

# Più pulita, intelligente e conveniente:

come cogliere le opportunità della  
transizione energetica in Europa



Energy Union  
Choices



# Sommario

<b>Ringraziamenti</b>	4
<b>In sintesi</b>	5
<b>1. Introduzione</b>	6
<b>2. Ipotesi e quadro politico</b>	8
2.1 Principali stime sugli scenari	8
2.2 Ulteriori dati di riferimento	9
<b>3. Risultati: la continua evoluzione del sistema energetico offre nuove opportunità e benefici</b>	10
3.1 L'eliminazione del carbone riduce le emissioni e i costi di sistema	10
3.2 Innescare nuovi investimenti in capacità, ma non in nuovo gas	11
3.3 Prospettive sul mix della produzione elettrica dell'Italia: il futuro è fotovoltaico	12
3.4 Cooperazione regionale per un adeguamento efficiente e vantaggioso della produzione energetica	15
3.5 Interconnessioni e DSR come soluzioni al crescente bisogno di flessibilità	16
<b>4. Conclusioni</b>	18



## Ringraziamenti



Questo rapporto si basa sull'analisi condotta per lo studio "Cleaner, Smarter, Cheaper: responding to opportunities in Europe's changing energy system", pubblicato a Bruxelles il 21 Novembre 2017, ed è parte della serie "Energy Union Choices", che si concentra sulle future scelte infrastrutturali necessarie per accelerare la transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio in linea con gli obiettivi ambientali, economici e di sicurezza energetica dell'UE.

L'analisi per lo studio originale è stata condotta dai partner del consorzio "Energy Union Choices": la European Climate Foundation (ECF), E3G, il WWF, il Regulatory Assistance Project (RAP) e il Buildings Performance Institute Europe (BPIE), in collaborazione con Artelys, che ha effettuato l'analisi quantitativa utilizzando il proprio modello di ottimizzazione del sistema energetico. Tutte le ipotesi, così come i diversi scenari utilizzati in questo studio sono stati sviluppati in stretta cooperazione con un gruppo consultivo di aziende, università e ONG.

Il rapporto focalizzato sull'Italia è stato possibile grazie alle valutazioni e al supporto fornito da Luca Bergamaschi, ricercatore associato presso l'Istituto Affari Internazionali (IAI), Margherita Bianchi, ricercatrice Junior dello IAI, e Mariagrazia Midulla, responsabile Clima ed Energia del WWF Italia.

Questo rapporto è finanziato dalla European Climate Foundation, che a sua volta è supportata esclusivamente da organizzazioni filantropiche private. L'ECF non ha alcun legame finanziario con gli organi politici dell'UE o con entità private.



## In sintesi

Negli ultimi anni abbiamo assistito a significative riduzioni dei costi delle tecnologie delle fonti rinnovabili e delle tecnologie di stoccaggio, nonché a inaspettati progressi sull'elettrificazione e sui consumi intelligenti, mentre un crescente numero di Paesi membri europei ha annunciato, o sta discutendo, l'approvazione di strategie per eliminare gradualmente il carbone. In parallelo, nel 2016, la Commissione europea ha lanciato il pacchetto "Clean Energy for all Europeans" per promuovere un modello energetico europeo sostenibile entro il 2030. Questo pacchetto è stato sviluppato sulla base di una serie di ipotesi e scenari che risalgono al 2015. Di conseguenza, né i risultati degli scenari di riferimento, né il "Clean Energy Package" (CEP), possono anticipare le più recenti evoluzioni del settore energetico. È quindi discutibile il fatto che il CEP sia strutturato in maniera adeguata per cogliere le opportunità di tecnologie meno costose e pulite e avere maggiori ambizioni in materia di clima ed energia in linea con gli obiettivi dell'accordo di Parigi.

Lo studio analizza le potenzialità di aggiornamento e superamento del CEP, costruendo due scenari che prendono in considerazione le più recenti stime dei costi relative alle nuove tecnologie. La valutazione considera la dimensione europea, ma fornisce importanti conclusioni anche per gli Stati membri. Per l'Italia sono stati individuati i seguenti risultati:

1. L'eliminazione del carbone non comporta costi maggiori: i costi derivanti dallo sfruttamento maggiore degli impianti a gas esistenti e da ulteriori investimenti nel fotovoltaico sono compensati dai risparmi derivanti da una diminuzione del consumo di carbone e una ridotta importazione di elettricità.
2. L'Italia può permettersi l'eliminazione del carbone senza dotarsi di ulteriori impianti a gas.
3. L'Italia può raggiungere l'obiettivo più ambizioso del 59% di quota di rinnovabili nel consumo interno di elettricità entro il 2030 rispetto all'obiettivo di riferimento del 55% indicato dalla SEN. Il costo ridotto della tecnologia fotovoltaica è il fattore cruciale. L'efficienza elettrica insieme a una coordinata strategia europea per la promozione delle energie rinnovabili rendono tale obiettivo raggiungibile.
4. La produzione interna di energia rinnovabile insieme al maggiore utilizzo degli impianti a gas, alle maggiori importazioni di elettricità e ad una gestione intelligente e flessibile dei consumi, rappresentano un mix elettrico solido e conveniente.
5. Le importazioni di elettricità e la cooperazione regionale rappresentano soluzioni strategiche e convenienti al fine di ridurre il peso della bolletta elettrica e aumentare la sicurezza energetica, sia per l'Italia che per i Paesi limitrofi.
6. La gestione della domanda attiva e lo stoccaggio giornaliero attraverso i veicoli elettrici sono fondamentali per soddisfare il fabbisogno di flessibilità richiesto dall'aumento delle rinnovabili (soprattutto del FV). Le interconnessioni sono strategiche sia per aumentare la flessibilità sia per sostituire l'energia elettrica da carbone con importazioni a basso costo e basso impatto ambientale.



# 1. Introduzione



## Obiettivo dello studio

La riduzione nei costi delle tecnologie pulite ha superato ogni aspettativa e sta favorendo il processo di decarbonizzazione. Nel frattempo, la lotta globale al cambiamento climatico sta ancor più accelerando l'adozione di energia pulita e l'innovazione. Questo fattore è fondamentale, anche per l'Europa. Come dovrebbe rispondere quindi l'Europa a questa nuova realtà?

