

# PROPOSTA DI PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA

*Ministero dello Sviluppo Economico*

*Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare*

*Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti*

*Italia*

31/12/2018



# Sommario

<b>PARTE 1 - QUADRO GENERALE .....</b>	<b>4</b>
SEZIONE A: PIANO NAZIONALE .....	4
1 SCHEMA GENERALE E PROCESSO DI CREAZIONE DEL PIANO .....	4
1.1 Sintesi .....	4
1.2 Panoramica della situazione politica attuale .....	15
1.3 Consultazioni e coinvolgimento degli enti nazionali e dell'Unione ed esiti ottenuti .....	32
1.4 Cooperazione regionale per la preparazione del piano .....	34
2 OBIETTIVI E TRAGUARDI NAZIONALI .....	35
2.1 Dimensione della decarbonizzazione .....	35
2.1.1 Emissioni e assorbimenti di gas a effetto serra .....	35
2.1.2 Energia rinnovabile .....	41
2.2 Dimensione dell'efficienza energetica .....	53
2.3 Dimensione della sicurezza energetica .....	62
2.4 Dimensione del mercato interno dell'energia .....	70
2.4.1 Interconnettività elettrica .....	70
2.4.2 Infrastruttura di trasmissione dell'energia .....	73
2.4.3 Integrazione del mercato .....	75
2.4.4 Povertà energetica .....	80
2.5 Dimensione della ricerca, dell'innovazione e della competitività .....	84
3 POLITICHE E MISURE .....	92
3.1 Dimensione della decarbonizzazione .....	92
3.1.1 Emissioni e assorbimenti di gas a effetto serra .....	92
3.1.2 Energia rinnovabile .....	98
3.1.3 Altri elementi della dimensione .....	112
3.2 Dimensione dell'efficienza energetica .....	118
3.3 Dimensione della sicurezza energetica .....	146
3.4 Dimensione del mercato interno dell'energia .....	151
3.4.1 Infrastrutture per l'energia elettrica .....	151
3.4.2 Infrastruttura di trasmissione dell'energia .....	152
3.4.3 Integrazione del mercato .....	154
3.4.4 Povertà energetica .....	160
3.5 Dimensione della ricerca, dell'innovazione e della competitività .....	162
SEZIONE B: BASE ANALITICA .....	166
4 SITUAZIONE ATTUALE E PROIEZIONI CON POLITICHE E MISURE VIGENTI .....	166
4.1 Evoluzione prevista dei principali fattori esogeni aventi un impatto sugli sviluppi del sistema energetico e delle emissioni di gas a effetto serra .....	166
4.2 Dimensione della decarbonizzazione .....	170
4.2.1 Emissioni e assorbimenti di gas a effetto serra .....	170

4.2.2	Energia rinnovabile .....	173
4.3	Dimensione dell'efficienza energetica.....	177
4.4	Dimensione della sicurezza energetica.....	190
4.5	Dimensione del mercato interno dell'energia .....	192
4.5.1	Interconnettività elettrica .....	192
4.5.2	Infrastruttura di trasmissione dell'energia.....	197
4.5.3	Mercati dell'energia elettrica e del gas, prezzi dell'energia .....	202
4.6	Dimensione della ricerca, dell'innovazione e della competitività .....	204
5	VALUTAZIONE DI IMPATTO DELLE POLITICHE E DELLE MISURE PREVISTE .....	216
5.1	Impatto delle politiche e delle misure previste, di cui alla sezione 3, sul sistema energetico e sulle emissioni e gli assorbimenti di gas a effetto serra, ivi incluso un confronto con le proiezioni con politiche e misure vigenti (di cui alla sezione 4). .....	216
5.2	Impatto macroeconomico e, nella misura del possibile, sulla salute, l'ambiente, l'occupazione e l'istruzione, sulle competenze e a livello sociale compresi gli aspetti della transizione equa (in termini di costi e benefici nonché di rapporto costi/efficacia) delle politiche e delle misure previste, di cui alla sezione 3, almeno fino all'ultimo anno del periodo contemplato dal piano, incluso un confronto con le proiezioni con politiche e misure vigenti .....	223
5.3	Quadro delle necessità di investimenti .....	232
5.4	Impatto delle politiche e delle misure previste di cui alla sezione 3 su altri Stati membri e sulla cooperazione regionale almeno fino all'ultimo anno del periodo contemplato dal piano, incluso un confronto con le proiezioni con politiche e misure vigenti.....	233

**PARTE 2 - ELENCO DEI PARAMETRI E DELLE VARIABILI DA RIPORTARE NELLA SEZIONE B DEI PIANI NAZIONALI ....234**

1	Parametri e variabili generali.....	234
2	Bilanci e indicatori energetici .....	235
3	Indicatori relativi alle emissioni e agli assorbimenti di gas a effetto serra .....	237

# PARTE 1 - QUADRO GENERALE

---

## SEZIONE A: PIANO NAZIONALE

---

### 1 SCHEMA GENERALE E PROCESSO DI CREAZIONE DEL PIANO

---

#### 1.1 Sintesi

---

##### *i. Contesto politico, economico, ambientale e sociale del piano*

Da tempo l'Italia persegue il più ampio ricorso a strumenti che migliorino insieme sicurezza energetica, tutela dell'ambiente e accessibilità dei costi dell'energia, contribuendo agli obiettivi europei in materia di energia e ambiente.

L'Italia è ben consapevole dei potenziali benefici insiti nella vasta diffusione delle rinnovabili e dell'efficienza energetica, connessi alla riduzione delle emissioni inquinanti e climalteranti, al miglioramento della sicurezza energetica e alle opportunità economiche e occupazionali per le famiglie e per il sistema produttivo, e intende proseguire con convinzione su tale strada, con un approccio che metta sempre più al centro il cittadino, anche nella veste di prosumer, e le imprese, in particolare medie e piccole. Questa evoluzione è agevolata dalla costante attenzione all'efficienza e dalla riduzione dei costi di alcune tecnologie rinnovabili, tra le quali crescente importanza assumerà il fotovoltaico, in ragione della sua modularità e del fatto che utilizza una fonte ampiamente e diffusamente disponibile.

Lungo questo percorso strategico condiviso e consolidato devono essere tenuti in debita considerazione aspetti di sostenibilità economica e di compatibilità con altri obiettivi di tutela ambientale.

Nell'ultimo decennio, infatti, nonostante la crisi economica, gli oneri per il sostegno alle energie rinnovabili e all'efficienza energetica sono sensibilmente cresciuti: considerando i soli incentivi coperti dalle tariffe, si è passati dai circa 3,5 mld€ del 2009 ai circa 15 mld€ del 2017.

La contestualità della crisi economica con la crescita della spesa di sostegno alle energie rinnovabili e all'efficienza energetica ha acuito la sensibilità affinché la sostenibilità, anche ambientale, del sistema energetico, sia perseguita con oculatezza e attenzione agli impatti economici sui consumatori, una quota dei quali versa peraltro in condizioni di povertà non solo energetica ed è meritevole di tutele. D'altra parte, il costo dell'energia (gas, carburanti ed elettricità) pagato dalle imprese mostra sovente uno spread positivo rispetto alla media europea (soprattutto per le PMI), e ciò costituisce un ulteriore motivo per un approccio assai attento ai costi della transizione energetica.

Contestualmente, occorrerà prestare la dovuta attenzione per assicurare la compatibilità tra gli obiettivi energetici e climatici e gli obiettivi di tutela del paesaggio, di qualità dell'aria e dei corpi idrici, di salvaguardia della biodiversità e di tutela del suolo. Gli interventi necessari per la crescente decarbonizzazione del sistema richiedono impianti e infrastrutture che possono avere impatti ambientali. Se, per un verso, alcuni di tali impatti possono essere attenuati – ad esempio promuovendo la diffusione del fotovoltaico su superfici già costruite o comunque non idonee ad altri usi – per altro verso la stabilità del sistema energetico richiede anche, almeno per il medio termine, una serie di infrastrutture fisiche per la cui realizzazione occorrerà promuovere forme di dialogo e condivisione con i territori.

Il percorso finalizzato a delineare il mix di soluzioni e strumenti maggiormente compatibile con gli obiettivi del Piano energia e clima per il 2030 e con altre esigenze, comprese quelle relative agli impatti ambientali, sarà avviato con la consultazione pubblica e con la Valutazione Ambientale Strategica, effettuate entrambe su questa proposta di piano, che dunque potrà essere revisionato a seguito di tale percorso, oltre che in esito al confronto con la Commissione europea.

Alcuni elementi, quali l'ampia adesione di cittadini e imprese agli strumenti di promozione della generazione distribuita e dell'efficienza energetica fanno ritenere che le politiche di sostegno su questi temi potranno continuare, purché sia posta grande attenzione alla minimizzazione degli oneri. Dovranno essere attuate forme di coinvolgimento per costruire i grandi impianti (aggiuntivi rispetto a quelli distribuiti, ma comunque necessari) e le altre infrastrutture fisiche, in modo da assicurare una ordinata e tempestiva realizzazione degli interventi, in coerenza con il percorso di raggiungimento degli obiettivi.

Si confida, dunque, che l'innovazione delle politiche per la decarbonizzazione del settore energetico, sviluppata con contestuale attenzione agli altri temi su cui sussiste sensibilità di cittadini e imprese, abbia un adeguato consenso. Consenso che può essere accresciuto da misure di tutela delle fasce più deboli della popolazione e dando ampia attenzione a efficienza energetica e generazione diffusa da fonti rinnovabili anche nella misura in cui esse possano distribuire i vantaggi della transizione energetica ai cittadini consumatori e alle stesse imprese.

## *ii. Strategia relativa alle cinque dimensioni dell'Unione dell'energia*

Il presente piano intende dare attuazione a una visione di ampia trasformazione dell'economia, nella quale la decarbonizzazione, l'economia circolare, l'efficienza e l'uso razionale ed equo delle risorse naturali rappresentano insieme obiettivi e strumenti per una economia più rispettosa delle persone e dell'ambiente.

Coerentemente con questa visione, l'Italia intende affrontare i temi relativi a energia e clima in modo integrato, e condivide l'approccio olistico proposto dal Regolamento Governance, che mira a una strategia organica e sinergica sulle cinque dimensioni dell'energia.

Gli obiettivi generali perseguiti dall'Italia sono sostanzialmente:

- a. accelerare il percorso di decarbonizzazione, considerando il 2030 come una tappa intermedia verso una decarbonizzazione profonda del settore energetico entro il 2050;
- b. mettere il cittadino e le imprese (in particolare piccole e medie) al centro, in modo che siano protagonisti e beneficiari della trasformazione energetica e non solo soggetti finanziatori delle politiche attive; ciò significa promozione dell'autoconsumo e delle comunità dell'energia rinnovabile, ma anche massima regolazione e massima trasparenza del segmento della vendita, in modo che il consumatore possa trarre benefici da un mercato concorrenziale;
- c. favorire l'evoluzione del sistema energetico, in particolare nel settore elettrico, da un assetto centralizzato a uno distribuito basato prevalentemente sulle fonti rinnovabili, adottando misure che migliorino la capacità delle stesse rinnovabili di contribuire alla

- sicurezza e, nel contempo, favorendo assetti, infrastrutture e regole di mercato che a loro volta contribuiscano all'integrazione delle rinnovabili;
- d. continuare a garantire adeguati approvvigionamenti delle fonti convenzionali, perseguendo la sicurezza e la continuità della fornitura, con la consapevolezza del progressivo calo di fabbisogno di tali fonti convenzionali, sia per la crescita delle rinnovabili che per l'efficienza energetica;
  - e. promuovere l'efficienza energetica in tutti i settori, come strumento per la tutela dell'ambiente, il miglioramento della sicurezza energetica e la riduzione della spesa energetica per famiglie e imprese;
  - f. promuovere l'elettrificazione dei consumi, in particolare nel settore civile e nei trasporti, come strumento per migliorare anche la qualità dell'aria e dell'ambiente;
  - g. accompagnare l'evoluzione del sistema energetico con attività di ricerca e innovazione che, in coerenza con gli orientamenti europei e con le necessità della decarbonizzazione profonda, sviluppino soluzioni idonee a promuovere la sostenibilità, la sicurezza, la continuità e l'economicità delle forniture - comprese quelle per l'accumulo di lungo periodo dell'energia rinnovabile - e favoriscano il riorientamento del sistema produttivo verso processi e prodotti a basso impatto di emissioni carbonio che trovino opportunità anche nella domanda indotta da altre misure di sostegno;
  - h. adottare, anche a seguito dello svolgimento della Valutazione Ambientale Strategica (che si concluderà successivamente alla presentazione di questo documento), obiettivi e misure che riducano i potenziali impatti negativi della trasformazione energetica su altri obiettivi parimenti rilevanti, quali la qualità dell'aria e dei corpi idrici, il contenimento del consumo di suolo e la tutela del paesaggio;
  - i. continuare il processo di integrazione del sistema energetico nazionale in quello dell'Unione.

Il perseguimento di questi obiettivi generali suggerisce l'adozione di politiche e misure orizzontali, aggiuntive alle misure settoriali illustrate nel capitolo 3, le quali, a loro volta, dovranno essere coordinate e strutturate in modo da essere funzionali, oltre che agli obiettivi specifici, anche agli obiettivi generali sopra elencati.

Le misure orizzontali includeranno:

- una attenta governance del piano che ne consenta l'attuazione coordinata e che garantisca unitarietà di azione, in particolare nei tempi e processi di autorizzazione e realizzazione delle infrastrutture fisiche, nel coordinamento delle attività per la ricerca e l'innovazione e, più in generale, nel monitoraggio degli effetti del piano in termini di riorientamento del sistema produttivo, nonché di costi e benefici. In considerazione della trasversalità del piano, che investe i compiti di molte amministrazioni dello Stato, e dell'assetto delle competenze fissato dalla Costituzione italiana, questa governance comprenderà diversi Ministeri, coinvolgendo, nel rispetto dei relativi ruoli, le Regioni, i Comuni, l'Autorità di regolazione, con la possibilità di integrazione con rappresentanti del mondo della ricerca, delle associazioni delle imprese e dei lavoratori. Un importante presupposto per una governance del piano che sia efficace ed efficiente è l'ampia condivisione degli obiettivi e l'attivazione e gestione coordinata di politiche e misure, condivisione che si conta di acquisire a seguito di un processo partecipato, a partire dalla consultazione pubblica e dalla Valutazione Ambientale Strategica;
- la valutazione delle azioni necessarie per una effettiva semplificazione dei procedimenti per la realizzazione degli interventi nei tempi previsti. Questo, unitamente alla stabilità del quadro normativo e regolatorio, compatibilmente con le esigenze di aggiornamento conseguenti all'evoluzione tecnologica e al monitoraggio di costi e benefici delle misure, contribuirà alla regolare progressione verso gli obiettivi;

- l'aggiornamento dei compiti - e, se necessario, la riforma - dei diversi organismi pubblici operanti sui temi energetici e ambientali, in modo che i rispettivi ruoli e attività siano tra loro coordinati e funzionali agli obiettivi del piano e, più in generale, agli obiettivi di decarbonizzazione profonda per il 2050;
- la promozione di attività di ricerca, anche coinvolgendo i gestori delle reti, sulle modalità per sviluppare l'integrazione dei sistemi (elettrico, gas, idrico), esplorando, ad esempio, la possibilità di utilizzare infrastrutture esistenti per l'accumulo dell'energia rinnovabile, anche di lungo periodo, con soluzioni efficaci sotto il profilo costi/benefici economici e ambientali;
- l'integrazione di nuove tecnologie nel sistema energetico, a partire da quelle dell'informazione, per agevolare la generazione distribuita, la sicurezza, la resilienza, l'efficienza energetica, nonché la partecipazione attiva dei consumatori ai mercati energetici;
- la disponibilità a valutare strumenti aggiuntivi, se necessari, quali ad esempio la revisione della fiscalità energetica, diversificata sulla base delle emissioni climalteranti e inquinanti, con attenzione alle fasce deboli della popolazione e ai settori produttivi che ancora non disponessero di opzioni alternative ai combustibili e carburanti tradizionali;
- la possibilità di utilizzo dei meccanismi di flessibilità della legislazione europea settoriale.

Per quanto riguarda la strategia relativa a ciascuna delle cinque dimensioni dell'Unione dell'energia, fermi gli obiettivi e le misure illustrate nei pertinenti capitoli, si riportano di seguito alcuni elementi principali.

#### **Dimensione della decarbonizzazione**

L'Italia ritiene di accelerare la transizione dai combustibili tradizionali alle fonti rinnovabili, promuovendo il graduale abbandono del carbone per la generazione elettrica a favore di un mix elettrico basato su una quota crescente di rinnovabili e, per la parte residua, sul gas. Per il verificarsi di tale transizione sarà necessario realizzare con la dovuta programmazione gli impianti sostitutivi e le necessarie infrastrutture.

L'Italia attuerà tutte le politiche e misure necessarie al raggiungimento degli obiettivi di riduzione di gas a effetto serra concordate a livello internazionale ed europeo. Per i settori coperti dal sistema di scambio quote EU ETS - innanzitutto il termoelettrico e l'industria energivora - oltre a un livello dei prezzi della CO<sub>2</sub> più elevato rispetto a quello degli ultimi anni, contribuiranno il phase out dal carbone, programmato entro il 2025, e una significativa accelerazione delle rinnovabili e dell'efficienza energetica nei processi di lavorazione. Per gli altri comparti, interessati dagli obiettivi fissati con il Regolamento Effort Sharing (ESR), saranno promosse misure che tengano conto del potenziale e dei costi della riduzione delle emissioni; il contributo più significativo sarà comunque rappresentato dal settore trasporti e da quello civile (residenziale e terziario), combinando misure per l'efficienza e l'impiego delle rinnovabili.

Riguardo alle rinnovabili, l'Italia intende promuoverne l'ulteriore sviluppo insieme alla tutela e al potenziamento delle produzioni esistenti, se possibile superando l'obiettivo del 30%, che comunque è da assumere come contributo che si fornisce per il raggiungimento dell'obiettivo comunitario. A questo scopo, si utilizzeranno strumenti calibrati sulla base dei settori d'uso, delle tipologie di interventi e della dimensione degli impianti, con un approccio che mira al contenimento del consumo di suolo e dell'impatto paesaggistico e ambientale, comprese le esigenze di qualità dell'aria. Per il settore elettrico, si intende, anche in vista dell'elettrificazione dei consumi, fare ampio uso di superfici edificate o comunque già utilizzate, valorizzando le diverse forme di autoconsumo, anche con generazione e accumuli distribuiti. Si intende inoltre promuovere la realizzazione di sistemi, a partire da alcune piccole isole non interconnesse alle reti nazionali, nei quali sia sperimentata una più accelerata decarbonizzazione ed elettrificazione dei consumi con fonti rinnovabili. Nel settore termico, avrà grande rilievo il coordinamento con gli strumenti per



l'efficienza energetica, in particolare per gli edifici, e la coerenza degli strumenti con gli obiettivi di qualità dell'aria.

#### **Dimensione dell'efficienza energetica**

Si intende ricorrere a un mix di strumenti di natura fiscale, economica, regolatoria e programmatica, prevalentemente calibrati per settori di intervento e tipologia dei destinatari.

Si perseguirà, tuttavia, anche l'integrazione dell'efficienza energetica in politiche e misure aventi finalità principali diverse dall'efficienza al fine di ottimizzare il rapporto tra costi e benefici delle azioni. Sotto questo profilo, il grande potenziale di efficienza del settore edilizio potrà essere meglio sfruttato con misure che perseguano, ad esempio, la riqualificazione energetica insieme alla ristrutturazione edilizia, sismica, impiantistica ed estetica di edifici e quartieri, in coerenza con la strategia di riqualificazione del parco immobiliare al 2050.

Per i trasporti si attribuisce rilievo prioritario alle politiche per il contenimento del fabbisogno di mobilità e all'incremento della mobilità collettiva, in particolare su rotaia, compreso lo spostamento del trasporto merci da gomma a ferro. A questi scopi, pure in attesa della più compiuta definizione del quadro, si intende prospettare, attraverso un confronto preventivo con le Regioni, un significativo ricorso alle risorse del ciclo di programmazione comunitario 2021-27 per lo sviluppo e la coesione, che al momento propone obiettivi tra i quali - oltre a un'Europa più verde e priva di emissioni di carbonio grazie all'attuazione dell'accordo di Parigi e agli investimenti nella transizione energetica, nelle energie rinnovabili e nella lotta contro i cambiamenti climatici - anche un'Europa più connessa, dotata di reti di trasporto e digitali strategiche, e un'Europa più vicina ai cittadini mediante il sostegno alle strategie di sviluppo gestite a livello locale e allo sviluppo urbano sostenibile in tutta l'UE. Per il residuo fabbisogno di mobilità privata e merci, si intende promuovere l'uso dei carburanti alternativi e in particolare il vettore elettrico, e accrescere la quota di rinnovabili attraverso strumenti di natura regolatoria, coordinati con le autonomie locali, ed economici.

#### **Dimensione della sicurezza energetica**

Per la sicurezza dell'approvvigionamento si intende perseguire, da un lato, la riduzione della dipendenza dalle importazioni mediante l'incremento delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica e, dall'altro, la diversificazione delle fonti di approvvigionamento (ad esempio facendo ricorso al gas naturale anche tramite GNL, con infrastrutture coerenti con lo scenario di decarbonizzazione profonda al 2050).

Verranno monitorati i consumi e le fonti di approvvigionamento al fine di garantire il rispetto del Regolamento di sicurezza n. 1938/2017 riguardo al piano di azione preventiva e ai piani di emergenza.

#### **Dimensione del mercato interno**

Si ritiene un vantaggio per l'intera Unione un maggior grado di integrazione dei mercati, e dunque si potenzieranno le interconnessioni elettriche e il market coupling con gli altri Stati membri, ma si studieranno e svilupperanno anche, vista la posizione geografica dell'Italia, interconnessioni con paesi terzi, con lo scopo di favorire scambi efficienti.

Riguardo alle infrastrutture di trasmissione, i riferimenti sono i Piano di sviluppo 2016, 2017 e 2018 di Terna, che andranno revisionati con lo scopo di introdurre gli ulteriori interventi, compresi i sistemi di accumulo centralizzati, necessari per garantire l'integrazione in sicurezza delle fonti rinnovabili e la riduzione dell'overgeneration, da realizzare in modo conforme a quanto previsto dalla più recente disciplina comunitaria.

Si è comunque persuasi che nel lungo periodo il mercato elettrico evolverà verso forme di contrattazione diverse, in quanto le fonti rinnovabili sulle quali si dovrà necessariamente puntare per incrementarne gli apporti hanno un costo prevalente di investimento e gli impianti a fonti tradizionali avranno sempre più una funzione complementare. Ciò comporta l'esigenza di appropriati strumenti, per un verso finalizzati allo sviluppo delle rinnovabili, per l'altro alla adeguatezza del sistema, con riverberi anche sul mercato del gas.

Quanto a sicurezza e flessibilità del sistema elettrico, ferma la promozione di un'ampia partecipazione di tutte le risorse disponibili - compresi gli accumuli, le rinnovabili e la domanda - occorrerà tener conto della trasformazione del sistema indotta dal crescente ruolo delle rinnovabili e della generazione distribuita, sperimentando nuove architetture e modalità gestionali, anche con ruolo attivo dei TSO.

Le esigenze di flessibilità potranno beneficiare anche della integrazione tra sistemi (elettrico, idrico e gas in particolare), da avviare in via sperimentale, anche con lo scopo di studiare le più efficienti modalità per l'accumulo di lungo termine di energia rinnovabile.

Grande attenzione sarà prestata alla resilienza dei sistemi, in particolare delle reti di trasmissione e distribuzione, con interventi di carattere preventivo, commisurati alla prevedibile intensificazione di fenomeni e sollecitazioni intense, e di regole gestionali che consentano ai sistemi il ripristino di funzionamento in tempi rapidi.

Riguardo alla povertà energetica, si valuteranno, a integrazione delle misure proposte, sostegni specifici per interventi di efficienza e di installazione di impianti a fonti rinnovabili in autoconsumo.

#### **Dimensione della ricerca, innovazione e competitività**

Tre sono i criteri fondamentali che ispireranno l'azione su ricerca e innovazione nel settore energetico:

- a. la finalizzazione delle risorse e delle attività allo sviluppo di processi, prodotti e conoscenze che abbiano uno sbocco nei mercati aperti dalle misure di sostegno all'utilizzo delle tecnologie per le rinnovabili, l'efficienza energetica e le reti;
- b. l'integrazione sinergica tra sistemi e tecnologie;
- c. vedere il 2030 come una tappa del percorso di decarbonizzazione profonda.

Parimenti, le misure di sostegno all'innovazione dei settori diversi da quello energetico dovranno adeguatamente considerare le dimensioni della decarbonizzazione e dell'efficienza energetica, in modo da favorire l'ammodernamento del sistema produttivo in coerenza con lo scenario energetico e ambientale di lungo termine.

Riguardo alla competitività, la strategia di cui ai punti precedenti dovrà essere associata, oltre che all'integrazione nel mercato unico, anche a una attenta regolazione dei mercati energetici, in modo che i consumatori e le imprese beneficino dei positivi effetti di una trasparente competizione, e a un oculato ricorso ai meccanismi di sostegno dai quali possano conseguire oneri gravanti sulla collettività.

*iii. Tabella riassuntiva con gli obiettivi, le politiche e le misure principali del piano*

Per supportare e fornire una robusta base analitica al Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNEC) sono stati realizzati:

- uno scenario BASE che descrive una evoluzione del sistema energetico con politiche e misure correnti;
- uno scenario PNEC che quantifica gli obiettivi strategici del piano.

Nelle tabelle seguenti sono illustrati i principali obiettivi del piano al 2030 su rinnovabili, efficienza energetica ed emissioni di gas serra e le principali misure previste per il raggiungimento degli obiettivi del Piano.

