle emissioni globali "UNDER 2 MOU – Sub-national Global Climate Leadership Memorandum of Understanding", ratificato tramite delibera della Giunta Regionale 23 novembre 2015 n.59-2493. Lo scenario delineato dalla Roadmap al 2050 è in linea con le indicazioni che emergono dall'accordo di Parigi, in cui si è stabilito di mantenere l'aumento della temperatura globale ben al di sotto dei 2 ° C e proseguire gli sforzi necessari per limitare l'aumento a 1,5° C rispetto ai livelli preindustriali.

L'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra fissato dalla Commissione Europea è del 40% nel 2030 rispetto alle emissioni nel 1990. Questo obiettivo richiede un ulteriore cambio di passo rispetto a quanto programmato nel breve periodo e così come indicano i dati presentati nel paragrafo successivo, gli scenari del PEAR dimostrano che anche per il Piemonte l'obiettivo proposto per il 2030 è raggiungibile.

L'evoluzione delle emissioni di CO_2 in Regione Piemonte al 2030

Sulla base della metodologia descritta successivamente, è stato possibile calcolare il bilancio delle emissioni di CO_2 al 2030. Complessivamente si stima per il 2030 in Piemonte l'emissione di circa 17.637 kton, ripartite secondo quanto dettagliato nella tabella seguente.

Vettore	Industria	Trasporti	Civile	Agricoltura	Totale
Combustibili solidi	0	0	0	0	0
Prodotti petroliferi	0	6.323,1	426,8	452,6	7.202,5
Gas naturale	1.796,4	132,2	3.585,7	21,7	5.536,0
Rinnovabili termiche	0	0	0	0	0
Rifiuti non rinnovabili	50,3	0	0	0	50,3
Calore derivato	477,9	0	392,5	0,8	871,2
Energia elettrica	2.053,3	192,0	1.678,3	52,9	3.976,5
TOTALE	**4.377,9**	**6.647,3**	**6.083,3**	**528,0**	**17.637**

Tabella 63-Bilancio delle emissioni regionale al 2030 (kton)

Il confronto delle emissioni stimate per il 2030 con il dato al 2015 evidenzia una riduzione di circa il 29%.

Settori	Emissioni (kton)		
	2015	2030	Andamento %
Industria	5.374,2	4.377,9	-19%
Trasporti	9.434,1	6.647,3	-30%
Civile	9.456,7	6.083,3	-36%
Agricoltura	543,8	528,0	-3%
TOTALE	**24.809**[178]	**17.637**	**-28,9%**

Tabella 64 - Confronto tra emissioni al 2015 ed al 2030 per settore

La riduzione è attribuibile in parte alla riduzione attesa del CFL nel settore dei trasporti e nel settore civile, nonché ad un significativo miglioramento del fattore emissivo elettrico, unitamente ad un tendenziale *shift* verso il consumo di energia elettrica e una maggiore penetrazione delle rinnovabili.

