



**PIANO ENERGETICO AMBIENTALE
DELLA
REGIONE AUTONOMA
VALLE D'AOSTA
(PEAR)**

PEAR

SINTESI DEL DOCUMENTO

PEAR

La redazione del Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR) è prevista dalla legge 9 gennaio 1991, n.10 (Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia) e dalla legge regionale 1° agosto 2012, n. 26 (Disposizioni regionali in materia di pianificazione energetica, di promozione dell'efficienza energetica e di sviluppo delle fonti rinnovabili). Il presente documento costituisce la terza stesura per la regione Valle d'Aosta (la prima risale al 1998 e la seconda al 2003) e intende simulare l'evoluzione del sistema energetico regionale al 2020. Il documento è articolato nei seguenti capitoli:

- **CAPITOLO 1** viene analizzato il quadro normativo di riferimento a livello internazionale, europeo, nazionale e regionale;
- **CAPITOLO 2** viene effettuata l'analisi del sistema energetico regionale con la presentazione e la relativa analisi dei bilanci energetici regionali dal 1990 al 2010;
- **CAPITOLO 3** vengono analizzati gli scostamenti degli obiettivi previsti nel PEAR 2003 - 2010 rispetto a quanto rilevato effettivamente nel 2010;
- **CAPITOLO 4** viene definito lo scenario libero fino al 2020, vale a dire la tendenza del sistema meno favorevole in assenza di particolari pianificazione e di interventi in ambito energetico;
- **CAPITOLO 5** viene definito lo scenario di piano, gli obiettivi di piano e i relativi interventi fino al 2020;
- **CAPITOLO 6** sono definite le azioni per il monitoraggio del piano.

GLI OBIETTIVI

Il Protocollo di Kyoto ha previsto impegni a livello mondiale per la riduzione delle emissioni di anidride carbonica (CO₂) e dei gas ad effetto serra al fine di contrastare i cambiamenti climatici.

Il PEAR della Valle d'Aosta è allineato alla Strategia **20-20-20** elaborata a tale proposito dall'Unione Europea, che ha fissato gli obiettivi da raggiungere entro il 2020:

- a) il **20%** dei consumi finali lordi dell'UE deve provenire da fonti energetiche rinnovabili;
- b) i consumi energetici complessivi devono essere ridotti del **20%** rispetto al livello tendenziale;
- c) le emissioni di anidride carbonica (CO₂) devono essere ridotte del **20%** rispetto ai livelli del 1990.

Con riferimento al **PRIMO OBIETTIVO**, l'Europa ha fissato, con la **direttiva 2009/28/CE**, la quota di energia da fonti rinnovabili in rapporto al consumo lordo finale che ciascun Paese europeo dovrà aver raggiunto nel 2020 (*Burden Sharing* ovvero "ripartizione del carico"). Per l'Italia l'obiettivo è pari al 17%.

$$\frac{\text{Produzione da FER (fonti energetiche rinnovabili)}}{\text{CFL (consumo finale lordo)}} = 17\%$$

Figura 1: DIRETTIVA 2009/28/CE – Obiettivi nazionali al 2020

Le azioni dovranno essere volte ad aumentare la quantità di energia rinnovabile utilizzata (grandezza al numeratore) e a diminuire il consumo totale di energia, (grandezza al denominatore).

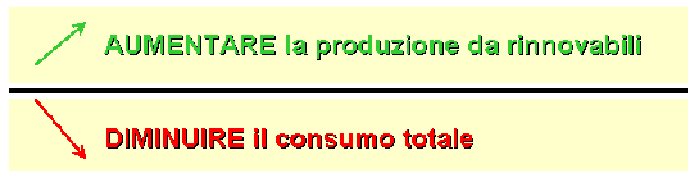


Figura 2: Strategia di raggiungimento degli obiettivi regionali

Inoltre, per tutti gli stati europei, il 10% dell'energia consumata per i trasporti dovrà provenire da fonti energetiche rinnovabili.

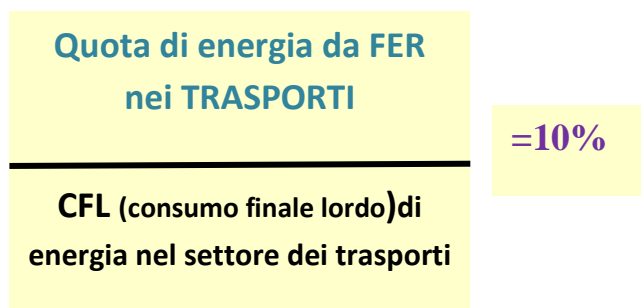


Figura 3: DIRETTIVA 2009/28/CE – Obiettivi nazionali al 2020

Il Ministero dello sviluppo economico, a fine luglio 2010, ha trasmesso alla Commissione europea il Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili (PAN) che presenta la strategia italiana per il raggiungimento di tali obiettivi.

Il Decreto ministeriale del 15 marzo 2012 "Definizione della qualificazione degli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili e definizione della modalità di gestione dei casi di mancato raggiungimento degli obiettivi da parte delle regioni e delle province autonome", denominato decreto "Burden Sharing", introduce la ripartizione dell'obiettivo sulle Regioni e stabilisce, in particolare, le quote di energia da fonte rinnovabile sul consumo finale lordo che la Valle d'Aosta dovrà raggiungere entro il 2020 e negli anni intermedi.

OBIETTIVI PER LA VALLE D'AOSTA (Tabella A del decreto di "Burden Sharing")	
2012	51,8%
2014	51,0%
2016	50,7%
2018	51,0%
2020	52,1%

Tabella 1: BURDEN SHARING – Obiettivi regionali al 2020

In caso di mancato raggiungimento degli obiettivi, il decreto pone a carico delle regioni e delle province autonome gli oneri necessari alla copertura del deficit riscontato, con modalità che saranno fissate dall’Autorità per l’energia elettrica ed il gas¹.