Tabella 1 - Principali obiettivi su energia e clima dell'UE e dell'Italia al 2020 e al 2030

	Obiettivi 2020		Obiettivi 2030	
	UE	ITALIA	UE	ITALIA (PNEC)
<b>Energie rinnovabili (FER)</b>				
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia	20%	17%	32%	30%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti	10%	10%	14%	21,6%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi per riscaldamento e raffrescamento			+1,3% annuo (indicativo)	+1,3% annuo (indicativo)
<b>Efficienza Energetica</b>				
Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007	-20%	-24%	-32,5% (indicativo)	-43% (indicativo)
Risparmi consumi finali tramite regimi obbligatori efficienza energetica	-1,5% annuo (senza trasp.)	-1,5% annuo (senza trasp.)	-0,8% annuo (con trasporti)	-0,8% annuo (con trasporti)
<b>Emissioni Gas Serra</b>				
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	-21%		-43%	
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	-10%	-13%	-30%	-33%
Riduzione complessiva dei gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990	-20%		-40%	

Tabella 2– Principali misure previste per il raggiungimento degli obiettivi del PNEC

Ambito	Nome sintetico della misura	Tipo di strumento
Emissioni	Codice dell'Ambiente	Regolatorio
	Codice nazionale indicativo di buone pratiche agricole per il controllo delle emissioni di ammoniaca	Programmatico
	Divieto progressivo di circolazione per autovetture più inquinanti	Regolatorio
	European Union Emissions Trading Scheme (EU ETS)	Regolatorio
	Miglioramento della gestione dei rifiuti	Regolatorio
	Misure per il miglioramento della qualità dell'aria nel bacino padano	Regolatorio
	Phase down degli idrofluorocarburi (HFC)	Regolatorio
	Politica Agricola Comune (PAC) e Piani di Sviluppo Rurale (PSR) - Periodo 2014 - 2020	Economico
	Politica Agricola Comune (PAC) e Piani di Sviluppo Rurale (PSR) - Periodo 2021 - 2027	Economico
	Rapporto Annuale sulle Foreste italiane (RAF)	Programmatico
	Riduzione degli inquinanti atmosferici - Recepimento Direttiva (UE) 2016/2284	Regolatorio
	Uso del suolo, cambiamento di uso del suolo e silvicoltura - Regolamento LULUCF	Programmatico
	Disciplina dei requisiti, delle procedure e delle competenze per il rilascio di una certificazione dei generatori di calore alimentati a biomasse combustibili solide	Regolatorio
FER elettriche	Esenzione oneri autoconsumo per piccoli impianti	Regolatorio
	Promozione dei PPA per grandi impianti a fonte rinnovabile	Regolatorio
	Incentivazione dei grandi impianti a fonte rinnovabile mediante procedure competitive per le tecnologie più mature	Economico
	Supporto a grandi impianti da fonte rinnovabile con tecnologie innovative e lontane dalla competitività	Economico
	Aggregazione di piccoli impianti per l'accesso all'incentivazione	Regolatorio
	Concertazione con enti territoriali per l'individuazione di aree idonee	Regolatorio
	Semplificazione di autorizzazioni e procedure per il revamping/repowering di impianti esistenti	Regolatorio
	Promozione di azioni per l'ottimizzazione della produzione degli impianti esistenti	Informazione
	Supporto all'installazione di sistemi di accumulo distribuito	Economico
Semplificazione delle autorizzazioni per autoconsumatori e comunità a energia rinnovabile	Regolatorio	
FER elettriche e FER termiche	Revisione della normativa per l'assegnazione delle concessioni idroelettriche	Regolatorio
	Estensione e perfezionamento dell'obbligo di integrazione delle rinnovabili negli edifici esistenti	Regolatorio
	Perfezionamento dell'obbligo di integrazione delle rinnovabili negli edifici nuovi	Regolatorio
	Detrazione fiscale per riqualificazioni energetiche e ristrutturazioni edilizie	Fiscale
	Incentivi per la promozione delle rinnovabili elettriche e termiche nelle isole minori	Economico

<b>FER termiche Efficienza</b>	Certificati Bianchi	Economico
	Conto Termico	Economico
<b>FER trasporti</b>	Incentivi al biometano e altri biocarburanti avanzati	Economico
	Obbligo biocarburanti e altre FER in recepimento della RED II	Regolatorio
	Riduzione emissioni GHG dei carburanti del 6% al 2020	Regolatorio
	Certificazione della sostenibilità dei biocarburanti	Regolatorio
<b>Efficienza trasporti</b>	Piano Nazionale Infrastrutturale per la Ricarica dei veicoli alimentati a energia Elettrica - PNIRE	Programmatico
	Potenziamento infrastrutture (trasporto ferroviario regionale)	Programmatico
	Potenziamento infrastrutture (sistemi di trasporto rapido di massa)	Economico
	Piani Urbani per la Mobilità Sostenibile - PUMS	Programmatico
	Rinnovo veicoli pubblici per trasporto persone (rinnovo del parco adibito al trasporto pubblico locale)	Economico
	Rinnovo veicoli pubblici per trasporto persone (rinnovo convogli ferroviari)	Economico
	Rinnovo veicoli pubblici per il trasporto persone (obbligo di acquisto di veicoli a combustibili alternativi per la PA)	Regolatorio
	Rinnovo veicoli privati per trasporto persone (misure regolatorie)	Regolatorio
	Rinnovo veicoli privati per il trasporto persone (punti di rifornimento di combustibili alternativi - DAFI)	Programmatico
	Rinnovo veicoli privati per trasporto persone (incentivi all'acquisto di veicoli più efficienti e a minori emissioni climalteranti)	Economico
	Shift modale nell'ambito del trasporto delle persone (misure per il mobility management)	Programmatico
	Shift modale nell'ambito del trasporto delle merci	Programmatico
	Shift modale nell'ambito del trasporto delle merci (Marebonus)	Economico
	Shift modale nell'ambito del trasporto delle merci (Ferrobonus)	Economico
Rinnovo veicoli per trasporto merci	Programmatico	
<b>Efficienza settori diversi dai trasporti</b>	Audit energetici nelle imprese	Regolatorio
	Fondo Nazionale per l'Efficienza Energetica	Economico
	Obbligo di efficientamento delle reti di illuminazione pubblica	Regolatorio
	Piano Nazionale Impresa 4.0	Fiscale
	Rafforzamento delle misure finalizzate al cambiamento comportamentale dei consumatori	Programmatico
	Programmi d'informazione e formazione dei consumatori - PIF	Formazione Informazione
	Detrazione fiscale per le riqualificazioni energetiche e le ristrutturazioni edilizie	Fiscale
	Programma di riqualificazione energetica della Pubblica Amministrazione centrale PREPAC	Economico

<b>Sicurezza elettrica</b>	Adeguamento della disciplina riguardante le autorizzazioni degli impianti termoelettrici	Programmatico
	Aggiornamento del piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico (PESSE)	Regolatorio
	Cybersecurity	Programmatico
	Mercato della capacità	Regolatorio
	Piani di difesa della rete di trasmissione e adozione di misure di continuo adeguamento tecnologico	Programmatico
	Piani per la resilienza della rete a eventi meteo estremi	Programmatico
<b>Sicurezza gas</b>	Aggiornamento del Piano di Emergenza del sistema italiano del gas naturale in modo coordinato con i Piani di Emergenza degli altri Paesi connessi negli stessi corridoi di approvvigionamento del reg. 1938/2017	Regolatorio
	Coordinamento dei piani decennali di sviluppo della rete nazionale italiana gasdotti con i piani degli altri TSO europei e studi sul possibile utilizzo dell'infrastruttura gas anche in miscela con idrogeno	Programmatico
	Cybersecurity	Programmatico
	Diversificazione fonti di approvvigionamento anche tramite GNL	Programmatico
	Revisione del Piano di Azione Preventiva del sistema italiano del gas naturale in funzione del nuovo Regolamento di sicurezza n.1938/2017	Regolatorio
	Organizzazione delle misure di solidarietà tra Stati membri	Programmatico
<b>Mercato elettrico</b>	Adeguamento misura a favore delle imprese energivore	Regolatorio
	Aggiornamento del modello di dispacciamento e ruolo dei DSO	Regolatorio
	Completamento della liberalizzazione dei mercati al dettaglio	Regolatorio
	Diffusione della tecnologia di integrazione tra veicoli e rete elettrica: vehicle to grid	Programmatico
	Potenziamento di sistemi di accumuli concentrati	Programmatico
	Riorganizzazione e razionalizzazione delle configurazioni con autoconsumo	Programmatico
	Superamento PUN (Prezzo Unico Nazionale energia elettrica)	Programmatico
	Sviluppo del continuous trading nel mercato intraday	Regolatorio
	Sviluppo del market coupling	Programmatico
	Sviluppo delle energy communities	Programmatico
	Sviluppo di sistemi di accumulo distribuiti	Programmatico
	Sviluppo di sistemi di accumulo funzionali alla gestione in sicurezza ed efficienza della RTN	Programmatico
	Potenziamento interconnessioni elettriche con l'estero	Programmatico
Sviluppo della rete interna	Programmatico	
Aggregazione di impianti di generazione, anche insieme a sistemi di stoccaggio, e di unità di consumo per l'accesso ai mercati dei servizi	Regolatorio	
<b>Mercato elettrico e gas</b>	Potenziamento del bonus elettrico e gas e automatismo per l'accesso alla misura	Regolatorio

<b>Mercato gas</b>	Introduzione aree SECA nei mari italiani, in coordinamento con Paesi transfrontalieri	Regolatorio
	Riduzione dello spread tra prezzi gas al PSV e prezzi hub nordeuropei	Programmatico
	Stabilizzazione fiscale per GNL nei trasporti	Fiscale
	Liberalizzazione mercati al dettaglio	Regolatorio
	Sviluppo dell'utilizzo del biometano nei settori diversi dal trasporto (istituzione sportello unico, misure di semplificazione)	Programmatico
	Sviluppo GNL nei trasporti marittimi e stradali pesanti	Programmatico
<b>Ricerca, innovazione e competitività</b>	Accordi per l'innovazione	Ricerca
	Cluster Energia	Ricerca
	Fondo di garanzia	Economico
	Fondo per la Ricerca di sistema elettrico	Regolatorio
	Aumento fondi pubblici per ricerca per iniziativa Mission Innovation	Economico
	Iper e super-ammortamento	Fiscale
	Credito d'imposta per la ricerca	Fiscale
	Accordo di cooperazione per biocarburanti in aviazione	Programmatico
	Progetto di ricerca ENAC per la produzione di carburante alternativo	Ricerca
Agevolazione per Beni strumentali ("Nuova Sabatini")	Economico	

## 1.2 Panoramica della situazione politica attuale

---

### *i. Sistema energetico nazionale e dell'Unione e contesto delle politiche del piano nazionale*

Fin dalla sottoscrizione del **Protocollo di Kyoto**, l'Unione europea e i suoi Stati membri si sono impegnati in un percorso finalizzato alla lotta ai cambiamenti climatici attraverso l'adozione di politiche e misure comunitarie e nazionali di decarbonizzazione dell'economia.

Percorso confermato durante la XXI Conferenza delle Parti della Convenzione Quadro per la lotta contro i cambiamenti climatici, svoltasi a Parigi nel 2015, che con decisione 1/CP21, ha adottato l'**Accordo di Parigi**. L'Accordo stabilisce la necessità del contenimento dell'aumento della temperatura media globale ben al di sotto dei 2°C e il perseguimento degli sforzi di limitare l'aumento a 1.5°C, rispetto ai livelli preindustriali.

L'Italia ha firmato l'accordo il 22 aprile 2016 e lo ha ratificato l'11 novembre 2016. L'Accordo, che è entrato in vigore il 4 Novembre 2016, è stato ratificato, alla data di stesura del presente documento, da 184 delle 197 Parti della Convenzione Quadro.

A livello comunitario, con il Consiglio europeo di marzo 2007 per la prima volta è stato previsto un approccio integrato tra politiche energetiche e per la lotta ai cambiamenti climatici, con il **Pacchetto Clima-Energia 2020**.

Gli obiettivi del Pacchetto, alcuni dei quali vincolanti, sono stati recepiti nelle legislazioni nazionali degli Stati membri a partire dal 2009. Tra gli obiettivi vincolanti, l'Italia ha un target di riduzione delle emissioni di gas serra per i settori non regolati dalla Direttiva ETS del 13% entro il 2020 rispetto ai livelli del 2005. Per quanto riguarda la promozione delle fonti di energia rinnovabile l'Italia ha l'obiettivo di raggiungere nel 2020 una quota pari al 17% di energia da rinnovabili nei Consumi Finali Lordi di energia e un sotto-obiettivo pari al 10% di energia da rinnovabili nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti.

Nel 2017 i Consumi Finali Lordi complessivi di energia (ovvero la grandezza introdotta dalla Direttiva 2009/28/CE ai fini del monitoraggio dei target UE sulle FER) in Italia si sono attestati intorno a 120 Mtep e quelli di energia da FER intorno a 22 Mtep: la quota dei consumi coperta da FER si attesta dunque sul 18,3%, valore superiore al target assegnato all'Italia dalla Direttiva 2009/28/CE per il 2020.

Per quanto riguarda il settore elettrico, nel 2017 il 35% circa della produzione lorda nazionale proviene da FER; la fonte rinnovabile che nel 2017 ha fornito il contributo più importante alla produzione elettrica effettiva è quella idraulica (35% della produzione elettrica complessiva da FER), seguita dalla fonte solare (23%), dalle bioenergie (19%), dalla fonte eolica (17%) e da quella geotermica (6%).

Nel settore termico proviene da fonti rinnovabili poco meno del 20% dei consumi energetici complessivi. In particolare, nel 2017 sono stati consumati circa 11,2 Mtep di energia da FER, di cui circa 10,3 Mtep in modo diretto (attraverso caldaie individuali, stufe, camini, pannelli solari, pompe di calore, impianti di sfruttamento del calore geotermico) e circa 0,9 Mtep sotto forma di consumi di calore derivato (ad esempio attraverso sistemi di teleriscaldamento alimentati da biomasse). La fonte rinnovabile più utilizzata nel 2017 per i consumi termici è la biomassa solida (circa 7,9 Mtep), utilizzata soprattutto nel settore domestico in forma di legna da ardere e pellet. Assumono grande rilievo anche le pompe di calore (2,65 Mtep), mentre sono ancora limitati i contributi dei bioliquidi, del biogas, della fonte geotermica e di quella solare.

Per quanto riguarda il settore trasporti nel 2017 sono stati immessi in consumo circa 1,2 mln t di biocarburanti (contenuto energetico pari a 1,06 Mtep), in larga parte costituiti da biodiesel.



Si conferma il buon livello di efficienza energetica del nostro paese: nel 2016 l'indice ODEX per l'intera economia italiana, pari a 92,7, ha confermato i miglioramenti registrati a partire dall'anno 2005 (anno di riferimento 2000 posto pari a 100).

I consumi finali di energia (esclusi gli usi non energetici) nel 2016 sono stati pari a 115,9 Mtep (fonte: bilanci energetici Eurostat), in lieve diminuzione rispetto al 2015 (-0,3%). Il settore trasporti ha ribadito il calo degli ultimi anni, assestandosi su un consumo di 39,1 Mtep (-1,1%); il consumo del settore residenziale è stato pari a 32,2 Mtep (-1,0% rispetto al 2015). In controtendenza, invece, i settori servizi e industria, che hanno registrato incrementi dei consumi pari rispettivamente a +0,3% e +1,4%, determinati principalmente dalla dinamica dell'attività economica.

Nel 2016 l'intensità energetica primaria dell'Italia è stata pari a 107,8 tep/mIn€2005; il calo rispetto al 2015 (-1,8%) è determinato dalla riduzione dei consumi primari a fronte della crescita del PIL; in generale, nel 2016 l'Italia ha mostrato una riduzione dell'intensità energetica tra le più importanti dell'Unione europea.

La progressiva incidenza delle FER e la riduzione dell'intensità energetica hanno contribuito, negli ultimi anni, alla riduzione della dipendenza del nostro Paese dalle fonti di approvvigionamento estere; la quota di fabbisogno energetico nazionale soddisfatta da importazioni nette rimane elevata (pari al 76,5%) ma più bassa di circa 6 punti percentuali rispetto al 2010.

Nel 2017 riprende a crescere, dopo un decennio di riduzione quasi continua, la domanda di energia primaria (+1,5% rispetto al 2016); questa è soddisfatta sempre meno dal petrolio (che comunque rappresenta un terzo del totale), dai combustibili solidi (al 6,1%) e dall'energia elettrica importata (al 4,9%). Cresce invece il contributo del gas (al 36,2%) e si conferma quello delle fonti rinnovabili (pari a poco meno di un quinto).

Il cammino dell'Italia verso la sostenibilità oltre il 2020 seguirà il solco tracciato dalla **Strategia per un'Unione dell'energia** - basata sulle cinque dimensioni: decarbonizzazione (incluse le rinnovabili), efficienza energetica, sicurezza energetica, mercato dell'energia completamente integrato, ricerca, innovazione e competitività - e dal nuovo **quadro per l'energia e il clima 2030** approvato dal Consiglio europeo nelle conclusioni del 23 e 24 ottobre 2014 e successivi provvedimenti attuativi.

Alla luce del contesto, in vista del 2030 e della roadmap al 2050, l'Italia sta compiendo uno sforzo per dotarsi di strumenti di pianificazione finalizzati all'identificazione di obiettivi, politiche e misure coerenti con il quadro europeo e funzionali a migliorare la sostenibilità ambientale, la sicurezza e l'accessibilità dei costi dell'energia.

Con Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico e del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, il 10 novembre 2017 è stata adottata la nuova **Strategia Energetica Nazionale** (SEN), che, come dichiarato dai Ministri che l'hanno approvata, costitutiva non un punto di arrivo, ma un punto di partenza per la preparazione del Piano integrato per l'energia e il clima (PNEC), utile per l'istruttoria tecnica di base e per la consultazione svolta.

Oltre alla Strategia Energetica Nazionale, vari sono i documenti di rilievo che disegnano a livello nazionale un contesto favorevole all'adozione del PNEC: di seguito se ne citano alcuni.

L'adozione nel 2013 della "**Strategia europea di Adattamento al Cambiamento Climatico**" ha dato l'impulso ai Paesi europei a dotarsi di una Strategia nazionale in materia. Con Decreto del Ministero dell'Ambiente del 16 giugno 2015 è stata approvata la **Strategia Nazionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici** con l'obiettivo di definire come affrontare gli impatti dei cambiamenti climatici, comprese le variazioni climatiche e gli eventi meteo-climatici estremi e individuare un set di azioni e indirizzi finalizzati a: ridurre al minimo i rischi derivanti dai cambiamenti climatici, proteggere la salute e il benessere e i beni della popolazione, preservare il patrimonio naturale, mantenere o migliorare la capacità di adattamento dei sistemi naturali, sociali ed economici.

Il 7 dicembre 2017 è stato approvato il documento **“Verso un modello di economia circolare per l'Italia - Documento di inquadramento e posizionamento strategico”** elaborato dal Ministero dello Sviluppo Economico e dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare. Il documento ha l'obiettivo di fornire un inquadramento generale dell'economia circolare nonché di definire il posizionamento strategico dell'Italia sul tema, in continuità con gli impegni adottati nell'ambito dell'Accordo di Parigi sui cambiamenti climatici, dell'Agenda 2030 delle Nazioni Unite sullo Sviluppo Sostenibile e in sede G7: il tutto per delineare un quadro per passare dall'attuale modello di economia lineare a quello circolare, con un ripensamento delle strategie e dei modelli di mercato, anche per salvaguardare la competitività dei settori industriali e il patrimonio delle risorse naturali.

La **Strategia Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile (SNSvS)**, approvata dal CIPE il 22 dicembre 2017, disegna una visione di futuro e di sviluppo incentrata sulla sostenibilità, quale valore condiviso e imprescindibile per affrontare le sfide globali del nostro paese. La Strategia rappresenta il primo passo per declinare a livello nazionale i principi e gli obiettivi dell'Agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile, assumendone i 4 principi guida: integrazione, universalità, trasformazione e inclusione. La SNSvS è strutturata in cinque aree, corrispondenti alle cosiddette “5P” dello sviluppo sostenibile proposte dall'Agenda 2030: Persone, Pianeta, Prosperità, Pace e Partnership. Una sesta area è dedicata ai cosiddetti vettori per la sostenibilità, da considerarsi come elementi essenziali per il raggiungimento degli obiettivi strategici nazionali. Il documento propone in modo sintetico una visione per un nuovo modello economico circolare, a basse emissioni di CO<sub>2</sub>, resiliente ai cambiamenti climatici e agli altri cambiamenti globali causa di crisi locali come, ad esempio, la perdita di biodiversità, la modificazione dei cicli biogeochimici fondamentali (carbonio, azoto, fosforo) e i cambiamenti nell'utilizzo del suolo.

Il documento **“Elementi per una Roadmap della Mobilità Sostenibile”**, elaborato nel 2017 con contributi del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, enti di ricerca, operatori economici del settore e associazioni di consumatori e di categoria, fornisce il contesto attuale della mobilità in Italia e degli impatti ambientali nonché un approfondimento delle opportunità offerte dall'evoluzione tecnologica dei mezzi di trasporto. Secondo questo documento, la costruzione in Italia di una filiera industriale dei veicoli improntata sulle tecnologie innovative rappresenta un tassello indispensabile per sviluppare una vasta infrastruttura per i carburanti alternativi. La Roadmap evidenzia inoltre il ruolo delle misure di sostegno, tra le quali notevole rilievo viene attribuito alle politiche locali a favore della mobilità sostenibile. È nelle città infatti che si concentrano le criticità del congestionamento del traffico, delle emissioni inquinanti e della sicurezza stradale. È pertanto nelle città che deve essere stimolato il cambiamento culturale verso l'utilizzo della bicicletta, del trasporto collettivo, della mobilità condivisa e dei veicoli alimentati con carburanti alternativi. È inoltre auspicabile l'utilizzo sempre più diffuso delle applicazioni digitali, quali ad esempio web-conference, il telelavoro e lo smart working, nonché la realizzazione di servizi on line, che riducano la necessità degli spostamenti fisici delle persone.

Il **Piano Nazionale Infrastrutturale per la Ricarica dei veicoli alimentati ad energia Elettrica (PNIRE)**, approvato nel 2012 e aggiornato nel 2016, è stato adottato attraverso un percorso condiviso con i principali dicasteri competenti nonché con gli stakeholders del settore. Il Piano ha come obiettivi al 2020 la realizzazione fino a 13.000 punti di ricarica lenta/accelerata, 6.000 punti di ricarica veloce, con un rapporto di 1 punto di ricarica pubblica ogni 8 punti di ricarica privati, e la presenza di 130.000 veicoli elettrici. In tale ambito nel 2017 è stato sottoscritto l'Accordo di programma con le Regioni e gli Enti locali per la realizzazione di reti di ricarica dei veicoli elettrici finalizzato a concentrare gli interventi per la realizzazione del Piano in funzione delle effettive esigenze territoriali, promuovendo e valorizzando la partecipazione di soggetti pubblici e privati. È previsto uno stanziamento complessivo di 72,2 mln€, a fronte di un cofinanziamento statale pari a 28,7 mln€.

Il **Piano d'azione per la sostenibilità ambientale dei consumi nel settore della Pubblica Amministrazione** (ovvero Piano Nazionale d'Azione sul Green Public Procurement - PAN GPP) prevede i seguenti tre principali obiettivi ambientali strategici: riduzione delle emissioni di gas a effetto serra, riduzione delle sostanze chimiche pericolose, riciclo e riuso dei materiali.

Il **Piano d'azione in materia di produzione e consumo sostenibile (PAN SCP)** si colloca nell'ambito delle politiche e delle strategie internazionali e nazionali su economia circolare, uso efficiente delle risorse e protezione del clima, dando attuazione agli indirizzi comunitari relativi al Piano d'azione europeo su Produzione e consumo sostenibili e su Politica industriale sostenibile COM(2008)397 e all'Agenda 2030 delle Nazioni Unite.

Il **Quadro strategico nazionale per lo sviluppo del mercato dei combustibili alternativi nel settore dei trasporti e la realizzazione delle relative infrastrutture** (D.Lgs. 16 dicembre 2016, n. 257) favorisce l'utilizzo dei carburanti alternativi, in particolare dell'elettricità, del gas naturale e dell'idrogeno. Per quanto riguarda l'elettricità il decreto ha previsto misure per la realizzazione di un numero adeguato di punti di ricarica. In particolare, si introduce l'obbligo di predisporre le condizioni per l'installazione di infrastrutture per la ricarica elettrica nelle nuove costruzioni. Conseguentemente i regolamenti edilizi comunali dovranno essere adeguati alle nuove predisposizioni. È inoltre previsto l'obbligo per gli Enti locali di dotare il proprio parco autoveicoli, autobus e mezzi di servizio di pubblica utilità, al momento del suo rinnovo, di almeno il 25% di veicoli elettrici o alimentati a GNL o a GNC. La norma prevede altresì la predisposizione di punti di rifornimento nei porti per il GNL per la navigazione interna e marittima. E' anche stabilito un percorso per l'utilizzo in prospettiva dell'idrogeno nel settore del trasporto.

#### *ii. Politiche e misure attuali per l'energia e il clima relative alle cinque dimensioni dell'Unione dell'energia*

L'Italia ha riservato e continua a dedicare molta attenzione alle cinque dimensioni dell'Unione dell'energia avendo messo in campo numerose misure per lo sviluppo energetico sostenibile e per il contrasto ai cambiamenti climatici.

Nella tabella seguente sono indicate le principali misure in vigore al momento della stesura di questo documento, relativamente alle cinque dimensioni dell'Unione dell'energia.

Tabella 3 – Principali politiche e misure attuali per l'energia e il clima relative alle cinque dimensioni dell'Unione dell'energia (per semplicità nella tabella per ogni politica è indicata una dimensione prevalente, ma molte misure agiscono su più dimensioni, ad esempio le misure sull'efficienza incidono anche sulla decarbonizzazione)

DIMENSIONE	SETTORE	MISURA
DECARBONIZZAZIONE – Emissioni e assorbimenti gas serra	Industria	European Union Emissions Trading Scheme (EU ETS)
DECARBONIZZAZIONE – Emissioni e assorbimenti gas serra	Trasporti	Divieto progressivo di circolazione per autovetture più inquinanti (D. L. 50/2017 e precedenti)
DECARBONIZZAZIONE – Emissioni e assorbimenti gas serra	Non energetico	Completa attuazione del Regolamento UE sui gas fluorurati a effetto serra (Reg. n. 517/2014)
DECARBONIZZAZIONE – Emissioni e assorbimenti gas serra	Non energetico	Miglioramento della gestione dei rifiuti in discarica (D.M. 25/6/2015 e precedenti)
DECARBONIZZAZIONE – Emissioni e assorbimenti gas serra	Non energetico	Politica Agricola Comune (PAC) e Piani di Sviluppo Rurale (PSR) UE per il periodo 2014-2020
DECARBONIZZAZIONE – Emissioni e assorbimenti gas serra	Non energetico	Riduzione delle emissioni in atmosfera provenienti dalle attività agricole - zootecniche (Accordo Bacino Padano 2013)
DECARBONIZZAZIONE – Emissioni e assorbimenti gas serra	Non energetico	Codice dell'Ambiente
DECARBONIZZAZIONE – Rinnovabili	Elettrico	Certificati Verdi (D.M. 18/12/2008 e precedenti)
DECARBONIZZAZIONE – Rinnovabili	Elettrico	Tariffa Onnicomprensiva (D.M. 16/12/2008)
DECARBONIZZAZIONE – Rinnovabili	Elettrico	Incentivazione rinnovabili elettriche non FTV (D.M. 6/7/2012)
DECARBONIZZAZIONE – Rinnovabili	Elettrico	Incentivazione rinnovabili elettriche non FTV (D.M. 23/6/2016)
DECARBONIZZAZIONE – Rinnovabili	Elettrico	Esenzione oneri autoconsumo
DECARBONIZZAZIONE – Rinnovabili	Elettrico	Linee guida per la valutazione ex ante delle derivazioni idriche (Decreto n. 29/STA del 13/2/2017)
DECARBONIZZAZIONE – Rinnovabili	Elettrico	Linee guida per l'aggiornamento dei metodi di determinazione del deflusso minimo vitale (Decreto n. 29/STA del 13/2/2017)
DECARBONIZZAZIONE – Rinnovabili	Elettrico	Detrazioni fiscali per ristrutturazioni edilizie (L. n.449 del 27/12/1997 e s.m.i.)