Per rispondere a questa domanda, la European Climate Foundation e i partner del consorzio dell'Energy Union Choices hanno chiesto agli esperti di Artelys di aggiornare le prospettive del settore elettrico europeo al 2030 e compararlo agli attuali obiettivi di politica energetica. Lo studio è stato pubblicato alla fine del 2017.<sup>1</sup>

Questa scheda-paese fornisce una raccolta dei principali approfondimenti per l'Italia ricavati da questo esercizio di "modellizzazione" europeo e li confronta con la Strategia Energetica Nazionale Italiana<sup>2</sup> (SEN) adottata dal Governo nel novembre 2017. La SEN traccia il percorso del settore energetico italiano fino al 2030, con prospettive provvisorie fino al 2050. Le priorità principali includono l'abbandono del carbone entro il 2025 e il raggiungimento di una quota del 55% di energie rinnovabili (RES) nel consumo di elettricità entro il 2030.

## Riassunto degli scenari

Due scenari – che riflettono diversi livelli d'ambizione – sono stati analizzati per il 2030:

- Il **Baseline Scenario**<sup>3</sup> (BLS) riflette lo stato attuale della politica energetica dell'UE, incluso il pacchetto sull'Energia Pulita (CEP) proposto dalla Commissione Europea. Il CEP si basa sullo **scenario EUCO30**<sup>4</sup>, lo scenario centrale sviluppato e adottato dalla Commissione europea in linea con gli obiettivi concordati dall'UE in materia di energia e clima per il 2030<sup>5</sup>. **La principale differenza tra il Baseline Scenario e lo scenario EUCO30 è l'aggiornamento dei costi delle tecnologie RES.**
- L' **Opportunity Scenario** (OPS) prevede un portafoglio di politiche più ambizioso, andando oltre il Baseline Scenario in due modi. **(1) Ritiro intelligente:** gli Stati Membri adottano piani nazionali per ritirare le centrali a carbone e nucleari, come risultato dei dibattiti in corso e in evoluzione. **(2) Elettrificazione intelligente:** gli Stati Membri implementano solide politiche per attivare flessibilità della domanda nel sistema energetico, con un focus specifico sull'integrazione intelligente degli esistenti e dei nuovi carichi distribuiti provenienti da solare fotovoltaico, veicoli elettrici (EVs), processi industriali (boilers) e pompe di calore (HPs).

<sup>1</sup> Il Report e il relativo materiale è disponibile qui: <http://www.energyunionchoices.eu/cleanersmartercheaper/>

<sup>2</sup> <http://www.sviluppoeconomico.gov.it/index.php/it/194-comunicati-stampa/2037349-ecco-la-strategia-energetica-nazionale-2017>

<sup>3</sup> Il Baseline Scenario viene definito "Scenario dei piani attuali" nel report principale dell'UE.

<sup>4</sup> Maggiori informazioni qui: [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20170125\\_-\\_technical\\_report\\_on\\_euco\\_scenarios\\_primes\\_corrected.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20170125_-_technical_report_on_euco_scenarios_primes_corrected.pdf)

<sup>5</sup> Riduzione delle emissioni di gas serra del 40% rispetto al 2005, quota del 27% delle energie rinnovabili nella domanda finale di energia e riduzione della domanda di energia del 30% rispetto alle proiezioni del 2007 per il 2030 (come attualmente discusso).



## Cleaner, Smarter, Cheaper: responding to opportunities in Europe's changing energy system

---

Per entrambi gli scenari è stata realizzata un'ottimizzazione congiunta degli investimenti e del dispacciamento di elettricità pan-Europea per individuare gli investimenti richiesti in rinnovabili (solare fotovoltaico, eolico onshore e offshore) e soluzioni flessibili (generazione elettrica da gas, stoccaggio, interconnettori, demand side response) al fine di garantire un **funzionamento del sistema elettrico ad un costo minimo** per un determinato insieme di capacità rimanenti di nucleare, carbone e gas e una determinata domanda (a intervalli orari). La valutazione rappresenta un'istantanea dell'anno 2030, il che significa che gli investimenti e le attività identificate di eliminazione progressiva devono avere luogo tra oggi e il 2030.



## 2. Ipotesi e quadro politico

### 2.1 Principali stime sugli scenari

Si presume che in Italia la **capacità da carbone** scenderà dall'attuale livello di circa 9 GW<sup>6</sup> a 5 GW entro il 2030 nell'ambito del Baseline Scenario (BLS). Si tratta di un'ipotesi prudente rispetto all'obiettivo di eliminazione progressiva del carbone del Governo entro il 2025. Nell'ambito del più ambizioso Opportunity Scenario (OPS), si presume invece la totale eliminazione del carbone in linea con l'obiettivo del Governo. Il modello ipotizza che l'esaurimento del carbone in Italia si estenda parallelamente ad una riduzione delle capacità nucleari francesi di 20 GW (-33%) e delle capacità di carbone e lignite in Germania pari a 18 GW (-50%), oltre che al graduale ritiro del carbone in altri paesi dell'UE come la Spagna, il Regno Unito e i Paesi Bassi. In conformità con lo scenario EUCO30 della Commissione europea, nel 2030 le **capacità di gas residue** dell'Italia costruite nel 2015 (o precedentemente) dovrebbero ammontare a 37 GW, una riduzione del 29% rispetto al 2015.

L'ottimizzazione degli investimenti nelle **rinnovabili** prende in considerazione le spese in conto capitale (CAPEX) specifiche delle tecnologie, nonché il costo medio ponderato del capitale (WACC) e dei fattori di capacità.<sup>7</sup> Considerando l'ultima evoluzione in termini di CAPEX e di fattori di capacità, **la produzione di FV è di gran lunga la fonte di energia rinnovabile meno costosa in Italia** con un costo attualizzato dell'energia (LCOE<sup>8</sup>) di 40 €/MWh. Questo valore è tra i più bassi nell'UE<sup>9</sup> (Spagna: 30 €/MWh, Portogallo: 32 €/MWh, Francia: 34 €/MWh, Europa sudorientale: 43€/MWh). **La produzione da eolico onshore e offshore** è caratterizzata da un LCOE di circa 60 €/MWh, un valore relativamente alto rispetto ad altri paesi dell'UE, come Francia, Germania o Portogallo, che presentano LCOE nell'intervallo da 40 a 50 €/MWh. Il confronto dello stimato valore del LCOE con i risultati delle ultime aste pubbliche RES in Italia (cfr. Tabella 1) indica che le stime dei costi per il 2030 sono piuttosto conservatrici e ancora molto al di sotto le previsioni originali dello scenario EUCO30 della Commissione Europea.

In confronto, i **costi variabili di generazione** per la produzione di energia elettrica da capacità di carbone già esistenti sono fissati a circa 55 €/MWh, mentre quelli da capacità di gas già esistenti (gli impianti a ciclo combinato CCGT) a circa 65 €/MWh.