Il **SECONDO OBIETTIVO** prevede la riduzione dei consumi energetici complessivi dell’UE del 20% rispetto al livello tendenziale; la **direttiva 2006/32/CE**, obbliga gli Stati europei a redigere un Piano d’Azione per l’Efficienza Energetica (PAEE).

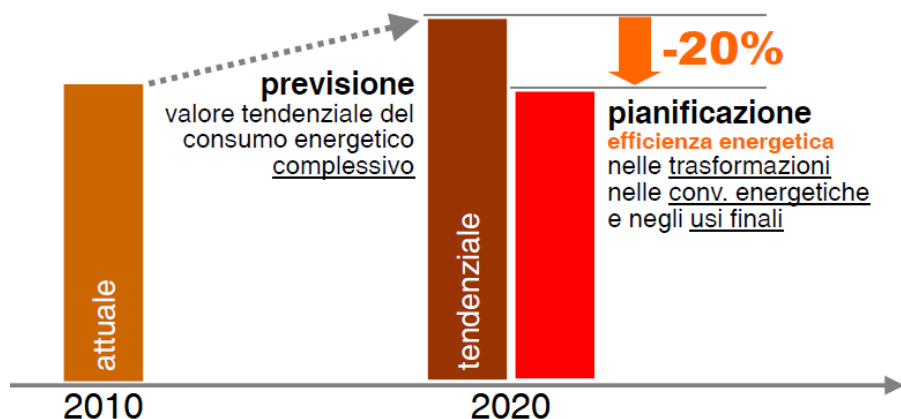


Figura 4: RIDUZIONE DEI CONSUMI – Obiettivo europeo

Il PAEE dell’Italia è stato presentato alla Commissione europea a luglio 2011 ed è volto a conseguire un obiettivo nazionale di risparmio energetico del 9,6 % al 2016 e del 14% al 2020.

Questo secondo obiettivo contribuisce anche al raggiungimento del primo, diminuendo i consumi finali che compaiono al denominatore del rapporto da cui deriva la quota percentuale assegnata.

Il **TERZO OBIETTIVO** prevede la riduzione delle emissioni di CO₂ del 20% in Europa rispetto ai valori del 1990.

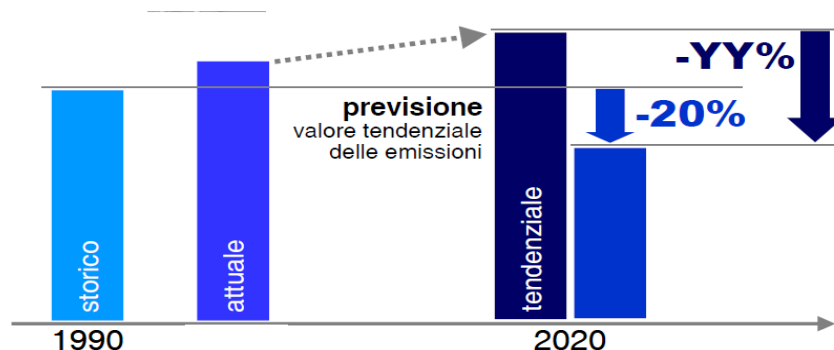


Figura 6: EMISSIONI DI CO₂ – Obiettivo di riduzione rispetto al 2020

¹ Articolo 6 comma 3 del d.m. 15/03/2012 “... le modalità di cui all’art.37, comma 1 e comma 4 lettera a) del Dlgs 28/2011”

IL SISTEMA ENERGETICO REGIONALE

La pianificazione energetica prende avvio dalla redazione dei **Bilanci Energetici Regionali (BER)** e dall'analisi dei flussi energetici che caratterizzano la regione.

Sono stati presi in considerazione, per il periodo 1990-2004, i BER derivanti dalla raccolta di dati a livello regionale, in quanto i dati dell'ENEA risultavano non completi, mentre per il periodo 2005-2008, sono stati considerati i dati provenienti dalle pubblicazioni dei BER dell'ENEA, aggiornati alla metodologia Eurostat. Per completezza si riportano i valori di consumo anche per gli anni 2009-2010 che derivano in parte da proiezioni e in parte da dati raccolti sul territorio regionale (in particolare per la biomassa). I BER dell'ENEA hanno principalmente un approccio "top-down" derivato dai dati statistici forniti a livello nazionale.