DECARBONIZZAZIONE – Rinnovabili	Elettrico	Priorità di dispacciamento (D.Lgs. 16/3/1999, n. 79 e successivi)
DECARBONIZZAZIONE – Rinnovabili	Elettrico	Scambio Sul Posto (Delibera ARERA 570/2012 e s.m.i.)
DECARBONIZZAZIONE – Rinnovabili	Elettrico	Superammortamento (L. 27/12/2017 e precedenti)
DECARBONIZZAZIONE – Rinnovabili	Elettrico, Termico	Obbligo di integrazione rinnovabili negli edifici nuovi o ristrutturati (D.Lgs. 28/2011 - allegato 3)
DECARBONIZZAZIONE – Rinnovabili	Elettrico, Termico	Fonti rinnovabili nelle Isole Minori (D.M. 14/2/2017)
DECARBONIZZAZIONE – Rinnovabili	Termico	Conto Termico (D.M. 16/2/2016 e precedenti)
DECARBONIZZAZIONE – Rinnovabili	Termico	Detrazioni fiscali per riqualificazione energetica (L. n. 205 del 27/12/2017 e precedenti)
DECARBONIZZAZIONE – Rinnovabili	Trasporti	Biocarburanti (D.M. 10/10/2014 e s.m.i.)
DECARBONIZZAZIONE – Rinnovabili	Trasporti	Incentivi biometano (D.M. 2/3/2018 e precedenti)
EFFICIENZA ENERGETICA	Industria	Audit energetici e sistemi di gestione dell'energia (D.Lgs. 102/2014)
EFFICIENZA ENERGETICA	Industria	Nuova Sabatini (D.L. n. 69/2013, art. 2)
EFFICIENZA ENERGETICA	Industria	Piano Nazionale Impresa 4.0 (L. n. 205 del 27/12/2017 e precedenti)
EFFICIENZA ENERGETICA	Industria, Residenziale, Terziario, Trasporti	Certificati Bianchi (D.M. 10/5/2018 e precedenti)
EFFICIENZA ENERGETICA	Industria, Residenziale, Terziario, Trasporti	PAEE 2017. Risultati conseguiti al 2016 e principali misure per il raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica al 2020 (D.M. 11/12/2017)
EFFICIENZA ENERGETICA	Industria, Terziario	Cogenerazione ad Alto Rendimento (D.M. 5/9/2011)
EFFICIENZA ENERGETICA	Industria, Terziario, Pubblica Amministrazione	Fondo Nazionale per l'Efficienza Energetica (D.M. 22/12/2017)
EFFICIENZA ENERGETICA	Pubblica Amministrazione	Cabina di regia efficientamento energetico (D.M. 9/1/2015)
EFFICIENZA ENERGETICA	Pubblica Amministrazione	Conto Termico (D.M. 16/2/2016 e precedenti)

EFFICIENZA ENERGETICA	Pubblica Amministrazione	Criteri Ambientali Minimi (D.M. 11/1/2017)
EFFICIENZA ENERGETICA	Pubblica Amministrazione	Fondo Kyoto (D.M. 14/4/2015)
EFFICIENZA ENERGETICA	Pubblica Amministrazione	Fondo Sviluppo Coesione 2014-2020 (D.Lgs. 88/2011)
EFFICIENZA ENERGETICA	Pubblica Amministrazione	Programma PREPAC (D.M. 16/9/2016)
EFFICIENZA ENERGETICA	Pubblica Amministrazione	Riprogrammazione Fondo Kyoto per l'edilizia pubblica scolastica (D.M. 22/2/2016)
EFFICIENZA ENERGETICA	Pubblica Amministrazione	Servizio integrato energia - Consip
EFFICIENZA ENERGETICA	Pubblica Amministrazione	Servizio luce – Consip
EFFICIENZA ENERGETICA	Residenziale	Detrazione fiscale per riqualificazioni energetiche (L. n. 205 del 27/12/2017 e precedenti)
EFFICIENZA ENERGETICA	Residenziale	Detrazione fiscale per ristrutturazioni edilizie (L. n. 449 del 27/12/1997)
EFFICIENZA ENERGETICA	Residenziale	Nuove linee guida per i contratti di prestazione energetica per gli edifici (D.Lgs. 50/2016)
EFFICIENZA ENERGETICA	Residenziale	Fiscalità immobiliare, sostegno alle politiche abitative e finanza locale (L. 28/10/2013 n.124, Plafond casa)
EFFICIENZA ENERGETICA	Residenziale, Terziario	Prestazione energetica degli edifici EPBD (Direttiva 844/2018 e precedenti)
EFFICIENZA ENERGETICA	Residenziale, Terziario	Piano d'azione nazionale per incrementare gli edifici a energia quasi zero - PANZEB (D.M. 19/6/2017)
EFFICIENZA ENERGETICA	Residenziale, Terziario	Programmi d'informazione e formazione dei consumatori (D.Lgs. 102/2014, articolo 13)
EFFICIENZA ENERGETICA	Residenziale, Terziario	Requisiti minimi di prestazione energetica degli edifici (D.M. 26/6/2015)
EFFICIENZA ENERGETICA	Trasporti	Collegato Ambientale (L. 28/12/2015, n.208)
EFFICIENZA ENERGETICA	Trasporti	Finanziamenti per il rinnovo del parco rotabile su gomma adibito al trasporto pubblico locale (L. 11/12/2016, n.232)
EFFICIENZA ENERGETICA	Trasporti	Incentivi allo sviluppo degli ITS (gestione del traffico, infomobilità, smart road) (D.M. 28/2/2018)
EFFICIENZA ENERGETICA	Trasporti	Integrazione modale, potenziamento ultimo miglio ferroviario e stradale (porti e interporti ) (DEF 2017, Allegato Infrastrutture)

EFFICIENZA ENERGETICA	Trasporti	Piano Nazionale Infrastrutturale per la Ricarica dei veicoli alimentati a energia Elettrica (PNIRE) (L. 7/8/2012, n.134)
EFFICIENZA ENERGETICA	Trasporti	Punti di ricarica per i veicoli alimentati a energia elettrica (D.Lgs. 257/2016, attuazione della Direttiva DAFI)
EFFICIENZA ENERGETICA	Trasporti	RETE TEN-T (Corridoi Ferroviari merci), Rete CORE 2030, Rete Comprehensive 2050 (DEF 2016, Allegato Infrastrutture)
EFFICIENZA ENERGETICA	Trasporti	Sistemi di riqualificazione elettrica per automobili, autobus e autocarri (D.M. 1/12/2015)
EFFICIENZA ENERGETICA	Trasporti	SNIT 1 e SNIT 2 - Sviluppo delle infrastrutture di trasporto e logistica (DEF 2015,2016,2017,2018, Allegato Infrastrutture)
EFFICIENZA ENERGETICA	Trasporti	Sviluppo e promozione mobilità ciclopedonale (L. 11/1/2018, n.2)
EFFICIENZA ENERGETICA	Trasporti	Sviluppo sharing mobility (carpooling, car sharing, van sharing) (DEF 2016, Allegato Infrastrutture)
EFFICIENZA ENERGETICA	Trasporti	Sviluppo trasporto rapido di massa (L. 27/12/2017, n.205)
SICUREZZA ENERGETICA	Elettrico	Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico (PESSE) (Aggiornamento periodico Delibera CIPE del 6/11/1979)
SICUREZZA ENERGETICA	Gas	Aggiornamento del Piano di Azione Preventiva del sistema italiano del gas naturale (D.M. 18/10/2017, Allegato I)
SICUREZZA ENERGETICA	Gas	Aggiornamento del Piano di Emergenza del sistema italiano del gas naturale (D.M. 18/10/2017, Allegato II)
SICUREZZA ENERGETICA	Gas	Adeguamento della rete di trasporto del gas e ammodernamento dei sistemi di monitoraggio
SICUREZZA ENERGETICA	Gas	Adozione di misure per fronteggiare situazioni sfavorevoli per il sistema gas tramite l'immissione in rete di gas appositamente stoccato in terminali GNL (D.M. 18/10/2013 - Disposizioni per l'attivazione del peak shaving)
SICUREZZA ENERGETICA	Gas	Definizione dei volumi di gas da destinare allo stoccaggio strategico
SICUREZZA ENERGETICA	Gas	Definizione dei profili erogativi dagli stoccaggi di gas naturale in sotterraneo, in funzione delle esigenze dei clienti protetti
SICUREZZA ENERGETICA	Gas	Interconnessioni con Malta, Albania e Grecia. Valutazione possibile recupero capacità persa di import da Nord Europa
MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA	Interconnessioni elettriche	Sviluppo della capacità di interconnessione con l'estero
MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA	Rete elettrica	Realizzazione di sistemi di accumulo dell'energia (D.Lgs. 28/2011 e D.Lgs. 93/2011)
MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA	Rete elettrica	Autorizzazione delle opere di connessione alle reti elettriche (D.Lgs. 28/2011, artt. 4 e 16)



MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA	Rete elettrica	Pianificazione dello sviluppo della rete di trasmissione nazionale (D.Lgs. 28/2011, art. 17)
MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA	Rete elettrica	Remunerazione degli interventi sulla rete di trasmissione nazionale (D.Lgs. 28/2011, art.17)
MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA	Rete elettrica	Remunerazione degli interventi sulla rete di trasmissione nazionale - Smart Grid (D.Lgs. 28/2011, art.18)
MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA	Rete elettrica	Semplificazione connessione impianti FTV su edificio (D.M. 19/5/2015)
MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA	Rete gas	Passaggio dell'allocazione della capacità di rigassificazione regolata da meccanismi a tariffa a meccanismi ad asta
MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA	Rete gas	Ammodernamento della rete nazionale gas e adeguamento dei sistemi di odorizzazione
MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA	Mercato elettrico	Riduzione oneri tariffari sul consumo di energia elettrica (L. 20/11/2017, n.167, art. 19 comma 1)
MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA	Mercato elettrico	Decreto energivori (D.M. 21/12/2017)
MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA	Mercato elettrico e gas	Ruolo attivo consumatori
MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA	Dispacciamento	Aggregazione di impianti di generazione e utenze (D.Lgs. 102/2014)
MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA	Dispacciamento	Partecipazione della generazione distribuita e della domanda al mercato di dispacciamento attraverso soggetti aggregatori
MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA	Mercato elettrico	Bonus sociale luce (D.M. 28/12/2007 e Deliberazioni ARERA)
MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA	Mercato gas	Bonus sociale gas (D.M. 28/12/2007 e Deliberazioni ARERA)
RICERCA, INNOVAZIONE E COMPETITIVITA'	Ricerca	Accordi di cooperazione
RICERCA, INNOVAZIONE E COMPETITIVITA'	Ricerca	Finanziamento per la ricerca sul sistema energetico e per le tecnologie clean (Mission Innovation)
RICERCA, INNOVAZIONE E COMPETITIVITA'	Ricerca	Partenariati di ricerca pubblico-privati (D.Lgs. 19/4/2017, n. 56)
RICERCA, INNOVAZIONE E COMPETITIVITA'	Ricerca	Progetti di ricerca
RICERCA, INNOVAZIONE E COMPETITIVITA'	Competitività	ACE - Aiuto alla crescita economica (D.L. 06/12/2011, n. 201 e s.m.i.)
RICERCA, INNOVAZIONE E COMPETITIVITA'	Competitività	IRES, IRI e contabilità per cassa (L. 11/12/2016, n. 232)



---

RICERCA, INNOVAZIONE E COMPETITIVITA'	Competitività	Agevolazioni imprese energivore (D.M. 21/12/2017)
RICERCA, INNOVAZIONE E COMPETITIVITA'	Competitività	Salario di produttività (L. 11/12/2016, n. 232)

---

*iii. Principali questioni di rilevanza transfrontaliera*

Nel 2017, la richiesta di energia elettrica è stata soddisfatta per l'88,2% da produzione nazionale (stessa percentuale nel 2016), per un valore pari a 282,8 miliardi di kWh (+2,0% rispetto al 2016) al netto dei consumi dei servizi ausiliari e dei pompaggi. La restante quota del fabbisogno (11,8%) è stata coperta dalle importazioni nette dall'estero, per un ammontare di 37,8 miliardi di kWh, in aumento del 2,0% rispetto all'anno precedente.

La rete di trasmissione nazionale è interconnessa con l'estero attraverso 25 linee: 4 con la Francia, 12 con la Svizzera, 2 con l'Austria, 2 con la Slovenia, 2 collegamenti in corrente continua (il cavo con la Grecia e il doppio collegamento, denominato SACOI, con la Corsica, continente da un lato e Sardegna dall'altro), un ulteriore cavo in corrente alternata tra Sardegna e Corsica, un collegamento in cavo sottomarino e terrestre a 220 kV tra Italia e Malta.

Figura 1 - Interconnessioni esistenti [Fonte: Terna - Piano di Sviluppo 2018]



In adempimento agli obblighi di concessione di Terna sono oggi in fase di realizzazione o di progettazione preliminare: il collegamento HDVC Piosasco – Grand’Ile (Italia – Francia), il collegamento HVDC Villanova – Tivat (Italia – Montenegro), il collegamento 132 kV Prati di Vize/Brennero (Italia –Austria), il collegamento Sardegna – Corsica – Italia continentale SACOI3 (Italia – Francia), il collegamento Italia – Tunisia (progetto ELMED).

Figura 2 - Progetti di interconnessione pianificati da Terna [Fonte: Terna - Piano di Sviluppo 2018]



Inoltre, in attuazione di quanto previsto dalla legge 99/2009, Terna ha individuato, in collaborazione con i TSO dei Paesi confinanti, nuovi possibili interconnector, finanziati (in tutto o in parte) da soggetti privati selezionati sulla base di quanto previsto dalle stesse disposizioni di legge. In particolare i progetti di interesse riguardano le frontiere con Francia, Svizzera, Austria, Slovenia e Montenegro.

Figura 3 - Interconnector in corso di sviluppo [Fonte: Terna - Piano di Sviluppo 2018]



Questione rilevante, nel settore elettrico, appare essere l'utilizzo di tali interconnessioni. Il saldo import-export di energia elettrica dell'Italia negli ultimi due anni si è attestato intorno ai 37 TWh, valore in riduzione rispetto a quelli registrati nel quinquennio precedente, stabilmente sopra i 40 TWh. Ferma restando l'opportunità di integrazione dei mercati, per il futuro il saldo import-export dell'Italia potrebbe essere influenzato anche dall'evoluzione dei sistemi energetici degli Stati con i quali l'Italia è interconnessa, sia per obiettivi di decarbonizzazione, sia per l'evoluzione del mix. Si tratta di aspetti che potranno essere oggetto di prima valutazione in una fase successiva, a partire dalla disponibilità delle bozze dei Piani energia e clima degli altri Paesi europei.

Per quanto riguarda il settore del gas naturale, il consumo in Italia nel 2017 è stato pari a 75,1 mld di standard m<sup>3</sup>, in aumento di circa 4,2 mld di Sm<sup>3</sup> (+6,0%) rispetto al 2016. Le importazioni di gas naturale nel 2017 sono state pari a 69,4 mld di Sm<sup>3</sup>, rappresentando circa il 92% dell'offerta totale e con un incremento del fabbisogno da importazione rispetto all'anno precedente del 7% circa, pari in valore assoluto a 4,3 mld di Sm<sup>3</sup>. L'incremento dell'importazione ha contribuito a compensare la riduzione della produzione nazionale che nel 2017 ha registrato un volume totale pari a 5,2 mld di Sm<sup>3</sup> con decremento del 5,9%.

Tabella 4 – Consumo di gas naturale in Italia (mld di Sm<sup>3</sup> con PCS pari a 10,6 kWh/Sm<sup>3</sup>) [Fonte: Snam Rete Gas]

	2015	2016	2017	Var. ass. 2017 vs 2016	Var. % 2017 vs 2016
Importazioni	60,82	65,07	69,35	4,28	6,6%
Produzione nazionale*	6,43	5,57	5,24	-0,33	-5,9%
Saldo netto prelievi/immissioni stoccaggio**	-0,31	-0,2	0,2	0,4	-212,7%
Totale disponibilità di gas naturale	66,94	70,44	74,81	4,38	6,2%
Esportazioni***	-0,27	-0,26	-0,32	-0,06	22,6%
Gas immesso su rete regionale di altri operatori	0,05	0,04	0,03	-0,01	-19,0%
Altri consumi****	0,80	0,71	0,63	-0,08	-10,7%
<b>Totale consumi Italia</b>	<b>67,52</b>	<b>70,91</b>	<b>75,15</b>	<b>4,24</b>	<b>6,0%</b>

\*Dato al netto degli autoconsumi di gas dei pozzi

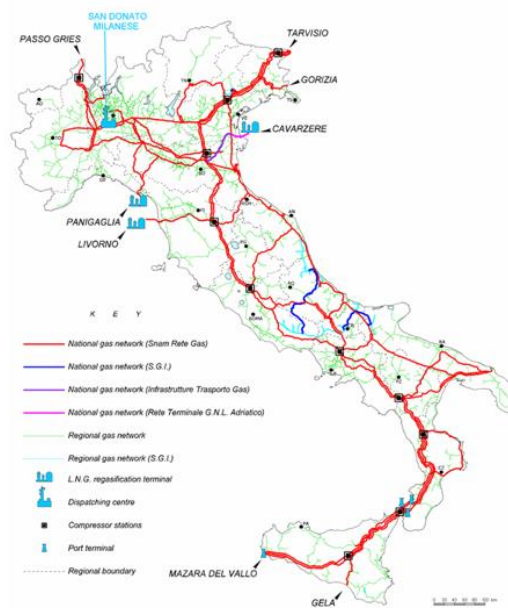
\*\*Inteso come saldo tra prelievo da stoccaggio (+) e immissioni in stoccaggio (-) espressi al lordo dei consumi per iniezione/erogazione

\*\*\*Include i transiti e le esportazioni verso la Repubblica di San Marino

\*\*\*\* Comprende i consumi dei terminali di GNL, i consumi delle centrali di compressione per stoccaggio e delle centrali per il trattamento della produzione

Il gas proveniente dall'estero viene immesso sulla Rete Nazionale di Gasdotti attraverso 5 punti di entrata in corrispondenza delle interconnessioni con i metanodotti di importazione (Tarvisio, Gorizia, Passo Gries, Mazara del Vallo, Gela) e dai terminali di rigassificazione del GNL di Panigaglia, nell'offshore dell'Alto Adriatico e nel Mar Tirreno davanti la costa Toscana.

Figura 4: infrastruttura di rete gas naturale [Fonte: Snam Rete Gas]



Tra i progetti riguardanti l'interconnessione della rete gas con l'estero si segnala:

- la conclusione nel 2018 del progetto "Supporto al mercato nord ovest e flussi bidirezionali transfrontalieri" che consente di incrementare l'integrazione del mercato italiano con gli altri mercati europei, integrazione che rappresenta un fattore abilitante per favorire l'allineamento dei prezzi fra i diversi hub (Progetto PCI);
- l'avvio dei lavori del progetto "Interconnessione TAP – Trans Adriatic Pipeline", funzionale al collegamento del nuovo punto di entrata alla rete nazionale dei gasdotti rendendo disponibile una capacità massima in ingresso pari a 46 MSm<sup>3</sup>/g;
- il progetto di interconnessione con Malta attraverso un nuovo gasdotto con partenza da Gela (Progetto PCI); il progetto nel 2018 è stato sottoposto, con esito positivo, a consultazione pubblica in Italia e a Malta;
- il progetto Eastmed, volto a diversificare ulteriormente gli approvvigionamenti per il sistema italiano ed europeo con il gas naturale proveniente dal bacino israeliano/cipriota;

#### *iv. Struttura amministrativa per l'attuazione delle politiche nazionali per l'energia e il clima*

La riforma del titolo V della Costituzione e, in particolare, l'articolo 117, colloca la materia della "produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia" tra le competenze concorrenti tra Stato e Regioni.

Il testo dell'articolo 117 della Costituzione ha conservato alla potestà esclusiva dello Stato materie connesse al settore energetico, tra le quali:

- i rapporti con l'Unione europea
- la tutela della concorrenza;
- la tutela dei livelli essenziali delle prestazioni concernenti i diritti civili e sociali;
- la tutela dell'incolumità e della sicurezza pubblica;
- la tutela dell'ambiente e dell'ecosistema.

All'interno dei principi stabiliti dalla legge nazionale, tra le funzioni poste in capo alle Regioni vi sono:

- la formulazione degli obiettivi di politica energetica regionale;

- la localizzazione e realizzazione degli impianti di teleriscaldamento;
- lo sviluppo e la valorizzazione delle risorse endogene e delle fonti rinnovabili;
- il rilascio delle concessioni idroelettriche;
- la certificazione energetica degli edifici;
- la garanzia delle condizioni di sicurezza e compatibilità ambientale e territoriale;
- la sicurezza, affidabilità e continuità degli approvvigionamenti regionali;
- il conseguimento degli obiettivi di limitazione delle emissioni di gas serra posti dal Protocollo di Kyoto.

Inoltre, in virtù dei tre vincoli che accomunano lo Stato e le Regioni nel legiferare - il rispetto della Costituzione, il rispetto dell'ordinamento comunitario e il rispetto degli obblighi internazionali - le Regioni sono chiamate, in solido con lo Stato, al raggiungimento degli obiettivi vincolanti previsti per il 2020 dall'Unione europea in materia di energia e di clima.

Le funzioni dello Stato chiamano in causa in primo luogo il Ministero dello Sviluppo economico, che ha la competenza sull'energia intesa sia come sicurezza sia come economicità delle forniture, il Ministero dell'Ambiente per gli aspetti ambientali e relativi ai cambiamenti climatici, e il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti per le funzioni in materia di trasporti, ma anche su altre tematiche rilevanti quali, solo ad esempio, le grandi dighe. Inoltre, diversi altri Ministeri concorrono al perseguimento degli obiettivi in materia di energia e clima e all'attuazione delle misure relative alle cinque dimensioni dell'energia.

In questo quadro, assume un ruolo importante la funzione di rilevazione statistica e di monitoraggio relative ai diversi fenomeni oggetto del presente Piano: una accurata misurazione quantitativa della struttura e delle dinamiche delle diverse componenti del sistema energetico nazionale è, infatti, condizione essenziale sia per l'identificazione delle misure concrete da realizzare sia per la valutazione dei relativi risultati/impatti.

In ambito Eurostat/UE, peraltro, è ormai riconosciuta l'esigenza di potenziare le statistiche energetiche e di estenderne il campo di pertinenza per favorire e supportare le decisioni di policy; a solo titolo di esempio, sono state istituite diverse task force con il compito di individuare nuovi campi di indagine o di approfondire quelli già esistenti, sviluppando una maggiore disaggregazione settoriale dei consumi energetici. In parallelo, anche la normativa alla base dell'attività statistica - a iniziare dai Regolamenti comunitari sulle statistiche energetiche e dalle direttive dedicate alla promozione delle energie rinnovabili - si aggiorna continuamente con nuovi ambiti di applicazione, nuove definizioni, nuovi criteri di contabilizzazione.

Affinché l'Italia possa restare al passo con tale scenario evolutivo, si prevede di destinare specifiche risorse alla realizzazione di rilevazioni statistiche periodiche che consentano di ricostruire struttura e caratteristiche dei consumi energetici nei diversi settori (residenziale, terziario, industriale, trasporti) con modalità, definizioni e metodologie armonizzate in ambito Eurostat. Altrettanto rilevante sarà l'attività di monitoraggio, estesa almeno all'orizzonte di Piano, del grado di raggiungimento di particolari target individuati in ambito UE, a iniziare da quelli sullo sviluppo delle rinnovabili - a livello complessivo e settoriale - curata dal GSE.

Concorrono alla realizzazione delle politiche nazionali connesse al raggiungimento degli obiettivi nazionali diversi altri soggetti, operanti in un assetto coerente con le regole europee. Tra esse si citano innanzitutto l'**Autorità Garante per la Concorrenza e il Mercato (AGCM)** e l'**Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA)**: nel rispetto dell'indipendenza dal potere esecutivo, tali organismi hanno, sia pur con ruoli diversi, compiti essenziali di tutela degli interessi dei consumatori e di promozione della concorrenza, l'efficienza e la diffusione di servizi con adeguati livelli di qualità, anche in materia di energia, nonché, per quanto riguarda ARERA, di regolare buona parte degli strumenti connessi alle politiche energetiche nazionali.

La società **Terna S.p.A.** svolge il ruolo di operatore dei sistemi di trasmissione nazionale (TSO). I compiti di Terna prevedono la gestione della rete ad alta e altissima tensione, la manutenzione delle infrastrutture di rete, la pianificazione dello sviluppo e la costruzione della rete, il dispacciamento ossia la gestione dei flussi di elettricità sulla rete, garantendo un equilibrio costante tra domanda e offerta elettrica. Tali servizi regolamentati vengono svolti in regime di monopolio sulla base della concessione governativa, con regolazione di ARERA.

**Snam Rete Gas** è la principale società di trasporto del gas naturale, è responsabile per il suo dispacciamento su tutto il territorio nazionale e si configura come gestore del sistema di trasporto del gas naturale in regime di separazione proprietaria in osservanza del D.Lgs. 1/6/2011, n. 93, che ha recepito le Direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE relative alle norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e del gas naturale. L'insieme delle regole per l'accesso e l'utilizzo del servizio di trasporto sulla rete di metanodotti di Snam Rete Gas, nonché i livelli di qualità del servizio, sono definiti nel Codice di Rete approvato da ARERA, la quale disciplina inoltre il sistema tariffario del trasporto di gas naturale stabilendo i criteri di determinazione delle tariffe per ciascun periodo di regolazione.

La rete di distribuzione elettrica in Italia è suddivisa attualmente tra 126 **imprese distributrici (DSO)**, operanti sulla base di concessioni del Ministero dello Sviluppo Economico (62) e delle Province di Trento e Bolzano (64). Si tratta di soggetti molto differenziati per ampiezza del territorio servito, dimensione e disciplina giuridica di riferimento (comuni, aziende municipalizzate, tipologie di società). Gli atti di concessione ministeriale sono pubblicati sul sito web del Ministero dello Sviluppo Economico; in più, Terna pubblica e tiene aggiornato sul proprio sito internet l'elenco delle imprese distributrici e dei relativi codici identificativi, nonché l'archivio storico delle variazioni societarie intervenute relativamente a tali imprese. Più articolata, e peraltro in riorganizzazione, la struttura delle concessioni di distribuzione gas.

Di particolare rilievo le funzioni del **Gestore dei Servizi Energetici (GSE)**, società interamente partecipata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze (MEF), operante in conformità con gli indirizzi strategici e operativi definiti dal Ministero dello Sviluppo Economico, e responsabile della gestione e del monitoraggio dei meccanismi di sostegno alle energie rinnovabili - nel settore elettrico, termico e dei trasporti - e all'efficienza energetica.

Fanno parte del gruppo GSE: la società **Ricerca sul Sistema Energetico (RSE)**, il **Gestore dei Mercati Energetici (GME)** e l'**Acquirente Unico (AU)**.

**RSE** è una società attiva nell'analisi, studio e ricerca applicata all'intero settore energetico con particolare riferimento ai progetti strategici nazionali di interesse pubblico generale, finanziati con il Fondo per la Ricerca di Sistema, e a finanziamento internazionale. I principali contenuti dei progetti RSE attengono all'evoluzione di metodi e tecnologie per la produzione energetica sostenibile, la distribuzione e lo stoccaggio dell'energia elettrica, gli scenari di sistema energetico in linea con gli obiettivi e gli indirizzi della politica energetica nazionale e i programmi energetici dell'UE.

**GME** è responsabile dell'organizzazione e della gestione economica del mercato elettrico, dei mercati dell'ambiente, del gas naturale e dei carburanti secondo criteri di neutralità, trasparenza e obiettività, nonché della gestione della piattaforma per la registrazione dei contratti a termine di compravendita di energia elettrica, conclusi al di fuori del mercato.

**AU** ha il ruolo di garantire la fornitura di energia elettrica ai clienti del mercato tutelato (fin quando questo segmento del mercato non sarà superato), e, per conto di ARERA gestisce lo Sportello per il consumatore per fornire assistenza ai clienti finali di energia elettrica e gas, e il Servizio di Conciliazione per la risoluzione delle controversie tra clienti e operatori. AU, inoltre, tramite il Sistema Informativo Integrato (SII), è al centro dei flussi informativi relativi ai mercati liberalizzati dell'energia elettrica e del gas, disponendo di una banca dati dei punti di prelievo e dei dati

identificativi dei clienti. Infine sono state attribuite alla società le funzioni e le attività di Organismo Centrale di Stoccaggio Italiano (OCSIT) per la gestione delle scorte petrolifere di sicurezza.

Anche l'**Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile (ENEA)**, ente di diritto pubblico finalizzato alla ricerca, all'innovazione tecnologica e alla prestazione di servizi avanzati nei settori dell'energia, dell'ambiente e dello sviluppo economico sostenibile, è vigilata dal Ministero dello Sviluppo economico. Vigilato dal Ministero dell'Ambiente è invece l'**Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale (ISPRA)**, ente pubblico che svolge attività di ricerca e sperimentazione, controllo, monitoraggio e valutazione, consulenza strategica, assistenza tecnica e scientifica, informazione, divulgazione, educazione e formazione, in materia ambientale, con riferimento alla tutela delle acque, alla difesa dell'ambiente atmosferico, del suolo, del sottosuolo, della biodiversità marina e terrestre e delle rispettive colture.

Un assetto necessariamente complesso, dunque, che, in vista degli obiettivi 2030, suggerisce un rafforzamento del coordinamento, per un'azione sinergica ai fini del perseguimento degli obiettivi.

Alla luce della ripartizione delle competenze stabilita dalla Costituzione, questo coordinamento chiama in causa in primo luogo Stato e Regioni.

Una modalità di raccordo per la condivisione e il raggiungimento di obiettivi nazionali assunti in ambito comunitario è stata sperimentata con riferimento agli obiettivi 2020 sulle fonti rinnovabili.

Il D.M. MiSE 15 marzo 2012 (c.d. Decreto burden sharing) fissa il contributo che, fermo restando la disponibilità di provvedimenti statali di sostegno, le diverse Regioni e Province autonome sono tenute a fornire ai fini del raggiungimento dell'obiettivo nazionale, attribuendo a ciascuna di esse specifici obiettivi regionali di impiego di FER al 2020. A ciascuna Regione è inoltre associata una traiettoria indicativa, in cui sono individuati obiettivi intermedi relativi agli anni 2012, 2014, 2016 e 2018. Questo approccio basato sulla ripartizione degli sforzi tra le diverse Regioni sarà proposto anche oltre il 2020 per assicurare la condivisione degli obiettivi e chiamare i governi territoriali a concorrere coerentemente al loro raggiungimento.

Più in generale, si intende costituire una struttura tecnico-politica di stimolo all'attuazione del Piano energia e clima che, anche con l'apporto degli organismi in precedenza richiamati, coinvolga attivamente i Ministeri dello Sviluppo Economico, dell'Ambiente, delle Infrastrutture e le Regioni e Province autonome; naturalmente, saranno coinvolti nell'azione anche altri Ministeri che, a vario titolo, hanno compiti direttamente funzionali all'attuazione delle misure: tra essi, i Ministeri dell'Economia, dei Beni Culturali, delle Politiche Agricole, dell'Istruzione, del Lavoro. La struttura potrà essere inoltre l'interfaccia per un dialogo ordinato con le associazioni rappresentative degli interessi imprenditoriali e dei lavoratori dei settori interessati, in modo da promuovere le misure con un approccio che distribuisca in modo equilibrato oneri e vantaggi della transizione energetica.



## 1.3 Consultazioni e coinvolgimento degli enti nazionali e dell'Unione ed esiti ottenuti

---

### *i. Partecipazione del parlamento nazionale*

Tutte le consultazioni saranno avviate a inizio 2019.

Il confronto con il Parlamento nazionale si avvantaggerà dell'indagine, avviata dalla Commissione X (attività produttive, commercio e turismo) della Camera dei deputati. L'indagine, partendo dalla Strategia energetica nazionale adottata nel 2017 e proprio per le finalità del Piano energia e clima, mira, tra l'altro, a indagare sulle modalità per raggiungere i seguenti traguardi:

- rafforzare la diffusione delle tecnologie basso-emissive e rinnovabili;
- promuovere l'innovazione tecnologica per sviluppare nuovi strumenti ad alto potenziale;
- migliorare l'efficienza energetica contenendo i costi di sistema;
- arrivare al phase-out degli impianti termoelettrici a carbone entro il 2025 in piena sicurezza;
- garantire sicurezza e flessibilità delle reti gas ed elettrica;
- azzerare il gap sui prezzi dell'elettricità per famiglie e imprese;
- ridurre i rischi di delocalizzazione delle imprese più energivore.

### *ii. Partecipazione delle autorità locali e regionali*

Salvo una generale informazione sulle linee guida della presente proposta di piano, fornita ai tecnici di Regioni ed Enti Locali, la consultazione sarà avviata a inizio 2019.

### *iii. Consultazioni con le parti interessate, comprese le parti sociali, e impegno della società civile e del pubblico*

La normativa europea stabilisce, con la Direttiva 2001/42/CE, il principio secondo cui tutti i piani e i programmi che possano avere effetti significativi sull'ambiente debbano essere sottoposti a un processo di Valutazione Ambientale Strategica (VAS).