Tavola 1: Panoramica del RES CAPEX e dell' LCOE

	Solare FV	Eolico onshore	Eolico offshore
CAPEX 2030 (€/kW)	550	1300	2150
LCOE 2030 (€/MWh)	40	61	59
Risultati ultime aste (€/MWh)	N/A	66	N/A
EUCO30-2030 LCOE (€/MWh)	65	80	105

<sup>6</sup> Basato sul Factsheet statistico ENTSO-E del 2015.

<sup>7</sup> I fattori di capacità eolica onshore aggiornati riflettono un profilo di produzione più uniforme e compatibile con il sistema grazie al migliore design della turbina.

<sup>8</sup> Il "Levelised Cost of Energy" è il prezzo a cui l'energia deve essere prodotta da una specifica fonte per andare in pari con i costi nel periodo utile di vita dell'impianto.

<sup>9</sup> Nonostante un fattore di capacità più basso in Francia che in Italia, l' LCOE fotovoltaico italiano è più elevato a causa del più alto WACC.



## Cleaner, Smarter, Cheaper: responding to opportunities in Europe's changing energy system

Il livello delle capacità RES è almeno lo stesso delle capacità assunte nello scenario EUCO30. In termini di potenziali RES disponibili, l'assorbimento di FV nel BLS è limitato a 38 GW a causa della limitata capacità d'integrazione delle reti di distribuzione (considerando i tassi di crescita storici delle RES). Questa limitazione viene rimossa nell'ambito dell'OPS, grazie a nuove politiche che supportano un adeguato potenziamento ed estensione delle reti di distribuzione, mantenendo il passo con l'implementazione del fotovoltaico. I potenziali massimi di eolico sotto il BLS e l'OPS sono ricavati sulla base delle ultime previsioni di WindEurope.<sup>10</sup>

**Tavola 2: Implementazione minima e massima di RES**

(GW)	Solare FV	Eolico onshore	Eolico offshore
EUCO30 (min)	37	18	0
BLS (max)	38	18	1
OPS (max)	52	18	1

## 2.2 Ulteriori dati di riferimento

La domanda finale di elettricità è simile allo scenario EUCO30 con una stima pari a 292 TWh nel 2030 (rispetto ai 294 TWh del 2015). Si presume che una domanda di elettricità pari a 5 TWh sia dedicata ai veicoli elettrici<sup>11</sup> (corrispondente a 2,2 milioni di veicoli elettrici (EVs) o circa la metà dei 5 milioni di veicoli elettrici previsti dalla SEN) e 16,4 TWh alle pompe di calore (pari a 8,3 milioni di pompe di calore residenziali decentralizzate). La domanda totale di elettricità, comprese le perdite di rete, ammonta a 320 TWh. Questo dato è inferiore di circa il 6% rispetto alla domanda di elettricità nella SEN.

I prezzi di CO<sub>2</sub> e carburante seguono le ipotesi dello scenario EUCO30 della Commissione Europea con un prezzo della CO<sub>2</sub> di 27€/t.<sup>12</sup>

<sup>10</sup> <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/reports/Wind-energy-in-Europe-Scenarios-for-2030.pdf>

<sup>11</sup> i.e. il tasso di elettrificazione di circa il 7% nel trasporto su strada di singoli passeggeri.

<sup>12</sup> Il SEN non fornisce alcun livello specifico di prezzo di CO<sub>2</sub>, ma afferma solo che il prezzo corrente è insufficiente e che potrebbe essere necessario un prezzo minimo.



## 3. Risultati: la continua evoluzione del sistema energetico offre nuove opportunità e benefici

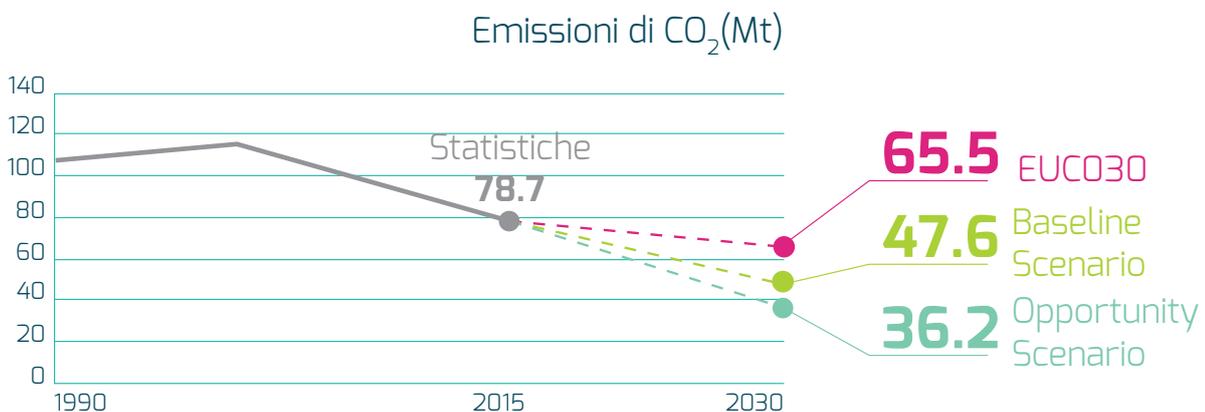
Di seguito, gli scenari BLS e OPS a confronto nelle diverse dimensioni del sistema elettrico italiano al fine di valutare gli impatti della graduale eliminazione del carbone e identificare le misure politiche necessarie.

### 3.1 L'eliminazione del carbone riduce le emissioni e i costi di sistema

Un primo sguardo alle emissioni del settore elettrico italiano rivela che le **emissioni di CO<sub>2</sub> potrebbero diminuire del 66% rispetto al 1990 nell'ambito dell' Opportunity Scenario**, superando la riduzione prevista nello scenario EUCO30 del 40% rispetto al 1990.<sup>13</sup> Questa riduzione è principalmente dovuta al ritiro graduale del carbone e alle **importazioni di elettricità da fonti a basse emissioni di carbonio**, in quanto cospicui investimenti in RES hanno luogo nei paesi confinanti con l'Italia. Il calo della produzione di energia elettrica da carbone è compensato dall'aumento della generazione da impianti fotovoltaici e centrali elettriche a gas già esistenti.

Secondo il BLS, **i restanti 5 GW di capacità da carbone diminuiscono solo del 56%** (nonostante le importazioni più elevate rispetto all' OPS, cfr. Sezione 3.4).

Figura 1: Evoluzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> dalla generazione di elettricità, 1990-2030, per i diversi scenari.