[178] Include 0,4 kton di emissioni associate ad altri settori

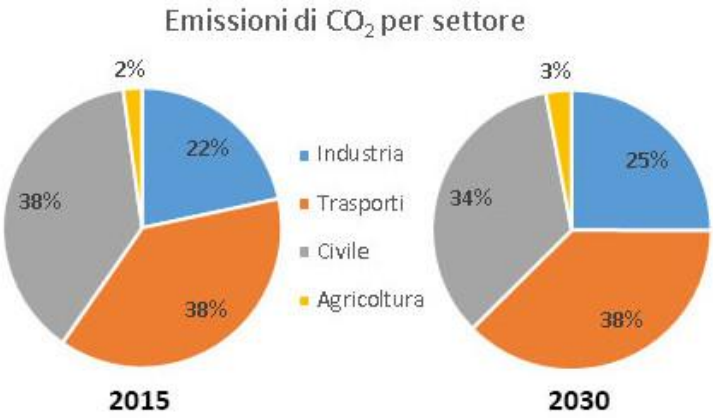


Figura 163 Emissioni di CO_2 per settore al 2015 ed al 2030

Per calcolare la riduzione attesa al 2030 rispetto al valore rilevato al 1990, così come previsto dagli obiettivi europei al 2030, è stato utilizzato l'Inventario annuale delle emissioni di gas serra a scala regionale, redatto da ENEA. Al Piemonte, al 1990, vengono attribuite emissioni di CO_2 pari a 24.610 kton, che però sono calcolate sui processi di combustione registrati in regione. Per rendere possibile la comparazione dei dati, si è dovuto procedere al calcolo delle emissioni associate ai consumi di energia elettrica non soddisfatti da generazione regionale. Nel 1990 il Piemonte registrava infatti un deficit elettrico del 55%, pari a circa 952 ktep. A tale consumo importato è stato applicato il fattore emissivo elettrico nazionale al 1990, pari a 6,71 kton/ktep[179]. In questo modo il confronto tra il 1990 ed il 2030 evidenzia un trend di riduzione delle emissioni di CO_2 superiore al 40%, come indicato nella tabella 4. Tale dato è in linea con la strategia Europea al 2030 e, pertanto, con la successiva Roadmap di decarbonizzazione prevista per il 2050.

Emissioni (kton)			
1990	2015	2030	Andamento %
30.995	24.809	17.637	-43%

Tabella 65-Confronto tra emissioni al 1990 ed al 2030

Risulta di interesse paragonare i principali indicatori emissivi per il Piemonte, in cui si evidenzia il progresso registrato al 2015 e previsto per il 2030, rispetto all'anno base 1990.

[179] http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/serie-storiche-emissioni/fattori-di-emissione-per-la-produzione-ed-il-consumo-di-energia-elettrica-in-italia/at_download/file

Indicatori	1990	2015	2030	Unità di misura
Intensità di carbonio su consumi finali	3,2	2,3	2,0	ton/tep
Emissioni pro capite	7,2	5,6	4,1[180]	ton/abitante
Fattore di emissione associato al consumo elettrico regionale	7,4	2,3	1,8	kton/ktep

Tabella 66 - Gli indicatori di intensità del carbonio

I valori al 2030 sono in linea con quanto indicato nella Roadmap 2050 per l'Unione Europea, che prospetta un valore di emissioni pro capite pari a 4,6 ton/abitante e di intensità di carbonio di 2,4 ton/tep[181].

[180] Per calcolare le emissioni pro capite al 2030 è stata utilizzata la stima di popolazione residente in Piemonte per lo stesso anno, elaborata da ISTAT (scenario mediano).

[181] https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/roadmap2050_ia_20120430_en_0.pdf (p.170-171)

Approccio metodologico per il calcolo delle emissioni di CO_2 in Piemonte

Calcolo delle emissioni al 2015

Sulla base dei dati di bilancio energetico disponibili, mediante alcune assunzioni e stime, di seguito sinteticamente illustrate, è stato possibile ricostruire il bilancio delle emissioni del Piemonte, sia del 2015, sia dello scenario PEAR del 2030. Il principale dato di riferimento utilizzato è stato il bilancio GSE elaborato su base regionale per monitorare i progressi del *burden sharing system*. Tale fonte informativa è stata messa a confronto con il bilancio energetico regionale prodotto dall'ENEA al fine di ricostruire il mix energetico dei vari settori di utilizzo.

Queste due fonti riportano dati di CFL un po' diversi. La differenza più significativa si registra in particolare per le fonti rinnovabili termiche e per i consumi finali di energia elettrica. Con opportune assunzioni, di seguito si propone la ripartizione dei consumi finali lordi per settore e per vettore per l'anno 2015 coerenti con i dati del GSE.