La metodologia VAS ha come obiettivo primario quello di "garantire un elevato livello di protezione dell'ambiente e di contribuire all'integrazione di considerazioni ambientali all'atto dell'elaborazione e adozione di piani e programmi al fine di promuovere lo sviluppo sostenibile". Inoltre la Direttiva specifica che, per definizione, la consultazione costituisce una parte inscindibile della valutazione e che i risultati emersi da tale consultazione devono essere presi in considerazione al momento della decisione, specificando che se manca uno dei due elementi non esiste nessuna valutazione ambientale in conformità alla direttiva. Quindi uno degli elementi della VAS che influenza sostanzialmente il modo di pianificare è il criterio ampio di partecipazione, tutela degli interessi legittimi e trasparenza del processo decisionale, che si attua attraverso il coinvolgimento e la consultazione dei soggetti competenti in materia ambientale e del pubblico che in qualche modo risulta interessato dall'iter decisionale. Questo processo di partecipazione crea i presupposti per il consenso da parte dei soggetti interessati e del pubblico sugli interventi da attuare sul territorio.

La procedura di VAS prevista dalla Direttiva 2001/42/CE è stata recepita, a livello nazionale con il D.Lgs. 3 aprile 2006 n. 152 e s.m.i..

Sulla base del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, per le sue caratteristiche e in quanto redatto da diverse Amministrazioni centrali in ottemperanza al Regolamento sulla Governance dell'Unione dell'energia, rientra nella definizione di piano che deve essere sottoposto a VAS.

Ai fini dell'avvio ufficiale della procedura di VAS del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima sono stati individuati quali Autorità Proponenti i Ministeri che hanno collaborato alla redazione dello stesso, ovvero il Ministero dello sviluppo economico, il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti; l'Autorità Procedente, ovvero il soggetto che recepisce, adotta e approva il Piano, potrà essere la Presidenza del Consiglio dei Ministri, ovvero i tre Ministeri proponenti.

I primi passaggi sono stati la redazione del Rapporto Preliminare Ambientale (Rapporto di Scoping) "sui possibili impatti ambientali significativi dell'attuazione del piano o programma al fine di definire la portata e il livello di dettaglio delle informazioni da includere nel rapporto ambientale", nonché l'individuazione dei Soggetti Competenti in Materia Ambientale (di seguito SCA), ovvero le Pubbliche Amministrazioni e gli enti pubblici che, per le loro specifiche competenze o responsabilità in campo ambientale, possono essere interessati agli impatti sull'ambiente dovuti all'attuazione dei piani e programmi. Nell'individuare i SCA da coinvolgere per l'approvazione del Piano, le Amministrazioni proponenti hanno fatto riferimento a tutti i Ministeri e Istituti con competenze ambientali, ai Segretariati regionali del Ministero dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo e alle Soprintendenze, a tutte le Regioni e Province autonome, alle Agenzie per la protezione dell'ambiente, alle Province e alle Città metropolitane, all'Associazione Nazionale dei Comuni Italiani, ai Distretti Idrografici, agli Enti Parco nazionali e regionali e alla Federazione Italiana Parchi e Riserve Naturali.

La fase di consultazione sul Rapporto Preliminare Ambientale tra l'autorità competente, l'autorità procedente, e i SCA, nel caso del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima avrà una durata di 30 giorni. Durante tale fase tutti i SCA possono formulare osservazioni, obiezioni e suggerimenti in merito al piano che l'autorità competente acquisisce e valuta nell'ambito della procedura VAS.

Il passo successivo è la Redazione del Rapporto Ambientale e della Sintesi non Tecnica.

La proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima e il rapporto ambientale sono messi a disposizione dei soggetti competenti in materia ambientale e del pubblico interessato affinché questi abbiano l'opportunità di esprimersi presentando proprie osservazioni in forma scritta, anche fornendo nuovi o ulteriori elementi conoscitivi e valutativi.

Al termine della procedura l'Autorità competente esprime il proprio parere motivato entro 90 giorni a partire dalla chiusura della consultazione pubblica. L'autorità procedente, di concerto con l'autorità competente e tenendo conto del parere motivato e dei risultati delle consultazioni, provvede alla revisione del piano. L'autorità procedente approva il piano e ne dà informazione pubblicando sui siti web delle autorità interessate il parere motivato, una dichiarazione di sintesi in cui si illustra in che modo le considerazioni ambientali sono state integrate nel piano e le misure adottate in merito al monitoraggio previsto dall'articolo 18 del D.Lgs. 152/2006 (cosiddetto Piano di Monitoraggio Ambientale).

Oltre alla consultazione per il tramite della VAS, si conta di realizzare, a inizio 2019, un portale dedicato alla proposta di piano, in modo da avviare il più ampio confronto sul documento, promuovendo, tra l'altro, il dialogo sulle principali tematiche oggetto del piano, con lo scopo di integrare anche le variabili sociali, trattando le barriere che si frappongono alla transizione energetica.

#### *iv. Consultazioni con altri Stati membri*

La consultazione con altri Stati membri potrà essere eseguita nel 2019.

#### *v. Processo iterativo con la Commissione*

L'Italia instaurerà con la Commissione un processo di interscambio trasparente e strutturato per giungere a una versione definitiva e condivisa del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima.

Ai sensi dell'articolo 9 del Regolamento sulla Governance dell'Unione dell'energia, al massimo entro il 30 giugno 2019 la Commissione potrà formulare specifiche raccomandazioni sul progetto di Piano Nazionale Integrato Energia e Clima trasmesso dall'Italia.

Nel 2019 sarà dunque possibile elaborare la versione definitiva del Piano energia e clima, tenendo conto sia dei risultati delle consultazioni svolte dall'Italia, sia delle osservazioni che la Commissione europea riterrà di dover rendere sul progetto di piano ricevuto.

## 1.4 Cooperazione regionale per la preparazione del piano

---

### *i. Elementi soggetti a una pianificazione congiunta o coordinata con altri Stati membri*

Il tema potrà essere trattato nel 2019.

### *ii. Spiegazione del modo in cui il piano prende in considerazione la cooperazione regionale*

Il tema potrà essere trattato nel 2019

## 2 OBIETTIVI E TRAGUARDI NAZIONALI

---

### 2.1 Dimensione della decarbonizzazione

---

#### 2.1.1 Emissioni e assorbimenti di gas a effetto serra<sup>1</sup>

*i. Elementi di cui all'articolo 4, lettera a, punto 1*

*(1) Per quanto riguarda emissioni e assorbimenti di gas a effetto serra, al fine di contribuire alla realizzazione dell'obiettivo di ridurre le emissioni di gas a effetto serra in tutta l'Unione:*

- i) l'obiettivo nazionale dello Stato membro in merito alle emissioni di gas a effetto serra e i limiti annuali nazionali vincolanti a norma del Regolamento (UE) 2018/842;*
- ii) gli impegni dello Stato membro a norma del Regolamento (UE) 2018/841;*
- iii) se applicabile per conseguire gli obiettivi e i traguardi dell'Unione dell'energia e gli impegni a lungo termine dell'Unione relativi alle emissioni di gas a effetto serra conformemente all'accordo di Parigi, altri obiettivi e traguardi, compresi quelli settoriali e di adattamento*

L'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra al 2030 di almeno il 40% a livello europeo rispetto al 1990 è ripartito tra i settori ETS (industrie energetiche, settori industriali energivori e aviazione) e non ETS (trasporti, residenziale, terziario, industria non ricadente nel settore ETS, agricoltura e rifiuti) che devono registrare rispettivamente un -43% e un -30% rispetto all'anno 2005.

Le emissioni di gas a effetto serra (GHG) da usi energetici rappresentano l'81% del totale nazionale pari, nel 2016, a circa 428 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>equivalente [Mt CO<sub>2</sub>eq] (inventario nazionale delle emissioni di gas a effetto serra, escluso il saldo emissioni/assorbimenti forestali). La restante quota di emissioni deriva da fonti non energetiche, essenzialmente connesse a processi industriali, gas fluorurati, agricoltura e rifiuti.

La tabella seguente fornisce un quadro sintetico del peso di ciascun settore in termini di emissioni di GHG (Mt CO<sub>2</sub>eq) nel periodo 2005-2016.

---

<sup>1</sup> Deve essere assicurata la coerenza con le strategie a lungo termine ai sensi dell'articolo 15.

Tabella 5 - Evoluzione delle emissioni per settore nel periodo 2005-2016 (Emissioni di GHG, Mt di CO<sub>2</sub>eq)  
 [Fonte: ISPRA]

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
<b>DA USI ENERGETICI, di cui:</b>	<b>480.2</b>	<b>471.6</b>	<b>463.5</b>	<b>454.2</b>	<b>408.6</b>	<b>417.2</b>	<b>404.7</b>	<b>387</b>	<b>360</b>	<b>345.1</b>	<b>352.5</b>	<b>347.1</b>
Industrie energetiche	161.3	161.9	161.6	158.1	133.4	134	132.7	128.3	108.8	100.2	105.8	104.4
Industria	83.9	78.9	75.7	72.3	55.8	62.6	61.5	55.6	51.6	52.6	50.9	47.9
Trasporti*	128	129.2	129.2	122.2	116.5	115.2	114.1	106.5	103.8	108.6	106	104.5
Residenziale e commerciale	86.9	82.6	78.7	83.7	85.1	87.8	79.2	80.1	79	67.4	74.1	74.7
Agricoltura	9.3	9.1	8.7	8.4	8.5	8.1	7.9	7.6	7.5	7.5	7.7	7.8
Altro	10.7	9.8	9.5	9.5	9.3	9.5	9.3	8.9	9.1	8.7	8	7.8
<b>DA ALTRE FONTI, di cui:</b>	<b>100.7</b>	<b>95.8</b>	<b>96.5</b>	<b>92.5</b>	<b>86.8</b>	<b>86.8</b>	<b>86.7</b>	<b>84.6</b>	<b>81.3</b>	<b>80.2</b>	<b>80.3</b>	<b>80.8</b>
Processi industriali/gas fluorurati	46.7	42.8	43.1	40.6	35.4	36.4	36.6	33.8	32.8	32.4	32.3	32.1
Agricoltura	32.1	31.7	32.4	31.4	30.8	30.1	30.3	30.9	29.7	29.2	29.4	30.4
Rifiuti	21.9	21.4	21	20.5	20.6	20.4	19.8	19.9	18.7	18.5	18.6	18.3
<b>TOTALE</b>	<b>580.9</b>	<b>567.4</b>	<b>559.9</b>	<b>546.6</b>	<b>495.4</b>	<b>504</b>	<b>491.4</b>	<b>471.6</b>	<b>441.2</b>	<b>425.3</b>	<b>432.9</b>	<b>427.9</b>
<b>Di cui soggetto a ESR</b>	<b>330.5</b>	<b>320.9</b>	<b>315.1</b>	<b>314.6</b>	<b>299.3</b>	<b>301.5</b>	<b>291.2</b>	<b>282.9</b>	<b>274.4</b>	<b>270.4</b>	<b>274.5</b>	<b>270.6</b>

\*Il dato sulla navigazione è riferito alle navi nazionali e ai movimenti nei porti, le navi internazionali non sono incluse

Mentre per i settori ETS l'obiettivo è a livello europeo, essendo il sistema applicato a tutti gli Stati Membri in maniera armonizzata e centralizzata, l'obiettivo di riduzione di gas a effetto serra relativo ai settori ricadenti nell'ambito di applicazione del Regolamento Effort Sharing viene suddiviso tra i vari Stati membri.

Il Regolamento (UE) 2018/842 relativo alle riduzioni annuali vincolanti delle emissioni di gas serra a carico degli Stati membri nel periodo 2021-2030 come contributo all'azione per il clima per onorare gli impegni assunti a norma dell'accordo di Parigi (Regolamento Effort Sharing, ESR) prevede un obiettivo di riduzione per l'Italia nei settori non ETS pari al -33% rispetto ai livelli del 2005. Tale obiettivo dovrà essere raggiunto secondo una traiettoria lineare di riduzione che determinerà ogni anno un cap alle emissioni.

Per il raggiungimento del target ESR gli Stati membri potranno avvalersi, entro certi limiti, di meccanismi di flessibilità che consentono di gestire la traiettoria di riduzione (operazioni di banking e borrowing intra-periodo) ed effettuare trasferimenti di quote di emissione con altri Stati membri. A questi strumenti si aggiunge una ulteriore flessibilità legata alla contabilizzazione dell'assorbimento netto di CO<sub>2</sub> del settore forestale (LULUCF – Land Use, Land Use Change and Forestry). Tale operazione è consentita solo a condizione che vengano rispettati gli impegni ai sensi del Regolamento (UE) 2018/841 (Regolamento LULUCF) ovvero che venga garantita la neutralità tra emissioni e assorbimenti sul territorio nazionale (cosiddetta regola del "No debit"). In ogni caso, la quantità cumulativa considerata per l'Italia per tutti gli anni del periodo compreso tra il 2021 e il 2030 non potrà superare la quantità massima degli assorbimenti totali netti pari a 11,5 Mt di CO<sub>2</sub> eq.

La Tabella riportata di seguito fornisce una indicazione quantitativa sulla collocazione nazionale rispetto agli obiettivi concordati in sede europea rispettivamente al 2020, nonché l'obiettivo al 2030.

Tabella 6 – Obiettivi emissioni ETS e ESR

	Obiettivo 2020	Scenario 2020	Obiettivo 2030	Scenario 2030
Emissioni ETS	-21%	-42%	-43%	-55,9%*
Emissioni ESR	-13%	-21%	-33%	-34,6%*

\* Riduzioni conseguibili qualora si realizzassero i benefici attesi dall'attuazione di tutte le politiche e misure indicate al successivo capitolo 3 del presente Piano

Con riferimento al 2020, le proiezioni mostrano che l'Italia ha superato in maniera significativa il livello atteso di riduzione delle emissioni sia nel settore ETS sia in quello non ETS. In particolare, dagli ultimi dati disponibili dell'inventario nazionale al 2016, le emissioni di gas a effetto serra, per il comparto non ETS, indicano una riduzione di circa il 18% rispetto al 2005 che, al 2020, dovrebbe arrivare a circa il -21% facendo registrare un "overachievement" pari a 246 Mt CO<sub>2</sub>eq cumulate per l'intero periodo 2013-2020.

Considerando il target al 2030, trova conferma il calo delle emissioni rispetto all'obiettivo aggregato europeo nel comparto ETS, favorito dal phase out del carbone nella produzione termoelettrica e dall'accelerazione sul fronte delle rinnovabili sempre nel settore elettrico.

Con riferimento al comparto non ETS, per rispettare la traiettoria emissiva del periodo 2021-2030, che dovrà portare a una riduzione del 33% rispetto ai livelli del 2005, sarà necessaria una riduzione minima cumulativa delle emissioni pari a circa 142 Mt CO<sub>2</sub>eq rispetto a quanto ottenibile con le politiche già in essere, da conseguirsi prevalentemente nei settori trasporti, civile e industria.

La seguente figura indica l'andamento delle emissioni dei settori non ETS previsto qualora si realizzino i benefici attesi dall'attuazione di tutte le politiche e misure indicate al successivo capitolo 3 del presente piano. La tabella successiva riporta il dettaglio per i singoli settori.

Figura 5 - Andamento storico delle emissioni nei settori non ETS e scenari futuri a politiche correnti e PNEC (Mt di CO<sub>2</sub>eq) [Fonte: ISPRA]

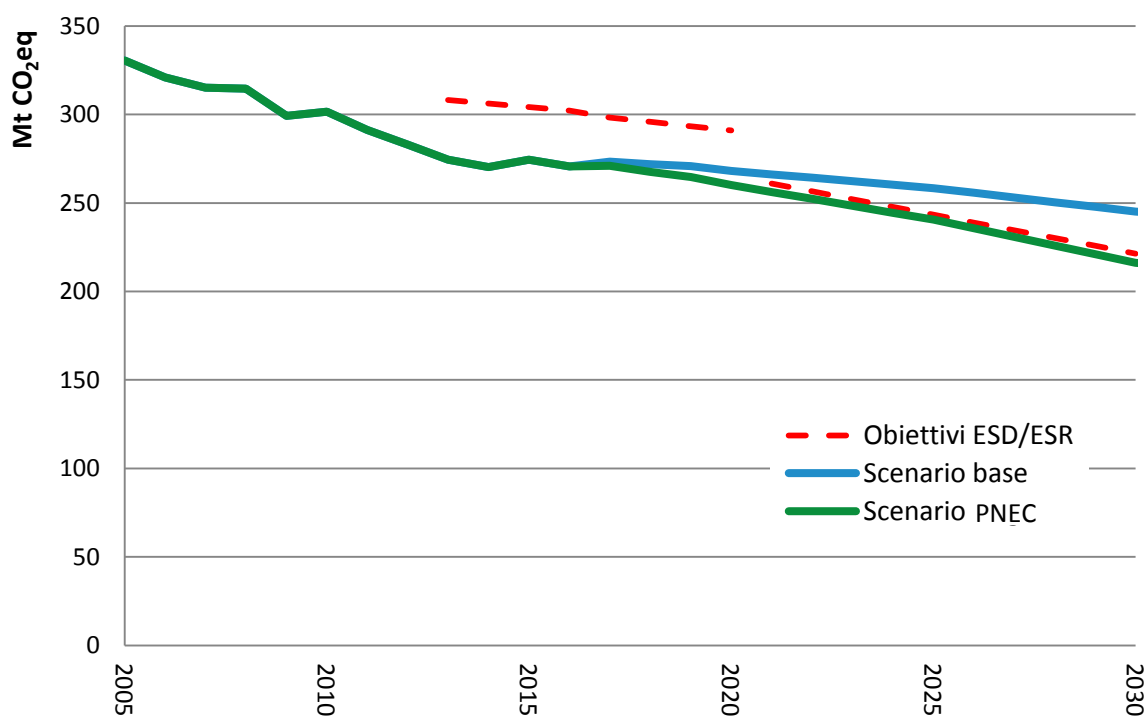


Tabella 7 – Andamento storico delle emissioni nei settori non ETS e scenari futuri a politiche correnti e PNEC (Mt di CO<sub>2</sub>eq)

Anno	2005	2015	2020		2025		2030	
			scenario		scenario		scenario	
			Base	PNEC	Base	PNEC	Base	PNEC
Industria (incl. processo e F-gas)	55	42	42	41	39	37	36	34
Civile	87	73	72	72	67	61	65	52
Agricoltura (consumi energetici)	9	8	8	8	7	7	7	7
Trasporti	125	103	100	95	101	92	93	79
Agricoltura (allevamenti/coltivazioni)	32	29	31	31	31	31	31	31
Rifiuti	22	19	16	16	14	14	13	13
<b>Totale</b>	<b>330</b>	<b>274</b>	<b>268</b>	<b>263</b>	<b>258</b>	<b>242</b>	<b>245</b>	<b>216</b>
Obiettivo -33% al 2030			291	291	243	243	221	221

Guardando al dettaglio dei singoli settori, il contributo più significativo è rappresentato dai settori dei trasporti e del civile (residenziale e terziario).

Nel civile, la riduzione delle emissioni al 2030 rispetto al 2005, nello scenario del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNEC) è pari a circa 35 MtCO<sub>2</sub>eq e riflette l'accelerazione attesa nel ritmo di efficientamento degli edifici esistenti, rafforzata da una maggiore diffusione di interventi di riqualificazione profonda e dall'applicazione di tecnologie particolarmente performanti.

Per il settore dei trasporti, l'effetto sulle emissioni (con una riduzione rispetto al 2005 pari a circa 46 MtCO<sub>2</sub>eq nello scenario PNEC) è imputabile, oltre che alla graduale e naturale sostituzione del parco veicolare, innanzitutto allo sviluppo della mobilità condivisa/pubblica e alla progressiva diffusione di mezzi caratterizzati da consumi energetici ridotti e da emissioni di CO<sub>2</sub> molto basse o pari a zero. Alle emissioni da usi energetici dei combustibili fossili si aggiungono quelle di origine non energetica che, tuttavia, forniranno un contributo relativamente contenuto al processo di decarbonizzazione.

Le emissioni da processi industriali interessano essenzialmente le produzioni di cemento, di calce e di acciaio e i gas fluorurati. Le prime non sono facilmente comprimibili in quanto direttamente proporzionali alle quantità prodotte, peraltro già basse dopo la prolungata fase di contrazione economica. Sui gas fluorurati, invece, un effetto di contenimento deriverà dalla completa esecuzione del Regolamento (UE) n. 517/2014, che prevede, tra le altre cose, il divieto di uso di alcuni gas a più alto potenziale di riscaldamento globale e la sostituzione con prodotti che presentano un minore impatto sul clima.

Nel settore dei rifiuti, le emissioni sono connesse soprattutto alla quantità totale prodotta, alla quota di sostanze biodegradabili conferite in discarica e alle percentuali di recupero del metano dal gas di discarica. In questo caso è attesa una riduzione relativamente significativa delle emissioni, pari a circa 9 MtCO<sub>2</sub>eq, che dovrebbe realizzarsi con la progressiva implementazione di obiettivi e piani di gestione rifiuti già approvati. La legislazione nazionale infatti prevede un obiettivo di raccolta differenziata molto ambizioso pari al 60% al 2030, che rappresenta il motore principale delle politiche di gestione dei rifiuti in Italia. Grazie a questo obiettivo (ancora non raggiunto in maniera uniforme a livello nazionale) è stato possibile ottenere elevate percentuali di riciclo dei rifiuti urbani perfettamente in linea con l'obiettivo comunitario di riciclo al 2020 pari al 50%.

Nel comparto agricoltura, le emissioni riflettono l'andamento di fattori quali il numero e il tipo di animali da allevamento, la variazione delle superfici coltivate e della tipologia di colture nonché

l'uso dei fertilizzanti contenenti azoto. Queste variabili sono sensibili a cambiamenti delle pratiche agricole così come delineate dalla Politica Agricola Comune e nei Piani di Sviluppo Rurale. Negli ultimi dieci anni questo comparto, sul piano emissivo, è comunque restato relativamente stabile, solo marginalmente influenzato dalla produzione di biogas e dalla riduzione/cambiamento nell'uso dei fertilizzanti. Dal settore si attende una riduzione complessiva di circa 2 MtCO<sub>2</sub>eq.

Con riferimento al settore forestale, il contributo è limitato da quanto previsto dalla flessibilità LULUCF del Regolamento ESR (11,5 MtCO<sub>2</sub>eq per tutto il periodo 2021-2030) e dalla regola del cosiddetto "no-debit" del Regolamento LULUCF (Regolamento UE 2018/841). Negli ultimi 25 anni, i cambiamenti nell'uso del suolo in Italia hanno portato all'aumento della superficie forestale (+23%), di zone umide (+2%) e di area insediativa (+42%); si osserva inoltre una riduzione dell'area di pascolo (-5%) e dell'area coltivata (-18%) rispetto al 1990. L'Italia ha un ricco patrimonio biologico forestale con diversi tipi di paesaggio (da tipo continentale a mediterraneo). La superficie terrestre italiana appartenente alla categoria "Foresta" era di circa 7.590 kha nel 1990; 8.369 kha nel 2000; 9.032 kha nel 2010; e 9.305 kha nel 2015, pari al 31% della superficie nazionale.

Nella tabella seguente sono riportati gli assorbimenti e le emissioni di gas serra, in ktCO<sub>2</sub>eq, del settore LULUCF, stimate sulla base delle metodologie IPCC, così come comunicati alla Commissione europea nell'ambito del Meccanismo di Monitoraggio (MMR) delle emissioni di gas a effetto serra (Regolamento EU 525/2013).

Tabella 8 – Proiezioni per categorie LULUCF (ktCO<sub>2</sub>eq) [Fonte: ISPRA]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
LULUCF (Land Use, Land-UseChange and Forestry)	-28.385	-31.609	-36.218	-24.381	-39.699	-41.535	-43.375
Aree forestali	-34.477	-36.541	-39.924	-27.564	-42.013	-43.091	-44.157
Aree coltivate	1.459	1.335	2.160	1.777	1.392	1.008	623
Pascoli	-2.648	-4.172	-6.658	-7.309	-7.981	-8.655	-9.327
Zone umide	8	-	-	-	-	-	-
Aree insediative	7.804	7.897	7.936	7.897	7.853	7.883	7.853
Altre aree	-	-	-	-	-	-	-
Prodotti della gestione forestale	-531	-128	267	819	1.050	1.321	1.633

*ii. Se del caso, altri obiettivi e traguardi nazionali coerenti con l'accordo di Parigi e con le attuali strategie a lungo termine. Se del caso, per il contributo all'impegno globale dell'Unione in materia di riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra, altri obiettivi e traguardi, inclusi quelli settoriali e di adattamento se disponibili*

La Strategia Nazionale di Adattamento ai Cambiamenti climatici, adottata con Decreto Direttoriale n. 86 del 16 giugno 2015, ha delineato un quadro nazionale degli impatti dei cambiamenti climatici sulle risorse e processi ambientali e sui sistemi socio-economici del territorio italiano e ha elaborato una visione nazionale dei percorsi da intraprendere per farvi fronte.

In attuazione della Strategia è stata avviata l'elaborazione del Piano Nazionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici (PNACC). Nell'ambito del Piano è stata elaborata un'analisi di contesto della condizione climatica attuale e futura, una descrizione della propensione al rischio del territorio nazionale e degli impatti attesi per i settori definiti in linea con la Strategia. Inoltre sono state



individuare possibili azioni di adattamento a livello nazionale e strumenti per il monitoraggio e la valutazione della loro efficacia.

Nel 2017 è stato avviato un processo di verifica e revisione del Piano attraverso: la condivisione dei contenuti con Ministeri, Regioni ed enti di ricerca, una revisione scientifica e due consultazioni pubbliche. Il Piano Nazionale di adattamento si configura come uno strumento di supporto alle istituzioni nazionali, regionali e locali nella definizione di propri percorsi di adattamento, anche in relazione alle caratteristiche specifiche dei territori. Esso costituisce una base comune di dati, informazioni e metodologie di analisi. In base al Decreto Direttoriale n. 86, i contenuti del Piano dovranno essere oggetto di accordo in sede di Conferenza Stato-Regioni.

È stata inoltre avviata, in collaborazione con l'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA), la realizzazione di una piattaforma web sull'adattamento, sull'esempio di quella europea Climate-Adapt, con l'obiettivo di informare, sensibilizzare e rendere disponibili i dati del PNACC e altri strumenti operativi a tutti i cittadini, e in particolare per supportare nel processo decisionale gli Enti locali. La Piattaforma è costituita da una parte documentale contenente informazioni e dati provenienti da diverse fonti statistiche e scientifiche e in particolare i dati climatici monitorati dal Sistema Nazionale per la Protezione dell'Ambiente. La piattaforma renderà inoltre disponibili agli utenti un modulo di geo-processing con funzioni aggiuntive di elaborazione e analisi e conterrà informazioni su best practice di livello nazionale e internazionale.

Sulla base dei dati e delle analisi contenute nel PNACC gli impatti climatici sul sistema energetico possono essere raggruppati attraverso le seguenti componenti:

- Vulnerabilità fisica: rischi causati dall'aumento dell'intensità e della frequenza di eventi meteorologici estremi, cioè dalle modifiche climatiche già in corso: siccità, alluvioni, frane, esondazioni, ecc.. Tali rischi riguardano direttamente anche le infrastrutture energetiche, sia impianti che reti di trasmissione e distribuzione.
- Vulnerabilità operativa: impatto delle variazioni quantitative nei cicli idrologici, la loro variazione stagionale, l'innalzamento delle temperature medie e le modifiche del regime dei venti sull'energia erogata e sul bilancio energetico degli impianti (EROEI-Energy Return On Energy Invested) nonché sulle caratteristiche tecniche dei generatori eolici.
- Impatti sulla domanda: variazione della domanda di energia per il condizionamento degli edifici a seguito delle modifiche del clima così come evidenziate nei diversi scenari evolutivi considerati dal PNACC. Anche nel settore agricoltura, dovranno essere considerate le variazioni della domanda dei cicli e delle modalità colturali.

Di conseguenza, al fine di costruire un sistema energetico resiliente che rimanga affidabile attraverso gli scenari climatici di breve e medio termine, e in grado di evolvere coerentemente anche negli scenari di lungo termine, è necessario tener conto dei suddetti impatti attraverso:

- la promozione dello sviluppo di micro grid e smart grid per favorire l'autoproduzione ad alta efficienza di comunità urbane e distretti industriali, nel rispetto della sicurezza del sistema;
- la realizzazione di programmi e strumenti per la gestione e l'orientamento della domanda (demand side management);
- la promozione dell'applicazione, in tutti i settori, delle migliori tecnologie (BAT) per la gestione dell'efficienza energetica;
- il miglioramento dell'interconnessione con le reti europee per compensare il ricorso a fonti rinnovabili discontinue;
- l'utilizzo di un mix energetico tale da garantire la capacità di adattamento a situazioni climatiche estreme per mantenere la continuità delle forniture di energia;
- la valutazione, il monitoraggio e la verifica della resilienza del sistema energetico a seguito dell'attuazione e implementazione del PNEC.

In ogni caso, in attesa che il nuovo assetto energetico si attui e riduca il rischio per la continuità delle forniture, già oggi in Italia sono stati introdotti i Piani di resilienza delle reti elettriche che le imprese di distribuzione devono periodicamente elaborare e mettere in atto; analogo vincolo è stato disposto per il gestore della rete di trasmissione. Ciò consentirà di ridurre i rischi e l'entità dei fenomeni negativi, a partire dalle aree territoriali più vulnerabili.