E' importante sottolineare che l'ulteriore riduzione delle emissioni nello scenario OPS comporta un risparmio annuale netto di € 400 milioni, a dimostrazione del fatto che l'obiettivo di eliminazione graduale del carbone entro il 2025 adottato dal Governo è meno costoso di un suo rinvio. Perché?

I costi per la rapida eliminazione del carbone e la necessità di una maggiore flessibilità della domanda ammontano a 3 miliardi di euro l'anno. Essi sono collegati all'utilizzo intensivo degli impianti a gas già esistenti (+ € 2,3 miliardi l'anno), alla capacità fotovoltaica aggiuntiva (+ € 0,6 miliardi l'anno) e alla capacità d'interconnessione (+ € 0,1 miliardi l'anno). Tuttavia, questi costi sono controbilanciati

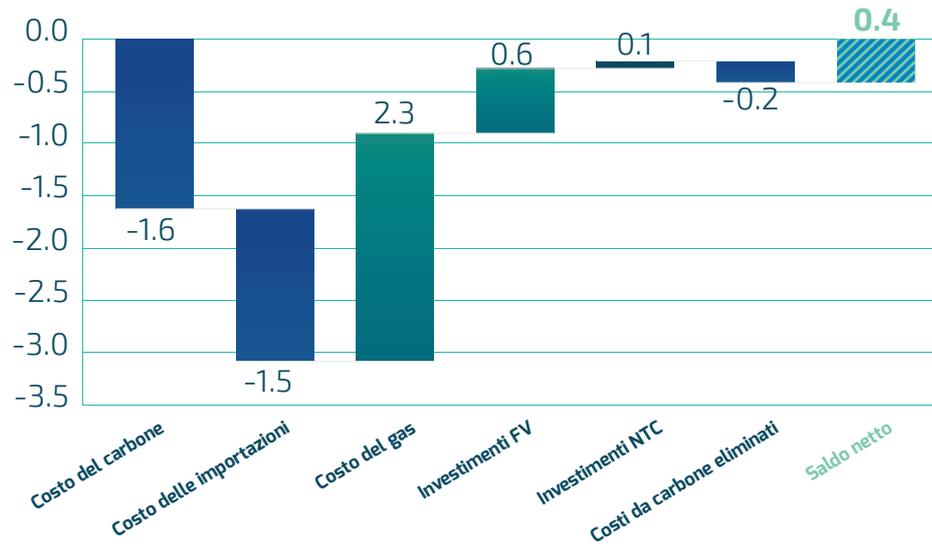
<sup>13</sup> Valori storici basati sull'inventario GHG dell'UNFCCC. I valori storici e EUCO30 coprono l'elettricità pubblica e la generazione di calore, mentre i dati BLS / OPS si limitano a riflettere le emissioni di CO<sub>2</sub> legate alla produzione di energia.



## Cleaner, Smarter, Cheaper: responding to opportunities in Europe's changing energy system

dai risparmi derivanti dalle mancate importazioni di carbone (- € 1,6 miliardi all'anno), dalle minori importazioni di elettricità (- € 1,5 miliardi all'anno) e dai mancati costi di adeguamento ambientale per le centrali a carbone (- € 0,2 miliardi all'anno). In sintesi, tutto ciò equivale ad un risparmio netto di circa € 400 milioni<sup>14</sup> l'anno.

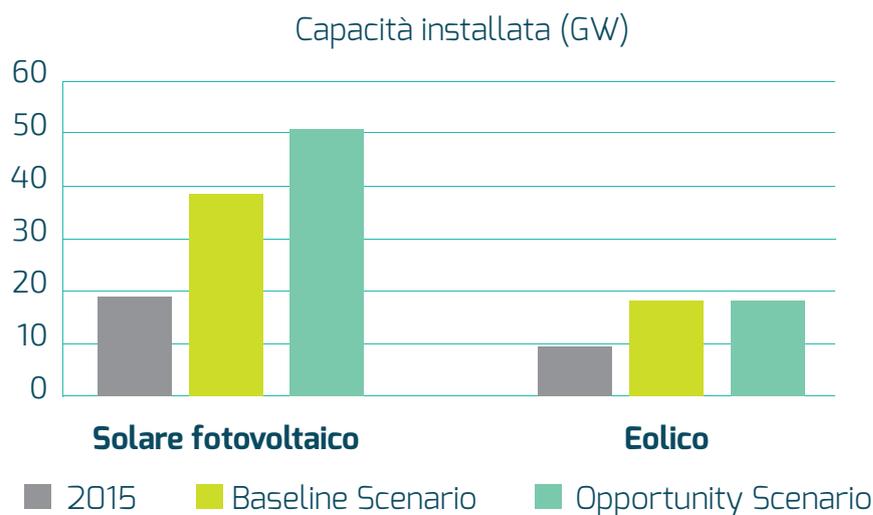
Figura 2: Differenza di costi tra il BLS e l' OPS



**Conclusion 1:** l'eliminazione del carbone non comporta costi maggiori. I costi derivanti dallo sfruttamento maggiore degli impianti a gas esistenti e da ulteriori investimenti nel fotovoltaico sono compensati dai risparmi derivanti da una diminuzione del consumo di carbone e una ridotta importazione di elettricità.

## 3.2 Innescare nuovi investimenti in capacità, ma non in nuovo gas

Figura 3: Capacità fotovoltaica ed eolica installata, 2015-2030



<sup>14</sup> Ai fini del confronto, i costi complessivi di produzione (ossia l'acquisto di carburante, i costi operativi e i costi relativi all'acquisto delle quote di emissione) ammontano a circa 6 miliardi di euro nel quadro del BLS.