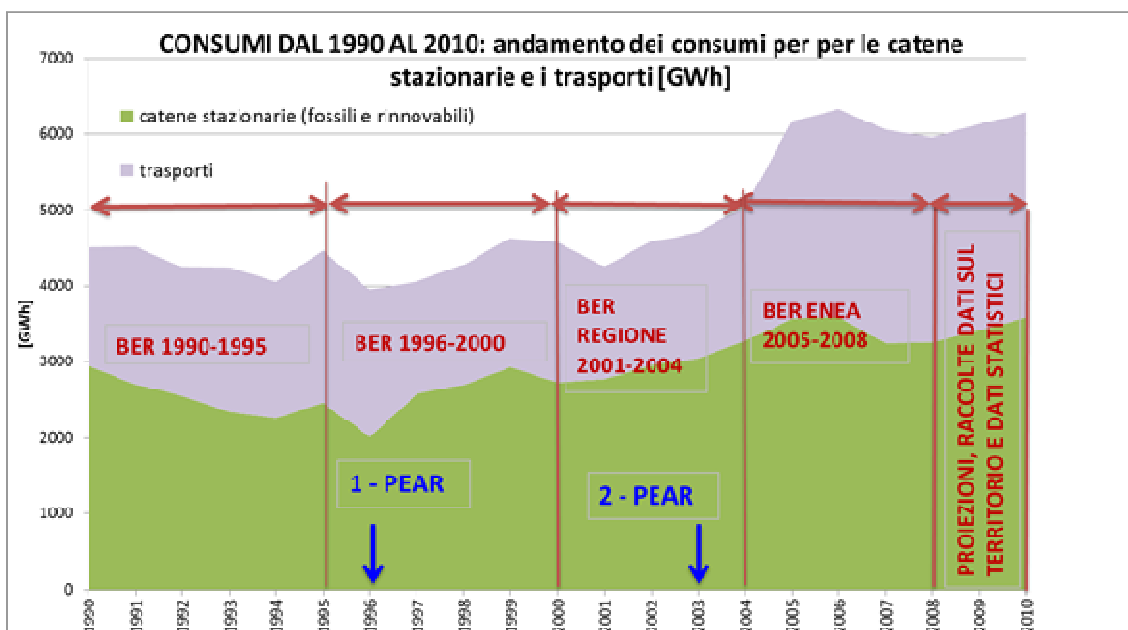


Figura 7: CONSUMI - andamento per settori dal 1990 al 2010

Per gli anni dal 2009 al 2012, invece, per le varie fonti energetiche, sono stati presi in considerazione, laddove disponibili, i dati a consuntivo derivanti da raccolte dati effettuate sul territorio regionale o da fonti nazionali (esempio: dati elettrici aggiornati annualmente da Terna e GSE), mentre sono state effettuate simulazioni, sulla base dell'andamento del periodo precedente, per i dati non ancora disponibili, in particolare consumi e produzioni termiche.

Dall'analisi dei BER e da quanto rilevato sul territorio regionale emerge principalmente che nel sistema energetico valdostano:

- i consumi, sia termici che elettrici, sono tendenzialmente in crescita e raggiungono al 2008 il valore di **513 ktep** (5.964 GWh), attribuibili per il 46% al settore dei trasporti, il 36% a quello civile, il 16% del settore industriale e il 2% all'agricoltura. Tale descrizione è però caratterizzata da una forte incertezza sull'attendibilità del valore di consumo di prodotti petroliferi e da andamenti

anomali che dovranno essere oggetto di approfondimento per valutarne l'effettiva rispondenza al sistema energetico regionale;

- il processo di metanizzazione del territorio ha portato ad una netta crescita dei consumi di gas naturale, soprattutto nel settore civile;
- la produzione di energia elettrica deriva quasi totalmente da impianti idroelettrici;
- Attualmente non è possibile avere un riscontro oggettivo dei consumi termici da fonte rinnovabile: in particolar modo, negli studi e nei bilanci regionali redatti a livello nazionale per la nostra regione, il consumo termico da fonte rinnovabile, dovuto principalmente alle biomasse, ha presentato valori oscillanti tra 6 e 27kTep. L'indagine statistica condotta sul territorio regionale nell'ambito del progetto europeo "RENERFOR²" ha confermato l'attendibilità dei valori più elevati e ha portato a considerare nel PEAR, a partire dal 2009, un consumo base di biomassa intorno ai 27 kTep. Tale variazione porta ad una percentuale di copertura dei consumi termici dell'89% con fonti fossili e dell' 11% da fonti rinnovabili.

L'attendibilità dei dati, soprattutto per una Regione di dimensioni modeste come la Valle d'Aosta, rimane un fattore di forte incertezza ed è necessario tenerne conto nella lettura critica dei BER e nella definizione degli scenari presentati nel documento.

GLI INTERVENTI

Per stimare l'andamento del sistema energetico regionale al 2020 sono considerati due scenari. Il primo, definito **scenario libero**, è il punto di riferimento su cui basare le valutazioni dell'evoluzione del sistema energetico regionale. Esso non prevede politiche ed interventi di sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili o di riduzione dei consumi, e rappresenta, più che una naturale evoluzione del sistema energetico, la condizione meno favorevole in cui esso possa trovarsi con i consumi termici ed elettrici in crescita e la produzione da fonte rinnovabile invariata. La produzione elettrica da fonti rinnovabili dello scenario libero prende in considerazione un valore medio di circa 2.808 GWhe costituito dalla somma del valore di producibilità media degli impianti idroelettrici all'anno 2010 (che si aggira intorno a 2.930 GWhe (dato Terna) depurato delle mancate produzioni stimate per l'applicazione della normativa relativa al DMV di circa 130 GWhe), della produzione fotovoltaica considerata pari a circa 2,03 GWhe, della produzione da impianti eolici di circa 0,02 GWhe e della produzione da impianti a biogas di circa 5,52 GWhe. Secondo tale scenario, al 2020, il rapporto obiettivo di copertura dei consumi con fonti rinnovabili scenderebbe da circa 48,1% del 2011 al 46 % del 2020.

² Il progetto strategico Renerfor "Iniziativa di cooperazione per lo sviluppo delle fonti di energia rinnovabile (bosco ed acqua) nelle Alpi occidentali, il risparmio energetico e la riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra" rientra nell'ambito del Programma di cooperazione transfrontaliera tra Italia e Francia "Alcotra" 2007-2013. Tale progetto ha focalizzato l'attenzione sulla possibilità di sfruttare le fonti energetiche rinnovabili nel territorio transfrontaliero Italia – Francia, in particolare ACQUA e LEGNO, particolarmente diffuse nelle aree rurali e montane. (<http://www.regione.vda.it/energia/renerfor>).