## 2.1.2 Energia rinnovabile

*i. Gli elementi di cui all'articolo 4, lettera a, punto 2*

*(2) Per quanto riguarda l'energia rinnovabile:*

*Al fine di conseguire l'obiettivo vincolante dell'UE di almeno il 32% di energia rinnovabile nel 2030 di cui all'articolo 3 della Direttiva (UE) 2018/2001, un contributo in termini di quota dello Stato membro di energia da fonti rinnovabili nel consumo lordo di energia finale nel 2030; a partire dal 2021 tale contributo segue una traiettoria indicativa. Entro il 2022, la traiettoria indicativa raggiunge un punto di riferimento pari ad almeno il 18 % dell'aumento totale della quota di energia da fonti rinnovabili tra l'obiettivo nazionale vincolante per il 2020 dello Stato membro interessato e il suo contributo all'obiettivo 2030. Entro il 2025, la traiettoria indicativa raggiunge un punto di riferimento pari ad almeno il 43 % dell'aumento totale della quota di energia da fonti rinnovabili tra l'obiettivo nazionale vincolante per il 2020 dello Stato membro interessato e il suo contributo all'obiettivo 2030. Entro il 2027, la traiettoria indicativa raggiunge un punto di riferimento pari ad almeno il 65 % dell'aumento totale della quota di energia da fonti rinnovabili tra l'obiettivo nazionale vincolante per il 2020 dello Stato membro interessato e il suo contributo all'obiettivo 2030.*

*Entro il 2030 la traiettoria indicativa deve raggiungere almeno il contributo previsto dello Stato membro. Se uno Stato membro prevede di superare il proprio obiettivo nazionale vincolante per il 2020, la sua traiettoria indicativa può iniziare al livello che si aspetta di raggiungere. Le traiettorie indicative degli Stati membri, nel loro insieme, concorrono al raggiungimento dei punti di riferimento dell'Unione nel 2022, 2025 e 2027 e all'obiettivo vincolante dell'Unione di almeno il 32 % di energia rinnovabile nel 2030. Indipendentemente dal suo contributo all'obiettivo dell'Unione e dalla sua traiettoria indicativa ai fini del presente Regolamento, uno Stato membro è libero di stabilire obiettivi più ambiziosi per finalità di politica nazionale;*

L'Italia intende perseguire un obiettivo di copertura, nel 2030, del 30% del consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili, delineando un percorso di crescita sostenibile delle fonti rinnovabili con la loro piena integrazione nel sistema. In particolare, l'obiettivo per il 2030 prevede un consumo finale lordo di energia di 111 Mtep, di cui circa 33 Mtep da fonti rinnovabili. L'evoluzione della quota fonti rinnovabili rispetta la traiettoria indicativa di minimo delineata nell'articolo 4, lettera a, punto 2 del Regolamento Governance.

Figura 6 – Traiettoria della quota FER complessiva [Fonte: GSE e RSE]

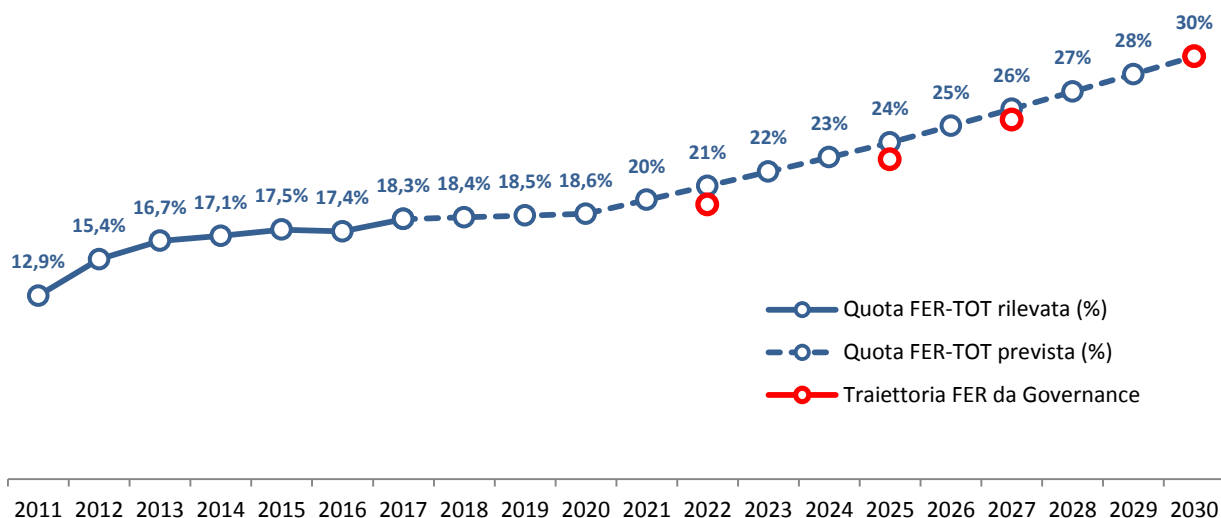


Tabella 9 - Obiettivo FER complessivo al 2030 (ktep)

	2016	2017	2025	2030
<b>Numeratore</b>	<b>21.081</b>	<b>22.000</b>	<b>27.428</b>	<b>33.098</b>
Produzione lorda di energia elettrica da FER	9.504	9.729	11.981	16.060
Consumi finali FER per riscaldamento e raffrescamento	10.538	11.211	13.467	14.701
Consumi finali di FER nei trasporti	1.039	1.060	1.980	2.337
<b>Denominatore - Consumi finali lordi complessivi</b>	<b>121.153</b>	<b>120.435</b>	<b>116.014</b>	<b>111.439</b>
<b>Quota FER complessiva (%)</b>	<b>17,4%</b>	<b>18,3%</b>	<b>23,6%</b>	<b>29,7%</b>

La ripartizione del numeratore tra i settori, riportata in tabella, è indicativa, e suscettibile di revisione in fase di redazione del piano finale. Lo stesso dato del 29,7%, emergente dallo scenario con obiettivi, è da ritenersi non in contrasto con il contributo del 30% che l'Italia ritiene di fornire per il raggiungimento dell'obiettivo comunitario.

ii. Traiettorie stimate per la quota settoriale di energia rinnovabile sul consumo finale di energia nel periodo 2021-2030 per i settori dell'energia elettrica, del riscaldamento e del raffreddamento e dei trasporti

Fatto salvo quanto precisato alla fine del precedente punto i. (che vale per tutti i dati a seguire, compreso il punto iii.), si prevede che il contributo delle rinnovabili al soddisfacimento dei consumi finali lordi totali al 2030 (30%) sia così differenziato tra i diversi settori:

- 55,4% di quota rinnovabili nel settore elettrico;
- 33% di quota rinnovabili nel settore termico (usi per riscaldamento e raffrescamento);
- 21,6% per quanto riguarda l'incorporazione di rinnovabili nei trasporti (calcolato con i criteri di contabilizzazione dell'obbligo previsti dalla RED II).

Figura 7 – Traiettorie della quota FER complessiva [Fonte: GSE e RSE]

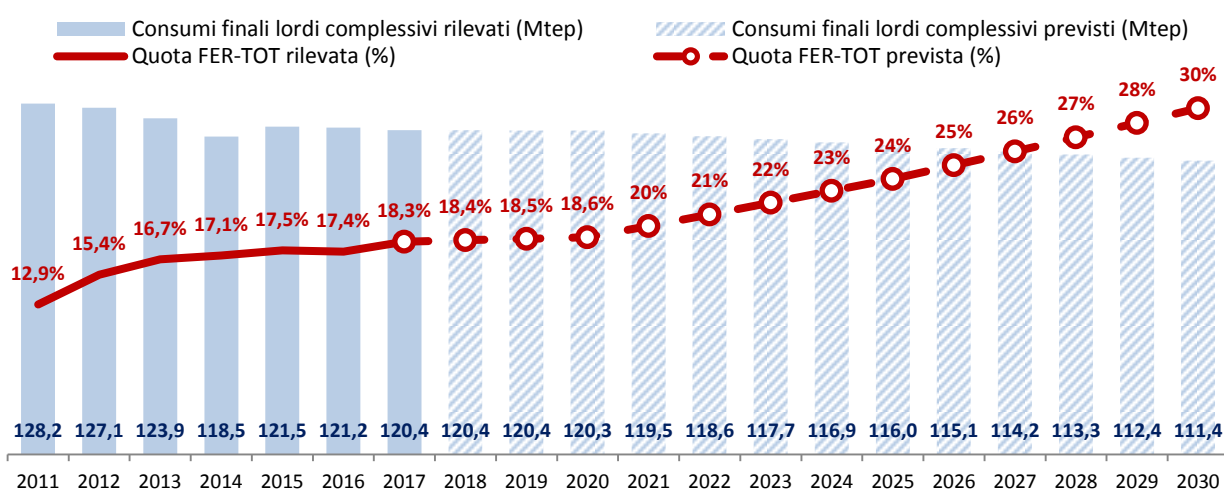


Figura 8 – Traiettorie della quota FER elettrica [Fonte: GSE e RSE]

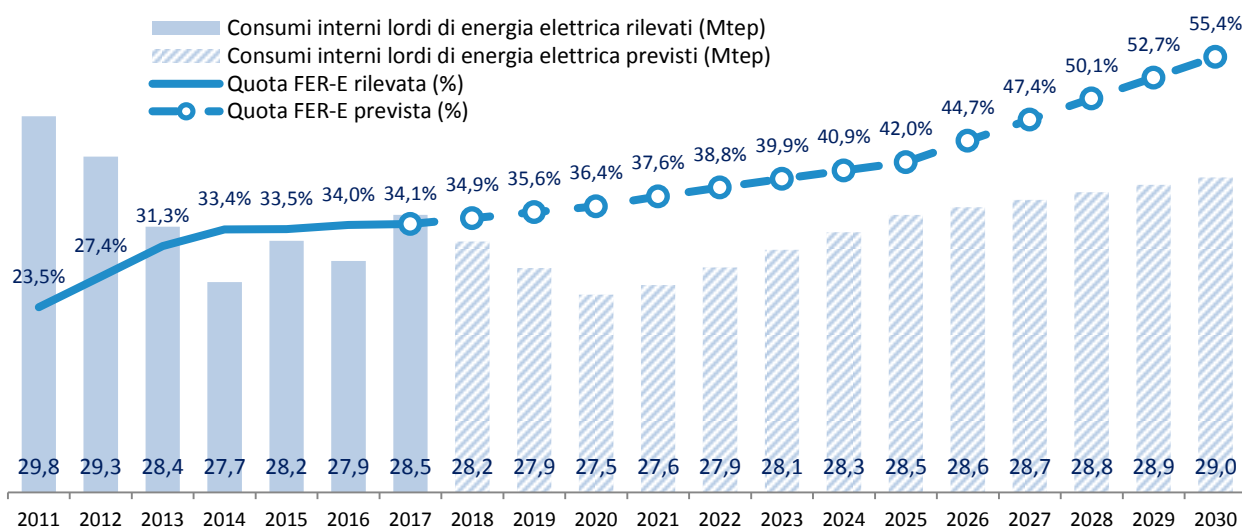


Figura 9 – Traiettorie della quota FER nel settore termico [Fonte: GSE e RSE]

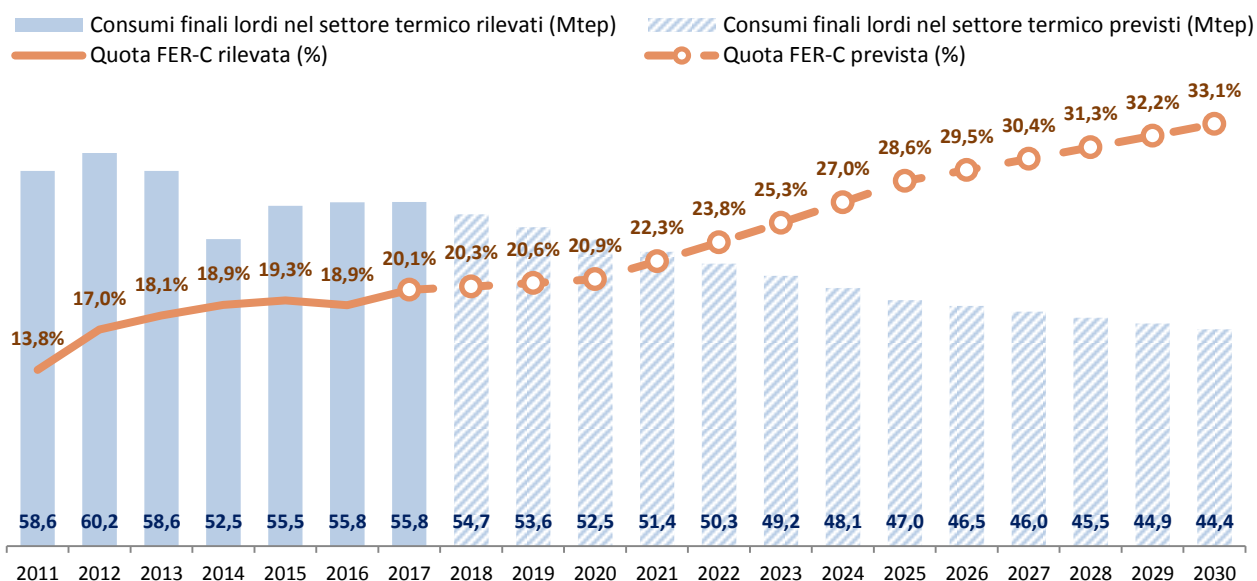
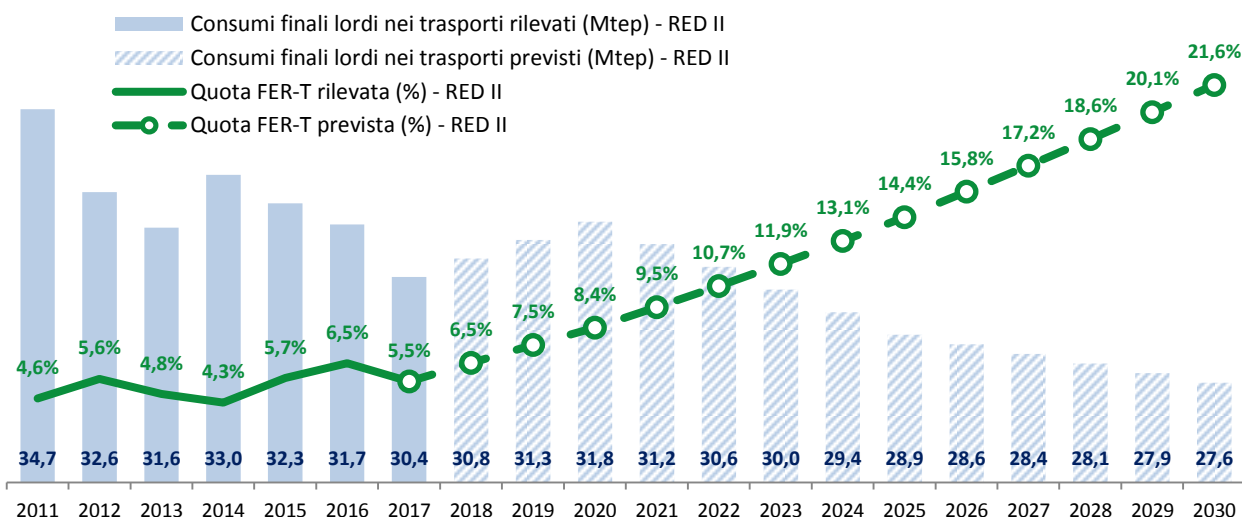


Figura 10 – Traiettorie della quota FER nel settore trasporti [Fonte: GSE e RSE]



*iii. Traiettorie stimate per tecnologia di produzione di energia rinnovabile che lo Stato membro prevede di utilizzare per realizzare le traiettorie generali e settoriali per l'energia rinnovabile nel periodo 2021-2030, compresi il consumo di energia finale lordo totale previsto, ripartito per tecnologia e settore, espresso in Mtep, e la capacità installata totale prevista (divisa in nuove capacità e ripotenziamento), ripartita per tecnologia e settore, espressa in MW*

### **Settore elettrico**

Secondo gli obiettivi del presente Piano, il parco di generazione elettrica subisce una importante trasformazione grazie all'obiettivo di phase-out della generazione da carbone già al 2025 e alla promozione dell'ampio ricorso a fonti energetiche rinnovabili.

Il maggiore contributo alla crescita delle rinnovabili deriva proprio dal settore elettrico, che al 2030 raggiunge i 16 Mtep di generazione da FER, pari a 187 TWh. La forte penetrazione di tecnologie di produzione elettrica rinnovabile, principalmente fotovoltaico ed eolico, permette al settore di coprire il 55,4% dei consumi finali elettrici lordi con energia rinnovabile, contro il 34,1% del 2017. Difatti, il significativo potenziale incrementale tecnicamente ed economicamente sfruttabile, grazie anche alla riduzione dei costi degli impianti fotovoltaici ed eolici, prospettano un importante sviluppo di queste tecnologie, la cui produzione dovrebbe rispettivamente triplicare e più che raddoppiare entro il 2030.

Per il raggiungimento degli obiettivi rinnovabili al 2030 sarà necessario non solo stimolare nuova produzione, ma anche preservare quella esistente e anzi, laddove possibile, incrementarla promuovendo il revamping e repowering di impianti. In particolare, l'opportunità di favorire investimenti di revamping e repowering dell'eolico esistente con macchine più evolute ed efficienti, sfruttando la buona ventosità di siti già conosciuti e utilizzati, consentirà anche di limitare l'impatto sul consumo del suolo.

Si seguirà un simile approccio, ispirato alla riduzione del consumo di territorio, per indirizzare la diffusione della significativa capacità incrementale di fotovoltaico prevista per il 2030, promuovendone l'installazione innanzitutto su edificato, tettoie, parcheggi, aree di servizio, ecc. Rimane tuttavia importante per il raggiungimento degli obiettivi al 2030 la diffusione anche di grandi impianti fotovoltaici a terra, privilegiando però zone improduttive, non destinate ad altri usi, quali le superfici agricole non utilizzate.

Per quanto riguarda le altre fonti è considerata una crescita contenuta della potenza aggiuntiva geotermica e idroelettrica e una leggera flessione delle bioenergie, al netto dei bioliquidi per i quali è invece attesa una graduale fuoriuscita fino a fine incentivo.

Nel caso del grande idroelettrico, è indubbio che si tratta di una risorsa in larga parte già sfruttata ma di grande livello strategico nella politica al 2030 e nel lungo periodo al 2050, di cui occorrerà preservare e incrementare la produzione.

Tabella 10 - Obiettivi di crescita della potenza (MW) da fonte rinnovabile al 2030

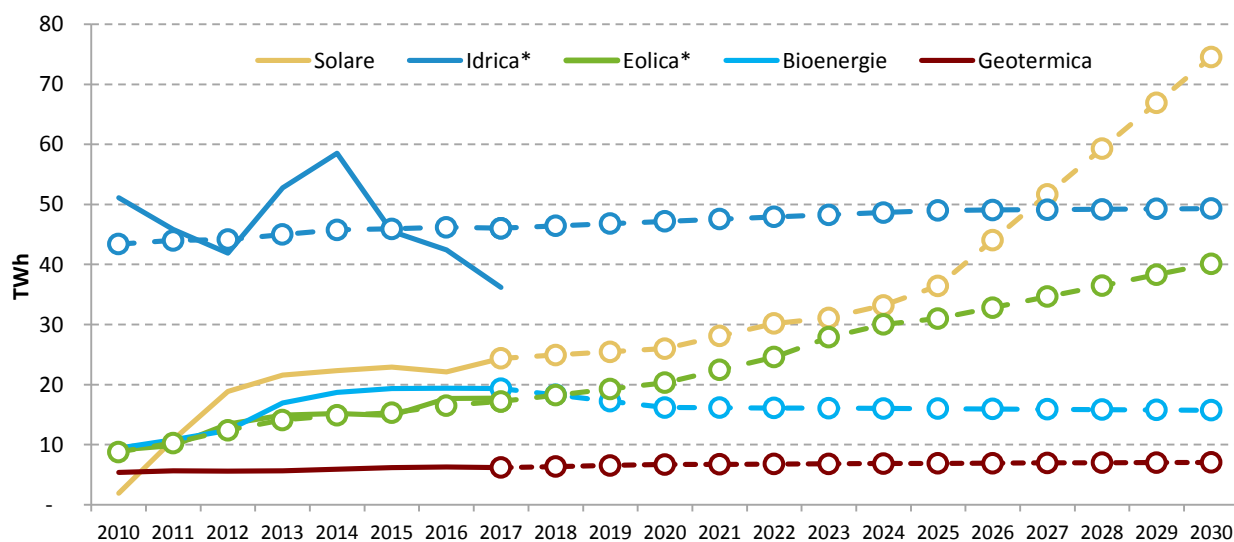
Fonte	2016	2017	2025	2030
Idrica	18.641	18.863	19.140	19.200
Geotermica	815	813	919	950
Eolica	9.410	9.766	15.690	18.400
<i>di cui off-shore</i>	0	0	300	900
Bioenergie	4.124	4.135	3.570	3.764
Solare	19.269	19.682	26.840	50.880
<i>di cui CSP</i>	0	0	250	880
<b>Totale</b>	<b>52.258</b>	<b>53.259</b>	<b>66.159</b>	<b>93.194</b>

Tabella 11 – Obiettivi e traiettorie di crescita al 2030 della quota rinnovabile nel settore elettrico (TWh)

	2016	2017	2025	2030
<b>Produzione rinnovabile</b>	<b>110,5</b>	<b>113,1</b>	<b>139,3</b>	<b>186,8</b>
Idrica (effettiva)	42,4	36,2		
Idrica (normalizzata)	46,2	46,0	49,0	49,3
Eolica (effettiva)	17,7	17,7		
Eolica (normalizzata)	16,5	17,2	31,0	40,1
Geotermica	6,3	6,2	6,9	7,1
Bioenergie*	19,4	19,3	16,0	15,7
Solare	22,1	24,4	36,4	74,5
<b>Denominatore - Consumi Interni Lordi di energia elettrica</b>	<b>325,0</b>	<b>331,8</b>	<b>331,8</b>	<b>337,3</b>
<b>Quota FER-E (%)</b>	<b>34,0%</b>	<b>34,1%</b>	<b>42,0%</b>	<b>55,4%</b>

\* Per i bioliquidi (inclusi nelle bioenergie insieme alle biomasse solide e al biogas) si riporta solo il contributo dei bioliquidi sostenibili.

Figura 11 – Traiettorie di crescita dell'energia elettrica da fonti rinnovabili al 2030 [Fonte: GSE e RSE]



\* Per la produzione da fonte idrica ed eolica si riporta, per gli anni 2010 -2017, sia il dato effettivo (riga continua), sia il dato normalizzato, secondo le regole fissate dalla Direttiva 2009/28/CE. Per i bioliquidi (inclusi nelle bioenergie insieme alle biomasse solide e al biogas) si riporta solo il contributo dei bioliquidi sostenibili.

### Settore termico

Il settore termico riveste un ruolo molto importante nel raggiungimento degli obiettivi rinnovabili; è infatti richiesto un cambiamento tecnologico deciso, verso soluzioni che favoriscano la penetrazione delle fonti rinnovabili. In termini assoluti si prevede che i consumi da rinnovabili supereranno i 14,7 Mtep nel settore del riscaldamento e raffrescamento, legati principalmente all'incremento dell'energia rinnovabile fornita da pompe di calore.

Lo sviluppo del settore delle FER termiche è infatti condizionato dal problema ambientale connesso agli impatti emissivi degli impianti di riscaldamento esistenti a biomasse solide. Pertanto, l'installazione di nuovi impianti di riscaldamento a biomasse dovrà essere guidata in modo da favorire gli impianti ad alta qualità ambientale e ad alta efficienza, considerando anche la possibilità che siano introdotte limitazioni a installazioni ex-novo nelle aree caratterizzate da situazioni critiche sotto il profilo della qualità dell'aria. Al fine di stimolare il rinnovo dei vecchi impianti con tecnologie efficienti e a ridotte emissioni, nel breve termine, saranno introdotti requisiti prestazionali più stringenti per l'accesso agli incentivi dei generatori di calore a biomassa. Andrà inoltre favorita la sostituzione di vecchi impianti a biomasse con altri più efficienti e meno emissivi; su questo tema, è auspicato un confronto con la Commissione per considerare che, in base alle regole statistiche attuali, la maggiore efficienza dei nuovi impianti, riducendo la quantità di biomassa utilizzata, allontana paradossalmente dal raggiungimento dei target.

Le pompe di calore, considerato il loro alto rendimento, avranno un crescente peso nel mix termico rinnovabile, ulteriormente supportato dal progresso tecnologico del settore, nel quale potranno confrontarsi le diverse prestazioni e caratteristiche di pompe elettriche e a gas.

Si ottiene un incremento della quota FER termiche anche grazie a una diffusa riqualificazione del parco edilizio esistente che porta a una significativa riduzione dei consumi.

Il solare termico potrà rivestire un ruolo crescente in sistemi integrati di produzione di calore efficiente e rinnovabile, come ad esempio i sistemi ibridi e l'integrazione in impianti di teleriscaldamento.

Per il teleriscaldamento si prevede un margine di sviluppo; al fine di sfruttare tale potenziale sarà importante valorizzare le sinergie tra impiego di fonti energetiche rinnovabili e Cogenerazione ad Alto Rendimento, considerando le specifiche condizioni climatiche e tecnico-economiche.

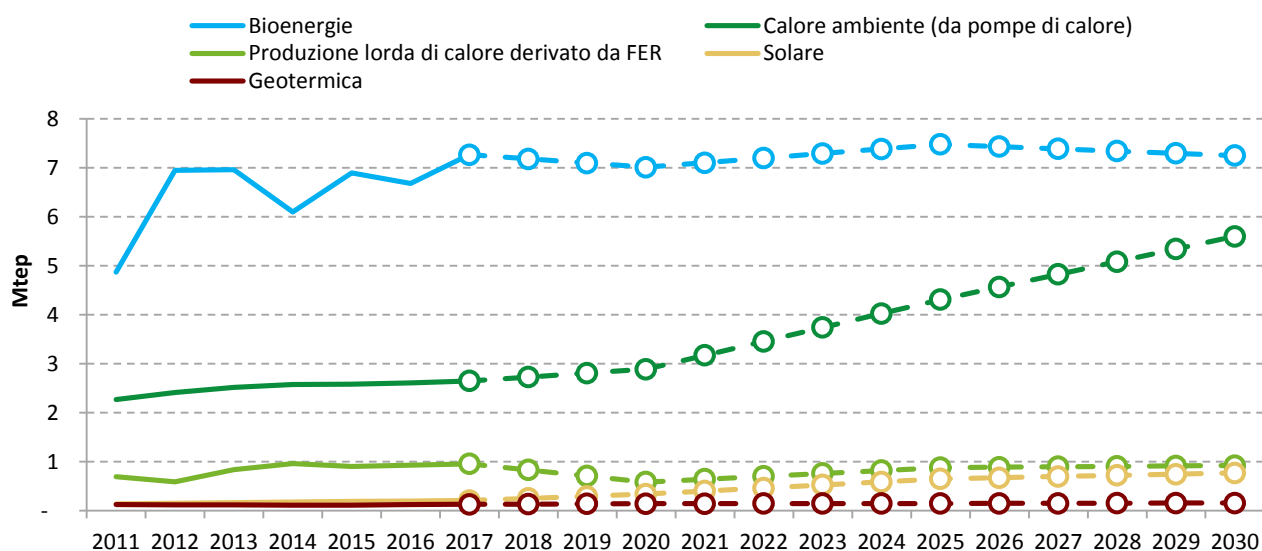


Tabella 12 - Obiettivi Rinnovabili nel settore termico (ktep)

	2016	2017	2025	2030
<b>Numeratore</b>	<b>10.538</b>	<b>11.211</b>	<b>13.467</b>	<b>14.701</b>
Produzione lorda di calore derivato da FER*	928	957	881	923
Consumi finali FER per riscaldamento	9.611	10.254	12.586	13.778
<i>di cui bioenergie*</i>	6.677	7.265	7.478	7.250
<i>di cui solare</i>	200	209	650	771
<i>di cui geotermico</i>	125	131	148	158
<i>di cui energia ambiente da PDC</i>	2.609	2.650	4.310	5.599
<b>Denominatore - Consumi finali lordi nel settore termico</b>	<b>55.796</b>	<b>55.823</b>	<b>47.026</b>	<b>44.420</b>
<b>Quota FER-C (%)</b>	<b>18,9%</b>	<b>20,1%</b>	<b>28,6%</b>	<b>33,1%</b>

\*Per i bioliquidi (inclusi nelle bioenergie insieme alle biomasse solide e al biogas) si riporta solo il contributo dei bioliquidi sostenibili.

Figura 12 – Traiettorie di crescita dell'energia da fonti rinnovabili al 2030 nel settore termico [Fonte: GSE e RSE]



### Settore trasporti

La Direttiva RED II prevede al 2030 un target specifico nel settore dei trasporti pari al 14% (obbligo per i fornitori di carburanti ed energia elettrica). Per contribuire allo sfidante target generale del 30% di consumi finali lordi totali soddisfatti dalle FER, si prevede che il settore dei trasporti superi il valore del 14%, aumentando l'obbligo in capo ai fornitori di carburanti ed energia elettrica ai trasporti fino ad arrivare a una quota rinnovabile del 21,6%.