Vettore	Industria	Trasporti	Civile	Agricoltura	Totale
Carbone	19,6	0	0	0	19,6
Coke da cokeria	0,5	0	0	0	0,5
GPL	0	136,9	140,7	0	277,7
Benzina	0	695,6	0	0	695,6
Gasolio	0	2.075,6	91,2	147,4	2.314,2
Carboturbo	0	79,5	0	0	79,5
Olio	91,7	0	0,1	0	91,9
Coke da petrolio	79,7	0	0	0	79,7
Gas naturale	720,4	54,4	2.582,5	9,3	3.366,6
Rinnovabili termiche	18,6	0	810,5	1,5	830,7
Rifiuti non rinnovabili	12,3	0	0	0	12,3
Calore derivato	374,7	0	310,0	0,7	685,4
Energia elettrica	1.052,6	72,4	997,5	28,9	2.151,4
TOTALE	**2.370,1**	**3.114,4**	**4.932,5**	**187,8**	**10.605**[182]

Tabella 67 -Ripartizione dei CFL per vettore e settore al 2015 (ktep)

Per la traduzione dei dati di consumo finale lordo in emissioni sono stati utilizzati i fattori standard utilizzati per l'inventario delle emissioni di CO_2 UNFCCC[183]. Nella tabella seguente si riportano i fattori emissivi per tutti i vettori, esclusi il calore e l'energia elettrica, per i quali sono stati necessari calcoli specifici.

[182] 0,3 ktep vengono associati ad altri settori

[183] www.regione.piemonte.it/ambiente/aria/dwd/dgr_46_NE_all.pdf

Vettore	Fattore emissivo (kton/ktep)
Carbone	3,93
Coke da cokeria	3,89
GPL	2,74
Benzina	3,07
Gasolio	3,08
Carboturbo	3,01
Olio	3,19
Coke da petrolio	3,76
Gas naturale	2,34
Rinnovabili termiche	0
Rifiuti non rinnovabili	3,84

Tabella 68-Fattori di emissione utilizzati

Il calcolo del fattore emissivo associato al calore ed all'energia elettrica deve tenere in considerazione della produzione locale di elettricità e calore, anche in assetto cogenerativo, e della quantità di energia importata. Nel 2015 la produzione elettrica regionale lorda ammontava complessivamente a 2.222,0 ktep (dati TERNA). La produzione di calore derivato è stata pari a 685,6 ktep (dati GSE). Per produrre tale energia da fonte fossile nel 2015 sono stati consumati in Piemonte 2.578 ktep (di cui il 96,5% di gas naturale ed il 3,5% di prodotti petroliferi; dati BER). Il consumo di questi combustibili ha determinato emissioni per circa 6.094 kton CO_2.

Produzione regionale	Da fonti fossili	Da rinnovabili	Totale
Prod.elettrica regionale	1.189,7 ktep	1.032,3 ktep[184]	2.222,0 ktep
Prod. calore derivato	558,6 ktep	127,0 ktep	685,6 ktep
Emissioni CO_2	6.094 kton	0 kton	6.094 kton

Tabella 69- La produzione energetica regionale

Per ottenere il fattore di emissione associato all'energia elettrica è stata stimata la quota di energia da fonte fossile prodotta in assetto cogenerativo o con sola produzione elettrica[185] e sono state calcolate le emissioni di CO_2 associate a tale produzione. Per la produzione elettrica in assetto cogenerativo il calcolo del fattore di emissione è stato basato sulla metodologia descritta nel documento "Come sviluppare un piano d'azione per l'energia sostenibile" redatto dal JRC[186]. Anche per ottenere il fattore

[184] Nella produzione elettrica da fonte rinnovabile è stata inclusa anche la quota prodotta da bioenergia e rendicontata da TERNA come parte della produzione termoelettrica

[185] In assenza di informazioni di maggior dettaglio, si stima che circa 2/3 della produzione elettrica da fonti fossili derivi da impianti in assetto cogenerativo ed 1/3 circa derivi da impianti con sola produzione di energia elettrica (con utilizzo di gas naturale e con rendimento pari a 0,45).

[186] https://www.covenantofmayors.eu/IMG/pdf/seap_guidelines_it-2.pdf pagg. 100-101

di emissione associato alla produzione del calore[187] è stato utilizzato l'approccio descritto nella metodologia redatta dal JRC. La tabella seguente sintetizza i risultati ottenuti.