PEAR

		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
SCENARIO LIBERO: FER (fonti energetiche rinnovabili) / CFL (consumi finali lordi)	%	48,1%	52,9%	48,7%	48,3%	47,9%	47,5%	47,1%	46,8%	46,4%	46,0%
FER/CFL come definiti nella Tabella A del decreto di "Burden Sharing"	anno iniziale di riferimento 51,6%		51,8%		51,0%		50,7%		51,0%		52,1%

**per il 2012 dato derivante da produzione idroelettrica maggiore rispetto agli anni precedenti (vedi anche pag 19)*

Il secondo, definito **scenario di piano**, introduce nello scenario libero i diversi interventi che possono condurre a un miglioramento del Bilancio Energetico Regionale, sia come riduzione dei consumi sia come aumento della produzione di energia da fonte rinnovabile. Lo scenario di piano prende in considerazione il periodo dal 2011 al 2020, in quanto il presente documento, seppur soggetto a diverse revisioni, è stato redatto nel corso del 2010.

Per gli anni dal 2009 al 2012, come già precisato, si è reso necessario utilizzare in parte dati ufficiali "a consuntivo" (es: produzioni di energia elettrica da fonte rinnovabile) ed in parte proiezioni stimate sulla base dell'andamento degli anni precedenti (es: consumi di prodotti petroliferi).

Inoltre, per una corretta interpretazione dei dati occorre segnalare che, a partire dal 2009, è stato inserito il valore di biomassa più coerente con la realtà (cfr. pag 15), comportando però nei grafici dei consumi termici la visualizzazione di uno "scalino" di carattere metodologico, non rappresentativo di una reale variazione.

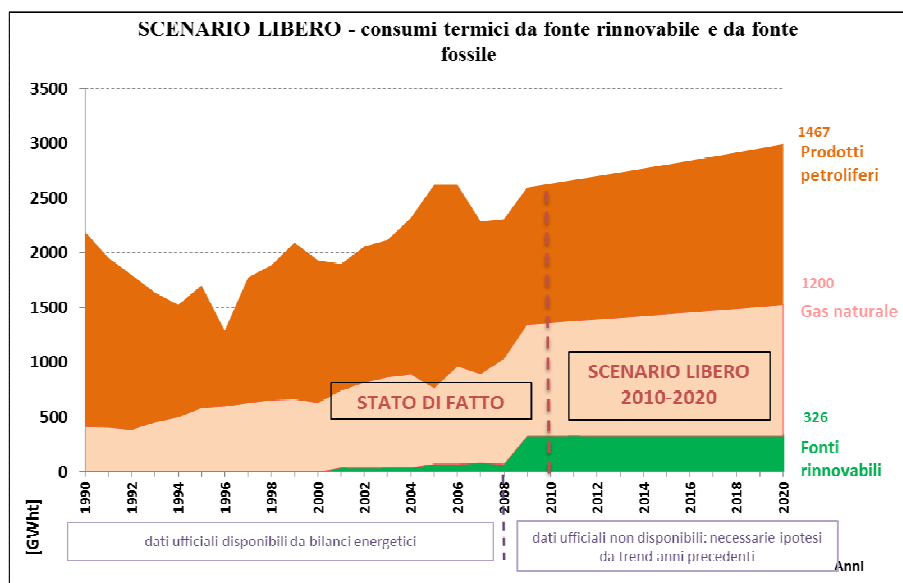


Figura 8: SCENARIO LIBERO – Andamento dei consumi termici da fonti rinnovabili e da fonte fossile

Per quanto riguarda l'energia elettrica, le assunzioni di crescita dei consumi e il mantenimento di un valore costante di produzione portano ad ipotizzare una teorica diminuzione dell'energia esportabile sul sistema esterno.

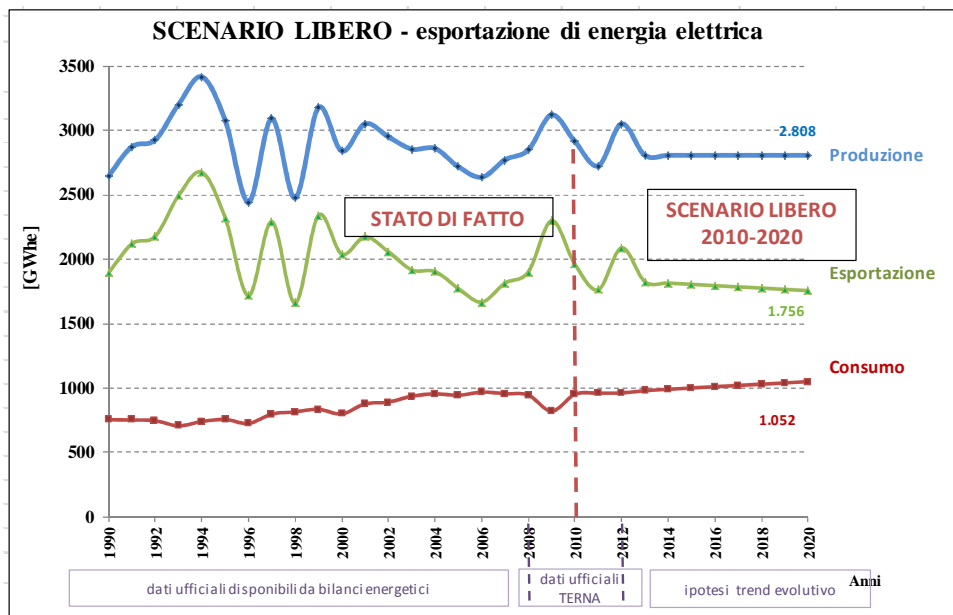


Figura 9: SCENARIO LIBERO – Andamento della produzione, dei consumi e dell'esportazione di energia elettrica fino al 2020

Nello **scenario di piano**, nel periodo 2011-2020, sono previsti - ed in alcuni casi già realizzati - una serie di interventi articolati in due aree principali:

- **fonti energetiche rinnovabili;**
- **efficienza energetica** a sua volta suddivisa in:
 - interventi volti alla **riduzione del fabbisogno energetico;**
 - interventi di **efficienza delle conversioni energetiche.**

Di seguito, vengono riassunti tali interventi. In riferimento agli anni di piano 2011-2012, sono già state inserite le azioni che, nel corso dell'iter di condivisione ed approvazione del presente documento, sono già state compiute, dandone opportuna evidenza nei grafici e sostituendo le relative stime di producibilità con i valori reali riscontrati a consuntivo.