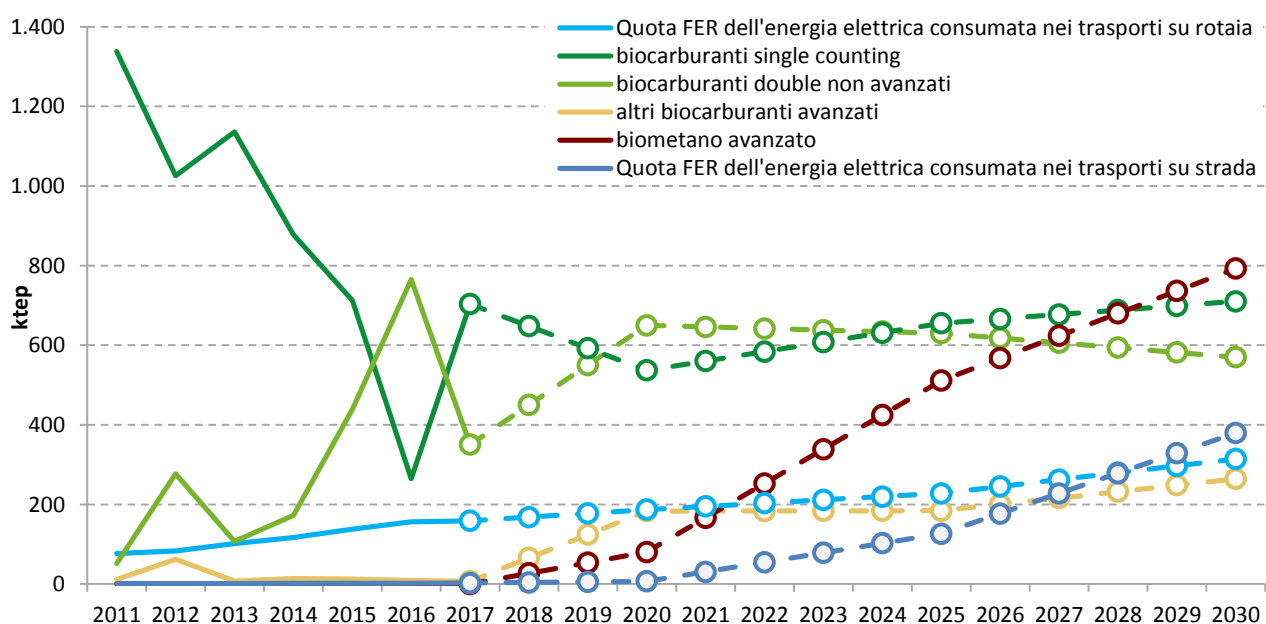
Il ruolo delle FER trasporti è significativo nel calcolo del target rinnovabile complessivo, in quanto in un'ottica di ottimizzazione dei costi di sistema, il ricorso a biocarburanti sembra avere un buon rapporto costo/efficacia. Il mix ottimale per il raggiungimento del target carburanti rinnovabili appare dato dai contributi orientativi delle diverse tipologie di fonti rinnovabili di seguito riportati.

- Biocarburanti di prima generazione: si prevede, in linea con la direttiva, un decremento per questa categoria di biocarburanti fino a raggiungere un contributo di circa 0,8 Mtep e pari al 3% al 2030;
- biocarburanti avanzati: si prevede di superare l'obiettivo specifico previsto da direttiva, pari al 3,5% al 2030, attraverso il meccanismo di incentivazione previsto per il biometano e gli altri biocarburanti avanzati (con D.M. 2 marzo 2018 e successivi decreti) fino al raggiungimento di un obiettivo intorno all'8%;
- l'obiettivo dei biocarburanti avanzati sarà trapiuguardato, orientativamente, per il 75% attraverso biometano avanzato (0,8 Mtep) e per il 25% attraverso gli altri biocarburanti avanzati (0,26 Mtep), fatte salve eventuali modifiche di ripartizione conseguenti alla effettiva disponibilità e economicità dei diversi tipi di biocarburante avanzato. Per il biometano avanzato proveniente da scarti agricoli e FORSU si conferma il target di almeno 1,1 mld di m<sup>3</sup> al 2030;
- biocarburanti allegato IX parte B (oli vegetali esausti e grassi animali): la direttiva impone un tetto massimo pari a 1,7%, lasciando agli Stati membri la possibilità di incrementare tale valore se ampiamente giustificato. Si propone un incremento rispetto alla soglia, da raggiungere tuttavia solo con gli oli vegetali esausti (used cooked oil - UCO) e che deve prevedere priorità per UCO raccolto su territorio nazionale, rispettando il principio di economia circolare e in linea con i nuovi obiettivi del pacchetto rifiuti; si ipotizza un contributo al 2030 che peserà per 0,6 Mtep e sarà pari al 4% (in termini di contributo al target FER-Trasporti a causa del doppio conteggio);
- elettricità da FER consumata nel settore stradale: le E-CAR peseranno per circa 0,385 Mtep che moltiplicato per 4 (fattore moltiplicativo) rappresenta circa il 6% del target FER-trasporti;
- atteso al 2030 un importante contributo anche dai veicoli elettrici e ibridi elettrici plug-in (PHEV), che appaiono essere una soluzione per la mobilità urbana privata in grado, come le E-CAR, di contribuire anche a migliorare l'integrazione della produzione da rinnovabili elettriche. Ci si aspetta una particolare efficacia degli investimenti in questa tipologia di veicoli tra 5-7 anni, con una diffusione complessiva di quasi 6 milioni di veicoli ad alimentazione elettrica al 2030 di cui circa 1,6 milioni di veicoli elettrici puri (EV);
- elettricità da FER consumata nel settore trasporti su rotaia e altro: tali consumi peseranno per circa 0,344 Mtep che moltiplicato per 1,5 (fattore moltiplicativo) rappresenta circa il 2% del target FER-Trasporti;
- carburanti rinnovabili non biologici: si prevede per l'idrogeno un contributo ambizioso, intorno all'1% del target FER-Trasporti, attraverso l'uso diretto nelle auto, autobus e treni a idrogeno (per alcune tratte non elettrificate) o attraverso l'immissione nella rete del metano anche per uso trasporti. Una indicazione di uso differenziato potrebbe essere 0,8% di immissione in rete di gas tal quale o ritrasformato in metano e 0,2% per uso diretto in auto, bus e treni;
- biocarburanti avio e marittimo: si prevede un contributo che però al momento appare di difficile quantificazione;
- recycled fossil fuels (esempio: plastiche raccolte in maniera differenziata o carburante ottenuto da recupero della CO<sub>2</sub> delle acciaierie): il contributo al target FER trasporti sarà stabilito dopo la pubblicazione dei valori di "GHG saving" da parte della Commissione europea (previsti entro il 2021 da direttiva) a valle della definizione dei requisiti minimi di sostenibilità di tali combustibili.

Tabella 13 - Contributo delle rinnovabili nel settore trasporti previsto al 2030, secondo i criteri di calcolo definiti dalla Direttiva RED II per gli obblighi in capo ai fornitori di carburanti ed energia elettrica (ktep)

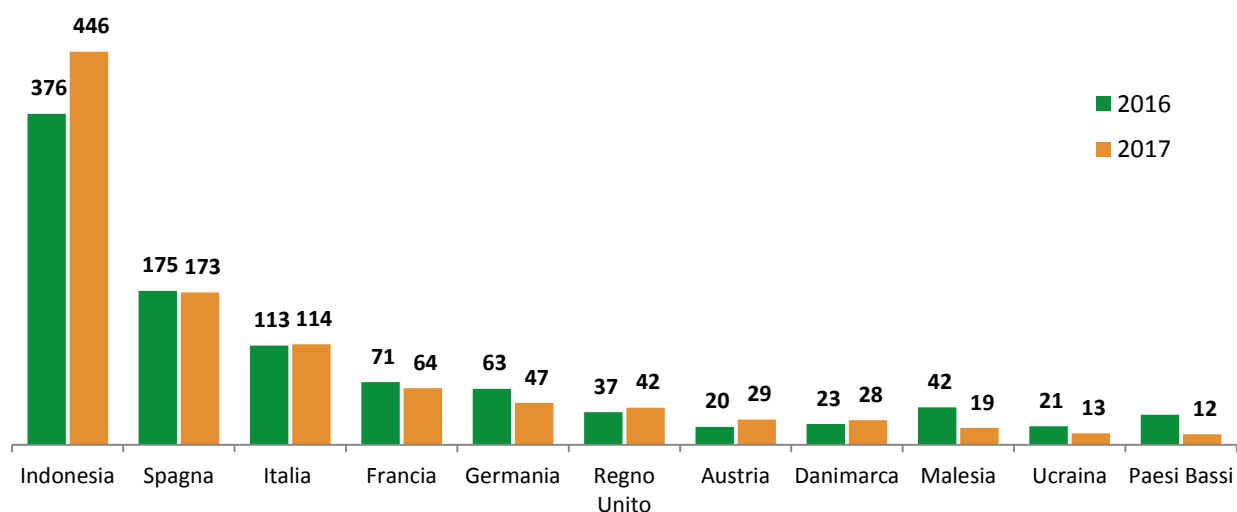
	Fattore moltiplicativo	2016	2017	2025	2030
<b>Numeratore</b>		<b>2.056</b>	<b>1.665</b>	<b>4.152</b>	<b>5.953</b>
Biocarburanti avanzati	X 2	9	7	695	1.057
<i>di cui biometano</i>	X 2	0	0	511	793
<i>di cui altri biocarburanti</i>	X 2	9	7	184	264
Biocarburanti double counting non avanzati	X 2	765	350	630	570
Biocarburanti single counting		265	703	655	710
Quota rinnovabile dell'energia elettrica su strada	X 4	2	2	126	379
Quota rinnovabile dell'energia elettrica su rotaia	X 1,5	156	159	228	314
<b>Denominatore - Consumi finali lordi nei trasporti</b>		<b>31.719</b>	<b>30.352</b>	<b>28.851</b>	<b>27.607</b>
<b>Quota FER-T (%) – RED II</b>		<b>6,5%</b>	<b>5,5%</b>	<b>14,4%</b>	<b>21,6%</b>

Figura 13 – Traiettorie di crescita dell'energia da fonti rinnovabili al 2030 nel settore dei trasporti [Fonte: GSE e RSE]



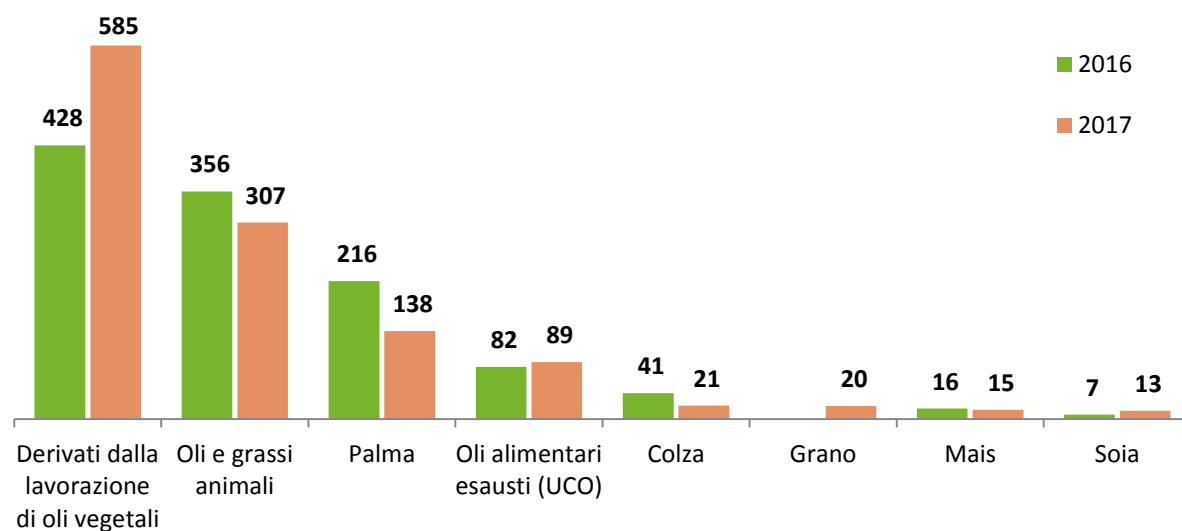
Per quanto concerne il luogo di produzione dei biocarburanti, si segnala che il 27,5% dei biocarburanti sostenibili immessi in consumo nel 2017 è stato prodotto in Italia; la significativa flessione rispetto all'analogica quota rilevata nel 2016 (30,4%) è da collegare principalmente alla contrazione del biodiesel di produzione nazionale (-28.000 tonnellate).

Figura 14 – Luogo di produzione dei biocarburanti consumati in Italia nel 2016 e 2017 (migliaia di tonnellate)  
[Fonte: GSE]



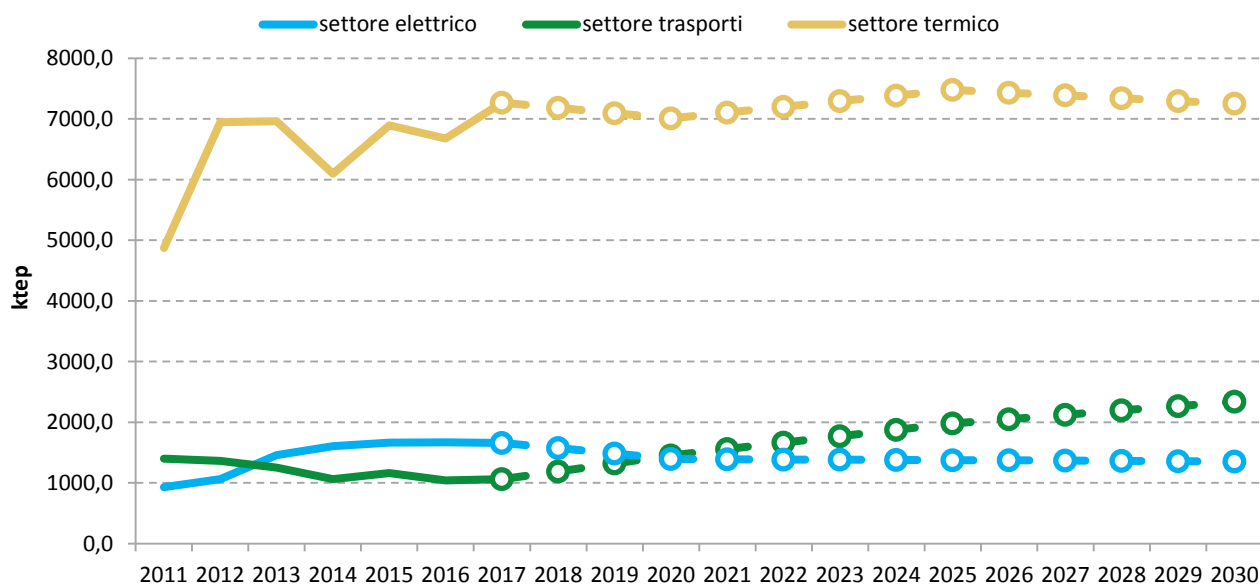
A titolo informativo, si riportano nella Figura seguente le principali materie prime impiegate per la produzione dei biocarburanti sostenibili immessi in consumo in Italia nel 2016 e nel 2017.

Figura 15 – Materie prime impiegate per la produzione dei biocarburanti consumati in Italia nel 2016 e 2017 (migliaia di tonnellate) [Fonte: GSE]



*iv. Traiettorie stimate della domanda di bioenergia disaggregate tra riscaldamento, energia elettrica e trasporti, e dell'offerta di biomassa ripartite tra materia prima e origine (distinguendo tra produzione interna e importazioni). Per la bi-omassa forestale, valutazione dell'origine e dell'impatto sul pozzo LULUCF*

Figura 16 – Traiettorie di crescita del contributo delle bioenergie nei diversi settori, per il raggiungimento del target FER al 2030 [Fonte: GSE e RSE]



Per quanto riguarda l'offerta di biomassa e la relativa origine, non si prevedono grandi mutamenti rispetto alla situazione attuale per quanto riguarda il settore termico, nel quale circa l'80% (in contenuto energetico) della biomassa è di provenienza nazionale. Alla luce della stabilizzazione dei consumi, tale percentuale dovrebbe mantenersi stabile o in lieve decremento, per l'attesa maggiore penetrazione di tecnologie a più elevata efficienza, con la possibilità di incremento della quota di combustibili pretrattati come il pellet.

Nel settore elettrico, ci si attende invece una significativa riduzione delle importazioni di bioliquidi, alla luce dell'obiettivo di progressiva rinuncia a tale apporto, che dovrebbe essere compensato da un maggiore contributo nazionale, in particolare da residui e sottoprodotti, nel rispetto dei criteri dell'economia circolare.

Più complesse le stime per il settore trasporti, nel quale, tuttavia, il crescente ruolo dell'elettricità rinnovabile e di biocarburanti diversi da quelli di prima generazione dovrebbe accrescere la quota di materia prima di provenienza nazionale e comunitaria.

*v. Se del caso, altre traiettorie e obiettivi nazionali, inclusi quelli a lungo termine o settoriali (quota di energia rinnovabile nel teleriscaldamento, uso di energia rinnovabile negli edifici, energia rinnovabile prodotta dalle città, dalle comunità produttrici/consumatrici di energia rinnovabile e dagli autoconsumatori di energia rinnovabile, energia recuperata dai fanghi ottenuti dal trattamento delle acque reflue)*

L'Italia ha grande interesse allo sviluppo di sistemi di autoproduzione, in particolare negli edifici (si ricorda che per i nuovi edifici e per gli edifici sottoposti a ristrutturazioni rilevanti già sussiste l'obbligo di integrare una quota minima di rinnovabili) e di sviluppo di comunità produttrici/consumatrici dell'energia. E' in corso uno studio, finanziato dalla Struttura di Supporto alle Riforme Strutturali (SRSS) della Commissione, che contribuirà a meglio definire le politiche più opportune e quindi gli obiettivi specifici raggiungibili.

## 2.2 Dimensione dell'efficienza energetica

### i. Gli elementi di cui all'articolo 4, lettera b

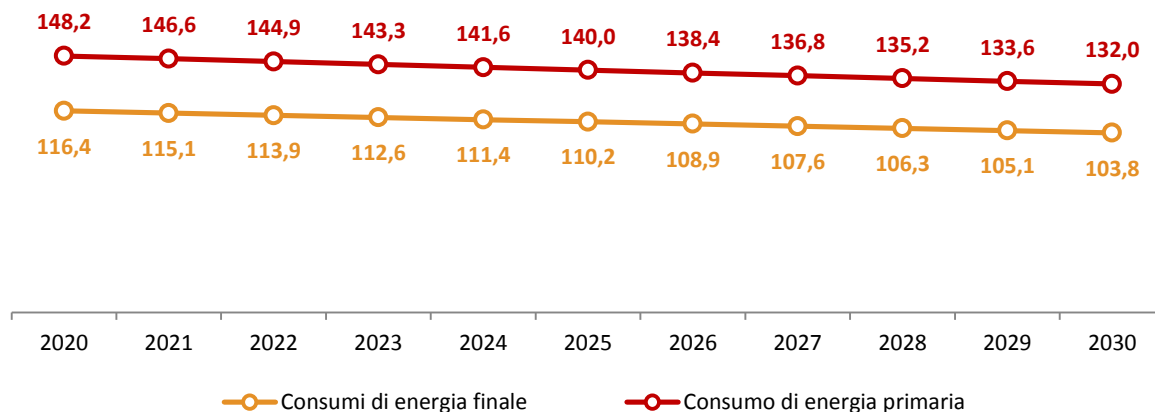
(1) il contributo indicativo nazionale di efficienza energetica necessario per conseguire gli obiettivi dell'Unione di almeno il 32,5% di efficienza energetica nel 2030 di cui all'articolo 1, paragrafo 1, e all'articolo 3, paragrafo 5, della Direttiva 2012/27/UE, in base al consumo di energia primaria o finale, o al risparmio di energia primaria o finale, o all'intensità energetica; gli Stati membri esprimono il loro contributo in termini di livello assoluto di consumo di energia primaria e di consumo di energia finale nel 2020 e in termini di livello assoluto di consumo di energia primaria e di consumo di energia finale nel 2030, con una traiettoria indicativa di tale contributo a partire dal 2021, illustrandone la metodologia di base e i coefficienti di conversione usati;

L'Italia intende perseguire un obiettivo indicativo di riduzione dei consumi al 2030 pari al 43% dell'energia primaria e al 39,7% dell'energia finale rispetto allo scenario di riferimento PRIMES 2007.

In termini di livello assoluto di consumo di energia primaria e finale al 2020 si stima che verranno superati gli obiettivi indicativi fissati, ai sensi della Direttiva 2012/27/UE, pari rispettivamente a 158 Mtep e 124 Mtep.

Per quanto riguarda, invece, il livello assoluto di consumo di energia al 2030, l'Italia persegue un obiettivo di 132,0 Mtep di energia primaria e 103,8 Mtep di energia finale, con la traiettoria riportata nella Figura che segue, partendo dai consumi stimati al 2020.

Figura 17 - Traiettoria dei consumi di energia primaria e finale (Mtep) nel periodo 2020-2030 [Fonte: RSE]



Per la definizione di tale obiettivo è stata sviluppata una traiettoria basata sul conseguimento dei risparmi obbligatori definiti ai sensi dell'articolo 7 della Direttiva EED dell'11 dicembre 2018, il quale prevede un target di riduzione dei consumi finali minimo dello 0,8% annuo nel periodo 2021-2030, calcolato in base al triennio 2016-2018 (per gli anni 2017 e 2018 sono state eseguite delle stime). Lo scenario proposto prevede inoltre il conseguimento degli obiettivi relativi alle fonti rinnovabili e alla decarbonizzazione.

*(2) l'importo cumulativo dei risparmi degli usi finali energetici da realizzare durante il periodo 2021-2030 ai sensi dell'articolo 7, paragrafo 1, lettera b) sui regimi obbligatori di efficienza energetica a norma della direttiva 2012/27/UE;*

Ai sensi dell'articolo 7, paragrafo 1, della EED, il target di risparmio energetico, fissato per ogni Stato membro e da conseguirsi tra il 1° gennaio 2021 e il 31 dicembre 2030, è pari a un minimo dello 0,8% annuo della media dei consumi di energia finale negli anni 2016, 2017 e 2018.

Il primo passo necessario al calcolo dell'obiettivo di risparmio riguarda la definizione del quantitativo di energia finale consumata negli anni suddetti a livello nazionale. Ove disponibili (anno 2016), si prendono pertanto in considerazione i dati statistici Eurostat, mentre per gli anni 2017<sup>2</sup> e 2018 si considerano i consumi scaturiti dal modello TIMES elaborato dall'Italia ai fini del presente Piano. Nella Figura seguente si riportano i dati relativi alla situazione italiana, alla base del calcolo.

Tabella 14 - Energia finale distribuita e media del triennio 2016-2018 (dati in Mtep) [elaborazioni RSE su dati Eurostat]

	2016	2017	2018
<b>Consumo di energia finale</b>	115,9	117,7	117,0
<b>Media del triennio 2016-2018</b>	116,9		

Sulla base del consumo di energia finale medio nel triennio 2016-2018 è possibile calcolare il risparmio annuo dello 0,8% da conseguire nel periodo 2021-2030 e di conseguenza il risparmio cumulato da conseguire entro il 31 dicembre 2030. Tali valori sono riportati nella Figura che segue.

Tabella 15 - Risparmi da conseguire nel periodo 2021-2030 sulla base del consumo di energia finale medio nel triennio 2016-2018 (dati in Mtep)

Anno	Risparmio annuo	Risparmi di energia annui										TOTALE
<b>2021</b>	0,80%	0,935										<b>0,935</b>
<b>2022</b>	0,80%	0,935	0,935								<b>1,870</b>	
<b>2023</b>	0,80%	0,935	0,935	0,935						<b>2,806</b>		
<b>2024</b>	0,80%	0,935	0,935	0,935	0,935					<b>3,741</b>		
<b>2025</b>	0,80%	0,935	0,935	0,935	0,935	0,935				<b>4,676</b>		
<b>2026</b>	0,80%	0,935	0,935	0,935	0,935	0,935	0,935			<b>5,611</b>		
<b>2027</b>	0,80%	0,935	0,935	0,935	0,935	0,935	0,935	0,935	0,935		<b>6,546</b>	
<b>2028</b>	0,80%	0,935	0,935	0,935	0,935	0,935	0,935	0,935	0,935	0,935	<b>7,482</b>	
<b>2029</b>	0,80%	0,935	0,935	0,935	0,935	0,935	0,935	0,935	0,935	0,935	<b>8,417</b>	
<b>2030</b>	0,80%	0,935	0,935	0,935	0,935	0,935	0,935	0,935	0,935	0,935	<b>9,352</b>	
<b>TOTALE risparmio cumulato nel periodo 2021-2030</b>											<b>51,436</b>	

Si stima quindi la generazione di 0,935 Mtep di risparmio annuale incrementale di energia finale da nuovi interventi nel periodo 2021-2030, da indirizzare prevalentemente nei settori civile e dei trasporti.

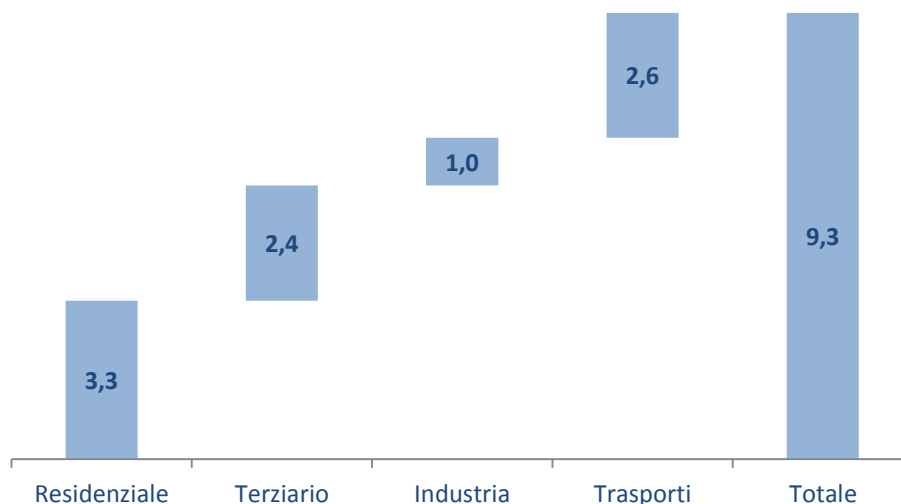
<sup>2</sup> Al momento della redazione del presente Piano non sono disponibili dati definitivi dei consumi finali per il 2017; i dati preliminari evidenziano peraltro scostamenti trascurabili rispetto alle previsioni utilizzate per il calcolo.

In termini di ammontare complessivo cumulato, quanto suddetto si traduce in 51,4 Mtep di risparmi di energia finale da conseguire tramite politiche attive nel periodo 2021-2030.

Pertanto, ai fini del rispetto dell'obbligo, si intende promuovere una riduzione di consumi di energia finale da politiche attive pari a circa 9,3 Mtep/anno al 2030, da conseguire prevalentemente nei settori non ETS.

Nella Figura sottostante, si riporta la stima per settore dei risparmi oggetto dell'obiettivo 2030.

Figura 18: Ripartizione per settore economico dei risparmi oggetto dell'obiettivo 2030 (Mtep)



La ripartizione dei contributi settoriali, che è da considerare indicativa, è la risultante dell'approccio modellistico utilizzato: in un'ottica di minimizzazione dei costi di sistema sono individuati i settori con maggiore potenziale di efficientamento e gli interventi con un opportuno costo/efficacia, tali da garantire il soddisfacimento dell'obiettivo della direttiva efficienza. A influenzare la ripartizione settoriale sono l'evoluzione delle prestazioni e dei costi delle tecnologie energetiche, il potenziale settoriale e l'obiettivo rinnovabili che spinge a prediligere opzioni che agevolano il raggiungimento dei target rinnovabili, come le pompe di calore.

Si individua nel settore civile il principale attore degli interventi di efficientamento, con una riduzione dei consumi di energia di circa 5,7 Mtep rispetto allo scenario BASE al 2030. In particolare il settore residenziale contribuisce per 3,3 Mtep a tale contrazione, mentre il terziario riduce le proiezioni dei propri consumi di 2,4 Mtep, grazie agli interventi di riqualificazione edilizia e installazione di pompe di calore, oltre a un forte efficientamento dei dispositivi di uso finale. Un altro contributo rilevante proviene dal settore trasporti che, grazie a interventi di spostamento della mobilità passeggeri privata verso la mobilità collettiva e/o smart mobility, del trasporto merci da gomma a rotaia e all'efficientamento dei veicoli, riesce a contribuire al gap tra i due scenari al 2030 per circa 2,6 Mtep. Il settore Industriale conseguirebbe una riduzione dei consumi di circa 1,0 Mtep, ma non per questo è da considerarsi un settore con poche opportunità di intervento.

Grazie all'utilizzo di modelli tecnologici dell'intero sistema energetico, non è necessario ricorrere a fattori di conversione predeterminati, ma la quantificazione in energia primaria viene contabilizzata direttamente dagli strumenti modellistici.