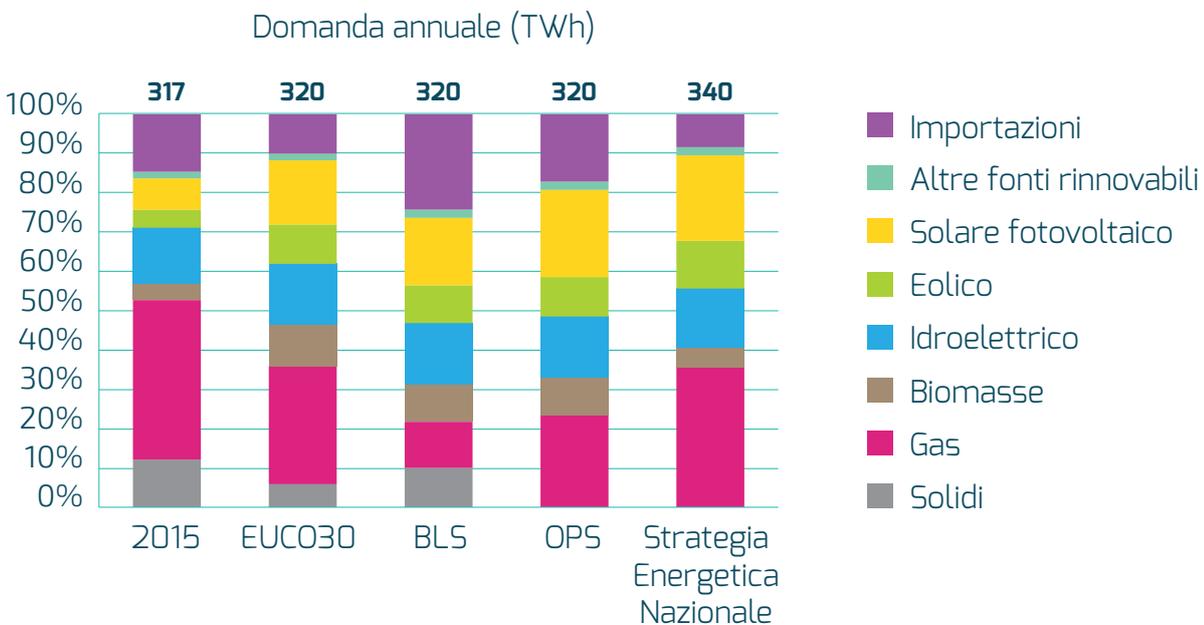
Tra il 2015 e il 2030, circa 20 GW di capacità fotovoltaica aggiuntiva è prevista nel **Baseline Scenario**, sostanzialmente come nelle tendenze dell'EUCO30. Rispetto all'EUCO30, vengono aggiunti solo 900 MW di ulteriori investimenti, nonostante i costi tecnologici notevolmente inferiori (per il solare FV 40 invece di 65 €/MWh), a causa della limitata capacità di integrazione della rete di distribuzione che limita l'espansione del fotovoltaico al ritmo storico. Per quanto riguarda l'eolico *onshore*, 9 GW di capacità è aggiunta rispetto al 2015, raggiungendo 18 GW entro il 2030. Le interconnessioni italiane sono rafforzate con la Francia (+1,2 GW), la Svizzera (+ 0,5 GW) e l'Austria (+1 GW), sostanzialmente in linea con le proiezioni della SEN.<sup>15</sup>

Nell'ambito dell' **Opportunity Scenario**, i restanti 5 GW di capacità da carbone vengono dismessi. Politiche adeguate permettono il rafforzamento della rete di distribuzione per tenere il passo con l'espansione delle rinnovabili. Inoltre, ai fini di garantire l'adeguatezza e la sicurezza del sistema diventa disponibile una quota significativa di domanda finale flessibile grazie a nuovi utilizzi intelligenti nel settore industriale e commerciale e all'impiego di pompe di calore e veicoli elettrici. Sotto queste condizioni la capacità fotovoltaica aumenta di 14 GW, per un totale di 52 GW. Inoltre, 1.3 GW di capacità d'interconnessione è prevista tra l'Italia e la Svizzera. Tuttavia, **non sono richiesti investimenti in nuova capacità a gas (né a ciclo combinato CCGT né a ciclo semplici OCGT) né stoccaggio aggiuntivo** (come idroelettrico pompato o batterie). Inoltre, non ci sono investimenti in ulteriori capacità eoliche oltre i livelli indicati da EUCO30 a causa dell'LCOE relativamente alto (59-61€/MWh per l'eolico *onshore* e *offshore*), rendendo più conveniente l'installazione dell'eolico in altri paesi dell'UE che presentano condizioni più favorevoli.

**Conclusione 2:** l'Italia può permettersi l'eliminazione del carbone senza dotarsi di ulteriori impianti a gas.

### 3.3 Prospettive sul mix della produzione elettrica dell'Italia: il futuro è fotovoltaico

Figura 4: il mix della produzione energetica italiana, 2015-2030



<sup>15</sup> Le interconnessioni con il Nord Africa non sono state prese in considerazione dallo studio.



## Cleaner, Smarter, Cheaper: responding to opportunities in Europe's changing energy system

Secondo il **Baseline Scenario**, la quota di energie rinnovabili nel consumo interno cresce al 54%<sup>16</sup>, in linea con l'obiettivo della SEN pari al 55%.

Secondo l'**Opportunity Scenario**, **l'eliminazione del carbone, assieme ad un libero sviluppo del fotovoltaico e alla demand side response (DSR ovvero l'utilizzo flessibile della domanda), spinge la quota delle rinnovabili fino al 59%** del consumo interno. Rispetto al Baseline Scenario, le importazioni sono inferiori in virtù di due trend di riduzione paralleli aventi luogo in paesi confinanti (in particolar modo in Francia). La riduzione della produzione elettrica dall'abbandono del carbone e da un calo delle importazioni è compensata da una crescente produzione di elettricità da fotovoltaico e dagli impianti a gas esistenti. E' da rilevare che **nuove turbine a gas non saranno necessarie grazie alla maggiore flessibilità ottenuta tramite la DSR e al maggiore utilizzo delle centrali a gas esistenti a ciclo combinato** (queste ultime hanno un fattore di carico che raddoppia dal 5% al 10%). La domanda di gas è attesa ad un livello sostanzialmente più basso rispetto a quello odierno. Questo andamento è coerente e in linea con i risultati a livello europeo e suggerisce cautela in merito al ruolo del gas nella transizione energetica, comprese le implicazioni derivanti dai nuovi investimenti in infrastrutture quali gasdotti e terminali GNL.

**La quota di fonti energetiche rinnovabili stimata al 59% eccede l'obiettivo programmato nella SEN del 55%.** Le variabili fondamentali che sostengono questo target più ambizioso sono trainate da una ridotta domanda di elettricità e da un leggero incremento nell'impiego di biomasse rispetto alla SEN. L'incremento delle importazioni dai Paesi limitrofi (grazie al costo ridotto dei siti di energia eolica) controbilancia la riduzione della produzione di elettricità da centrali a gas rispetto alla SEN. In definitiva, **l'efficienza elettrica e un approccio europeo per la pianificazione dell'espansione delle rinnovabili mantiene bassi i costi.**

**Conclusione 3:** l'Italia può raggiungere l'obiettivo più ambizioso del 59% di quota di rinnovabili nel consumo interno di elettricità entro il 2030 rispetto all'obiettivo di riferimento del 55% indicato dalla SEN. Il costo ridotto della tecnologia fotovoltaica è il fattore cruciale. L'efficienza elettrica insieme a una coordinata strategia europea per la promozione delle energie rinnovabili rendono tale obiettivo raggiungibile.