1) INCREMENTO DI PRODUZIONE DA FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI AL 2020

- a) **Idroelettrico:** incremento di produzione di circa 190 GWh rispetto ai valori del 2010, con produzione totale di circa 2.991 GWh al netto delle mancate produzioni dovute all'applicazione dei rilasci di deflusso minimo vitale. Tale incremento è stato già in parte ottenuto (circa 80 GWh) con l'entrata in funzione degli impianti di Faubourg e Torrent ubicati presso il comune di La Thuile;

- b) **Eolico:** installazione di impianti per complessivi 8 MW di potenza e produzione stimata di circa 14,4 GWhe. Occorre considerare che di tale ipotesi sono già stati raggiunti 2,55 MW con i 3 generatori eolici nel Comune di Saint-Denis.
 - c) **Solare fotovoltaico:** conseguimento di 50 MW complessivi al 2020, con produzione stimata di circa 60 GWhe. La potenza complessiva nel 2012 risulta essere pari a 17,88 MW, pertanto il residuo da installare risulta pari a circa 32,12 MW.
 - d) **Solare termico:** ottenimento di circa 35.000 mq di pannelli installati al 2020, con produzione di circa 28 GWht. Di questi, circa 15.200 mq risultano già installati al 2011, pertanto con un residuo da installare di 19.800 mq
 - e) **Biomassa:** per quanto riguarda gli **impianti non cogenerativi** si prevede un incremento dato da: impianti di piccole-medie dimensioni presso le utenze di circa 12 MW con produzione di almeno 9 GWht, nonché dagli impianti di teleriscaldamento entrati in funzione nel 2011 presso il comune di La Thuile con potenza complessiva pari a 7,3 MW e produzione di circa 10,9 GWht.
Per quanto riguarda, invece, gli **impianti cogenerativi** si considera l'installazione, già avvenuta nel 2011, di un cogeneratore alimentato a biomassa presso uno degli impianti di teleriscaldamento di La Thuile con potenza di 4,5 MWt e produzione termica di 9 GWht e 2 GWhe, nonché l'installazione di altri impianti cogenerativi con potenza complessiva pari a 4 MW e produzione di circa 8 GWht e 2 GWhe;
 - f) **Biogas:** installazione di un nuovo cogeneratore presso il centro di trattamento RU, in sostituzione di quello esistente di potenza di 950 kWt e produzione elettrica di 6,9 GWhe /anno e termica di circa 2 GWht/anno.
- 2) **INTERVENTI DI EFFICIENZA ENERGETICA - riduzione del fabbisogno energetico al 2020**
- a) **Interventi di riqualificazione energetica sul 4% delle unità immobiliari presenti sul territorio per ciascuno degli anni di piano,** con risparmi di energia termica per circa 98,9 GWht al 2020. Gli interventi, principalmente di coibentazione dell'involucro edilizio e di installazione di sistemi di termoregolazione e contabilizzazione, portano ad un risparmio medio annuo ipotizzato ad edificio di 5.000 kWh/anno.
 - b) **Interventi di razionalizzazione dei processi produttivi del settore industriale/artigianale e di diminuzione del fabbisogno energetico dei relativi stabili,** con un'ipotesi di penetrazione di circa l'1,5% annuo e con risparmi ipotizzati di energia termica per circa 53,7 GWht al 2020;
 - c) **Interventi di diminuzione del fabbisogno elettrico per l'industria** per circa 42 GWhe al 2020.
 - d) **Interventi di diminuzione del fabbisogno elettrico nel settore civile,** sul 4% delle utenze per ogni anno di piano, per circa 43GWhe al 2020;
- 3) **INTERVENTI DI EFFICIENZA ENERGETICA - efficienza delle conversioni energetiche al 2020**

- a) **Efficientamento della produzione di calore nel settore civile e nel settore industriale**, quali la sostituzione di caldaie esistenti con tecnologie ad alta efficienza (i cui effetti utili sono stati considerati, rispettivamente, all'interno dei risparmi definiti ai punti a) e b) degli interventi per la riduzione del fabbisogno energetico).
- b) Creazione di **reti di teleriscaldamento**, tra cui rientrano il progetto del teleriscaldamento di Aosta (produzione termica di 95 GWht/anno a bocca di centrale con un'energia utile alle utenze, se si considerano le perdite di rete, di circa 85 GWht/anno e con una produzione elettrica di circa 30,5 GWhe al 2020) e il progetto del teleriscaldamento di Breuil Cervinia (produzione termica di circa 82,7 GWht al 2020 e una produzione elettrica di circa 8,3 GWhe);
- c) Installazione di **impianti cogenerativi** a gas naturale e gasolio presso utenze di medie dimensioni per 6MW di potenza al 2020, con una produzione termica stimata di circa 12 GWht e una produzione elettrica di circa 9,7 GWhe.
- d) Installazione di **pompe di calore** in sostituzione di caldaie di tipo tradizionale alimentate a gasolio o a gas naturale per una produzione termica di 4 GWht.

I RISULTATI

❖ PRIMO OBIETTIVO (BURDEN SHARING)

Attraverso la realizzazione degli interventi sopra descritti l'obiettivo può essere raggiunto sia al 2020, sia negli anni intermedi.