Produzione elettrica/calore	Produzione	Fattore emiss.
Prod. elettrica cogenerazione (fossile)	793,1 ktep	3,87 kton/ktep
Prod. solo elettrica (fossile)	396,6 ktep	5,19 kton/ktep
Prod. solo elettrica (rinnovabile)	1.032,3 ktep	0 kton/ktep
Prod. calore cogenerazione (fossile)	558,6 ktep	1,72 kton/ktep
Prod. solo calore (rinnovabile)	127,0 ktep	0 kton/ktep
Prod. calore regionale	685,6 ktep	1,40 kton/ktep
Prod. elettrica regionale totale	2.222 ktep	2,31 kton/ktep

Tabella 70-La produzione elettrica regionale

A differenza del calore, che viene prodotto e consumato interamente all'interno del territorio regionale, per l'energia elettrica si registra al 2015 un deficit tra produzione elettrica destinata al consumo e consumo finale. Questo deficit, pari a 19 ktep, viene soddisfatto, da un punto di vista contabile, attraverso l'importazione di energia elettrica. A tal fine si è reso necessario calcolare il fattore emissivo nazionale per la produzione elettrica, "depurando" lo stesso dal contributo del Piemonte, al fine di evitare conteggi doppi, così come indicato in tabella seguente.

	Piemonte	Italia	Italia-Piemonte
Produzione destinata al consumo	2.133 ktep	23.265 ktep	21.132 ktep
Fattore emissivo prod.elettrica	2,31 kton/ktep	3,86 kton/ktep[188]	4,01 kton/ktep
Fattore emissivo del consumo elettrico in Piemonte	2,32 kton/ktep		

Tabella 71-I fattori emissivi per la produzione elettrica

Calcolo delle emissioni al 2030

Per il calcolo delle emissioni di CO_2 al 2030 si è partiti dagli scenari individuati dal PEAR sui settori di utilizzo e sintetizzati nella tabella seguente.

Settore	Assunzioni
Industria	Si assume che il CFL al 2030 sia pari al valore rilevato al 2015
Trasporti	Si assume che il CFL al 2030 sia inferiore di 880 ktep al valore rilevato al 2015
Civile	Si assume che il CFL al 2030 sia inferiore di 1.079,5 ktep al valore rilevato al 2015
Agricoltura	Si assume che il CFL al 2030 sia pari al valore rilevato al 2015

Tabella 72-Assunzioni per la proiezione dei consumi per settore al 2030 (scenari PEAR)

Si ottengono i seguenti risultati.

[187] Si ipotizza che tutta la produzione di calore da fonti fossili sia prodotta in impianti in assetto cogenerativo.

[188] http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/serie-storiche-emissioni/fattori-di-emissione-per-la-produzione-ed-il-consumo-di-energia-elettrica-in-italia/at_download/file

Settori	CFL (ktep)		
	2015	2030	Andamento %
Industria	2.370,1	2.370,1	0%
Trasporti	3.114,4	2.234,4	-28,2%
Civile	4.932,5	3.853,0	-21,9%
Agricoltura	187,8	187,8	0%
TOTALE	**10.605**[189]	**8.645**	**-18,5%**

Tabella 73 - I consumi finali lordi per settore al 2030

Per la stima del bilancio energetico al 2030 è stato necessario procedere con la definizione di alcune assunzioni di base sul contributo che i vettori avranno nei consumi finali al 2030 per ciascun settore d'attività. In tabella 74 vengono indicate le percentuali al 2015 ed al 2030, per dare maggiore evidenza dei cambiamenti ipotizzati. In tabella 75 vengono evidenziate le principali assunzioni.