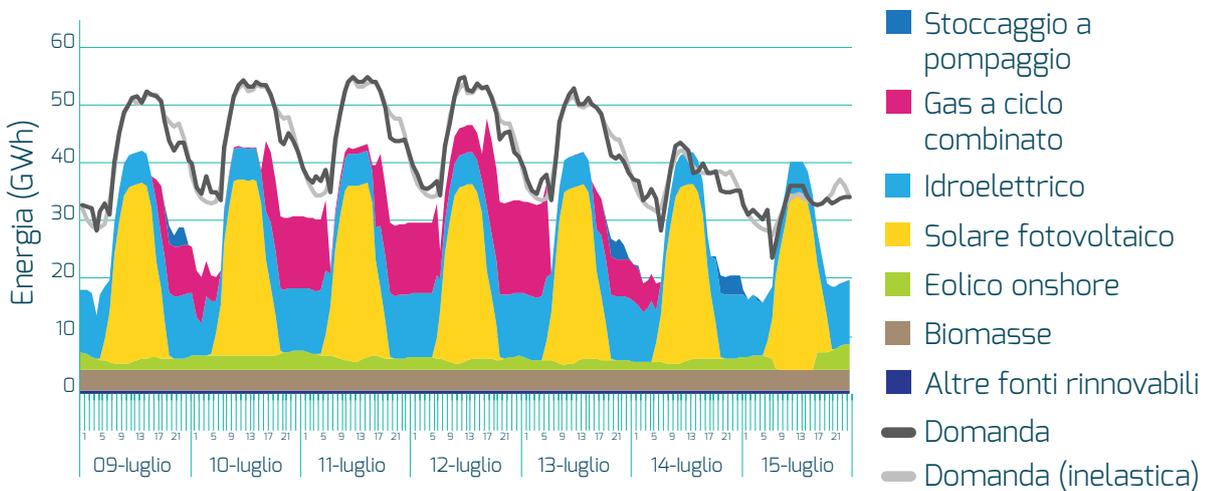
**Osservando nel dettaglio il mix della produzione elettrica a intervalli orari, nell'Opportunity Scenario si evince la complementarità tra le rinnovabili (specialmente il fotovoltaico), il gas, le importazioni e la domanda flessibile.**

In **estate**, la domanda di energia italiana è prevalentemente sostenuta da pannelli fotovoltaici. L'idroelettrico, le biomasse/il geotermico e le importazioni (rappresentate dalla differenza tra la domanda, linea nera, ed offerta) forniscono la generazione del carico di base. Il gas svolge la funzione di backup quando il livello di generazione da fotovoltaico o eolico è basso, una situazione che si verifica prevalentemente durante le ore notturne. La produzione da pannelli fotovoltaici copre per natura la maggior parte del consumo energetico diurno, mentre l'utilizzo flessibile della domanda (DSR) permette di deviare la domanda nelle ore notturne (specialmente quella relativa alla ricarica di veicoli elettrici) per evitare picchi e ottimizzare le importazioni.

<sup>16</sup> Con importazioni per circa 78 TWh o il 25% del consumo interno.

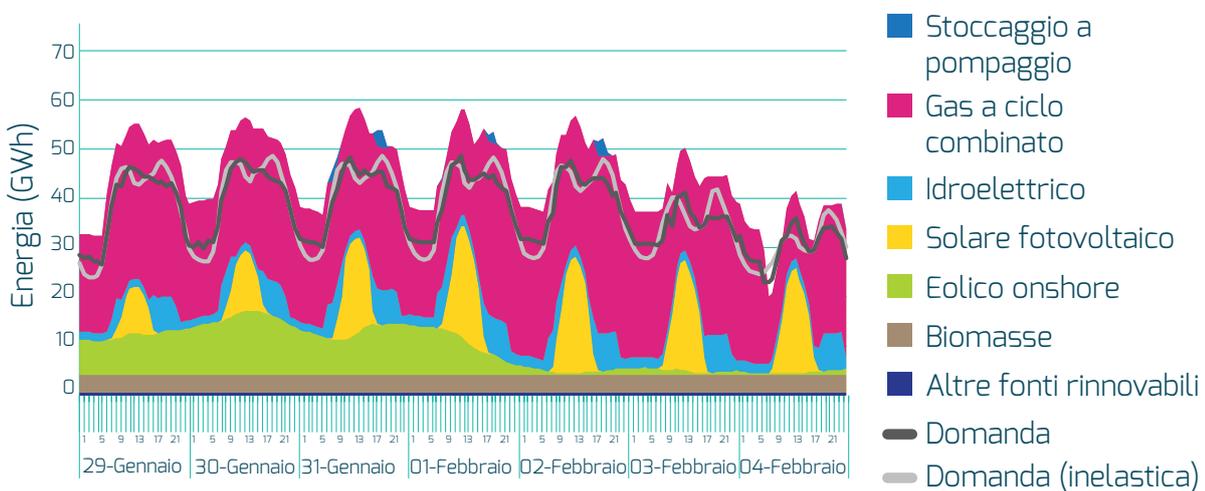


Figura 5: mix della produzione energetica oraria italiana nel quadro OPS durante una settimana estiva



Durante l'inverno, la domanda è coperta dalla generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili (limitatamente alle condizioni disponibili), mentre le centrali a gas a ciclo combinato contribuiscono a fornire l'energia rimanente. In caso di picco di domanda nei Paesi limitrofi (per esempio in Francia durante periodi con temperature estremamente basse) la produzione elettrica delle centrali a gas a ciclo combinato viene aumentata e l'energia prodotta in eccesso viene esportata (come indica l'area che fuoriesce dalla linea di demarcazione della domanda in nero).

Figura 6: mix della produzione energetica oraria italiana nel quadro OPS durante una settimana invernale



**Conclusione 4:** la produzione interna di energia rinnovabile insieme al maggiore utilizzo degli impianti a gas, alle maggiori importazioni di elettricità e ad una gestione intelligente e flessibile dei consumi, rappresentano un mix elettrico solido e conveniente.