TOTALE PRODUZIONE DA FER E CONSUMI FINALI (PER CALCOLO OBIETTIVO BURDEN SHARING)										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
TOTALE PRODUZIONE DA FER ELETTRICO + TERMICO (FER-E + FER-C) [GWht/anno]	3077	3408	3302	3327	3365	3394	3417	3442	3461	3488
TOTALE CONSUMO FINALE LORDO CFL ELETTRICO + TERMICO+ TRASPORTI (CFL-E + CFL-C+ CFL-T) [GWht/anno]	6305	6327	6357	6377	6405	6430	6456	6482	6508	6534
FER/CFL SCENARIO DI PIANO	48,8%	53,9%	51,9%	52,2%	52,5%	52,8%	52,9%	53,1%	53,2%	53,4%
OBIETTIVO FER/CFL Tabella A - decreto di "Burden Sharing"	anno partenza BS= 51,6%	51,8%		51,0%		50,7%		51,0%		52,1%

Tabella 2: **OBIETTIVO DI BURDEN SHARING – Previsioni al 2020**

Occorre sottolineare che nel 2012, anno per il quale si dispone già dei dati a consuntivo di produzione elettrica da fonti rinnovabili, l'energia da fonte idroelettrica è stata maggiore rispetto alla media degli anni precedenti, portando a stimare un evidente superamento dell'obiettivo intermedio per tale anno. L'incidenza della produzione idroelettrica sul numeratore del rapporto-obiettivo richiesto dal Burden Sharing è preponderante rispetto

alle altre fonti e, pertanto, variazioni anche non particolarmente significative nella produzione fanno “oscillare” pesantemente il valore percentuale.

Inoltre, il valore di consumo dei combustibili fossili, derivando da un dato nazionale ripartito statisticamente sulle Regioni (approccio top-down), potrebbe non essere realistico ed essere soggetto, pertanto, a variazioni indipendenti dal reale andamento del sistema energetico che potrebbero incidere sul raggiungimento dell’obiettivo. Va inoltre considerato il fatto che le metodologie di calcolo da utilizzare per il monitoraggio degli obiettivi regionali non sono ancora perfettamente delineate a livello nazionale e potrebbero comportare variazioni rispetto alle assunzioni metodologiche utilizzate nella proposta di PEAR.

Tali elementi di incertezza portano a considerare nel PEAR, cautelativamente, una serie di interventi volti a raggiungere un obiettivo al 2020 leggermente superiore rispetto a quanto richiesto a livello nazionale.

Il grafico seguente riporta una fotografia dell’anno 2020, mettendo in evidenza l’incidenza della realizzazione dei diversi interventi di Piano, rispetto allo stato teorico in cui ci si troverebbe nell’ipotesi di scenario libero (cfr. pag.15). Emerge in modo evidente come il raggiungimento dell’obiettivo sia dato dalla realizzazione di tutti gli interventi, per quanto l’aumento di produzione idroelettrica e gli interventi di risparmio energetico nei settori civile ed industriale rappresentino la parte preponderante. Occorre inoltre considerare con attenzione che alcuni di tali interventi sono particolarmente sfidanti (es: risparmi nel settore civile ed industriale) e andrebbero supportati da adeguati strumenti di pianificazione/agevolazione.

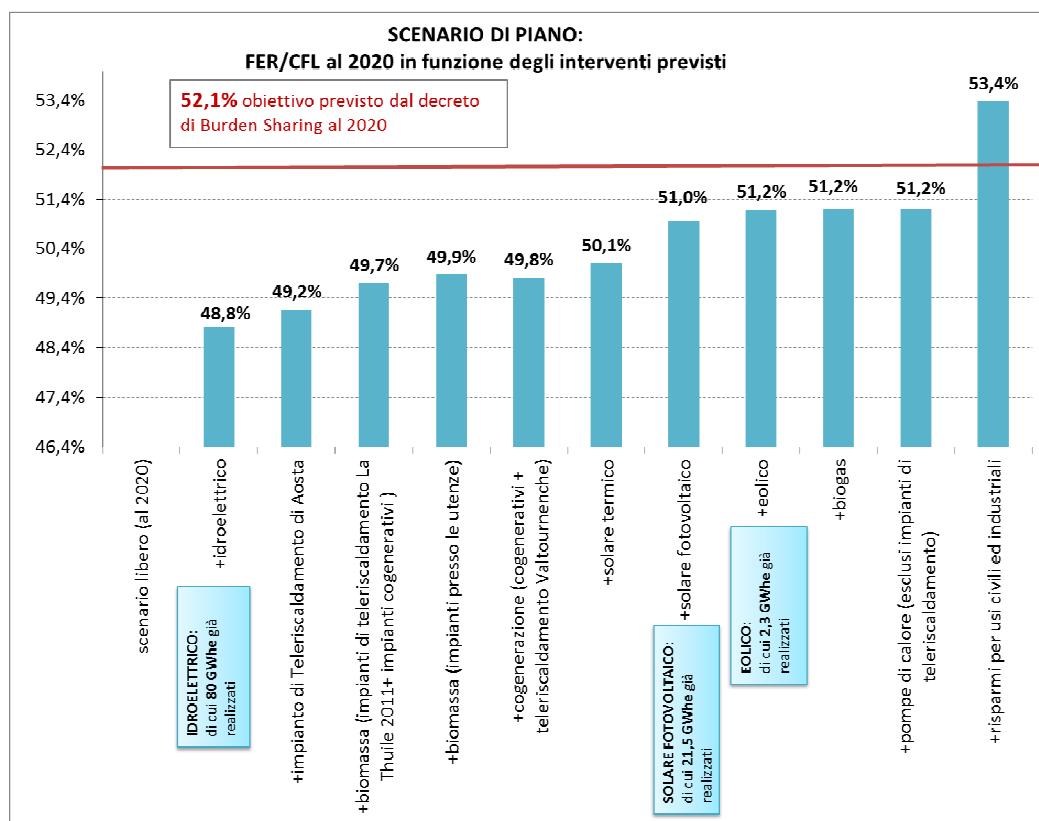


Figura 10 : OBIETTIVO DI BURDEN SHARING – Percentuale di fonti rinnovabili su consumo finale lordo al 2020 con incremento relativo ai diversi interventi