Vettore	Industria		Trasporti		Civile		Agricoltura	
	2015	2030	2015	2030	2015	2030	2015	2030
Combustibili solidi	0,9%	0%						
Prodotti petroliferi	7,2%	0%	95,9%	92,8%	4,7%	3,9%	78,5%	78,3%
Gas naturale	30,4%	32,4%	1,8%	2,5%	52,4%	39,9%	4,9%	4,9%
Rinnovabili termiche	0,8%	2,8%			16,4%	23,9%	0,8%	1%
Rifiuti non rinnov.	0,5%	0,5%						
Calore derivato	15,8%	16,9%			6,3%	8,5%	0,4%	0,4%
Energia elettrica	44,4%	47,4%	2,3%	4,7%	20,2%	23,8%	15,4%	15,4%
TOTALE	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**

Tabella 74 - Ripartizione % dei consumi per vettore e per settore (2015 e 2030)

[189] 0,3 ktep vengono associati ad altri settori

Vettore	Considerazioni
Combustibili solidi	• Si assume che non vi sia più consumo di combustibili solidi al 2030 nel *settore industriale.*
Prodotti petroliferi	• Si assume che non vi sia più consumo di prodotti petroliferi al 2030 nel *settore industriale*. • Per il *settore dei trasporti*, si assume che il consumo di benzina e gasolio si riduca secondo le previsioni indicate nella Roadmap 2050[190]; si assume viceversa che il consumo di GPL si incrementi, colmando parzialmente la riduzione di benzina e gasolio e che il consumo di carboturbo rimanga costante rispetto al valore registrato nel 2015. • Per il *settore civile* si assume che non vi sia più consumo di olio combustibile, che la percentuale dei consumi di gasolio sul totale del settore si dimezzi al 2030 rispetto al 2015 e che viceversa il consumo di GPL cresca fino a rappresentare il 3% dei consumi totali del settore civile al 2030. • Per il *settore agricolo* si assume che il peso dei prodotti petroliferi sul totale dei consumi al 2030, si riduca proporzionalmente all'incremento dei consumi di rinnovabili termiche.
Gas naturale	• Si assume che il consumo di gas nel *settore industriale* aumenti proporzionalmente alla riduzione dei combustili solidi e dei prodotti petroliferi. • Si assume che il consumo di gas nel *settore dei trasporti* aumenti proporzionalmente alla riduzione dei prodotti petroliferi (al netto dell'incremento dei consumi elettrici nel settore). • Si assume che i consumi di gas naturale nel *settore civile* si riducano proporzionalmente all'incremento degli altri vettori (al netto della riduzione attesa per i prodotti petroliferi). • Per il *settore agricolo* si mantiene al 2030 il peso percentuale che il vettore registrava nel 2015.
Rinnovabili termiche	• Si assume che il consumo energia da fonti rinnovabili termiche nel *settore industriale* sia pari alla differenza tra il valore totale stimato al 2030 nel PEAR per questo vettore[191] ed i consumi attribuiti a civile e agricoltura. • Per il *settore civile* si assume che vi sia un consumo di 921,5 ktep in base agli scenari sviluppati nel PEAR, rappresentando al 2030 il 23,9% dei consumi del settore. • Si assume che il consumo di rinnovabili termiche nel *settore agricolo* rappresenti l'1% dei consumi totali del settore al 2030.
Rifiuti non rinnovabili	• Si assume che il consumo di energia da rifiuti non rinnovabili nel *settore industriale* aumenti proporzionalmente alla riduzione dei combustili solidi e dei prodotti petroliferi.

[190] https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/roadmap2050_ia_20120430_en_0.pdf (p.136)

[191] Nel PEAR si prevede un consumo di rinnovabili termiche al 2030 pari a 989 ktep (escluso il calore derivato)