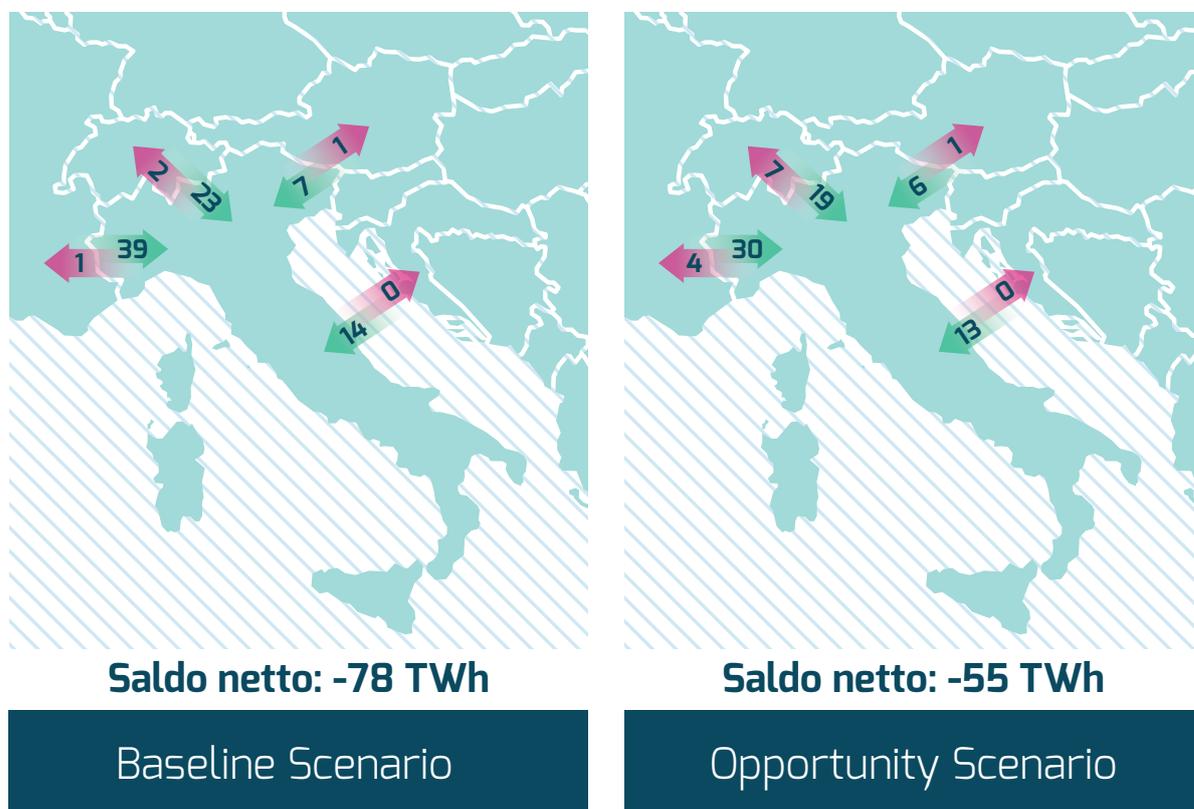


### 3.4. Cooperazione regionale per un adeguamento efficiente e vantaggioso della produzione energetica

Secondo il **Baseline Scenario**, l'Italia è quasi esclusivamente un Paese importatore con un valore che si attesta sopra gli 80 TWh ogni anno contro il valore delle esportazioni pari a circa 5 TWh. Questo significa che circa il 25% della domanda annuale di energia è garantito dalle importazioni.

Secondo l' **Opportunity Scenario**, l'Italia rimane un importatore netto, seppur più limitatamente: 70 TWh di importazioni contro 15TWh di esportazioni, corrispondente ad una quota di importazioni del 17%. Il calo delle importazioni è collegato alla maggiore capacità di produzione a costi variabili bassi (in particolare da fotovoltaico) e una ridotta disponibilità della capacità di carico di base nei Paesi limitrofi (nello specifico il nucleare francese e la produzione tedesca da lignite e da carbone).

**Figura7: flussi di importazione ed esportazione nei quadri BLS e OPS**

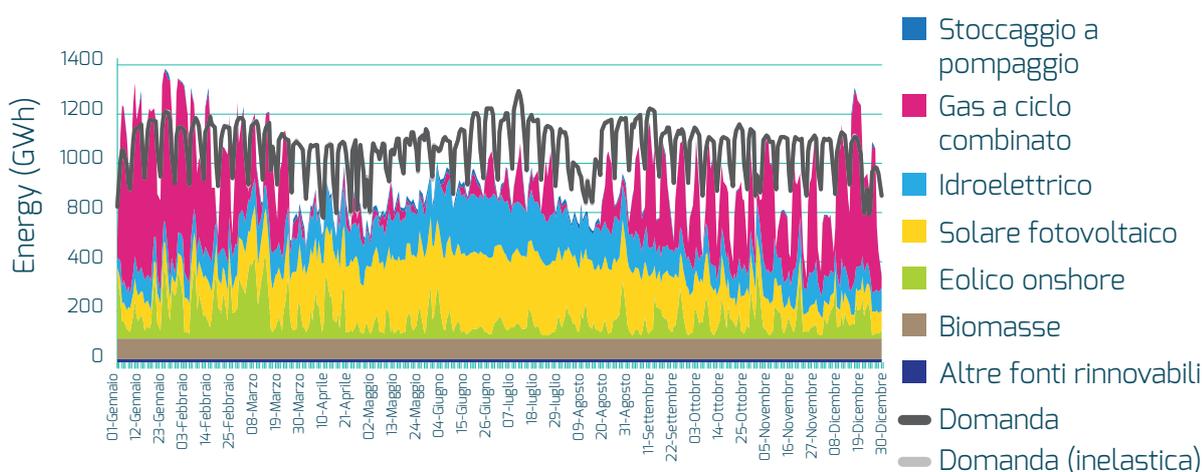


Nella SEN, le importazioni nette nel 2030 sono stimate a circa 28TWh, quindi significativamente inferiori rispetto a questi scenari. Tuttavia, ipotizzando e optando per livelli simili o inferiori di importazioni nel 2030 rispetto a quelli odierni – come nel caso della SEN – ciò non rappresenta necessariamente l'opzione più economica per i consumatori e le aziende e inoltre il concetto di sicurezza degli approvvigionamenti non dovrebbe essere confuso con quello della indipendenza energetica. Al contrario, un approccio europeo di ottimizzazione dimostra che un sistema elettrico più interconnesso, attraverso una pianificazione coordinata, permette un risparmio per tutti i Paesi Membri nonché una maggiore sicurezza regionale, che assicura quindi una produzione domestica adeguata.