Il contributo di ciascun intervento al raggiungimento dell'obiettivo è rappresentato, invece, nei grafici che seguono:

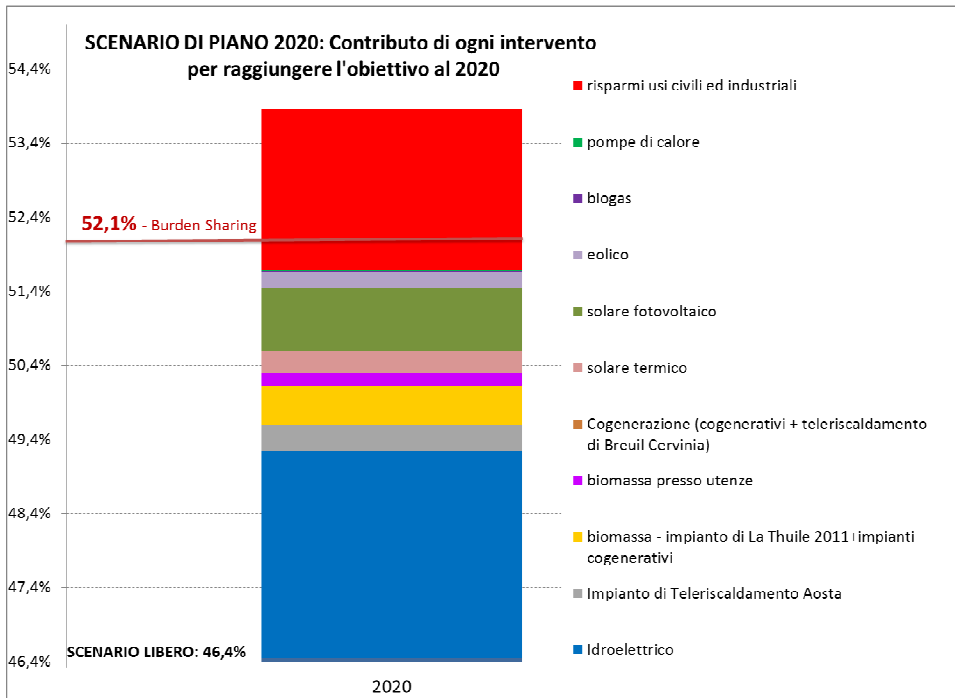


Figura 11 : SCENARIO DI PIANO – contributo di ogni intervento per il raggiungimento dell'obiettivo al 2020.

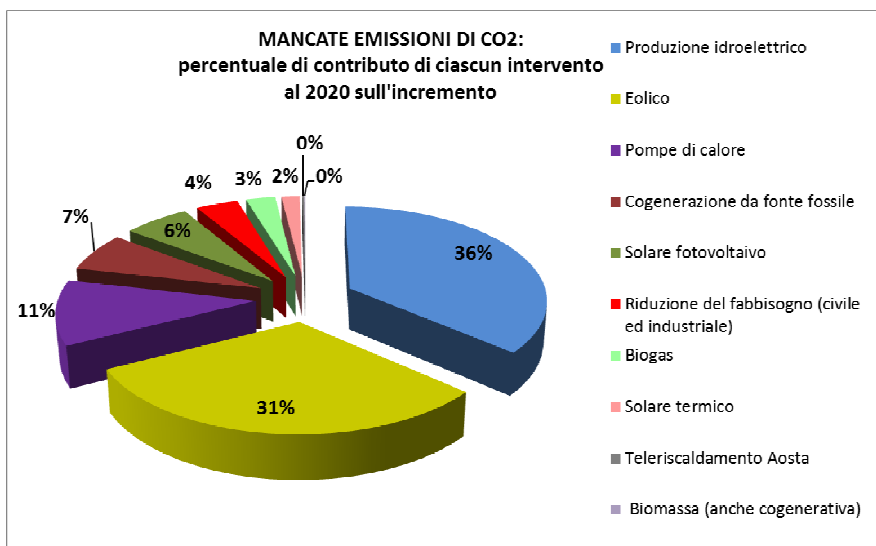


Figura 12 : SCENARIO DI PIANO – FER/CFL al 2020 percentuale di contributo per ogni singolo intervento

❖ SECONDO OBIETTIVO: RIDUZIONE DEI CONSUMI ENERGETICI COMPLESSIVI

Con gli interventi sulle sole catene stazionarie (settore civile, industria e agricolo) la percentuale di riduzione rispetto allo scenario libero è pari al 2,4 % al 2016 e al 3,9% al 2020.

Occorre sottolineare che la cogenerazione da fonte fossile, pur generando un aumento locale di consumo, produce contemporaneamente energia elettrica ed energia termica con un risparmio rispetto alla generazione separata delle stesse.

❖ TERZO OBIETTIVO: RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI CO₂

Per effetto dell'esportazione di energia elettrica da fonte rinnovabile, la Valle d'Aosta consente al sistema esterno nazionale di non dover generare con centrali termoelettriche tradizionali la stessa quantità di energia elettrica, evitando così le relative emissioni di CO₂.

Nello scenario libero, l'aumento dei consumi tende a fare incrementare le emissioni di CO₂ sia sul sistema esterno che sul territorio regionale.