*(3) le tappe indicative della strategia di ristrutturazione a lungo termine del parco nazionale di edifici residenziali e non residenziali, pubblici e privati, la tabella di marcia con indicatori di progresso misurabili stabiliti a livello nazionale, una stima fondata su prove del risparmio energetico atteso, nonché dei benefici in senso lato, e i contributi agli obiettivi di efficienza energetica dell'Unione ai sensi della Direttiva 2012/27/UE in conformità dell'articolo 2 bis della Direttiva 2010/31/UE;*

Con il recepimento della Direttiva 2018/844/UE di modifica della Direttiva 2010/31/UE sulla prestazione energetica degli edifici, previsto entro il 10 marzo 2020, sarà redatta la strategia di lungo termine per la ristrutturazione del parco immobiliare, che conterrà, tra l'altro, una rassegna completa degli edifici sul territorio nazionale, sia pubblici che privati, e una tabella di marcia basata su indicatori, per il conseguimento dell'obiettivo di decarbonizzazione al 2050, con tappe intermedie al 2030 e al 2040.

Si riportano, nel presente paragrafo, le valutazioni preliminari che saranno alla base della redazione della strategia suddetta.

In base all'ultimo censimento Istat (2011), sono circa 14,5 milioni gli edifici e i complessi presenti sul territorio nazionale, il 13,1% in più rispetto al 2001.

È di tipo residenziale l'84,3% degli edifici complessivamente censiti (circa 12,2 milioni), in crescita dell'8,6% dal 2001, incremento che risulta sostanzialmente in accordo con quello riscontrato per le famiglie. Gli edifici residenziali sono costituiti per il 51,8% da abitazioni singole.

Tra gli edifici non residenziali, la fetta più ampia è costituita da quelli destinati a un uso produttivo, seguono quelli commerciali e per servizi. Più ridotta è la quota di edifici a uso turistico/ricettivo e direzionale/terziario (4% circa in entrambi i casi).

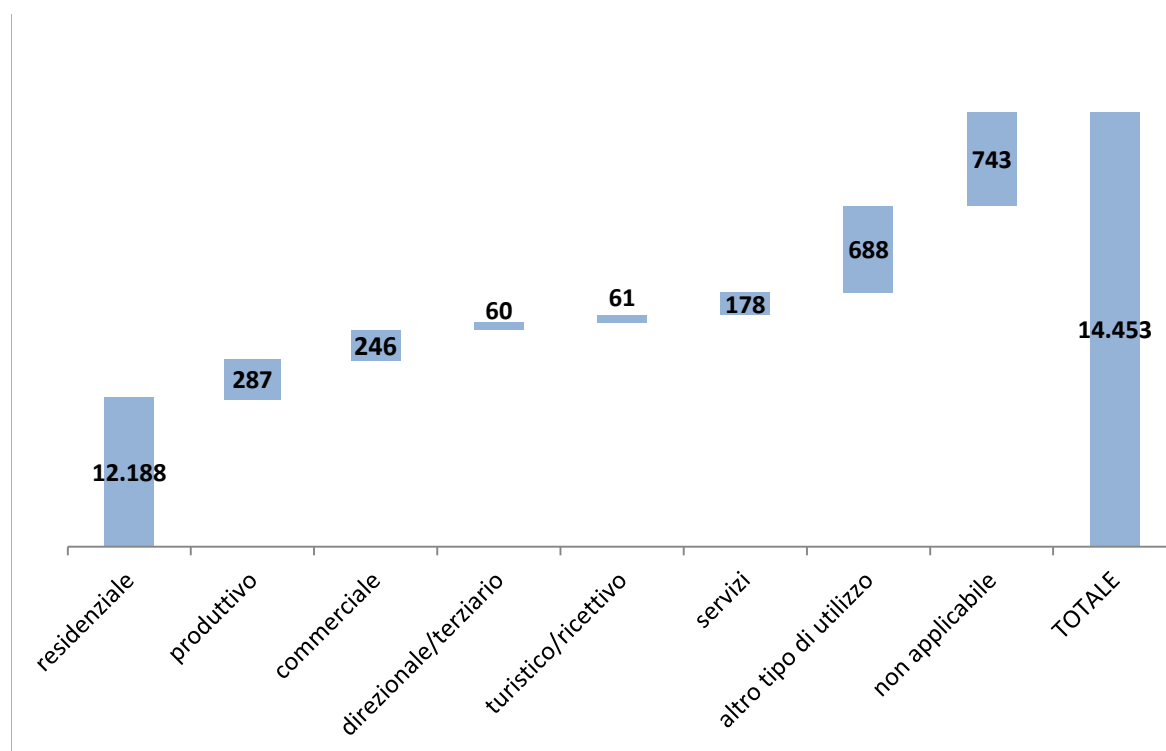
Ammontano a 31,2 milioni le abitazioni censite nel 2011; il 77,3% risulta occupato da almeno una persona residente, il restante 22,7% è costituito da abitazioni vuote o occupate solo da persone non residenti.

In termini di superficie, secondo i dati Istat 2011 il patrimonio immobiliare nazionale ammonta a circa 2,397 mld m<sup>2</sup>. Di questi il patrimonio edilizio della Pubblica Amministrazione dovrebbe interessare circa 250 mln m<sup>2</sup>, di cui il 55% occupati dalla Pubblica Amministrazione stessa<sup>3</sup>.

---

<sup>3</sup> RSE, GSE: I consumi energetici della Pubblica Amministrazione, luglio 2012.

Figura 19 - Parco immobiliare nazionale, per destinazione d'uso (migliaia di edifici)



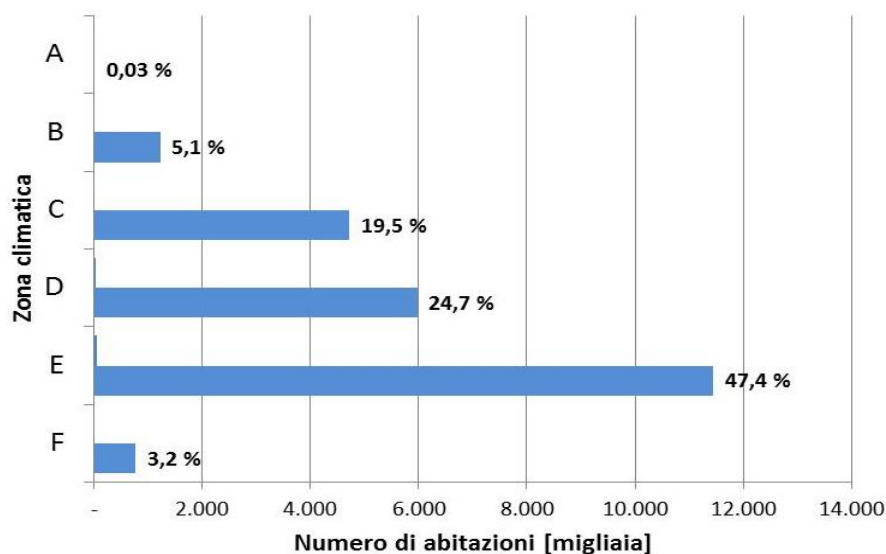
Le determinazioni dei consumi medi per le diverse destinazioni d'uso sono state sviluppate facendo riferimento alla distribuzione degli edifici per zona climatica ed epoca di costruzione, nonché sulla base dei dati di consumo derivati da indagini statistiche su un set rappresentativo di edifici.

Nel 2011, secondo i dati Istat mostrati nella Figura che segue, circa la metà delle abitazioni risultava censita nei comuni classificati nella zona climatica E; se si sommano anche quelli della zona D si arriva a coprire oltre il 72% delle abitazioni censite. La popolazione residente in tali zone ha percentuali analoghe (come risulta dalla Figura sotto riportata).

Tabella 16 - Classificazione delle zone climatiche in Italia [elaborazioni RSE di dati Istat]

Zona Climatica	Popolazione [milioni]	Percentuale popolazione	Numero comuni
A	0,02	0,03%	2
B	3,2	5,6%	157
C	12,5	21,8%	989
D	14,7	25,7%	1609
E	25,1	43,9%	4274
F	1,7	3,0%	1073

Figura 20– Ripartizione del numero di abitazioni stabilmente occupate per zona climatica [Elaborazione RSE su dati del Censimento Istat 2011]



Come indicatore del consumo energetico è stato utilizzato il kWh/m<sup>2</sup>/anno, riferito alla superficie utile dell'edificio, armonizzato facendo riferimento alla zona climatica, alla destinazione d'uso e alla tipologia edilizia.

Nella Tabella seguente si riportano gli indicatori di consumo medio annuale per le singole destinazioni d'uso<sup>4</sup>.

Tabella 17 - Destinazione d'uso e indicatore di consumo medio annuale ponderato per zona climatica

Destinazione d'uso	Consumo elettrico [kWh/m <sup>2</sup> anno]	Consumo termico [kWh/m <sup>2</sup> anno]
Residenziale monofamiliare	38	142
Residenziale plurifamiliare	35	125
Scuole	20	130
Uffici	95	170
Alberghi	110	150
Pubblica Amministrazione	55	143

Secondo le valutazioni condotte, al 2030 si punterà a ottenere un risparmio energetico annuo da riqualificazione degli edifici pari a 5,7 Mtep, di cui 3,3 Mtep derivanti dal settore residenziale e 2,4 Mtep dal settore terziario (pubblico e privato). Considerando poi una vita tecnica media degli interventi pari a vent'anni, ci si pone per il 2040 e per il 2050 un obiettivo indicativo di risparmio annuo di 11,4 Mtep, di cui 6,6 Mtep in ambito residenziale e 4,8 Mtep in ambito terziario. Nel paragrafo 3.2.2 si riportano i primi orientamenti in merito alle misure poste in campo per il conseguimento di tale target.

<sup>4</sup> Per le analisi sono stati utilizzati dati di provenienza Istat, Ministero dello Sviluppo Economico, CRESME ed ENEA.

*(4) la superficie coperta utile totale da ristrutturare o il risparmio energetico annuo equivalente da realizzare tra il 2021 e il 2030 ai sensi dell'articolo 5 della direttiva 2012/27/UE relativo al ruolo esemplare degli edifici degli enti pubblici;*

Relativamente alla riqualificazione energetica del 3% annuo della superficie degli immobili della Pubblica Amministrazione centrale di cui all'articolo 5 della Direttiva EED, si confida sulla capacità dell'attuale programmazione degli interventi di rispettare l'obbligo previsto dalla Direttiva.

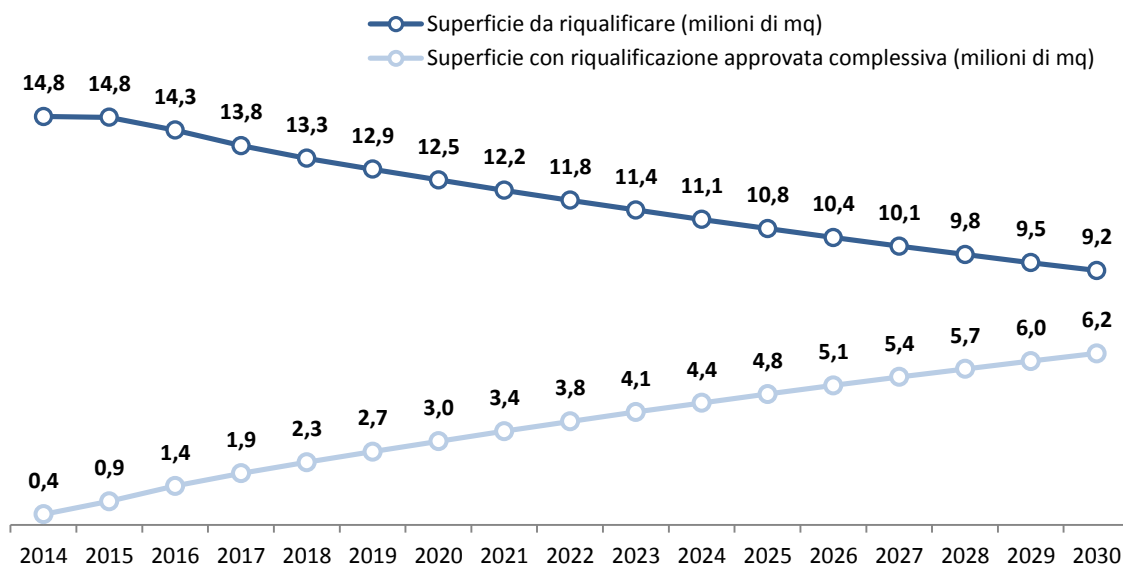
La misura vigente è stata peraltro rafforzata dalla legge di bilancio 2019 che ha stanziato ulteriori risorse per il programma, in misura pari a 25 mln€ per il 2019 e 40 mln€ per ciascuno degli anni dal 2020 al 2022.

È inoltre prevista la prosecuzione del Programma per la Riqualificazione Energetica degli Edifici della Pubblica Amministrazione Centrale (PREPAC) nel periodo 2021-2030, che sarà potenziato tenendo conto dell'esperienze maturate nel corso del settennio 2014-2020.

In particolare, considerando una superficie complessiva degli edifici soggetti alle disposizioni di cui all'articolo 5 della Direttiva EED, pari in Italia a 15,2 mln m<sup>2</sup>, per 4.102 occupazioni, si prevede che nel periodo 2021-2030 saranno soggetti a riqualificazione energetica 3,2 mln m<sup>2</sup> afferenti agli edifici della Pubblica Amministrazione centrale.

Nella Figura seguente si riportano l'andamento delle superfici per cui è stata programmata e finanziata la riqualificazione, e le superfici che rimangono da riqualificare. I dati dal 2014, ovvero dall'anno di inizio dell'obbligo, al 2017 sono a consuntivo, mentre per gli anni successivi e fino al 2030 si ipotizza il rispetto del tasso minimo del 3% previsto dalla Direttiva EED.

Figura 21 - Trend di riqualificazione del parco immobiliare della PA centrale (mln m<sup>2</sup>)



*ii. Tappe indicative fissate al 2030, 2040 e 2050, indicatori di progresso messi a punto a livello nazionale, una stima affidabile del risparmio energetico atteso nonché dei benefici in senso lato, e relativi contributi al conseguimento dei traguardi unionali di efficienza energetica come previsto nelle tabelle di marcia stabilite nelle strategie di ristrutturazione a lungo termine per il parco nazionale di edifici residenziali e non residenziali, pubblici e privati, in conformità all'articolo 2 bis della Direttiva 2010/31/UE*

Si rimanda a quanto descritto nel precedente punto i.(3)

*iii. Se del caso, altri obiettivi nazionali, compresi obiettivi o strategie a lungo termine e obiettivi settoriali e obiettivi nazionali in ambiti quali l'efficienza energetica nel settore dei trasporti e relativamente a riscaldamento e raffreddamento*

Il conseguimento degli obiettivi energetici, come già descritti, è strategicamente correlato al rinnovo del parco immobiliare, dando priorità all'efficienza energetica e all'utilizzo delle energie rinnovabili.

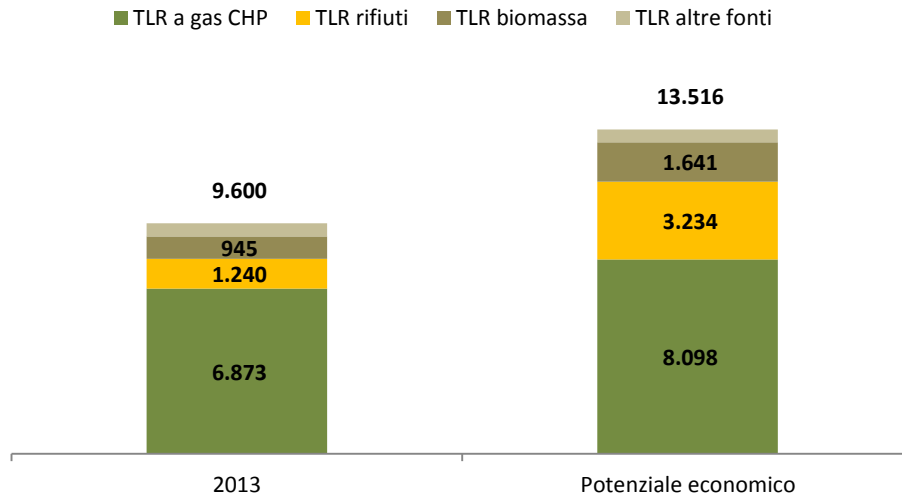
Per conseguire gli obiettivi è necessario l'impiego di tecnologie che siano in grado di assicurare bassi fabbisogni di riscaldamento, raffrescamento e acqua calda sanitaria (ACS), da soddisfare con elevata efficienza energetica e con l'utilizzo di fonti rinnovabili. Occorre inoltre considerare l'aumento della domanda di comfort nelle abitazioni, in particolare collegato alla necessità relativamente nuova di raffrescamento.

Fra le soluzioni disponibili giocano un ruolo strategico le pompe di calore (pdc), che consentono l'erogazione dei servizi di riscaldamento, di condizionamento e produzione di ACS con un solo apparecchio, rendendo la pdc un dispositivo di sicuro interesse per la climatizzazione di buona parte degli edifici civili situati sul territorio nazionale.

Inoltre, l'Italia perseguirà un obiettivo di espansione dell'uso del teleriscaldamento e teleraffrescamento efficiente, sfruttando il potenziale economico residuo in modo coerente con gli altri obiettivi di politica energetica e ambientale, quali la riduzione del fabbisogno di termovalorizzazione dei rifiuti e la limitazione dell'uso delle biomasse per motivi di riduzione delle emissioni.

In particolare, secondo quanto risultato dal rapporto di valutazione del potenziale nazionale di applicazione della Cogenerazione ad Alto Rendimento e del teleriscaldamento efficiente previsto dall'articolo 14 della Direttiva EED, redatto dal GSE, il potenziale economicamente sostenibile di incremento dell'energia erogata da teleriscaldamento è di circa 4.000 GWh, per un'estensione delle reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento a livello nazionale pari a circa 900 km, aggiuntivi rispetto agli attuali circa 4.100 km.

Figura 22 - Potenziale economico di incremento dell'energia erogata da TLR per fonte (GWh) [Fonte: rapporto di valutazione del potenziale nazionale di applicazione della CAR e del TLR. 2015-2016]



La valutazione citata del potenziale incrementale del teleriscaldamento è stata condotta congiuntamente all'analisi del potenziale incrementale della Cogenerazione ad Alto Rendimento e si è al momento prioritariamente focalizzata sulle fonti principali per entrambe le finalità (TLR e CAR) ovvero gas naturale, biomasse e rifiuti. Può risultare interessante condurre una analisi approfondita ad ampio spettro dell'integrazione con le reti di teleriscaldamento di alcune tecnologie, a oggi marginali in ambito TLR ma potenzialmente promettenti in tessuto urbano ad alta densità, quali ad esempio il solare termico, le pompe di calore centralizzate o il recupero di scarti di energia termica da impianti dislocati sul territorio. La valutazione del potenziale del teleriscaldamento e dell'integrazione con queste tecnologie verrà aggiornata e approfondita, con orizzonte al 2030 (secondo quanto previsto dall'art. 15 della Direttiva RED II), tenendo conto di una nuova generazione di impianti di teleriscaldamento che si affaccia all'uso (quarta generazione), caratterizzata dal basso livello di temperatura del fluido termovettore.

## 2.3 Dimensione della sicurezza energetica

In questo paragrafo si tratta, oltre che di sicurezza dell'approvvigionamento di gas da paesi terzi, anche di sicurezza del sistema elettrico, in quanto si ritiene che la sicurezza del sistema energetico nel suo complesso debba considerare anche la sicurezza della fornitura ai consumatori, e ciò anche in considerazione di alcuni elementi specifici dell'Italia: per un verso, i due sistemi sono, e saranno ancor più, fortemente interdipendenti, dal momento che la produzione elettrica è assicurata sostanzialmente da fonti rinnovabili e gas, con un ruolo del carbone minoritario; per altro verso, come detto in precedenza, è intenzione del Governo abbandonare il carbone per la produzione elettrica entro il 2025.

### *i. Gli elementi di cui all'articolo 4, lettera c*

#### *(1) gli obiettivi nazionali:*

- *incrementare la diversificazione delle fonti di energia dei relativi approvvigionamenti da paesi terzi, nell'ottica di ridurre la dipendenza dalle importazioni di energia;*
- *aumentare la flessibilità del sistema energetico nazionale;*
- *affrontare limitazioni o interruzioni di approvvigionamento di una fonte di energia, nell'ottica di accrescere la resilienza dei sistemi energetici regionali e nazionali, compreso un calendario delle scadenze per il raggiungimento degli obiettivi;*

#### **Settore gas**

Dagli scenari considerati è previsto un fabbisogno di 49 Mtep di gas naturale (circa 60 GSm<sup>3</sup>) al 2030 con un picco di consumi intorno al 2025 dovuto alla fuoriuscita del carbone dal mix di generazione elettrica. A questo va aggiunto il biometano, al momento quantificato in circa 1 GSm<sup>3</sup> dedicato al trasporto come da sistema di obblighi di biocarburanti vigente. Il sistema gas giocherà quindi un ruolo indispensabile per il sistema energetico nazionale e potrà divenire il perno del sistema energetico "ibrido" elettrico-gas, anche alla luce della spinta per la diffusione di carburanti alternativi nei trasporti.

Il sistema gas italiano, geograficamente "a valle" dei più importanti transiti di gas naturale che attualmente attraversano l'Europa (gas russo e gas del Mare del Nord), è caratterizzato notoriamente da un livello dei prezzi di scambio del gas superiore a quello dei principali hub europei. Questo spread è dovuto a una ancora incompleta integrazione del mercato italiano con i mercati più liquidi nord europei, a cui è connesso tramite il gasdotto svizzero Transitgas che ha una gestione delle capacità di trasporto a breve termine non corrispondente alle regole europee, che non consente agli shipper di bilanciare giornalmente i prezzi tra i due mercati. Tale situazione è in fase di marcato peggioramento a causa della messa fuori esercizio di uno dei due gasdotti che costituiscono il sistema di trasporto TENP in Germania, che collega il gasdotto svizzero Transitgas al nord Europa.

In condizioni normali questo comporta esclusivamente un più alto costo dell'energia in Italia, ma in particolari condizioni congiunturali il sistema può rischiare la crisi degli approvvigionamenti. Per quanto riguarda gli standard di approvvigionamento quindi, recenti analisi condotte dal MiSE a seguito delle variazioni del quadro generale nell'ultimo inverno (2017/2018) hanno evidenziato alcune criticità nella copertura della domanda negli scenari previsti dal Regolamento stesso.

Infatti, nella valutazione di misure infrastrutturali, il Regolamento (UE) 2017/1938 ha imposto agli Stati membri di adottare le misure necessarie a soddisfare la domanda massima giornaliera di gas

anche nel caso dovesse verificarsi l'interruzione totale del flusso della principale infrastruttura di approvvigionamento di gas del paese, cioè di quella dotata della più elevata capacità di fornitura, secondo la cosiddetta "Formula N-1" (nel caso dell'Italia, il metanodotto di importazione del gas russo).

I risultati della formula N-1 contenuti nell'ultimo documento di analisi del rischio trasmesso nel 2017 dall'Italia alla Commissione europea contengono un valore molto vicino alla soglia minima al di sotto della quale lo standard infrastrutturale dello Stato è considerato inadeguato a garantire i necessari livelli di sicurezza per il paese. Questo risultato è dovuto sia alla crescita della domanda di punta di gas registrata negli ultimi anni, sia, e soprattutto, alla diminuzione dei flussi, già registrati o fondatamente prevedibili, di alcuni importanti metanodotti di importazione in esercizio, sia per motivi tecnici legati alla funzionalità del metanodotto, sia per la diminuzione dei volumi dei contratti di importazione in corso di rinegoziazione con l'Algeria.

Le simulazioni attuali più dettagliate, aderenti a cosa potrebbe succedere in caso di una interruzione della principale fonte di approvvigionamento nel corso dei prossimi inverni, evidenziano rischi per il sistema che, in alcuni scenari, potrebbe non riuscire a coprire il fabbisogno di gas degli utenti connessi.

Gli esiti delle simulazioni evidenziano infatti la non ottimale condizione dell'approvvigionamento italiano di gas naturale in caso di situazioni di crisi che potrebbero manifestarsi nei prossimi inverni, condizioni che verranno riportate alla soglia minima tramite l'ottimizzazione dei flussi di ingresso.

Nel settore gas l'obiettivo principale è quindi quello di garantire un sistema complessivamente più sicuro, flessibile e resiliente, in grado di fronteggiare un contesto di mercato tendenzialmente più incerto e volatile, e di supportare il forte sviluppo delle fonti rinnovabili non programmabili, garantendo la copertura della domanda di energia soprattutto in relazione ai picchi di domanda coincidenti con bassi livelli di produzione delle fonti rinnovabili.

Questi obiettivi possono essere raggiunti tramite:

- l'incremento della diversificazione delle fonti di approvvigionamento, attraverso l'ottimizzazione dell'uso delle infrastrutture esistenti e lo sviluppo del mercato del GNL;
- il miglioramento della flessibilità del sistema nazionale rispetto alle fonti di approvvigionamento, tramite l'ammodernamento della rete di trasporto del gas, anche ai fini dell'aumento dei suoi standard di sicurezza e controllo, secondo quanto previsto nei Piani decennali di sviluppo delle società di trasporto;
- il miglioramento del margine di sicurezza in caso di elevati picchi di domanda;
- il coordinamento dei piani di emergenza nazionali con quelli degli altri Paesi che sono collegati ai medesimi corridoi di approvvigionamento fisico, come previsto dal Regolamento europeo 1938/2017 sulla sicurezza del sistema del gas, stabilendo anche possibili misure di solidarietà tra Stati membri.

### **Settore dei prodotti petroliferi**

I prodotti petroliferi, seppur caratterizzati da una domanda in contrazione al 2030, rappresenteranno comunque il 31% del totale del fabbisogno energetico nazionale, in particolare nei settori trasporti e petrolchimico. Nel percorso verso modelli economici di sviluppo basati sulle fonti rinnovabili, si è comunque consapevoli che anche il settore della raffinazione potrà contribuire positivamente alla transizione verso un'economia a minor contenuto di carbonio potendo contare su un alto grado di specializzazione, su processi produttivi all'avanguardia e su un continuo forte impegno in termini di ricerca e sviluppo.

I prodotti petroliferi rappresentano ancora una materia prima anche per la cosiddetta green chemistry e per la produzione di plastiche, fibre e gomme sintetiche, detersivi e altri prodotti di



largo impiego. Negli ultimi anni i prodotti petroliferi hanno coperto circa il 90% del fabbisogno di materia prima del petrolchimico, seguiti da gas e solidi solo in misura marginale. Gli approvvigionamenti più importanti dall'estero sono costituiti da petrolio e prodotti raffinati. Le forniture provengono in maggioranza da Paesi con elevati profili di rischio geopolitico; a controbilanciare tale situazione sfavorevole vi è la forte diversificazione dei fornitori, avviata in tempi storici (Algeria, Libia, Iran, Russia) e continuata attivamente sino a oggi (es. Azerbaijan, Qatar, USA, Canada). Rimane il tema della dipendenza da alcuni di essi, in particolare per quanto riguarda i carburanti avio che potrebbero essere soggetti a tensioni sui prezzi.

Le scorte italiane di greggio e prodotti petroliferi nel 2018 ammontano a 130 giorni di importazioni secondo la metodologia dell'Agenzia Internazionale per l'Energia, corrispondenti a 90 giorni di importazioni nette secondo la vigente normativa europea. L'Italia ha comunque sviluppato un efficiente sistema di scorte la cui gestione è affidata all'Acquirente Unico – OCSIT, operante sotto la vigilanza del MISE, con l'obbligo di acquistare l'equivalente di 30 giorni di scorte di sicurezza, per conto dello Stato, entro il 2022. L'OCSIT, che opera senza fini di lucro con costi a carico degli operatori petroliferi in base al loro immesso in consumo sul mercato nazionale, agisce acquisendo, vendendo, mantenendo le scorte dei principali prodotti petroliferi nel territorio italiano. Dall'inizio dell'operatività nel 2014 l'OCSIT ha acquistato, tramite gare pubbliche, l'equivalente di 12 giorni di scorte e continuerà a operare accelerando la tempistica di acquisto delle scorte in modo da approfittare dell'attuale basso livello dei prezzi dei prodotti petroliferi.

La crisi della raffinazione ha comportato, in Italia, la riconversione di cinque importanti raffinerie: Mantova, Roma e Cremona sono state riconvertite in poli logistici, mentre Marghera è stata riconvertita in bio-raffineria e a Gela è in fase conclusiva tale riconversione, in prospettiva finalizzata alla produzione di biocarburanti avanzati, settore dove l'Italia vanta una leadership tecnologica importante.

### **Settore elettrico**

Gli obiettivi nazionali nell'ambito della sicurezza energetica per il settore elettrico sono suddivisi tra obiettivi di natura infrastrutturale, finalizzati a incrementare la sicurezza di alimentazione nelle diverse condizioni attese, in coerenza con gli scenari ENTSO-E e con le previsioni del TSO, e obiettivi di natura gestionale/organizzativa, finalizzati a implementare la normativa necessaria a rimuovere gli ostacoli e i vincoli che rallentano la realizzazione dei predetti interventi, nonché per indirizzare i relativi investimenti nella direzione degli obiettivi generali del piano, secondo criteri di efficacia costi-benefici.

Lo sviluppo delle interconnessioni con le altre reti, in un contesto di profondi mutamenti del mercato europeo, risponde all'esigenza, oltre che di ampliare la dimensione del mercato stesso e di ridurre il gap di prezzo, anche di affrontare meglio i problemi di affidabilità del sistema in termini di adeguatezza e flessibilità.