Per comprendere meglio il concetto, risulta utile analizzare il mix elettrico e l'andamento degli scambi durante l'anno. In Italia, la generazione da fonti rinnovabili raramente copre interamente la domanda oraria e le capacità termoelettriche sono puramente dipendenti dal gas nell'Opportunity Scenario. Questo implica che le importazioni di elettricità, in particolare dalla Francia e dalla Svizzera, rappresentano un'opzione conveniente per la fornitura di elettricità, grazie al basso costo di produzione (da capacità nucleari, idroelettriche ed eoliche). Tuttavia, in periodi invernali con temperature particolarmente rigide, Francia e Svizzera fanno affidamento alle importazioni dall'Italia grazie alla capacità fornita dagli impianti a gas a ciclo combinato per sopperire al loro picco di domanda, generando consistenti introiti per le aziende italiane operanti nel settore.

Figura 8: mix della produzione energetica giornaliera stimata nel 2030 nel quadro OPS



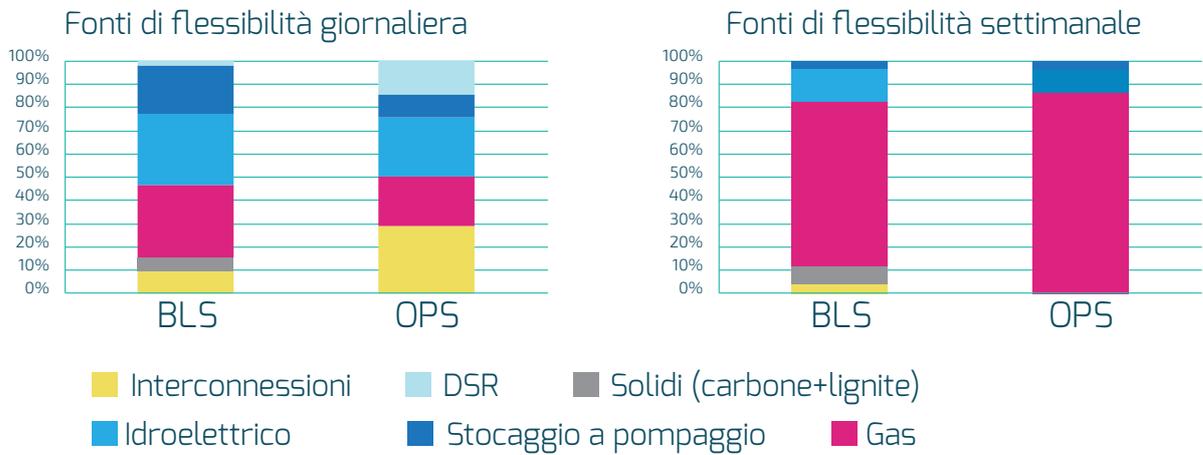
**Conclusion 5:** le importazioni di elettricità e la cooperazione regionale rappresentano soluzioni strategiche e convenienti al fine di ridurre il peso della bolletta elettrica e aumentare la sicurezza energetica, sia per l'Italia che per i Paesi limitrofi.

### 3.5. Interconnessioni e DSR come soluzioni al crescente bisogno di flessibilità

Le crescenti quote di fonti rinnovabili sono solitamente accompagnate da crescenti esigenze di flessibilità per garantire un equilibrio continuo tra domanda e offerta. Nell'ambito del Baseline Scenario, quasi il 40% del **fabbisogno giornaliero di flessibilità** è coperto da produzione a carbone e a gas, mentre l'energia idroelettrica (idroelettrico pompato e riserve) ne garantisce il 50%. Le interconnessioni con le reti dei Paesi limitrofi rappresentano circa il restante 10% del fabbisogno. Gli investimenti aggiuntivi in impianti fotovoltaici per un totale di 14GW che differenziano l'Opportunity Scenario dal Baseline Scenario aumentano il **fabbisogno giornaliero di flessibilità** del 23%. Tuttavia, **l'aumento della flessibilità dal lato della domanda e le interconnessioni possono compensare completamente l'eliminazione del carbone e persino ridurre la flessibilità derivante dal gas.**



Figura 9: Fonti di flessibilità giornaliera e settimanale negli scenari BLS e OPS



Rispetto al **fabbisogno di flessibilità settimanale**, il gas fornisce la maggior parte della flessibilità richiesta in entrambi gli scenari (rispettivamente 70% e 86%) e compensa il mancante contributo del carbone, senza comunque la necessità di ulteriori investimenti in nuova capacità di gas.

**Conclusione 6:** la gestione della domanda attiva e lo stoccaggio giornaliero attraverso i veicoli elettrici sono fondamentali per soddisfare il fabbisogno di flessibilità richiesto dall'aumento delle rinnovabili (soprattutto del FV). Le interconnessioni sono strategiche sia per aumentare la flessibilità sia per sostituire l'energia elettrica da carbone con importazioni a basso costo e basso impatto ambientale.



## 4. Conclusioni



**Il fotovoltaico è la risorsa rinnovabile più importante in Italia.** Esso presenta un enorme potenziale per la generazione di elettricità a zero emissioni e a basso costo (LCOE di 40 €/MWh). Entro il 2030, il fotovoltaico potrebbe raggiungere una capacità installata complessiva di 52 GW, cioè un aumento del 174% rispetto al 2015 (19GW), contribuendo a soddisfare più del 22% della domanda di elettricità in Italia. Inoltre, insieme ad uno sviluppo dell'eolico di 18 GW (cioè un aumento del 100% rispetto ai 9 GW del 2015), nonché delle biomasse e dell'idroelettrico, **le energie rinnovabili possono contribuire per il 59%** al consumo interno di elettricità. Ciò può essere raggiunto senza costi aggiuntivi ma richiede una **revisione degli obiettivi al 55% della SEN per il 2030**. Risparmi energetici e cooperazione regionale sono fondamentali per raggiungere l'obiettivo del 59%.

Questo studio dimostra che **l'eliminazione del carbone in Italia è fattibile senza costi aggiuntivi e senza l'installazione di nuovi impianti a gas**. L'aumento della produzione di elettricità da gas può essere soddisfatto completamente attraverso l'aumento della capacità delle centrali a ciclo combinato esistenti, rendendo così superflui nuovi investimenti nel settore, compresi quelli in infrastrutture come gasdotti e terminali GNL. La domanda di gas rimarrà infatti al di sotto dei livelli odierni di consumo.

**La cooperazione regionale** è fondamentale per sfruttare le più convenienti potenzialità delle fonti rinnovabili nell'Unione Europea e per garantire interconnessioni che facilitino l'adeguatezza della generazione elettrica in Italia, ma anche nei Paesi limitrofi. **I consumi intelligenti** rappresentano un elemento fondamentale per limitare i picchi di domanda e integrare più fotovoltaico nella rete. Entrambe queste soluzioni richiedono un forte sostegno politico, a partire da un solido quadro europeo del mercato dell'elettricità nel pacchetto Clean Energy for all Europeans.