Gli interventi previsti nel piano sono quindi necessari per invertire la tendenza e generare, invece, un'ulteriore diminuzione delle emissioni di CO₂ stimate per il 2020 in circa **305.472 t/anno**.

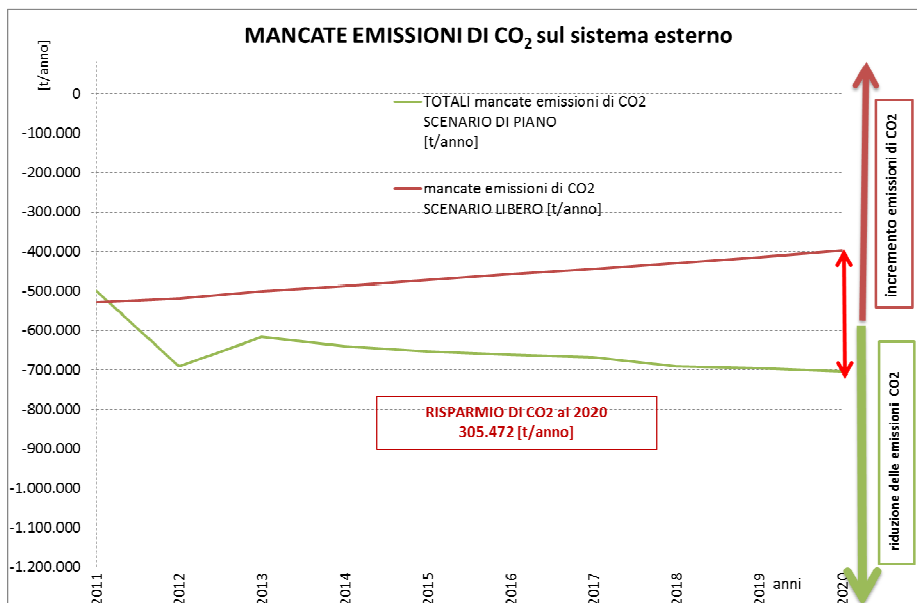


Figura 13 : MANCATE EMISSIONI DI CO₂ – Andamento delle mancate emissioni di CO₂ nello scenario libero e nello scenario di piano dal 2010 al 2020

Il contributo alla riduzione delle emissioni di CO₂ dei singoli interventi è indicato nel grafico che segue.

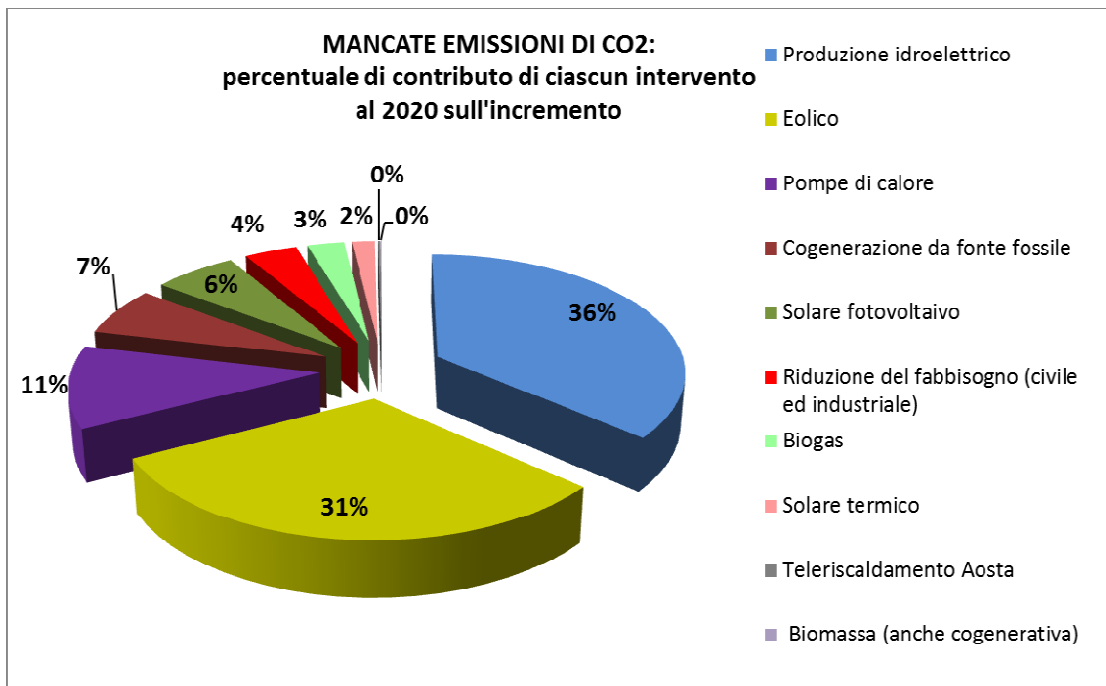


Figura 14 : MANCATE EMISSIONI DI CO₂ – Percentuale di mancate emissioni per ogni singolo intervento al 2020

MONITORAGGIO

Il monitoraggio del PEAR diventa strumento indispensabile per valutare il grado di raggiungimento degli obiettivi e per porre in essere le eventuali possibili misure correttive che si dovessero rendere necessarie.

L'aggiornamento periodico dei bilanci energetici regionali (BER) è l'elemento fondamentale per verificare l'andamento del PEAR e valutare il raggiungimento degli obiettivi prefissati.

Per poter disporre di un quadro realistico ed aggiornato dell'andamento del sistema energetico regionale, occorre definire una metodologia di raccolta dati univoca, replicabile negli anni e coerente con i sistemi in fase di definizione a livello nazionale, nonché organizzare la gestione di tali dati con opportuni sistemi informatici all'interno del Catasto Energetico Regionale (CER).