Vettore	Considerazioni
Calore derivato	• Si assume che il consumo di calore nel *settore industriale* aumenti proporzionalmente alla riduzione dei combustili solidi e dei prodotti petroliferi. • Per il *settore civile* si applicano al 2030 le riduzioni attese di CFL in base ad ipotesi elaborate sulla base degli scenari di sviluppo enucleati nel PEAR. Le riduzioni sono applicate al valore al 2030, calcolato applicando al 2015 il trend di crescita stimato nel PEAR (+25%). • Per il *settore agricolo* si mantiene al 2030 il peso percentuale che il vettore registrava nel 2015.
Energia elettrica	• Si assume che il consumo di energia elettrica nel *settore industriale* aumenti proporzionalmente alla riduzione dei combustili solidi e dei prodotti petroliferi. • Si assume che i consumi finali di energia elettrica nel *settore dei trasporti* crescano secondo le previsioni indicate nella Roadmap 2050[192]. • Per il *settore civile* si applicano al 2030 le riduzioni di CFL attese in base agli scenari del PEAR e si calcola il peso % sul totale del settore. • Per il *settore agricolo* si mantiene al 2030 il peso percentuale che il vettore registrava nel 2015.

Tabella 75-Assunzioni per il consumo dei vettori energetici al 2030 per settore

A questo punto è possibile ricostruire il bilancio energetico dei Consumi Finali Lordi al 2030.

Vettore	Industria	Trasporti	Civile	Agricoltura	Totale
Combustibili solidi	0	0	0	0	0
Prodotti petroliferi	0	2.072,8	151,2	147,0	2.371,0
Gas naturale	768,6	56,6	1.534,1	9,3	2.282,6
Rinnovabili termiche	65,6	0	921,5	1,9	989,0
Rifiuti non rinnovabili	13,1	0	0	0	13,1
Calore derivato	399,8	0	328,3	0,7	728,8
Energia elettrica	1.123,0	105,0	917,9	28,9	2.260,8
TOTALE	**2.370,1**	**2.234,4**	**3.853,0**	**187,8**	**8.645**

Tabella 76 - Bilancio dei consumi energetici regionale al 2030 (ktep)

Per il calcolo delle emissioni al 2030, sono stati utilizzati gli stessi fattori emissivi utilizzati per il calcolo al 2015, con eccezione per il calore derivato e l'energia elettrica. Per questi ultimi si è adottata la stessa procedura precedentemente descritta, ipotizzando, però, che la produzione regionale sia in grado di soddisfare completamente il consumo, così come le recenti evoluzioni del parco di generazione regionale fanno intravedere. La tabella seguente sintetizza i risultati ottenuti.

[192] https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/roadmap2050_ia_20120430_en_0.pdf (p.123-124). E' stato utilizzato come riferimento lo scenario 2 "Energy efficiency scenario".

Produzione elettrica/calore	Produzione	Fattore emiss.
Prod.elettrica cogenerazione (fossile)	710 ktep[193]	3,54 kton/ktep
Prod.solo elettrica (fossile)	355 ktep[194]	4,67 kton/ktep
Prod.solo elettrica (rinnovabile)	1.218 ktep[195]	0 kton/ktep
Prod.calore cogenerazione (fossile)	553,7 ktep[196]	1,57 kton/ktep
Prod.solo calore (rinnovabile)	175 ktep[197]	0 kton/ktep
Prod. calore derivato	728,7 ktep	1,20 kton/ktep
Prod.elettrica regionale	2.283 ktep[198]	1,83 kton/ktep

Tabella 77 - La produzione elettrica regionale al 2030

[193] Si ipotizza che la produzione di energia elettrica in assetto cogenerativo sia pari a 2/3 della produzione elettrica lorda da fonti fossili

[194] Si ipotizza che 1/3 della produzione di energia elettrica lorda derivi da impianti con sola produzione di energia elettrica

[195] Il dato di produzione elettrica da fonti rinnovabili è quello previsto dal PEAR per il 2030

[196] Il dato di produzione di calore in assetto cogenerativo al 2030 deriva dalle assunzioni descritte in tabella 14, escludendo la parte di consumo di calore derivato prodotto con fonti rinnovabili. Si è quindi assunto che tutto il calore prodotto da fonti fossili sia generato in assetto cogenerativo.

[197] Il dato di produzione di calore da fonti rinnovabili è quello previsto dal PEAR per il 2030

[198] Si assume che la produzione elettrica regionale lorda sia pari al 105% dei consumi finali elettrici al 2030 (per tener conto di perdite di rete, servizi ausiliari, pompaggi)