La capacità di interconnessione italiana è oggi concentrata soprattutto sulle frontiere nord-ovest e nord-est del Paese, integrata da connessioni anche con la Grecia e con il Montenegro (entro il 2019).

E' previsto di potenziare ulteriormente le interconnessioni verso tali frontiere (cfr. par. 2.4.1) per contribuire agli obiettivi posti dall'Energy Union, secondo un approccio costi-benefici e privilegiando il collegamento con sistemi a forte sviluppo di energia rinnovabile e/o in grado di contribuire al contenimento dei prezzi interni. Lo sviluppo delle opere di rete è contenuto nei Piani di sviluppo del TSO che sono sottoposti anche alla consultazione pubblica e alla valutazione del regolatore.

Sul piano interno, il nuovo sistema di generazione sarà caratterizzato da una forte crescita delle rinnovabili non programmabili e di piccola taglia, con una crescente complessità gestionale per la

rete e una altrettanto crescente richiesta di flessibilità per il bilanciamento. Sia pure considerando la possibilità che gradualmente si modifichino gli assetti infrastrutturali e lo stesso disegno di mercato, oggi gli scenari di forte crescita della produzione rinnovabile sono tecnicamente sostenibili in condizioni di sicurezza, a condizione che siano contestualmente realizzate le opere di sviluppo della rete (nuovi elettrodotti e potenziamento di tratti esistenti) già previste nei piani di Terna, in modo da gestire i fenomeni indotti dal cambiamento del mix produttivo, ivi compreso il processo di phase-out dal carbone, e incrementare la capacità di transito interzonale. Oltre alle opere già previste, la presenza di congestioni richiede secondo le analisi tecniche un ulteriore sviluppo della rete di trasmissione per incrementare di 1000 MW la dorsale adriatica.

La realizzazione di una vasta capacità di accumulo, sia concentrata a servizio della rete sia diffusa, è parimenti indispensabile a mitigare alcune criticità e disporre di adeguate risorse di flessibilità

Un obiettivo centrale sarà il mantenimento di condizioni di adeguatezza del sistema anche nel medio-lungo termine, soprattutto in uno scenario di forte cambiamento del mix di generazione nazionale ed europeo e del ventaglio delle risorse possibili (demand response; tecnologie di accumulo) e disponibili; tale obiettivo richiede adeguati strumenti di intervento, in questa fase indentificati soprattutto nel nuovo meccanismo di remunerazione della capacità. Concorrono agli stessi scopi, inoltre, gli interventi finalizzati ad assicurare la più ampia partecipazione al mercato dei servizi di tutte le risorse che possono contribuire alla sicurezza.

Con un orizzonte temporale fissato al 2030, si ritiene di fissare una serie di obiettivi, come di seguito descritto, per ciascuna area di intervento. Al termine del paragrafo, si riassumono gli obiettivi e si fornisce una dimensione quantitativa degli stessi, in maniera da raccordare ogni obiettivo con le relative misure di dettaglio come descritte al paragrafo 3.3.

*ii. Obiettivi nazionali per incrementare la diversificazione delle fonti e relativi all'approvvigionamento da paesi terzi e nell'ottica di accrescere la resilienza dei sistemi energetici regionali e nazionali*

### **Settore gas**

Considerato che il gas continuerà comunque a svolgere nel breve-medio periodo una funzione essenziale, in sinergia con le fonti rinnovabili, per gli usi industriali e domestici e soprattutto per la generazione elettrica, occorre continuare a prestare una particolare attenzione alla diversificazione delle fonti di approvvigionamento.

Le forniture di gas attualmente provengono prevalentemente da Paesi con elevati profili di rischio geopolitico; per controbilanciare tale situazione sfavorevole si è cercato di diversificare i fornitori non europei (Algeria, Libia, Qatar, Russia) già da diversi anni e si continua ancora attivamente in questa direzione (e.g., Azerbaijan, e USA e Canada come GNL).

Per quanto riguarda l'obiettivo della diversificazione della capacità di importazione, si sta procedendo:

- a ottimizzare l'uso della capacità di importazione di GNL nei terminali esistenti per favorire la partecipazione dell'Italia al mercato mediterraneo e globale del GNL in concorrenza con i terminali del nord Europa;
- all'apertura del Corridoio Sud tramite TAP (Trans Adriatic Pipeline), infrastruttura che verrà messa in funzione in un orizzonte di breve termine (entro il 2020) consentendo l'importazione di circa 8,8 mld di m<sup>3</sup> all'anno di gas azero in Italia e con un potenziale incremento di capacità per ulteriori 10 mld di m<sup>3</sup> all'anno realizzabile senza nuovi interventi infrastrutturali sul suo tratto italiano;
- progetto EastMed: il progetto, pur potendo consentire dal 2025 una ulteriore diversificazione delle rotte attuali (l'Italia è il Paese che più di ogni altro all'interno dell'UE

diversifica le proprie fonti), potrebbe non rappresentare una priorità visto che gli scenari di decarbonizzazione possono essere attuati tramite le infrastrutture esistenti e il summenzionato TAP.

### **Settore elettrico**

Obiettivo principale è l'introduzione di nuovi strumenti di mercato, finalizzati a orientare gli investimenti in nuovi sistemi di accumulo e capacità di generazione e a promuovere (anche in questo campo come per il mercato dei servizi alla rete) un ruolo progressivamente più attivo della domanda e di altre risorse che possono concorrere all'adeguatezza, sulla base di standard prefissati. Ciò sarà attuato con un nuovo mercato della capacità, valorizzando soluzioni tecnologicamente avanzate e a basso impatto ambientale, in coerenza con gli obiettivi generali del piano sul fronte della decarbonizzazione, e con le esigenze poste dalla penetrazione delle rinnovabili non programmabili. In un sistema elettrico alimentato da un mix energetico in cui la quota di energia rinnovabile è prevista in forte crescita, la struttura dei costi di generazione tenderà infatti a sbilanciarsi verso i costi fissi, anche per gli impianti convenzionali, chiamati a lavorare per un numero di ore annue inferiori rispetto agli standard progettuali. Meccanismi di mercato basati sulla capacità, quindi, oltre a risultare indispensabili sul fronte della sicurezza e adeguatezza, possono avere nel medio-lungo termine anche effetti positivi sul fronte dei costi dei servizi alla rete e dei prezzi all'ingrosso.

Occorre in proposito aggiungere che, tra le varie azioni coordinate portate avanti dai Paesi europei, vi è anche un diverso approccio ai temi dell'adeguatezza e della sicurezza, non più esclusivamente demandato ai singoli Stati ma da valutare nel suo complesso, ferma restando la responsabilità dei singoli Paesi. A tal riguardo, il regolamento 714/2009 stabilisce che sia l'ENTSO-E a delineare gli scenari di adeguatezza e sicurezza a livello generale (outlook semestrali e di medio termine), lasciando poi ai singoli gestori di ogni Paese il compito di definire i dettagli e le specificità di ciascun sistema. Nell'ultimo outlook relativo all'adeguatezza nel medio termine (Mid-term adequacy forecast – maggio 2018), l'ENTSO-E ha evidenziato criticità per l'Italia già nel breve termine (2020) in alcune zone (Sicilia) e in misura ancora più gravosa nel medio termine (2025) in tutto il Centro-Nord e nelle Isole Maggiori. Il fenomeno non è nuovo in quanto da alcuni anni, a causa della riduzione della capacità termoelettrica, in condizioni di particolare stress (tipicamente le punte di consumo estive e le stagioni invernali, con contestuali problemi di indisponibilità di parte degli impianti dai Paesi di interscambio e conseguenti riduzioni del saldo con l'estero) l'Italia ha conosciuto una riduzione del margine di riserva operativa, in particolare nelle aree del Centro-Nord del Paese. Le analisi svolte da Terna, contenute nell'Adequacy Report, hanno segnalato che, in uno scenario inerziale, certamente al 2025, le soglie dei due indici LOLE (Loss of Load Expectations, che rappresenta il numero di ore all'anno in cui la domanda è superiore alle risorse disponibili, incluso l'import) e ENS (Expected Energy Not Served, che rappresenta l'eccedenza della domanda rispetto alle risorse disponibili, misurata in energia) non sarebbero rispettate.

In considerazione di quanto sopra evidenziato, il Governo italiano - al pari di molti altri Paesi europei - ritiene necessario dotarsi di strumenti atti a garantire nel medio-lungo termine la disponibilità di capacità necessaria a soddisfare i requisiti di adeguatezza del sistema elettrico italiano, integrando tuttavia l'attuale schema di disciplina nazionale del mercato della capacità con la previsione di limiti emissivi della CO<sub>2</sub> per unità di energia erogata che promuova fin da subito gli impianti a basso impatto ambientale (oltre che la domanda attiva e le rinnovabili), escludendo gli impianti a carbone. In tal senso, l'Italia intende anticipare quanto previsto anche dal Regolamento europeo in corso di adozione e rendere il nuovo strumento funzionale alla transizione verso gli obiettivi di decarbonizzazione della produzione elettrica. Si procederà dunque ad una notifica integrativa della misura di aiuto alla Commissione europea, con l'obiettivo di far diventare operativo il sistema già nel 2019.

Il consolidamento del sistema sul fronte dell'adeguatezza tramite meccanismi di remunerazione della capacità comporterà una diversa struttura dei costi per il sistema, con un costo di remunerazione della potenza che verrebbe bilanciato, in termini di benefici, dai vincoli di offerta per gli impianti e le risorse che aderiranno al nuovo sistema e dunque dall'effetto di calmieramento dei prezzi sui mercati dell'energia e dei servizi; si aggiungono a questi gli importanti benefici in termini di aumento della sicurezza, per cui il rafforzamento dei margini di riserva potrà gradualmente ridurre la necessità di mettere in campo misure straordinarie in occasione delle criticità stagionali, come il potenziamento dell'interrompibilità e della riserva terziaria di sostituzione.

Un ulteriore obiettivo riguarda lo sviluppo importante della capacità di accumulo, che sarà gradualmente ma sempre più indirizzata anche verso soluzioni "energy intensive", per limitare il fenomeno dell'overgeneration e favorire il raggiungimento degli obiettivi di consumo di energia rinnovabile. Fra le tecnologie di stoccaggio, i sistemi di storage idroelettrico costituiscono oggi l'opzione più matura. La forte penetrazione delle rinnovabili richiederà prima di tutto un incremento dell'utilizzo degli impianti di pompaggio esistenti, grazie anche ai rinforzi di rete pianificati, nel Nord Italia, oltre a nuovi impianti della stessa tipologia. Gli impianti di pompaggio, infatti, rappresentano un'importante risorsa per l'adeguatezza oltre che per la sicurezza e flessibilità del sistema, essendo in grado di fornire nelle ore di più alto carico la massima capacità disponibile, assicurata dal riempimento degli invasi a monte, a seguito della programmazione in pompaggio di tali impianti nelle ore di basso carico. Per i prossimi anni è necessario perseguire, inoltre, anche un cospicuo sviluppo dello storage elettrochimico sia a livello distribuito che centralizzato, guidato da una curva di riduzione dei costi che renderà sempre più vantaggiosi i sistemi distribuiti di generazione fotovoltaica con batteria.

Infine, l'obiettivo di una maggiore resilienza del sistema elettrico andrà perseguito attraverso azioni volte a rafforzare le reti e i sistemi di controllo attraverso l'ottimizzazione dei meccanismi di coordinamento tra i diversi soggetti istituzionali competenti; tale obiettivo riguarderà il miglioramento della capacità di prevenzione, lo sviluppo della resistenza del sistema agli eventi di stress, l'efficacia del pronto intervento e ripristino del servizio nei casi di interruzione e la garanzia dell'incolumità di tutti i soggetti a vario titolo coinvolti. Gli obiettivi in tale ambito devono necessariamente tener conto della dimensione transnazionale dei rischi per la sicurezza, data la crescente interconnessione delle reti di trasmissione, e della conseguente necessità di un maggior coordinamento tra i Paesi europei anche nella definizione dei Piani nazionali.

Ai fini della sicurezza del sistema elettrico, a livello nazionale si è aperto un tavolo di confronto tecnico tra ARERA, TSO e i DSO, per individuare le azioni volte a incrementare la resilienza delle infrastrutture elettriche a fronte dei sempre più frequenti eventi meteorologici di grave entità che comportano interruzioni del servizio, prolungate e diffuse sul territorio. Con specifici indirizzi, il MiSE ha previsto che sia i concessionari della distribuzione sia Terna presentino i piani di resilienza, indicando le aree e le linee più a rischio, i fenomeni che possono compromettere il servizio e gli interventi per evitare o comunque ridurre la probabilità e l'estensione dell'interruzione. I gestori di rete devono inoltre indicare le azioni, anche di coordinamento con altri attori istituzionali quali la Protezione civile, gli Enti locali e le Prefetture, per ripristinare il servizio qualora, in connessione all'evento, si manifestino i disservizi.

ARERA, con la Deliberazione 18/12/2018 668/2018/R/EEL, ha individuato un sistema di premialità e penalità per incentivare gli interventi della resilienza.

*iii. Se del caso, obiettivi nazionali relativi alla riduzione della dipendenza dalle importazioni di energia da paesi terzi, nell'ottica di accrescere la resilienza dei sistemi energetici regionali e nazionali*

L'obiettivo di incremento dell'indipendenza energetica sarà perseguito prevalentemente mediante l'incremento della produzione da energia rinnovabile e dell'efficienza energetica, in misura precisata nei relativi capitoli. Sulla base dello scenario con obiettivi, la dipendenza energetica dovrebbe ridursi dal 77,5% del 2016 a circa il 63% nel 2030. La resilienza del sistema energetico nel suo complesso sarà migliorata anche con un maggior grado di integrazione delle interconnessioni elettriche con gli altri Stati (si veda capitolo in proposito), nonché con la diversificazione delle fonti di approvvigionamento.

*iv. obiettivi nazionali per aumentare la flessibilità del sistema energetico nazionale, in particolare mediante lo sviluppo delle fonti energetiche interne, la gestione della domanda e lo stoccaggio*

Gli obiettivi sulle fonti rinnovabili saranno perseguiti prevalentemente attraverso lo sviluppo delle risorse nazionali, sia pure in un contesto di interscambio con gli altri Paesi.

L'utilizzo della gestione della domanda e degli accumuli per migliorare flessibilità e sicurezza del sistema (elettrico, e di conseguenza, anche del gas) è già in fase di avvio. In particolare, in applicazione di norme di legge, l'ARERA ha definito i criteri per consentire la partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento alla domanda, alle unità di produzione non già abilitate (quali quelle alimentate da fonti rinnovabili non programmabili e la generazione distribuita) nonché ai sistemi di accumulo, ivi incluse le batterie delle auto elettriche. Sono dunque stati avviati progetti pilota che consentono a figure denominate aggregatori di partecipare al mercato aggregando unità di consumo, unità di produzione non rilevanti, unità di produzione rilevanti non già abilitate al mercato dei servizi, anche in configurazioni miste (UVAM: unità virtuali abilitate miste). Si prevede, a valle della sperimentazione in corso, di integrare tali modalità di partecipazione al mercato nel quadro regolatorio.

Particolare rilievo avranno gli accumuli, non solo in ottica sicurezza e flessibilità, ma anche per ridurre al minimo le *overgeneration*. In proposito, in base alle analisi di scenario con obiettivi e tenendo conto delle traiettorie obiettivo delle rinnovabili, oltre alla gestione ottimale dei sistemi di accumulo idrico esistenti, sono stati stimati necessari, già nel medio periodo (2023 circa) nuovi sistemi di accumulo per quasi 1000 MW in produzione, tra idroelettrico ed elettrochimico. Per il 2030 stime preliminari indicano un fabbisogno, funzionale anche a contenere l'*overgeneration* da rinnovabili intorno a 1 TWh, pari a circa 6000 MW tra pompaggi ed elettrochimico a livello centralizzato, aggiuntivi agli accumuli distribuiti. A questi scopi, è stato avviato uno studio per l'individuazione di siti adatti a nuovi impianti di pompaggio basati su laghi o bacini esistenti.

Tali stime, peraltro, assumono non solo la realizzazione degli interventi di ampliamento delle risorse che concorrono al mercato dei servizi, ma anche opere di potenziamento e ammodernamento della rete elettrica di trasmissione e distribuzione, comprendenti sia incrementi della magliatura, anche in ottica *smart-grid*, sia installazione di apparati finalizzati alla gestione ottimale dei flussi energetici. In tal senso, si prevede che gli interventi di rete e la nuova capacità di accumulo dovranno essere programmati in coordinamento con quelli di sviluppo delle rinnovabili, in modo da favorire la localizzazione degli impianti sulla base di criteri che considerino la disponibilità delle risorse, di siti idonei, nonché i vincoli e la fattibilità economica.

Parallelamente, anche in considerazione delle nuove norme UE, si provvederà a individuare modalità efficaci di attrazione degli investimenti privati, oltre che sul fronte della generazione, anche degli accumuli.

Seppure non si tratti di un obiettivo in sé, va comunque citato l'intendimento di semplificare e velocizzare le procedure di autorizzazione per l'esecuzione delle opere connesse ai punti predetti, provvedendo ove necessario ad aggiornare la normativa di riferimento.

In sintesi, gli obiettivi per la sicurezza energetica del sistema elettrico e relative quantificazioni sono:

- incremento della resilienza e della flessibilità del sistema privilegiando l'utilizzo di soluzioni di gestione e controllo dei parametri di rete (frequenza, tensione, potenza di corto circuito) tecnologicamente avanzati, in grado di coniugare il raggiungimento degli obiettivi fissati nei Piani di sviluppo della rete e nei Piani di difesa del sistema con quelli derivanti dal presente piano;
- implementazione di nuovi meccanismi di mercato della capacità, finalizzati ad assicurare l'adeguatezza del sistema in maniera coerente con gli obiettivi di decarbonizzazione e con i target fissati per lo sviluppo delle rinnovabili e l'efficienza energetica; a tal fine si prevede di fissare limiti emissivi per la CO<sub>2</sub> prodotta, che consentano di partecipare solo a impianti a basso impatto ambientale;
- incremento dell'utilizzo degli impianti di pompaggio esistenti per un numero di ore annue pari a circa il 70% in più di quelle attuali e installazione di nuovi impianti di pompaggio per almeno 3 GW entro il 2030;
- sviluppo dello storage elettrochimico sia a livello distribuito che centralizzato, fino a livelli che in prima approssimazione possono essere stimati su base scenariale nell'ordine dei 24 GWh di capacità di accumulo operante su rete e altri 15 GWh di SdA accoppiati agli impianti distribuiti;
- riduzione del fenomeno dell'*overgeneration* fino a valori intorno a 1 TWh al 2030, attraverso il potenziamento della rete e un uso crescente, e più efficiente, dei sistemi di accumulo;
- programmazione e realizzazione dello sviluppo della rete e della relativa magliatura in coerenza con le modalità di programmazione dello sviluppo degli impianti a fonti rinnovabili, per rendere più efficace il transito dei flussi di energia da Sud a Nord;
- aumento della resilienza delle reti anche verso fenomeni meteorologici estremi, con l'adozione e l'attuazione di specifici piani di intervento a partire dalle zone maggiormente a rischio, a tutela della continuità delle forniture e della sicurezza di persone e cose;
- semplificazione e velocizzazione delle procedure autorizzative per l'esecuzione delle opere connesse ai punti precedenti, rafforzando la consultazione e l'informazione degli stakeholders, nonché la sensibilizzazione delle popolazioni locali.



## 2.4 Dimensione del mercato interno dell'energia

### 2.4.1 Interconnettività elettrica

*i. Livello di interconnettività elettrica che lo Stato membro intende raggiungere nel 2030 tenuto conto dell'obiettivo di interconnessione elettrica di almeno il 15 % per il 2030, attraverso una strategia in cui il livello a partire dal 2021 è definito in stretta collaborazione con gli Stati membri interessati, prendendo in considerazione l'obiettivo di interconnessione del 10 % relativo al 2020 e i seguenti indicatori in base all'urgenza delle azioni:*

- 1) *differenziale di prezzo nel mercato all'ingrosso superiore a una soglia indicativa di 2 EUR/MWh tra Stati membri, regioni o zone di offerta;*
- 2) *capacità di trasmissione nominale degli interconnettori inferiore al 30 % del carico di punta;*
- 3) *capacità di trasmissione nominale degli interconnettori inferiore al 30% della capacità installata di generazione di energie rinnovabili.*

*Ogni nuovo interconnettore è soggetto a un'analisi costi-benefici di tipo socioeconomica e ambientale ed è attuato soltanto se i potenziali benefici superano i costi.*

A livello nazionale lo sviluppo delle linee elettriche transfrontaliere riguarda principalmente i progetti di nuove reti pubbliche comprese nei Piani di sviluppo di Terna, che sono integrati da nuove interconnessioni finanziate integralmente o in parte da soggetti terzi ai sensi del Regolamento CE 714/2009.

Terna è tenuta, per specifico vincolo del proprio mandato di TSO e della concessione rilasciata dal MiSE, a gestire e sviluppare la capacità di interconnessione con i sistemi elettrici di altri Paesi al fine di garantire una maggiore sicurezza e ridurre i costi di approvvigionamento dell'energia elettrica.

Anche lo sviluppo di Interconnector finanziati da clienti finali, politica messa in campo nel decennio precedente, può portare a un incremento significativo della complessiva capacità di trasporto disponibile (in Italia programmata per 2.500 MW). La Convenzione di concessione prescrive al TSO di tenere conto di tali progetti nella definizione delle linee di sviluppo, con particolare riferimento all'individuazione delle necessità di potenziamento della rete d'interconnessione con l'estero. Ai fini di una migliore capacità di pianificazione di lungo periodo è utile rappresentare che in Italia le iniziative c.d. merchant, tuttora in essere, sono particolarmente numerose anche in termini di autorizzazioni concesse.

L'esame dei segnali provenienti dai mercati esteri e degli scenari di evoluzione dei sistemi elettrici in Europa e nei Paesi limitrofi, indica che lo sviluppo della capacità di interconnessione dell'Italia interessa:

- la frontiera Nord (Francia, Svizzera, Austria e Slovenia);
- la frontiera con il Sud Est Europa, dove si riscontra una capacità produttiva diversificata e competitiva in aumento nel medio-lungo periodo, in alternativa a gas e petrolio, sulla base delle risorse presenti e grazie alle potenziali sinergie con i sistemi elettrici dell'area.

Anche lo sviluppo della capacità di interconnessione con il Nord Africa può essere di rilevanza strategica, in un'ottica di crescente integrazione dei Paesi mediterranei con il mercato europeo. In tale contesto, il cavo di interconnessione Italia-Tunisia (progetto ELMED) fornisce uno strumento aggiuntivo per ottimizzare l'uso delle risorse energetiche. Il progetto è incluso nella lista di Progetti

di Interesse Comune (PCI) avendo dimostrato effetti positivi negli scenari di medio e di lungo termine per Italia, Tunisia e altri Paesi membri dell'Unione europea. Tuttavia, per la sua valenza strategica e ai fini della sua fattibilità economica, il progetto necessita di un sostanziale finanziamento comunitario a valere essenzialmente dallo strumento Connecting Europe Facility (CEF), non potendo un'infrastruttura utile al contesto dell'Unione essere fatta pagare dai cittadini dei soli Paesi fisicamente connessi (Italia e Tunisia).

Relativamente all'obiettivo 15% al 2030, si fa presente che esso è attualmente calcolato come rapporto tra Net Transfer Capacity (NTC) delle interconnessioni e capacità di generazione netta installata. A tale riguardo, l'elevata potenza da fonti rinnovabili non programmabili prevista al 2030 nello scenario con obiettivi del Piano (50 GW di solo fotovoltaico), fonti caratterizzate peraltro da una producibilità comparativamente ridotta, rendono particolarmente arduo per l'Italia raggiungere l'obiettivo suddetto. L'elevata quantità di fonti rinnovabili non programmabili costringerà inoltre a mantenere disponibile una significativa quota di capacità di generazione termoelettrica, al fine di garantire i necessari margini di riserva per l'esercizio in sicurezza del sistema.

Tale difficoltà si aggiunge al fatto che l'Italia è geograficamente un paese periferico dell'Unione e quindi con minori potenzialità fisiche di incremento delle interconnessioni transfrontaliere, che a loro volta necessitano di essere realizzate in condizioni morfologicamente complesse (attraverso la catena montuosa alpina o in tratti sottomarini), quindi con incrementi significativi dei costi.

In ogni caso, nella comunicazione COM(2017) 718 final, la Commissione propone di rendere operativo l'obiettivo del 15% facendo riferimento specificamente ai 3 indicatori suggeriti dall'Expert Group on electricity interconnection targets, e alle rispettive soglie rispetto alle quali valutare la necessità di nuove interconnessioni, ossia:

1. differenziale di prezzo nel mercato all'ingrosso superiore a una soglia indicativa di 2 EUR/MWh tra Stati membri, Regioni o zone di offerta;
2. capacità di trasmissione nominale degli interconnettori inferiore al 30% del carico di punta;
3. capacità di trasmissione nominale degli interconnettori inferiore al 30% della capacità installata di generazione di energie rinnovabili.

Al fine di valorizzare tali indicatori al 2030, si sono presi in considerazione i progetti di interconnessione<sup>5</sup> elencati nella tabella seguente, che Terna include nei propri piani di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale.

---

<sup>5</sup> Ai fini del calcolo degli obiettivi, vanno considerate solo le interconnessioni con gli Stati membri dell'Unione e con la Svizzera (in quanto paese interconnesso solo con Stati membri UE), così come raccomandato dall'Expert Group on electricity interconnection targets. Restano quindi esclusi dal calcolo i progetti di interconnessione con Montenegro e Tunisia.



Tabella 18 - Progetti di interconnessione con l'estero pianificati entro il 2030 con Stati membri dell'UE (inclusa Svizzera) [Fonte: Terna]

Frontiera	Progetti di interconnessione pianificati entro il 2030 con Stati membri dell'UE (inclusa Svizzera)	
	ID Progetto - TYNDP 2018	Nome Progetto
IT-AT	336	Prati - Steinach
	26	Reschenpass project (220 kV Nauders - Glorenza)
	375	Lienz - Veneto 220 kV
	210*	ML Wuermlach - Somplago
IT-CH	250*	ML Castasegna - Mese
	174*	Greenconnector project (HDVC Verderio - Sils)
	31**	S: Giacomo project (All'Acqua - Pallanzeno/Baggio)
IT_FR	21	Italy - France (HVDC Piossasco - Grand'Ile)
	299	HVDC SACOI3
IT_SI	150	Italy - Slovenia (HDVC Salgareda - Bericevo)
	323*	ML Zaule - Dekani
	324*	ML Redipuglia - Vrtojba

\* progetto Merchant Line non nella titolarità di Terna

\*\* progetto in corso di rivisitazione

Lo sviluppo di ulteriori progetti di interconnessione, rispetto a quelli qui considerati, deve tenere conto delle lunghe tempistiche conseguenti alla necessità di realizzare accordi tra Stati e tra TSO e di completare i processi autorizzativi, di costruzione e di messa in servizio, fronteggiando anche possibili opposizioni locali.

In ogni caso, come affermato dall'Expert Group e condiviso dalla Commissione, conditio sine qua non per la realizzazione di un nuovo interconnettore è che esso sia sottoposto ad analisi costi-benefici socio-economiche e ambientali in grado di garantire che i benefici superino i costi.

Per quanto riguarda l'indicatore 1), si evidenzia l'impossibilità attuale di effettuarne una stima, in assenza di informazioni di dettaglio sulla configurazione dei sistemi elettro-energetici degli altri Stati membri dell'Unione assunti per l'anno 2030, che si renderanno disponibili solo a valle della pubblicazione dei rispettivi Piani Nazionali Integrati Energia Clima. Si evidenzia inoltre che un ridotto differenziale di prezzo cross-border scoraggerebbe lo sviluppo di iniziative *merchant*, che proprio in tale differenziale trovano la loro giustificazione economica.

Per quanto riguarda l'indicatore 2), il valore stimato al 2030 nello scenario con obiettivi è pari al 35%, il che non evidenzerebbe la necessità di sviluppo di ulteriori interconnessioni.

Per quanto riguarda l'indicatore 3), il valore stimato al 2030 nello scenario con obiettivi è pari al 25%, il che evidenzerebbe la necessità di sviluppo di ulteriori interconnessioni. Come già sopra ricordato, si rileva tuttavia che tale valore, che pur non è molto distante dalla soglia del 30%, risulta depresso dalla rilevante quota di fotovoltaico (50 GW) prevista al 2030 nello scenario con obiettivi del Piano.

## 2.4.2 Infrastruttura di trasmissione dell'energia

*i. Progetti principali per l'infrastruttura di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica e del gas e, ove opportuno, progetti di ammodernamento, necessari per il raggiungimento di obiettivi e traguardi nell'ambito delle cinque dimensioni della strategia dell'Unione dell'energia.*

### Settore elettrico

Con riferimento agli sviluppi della rete elettrica di trasmissione dovrà essere realizzato l'insieme delle misure previste nel Piano di Sviluppo e di Difesa di Terna (che già analizzavano scenari di forte crescita delle rinnovabili e per le quali si rimanda ai PdS 2017 e 2018 di Terna), nonché ulteriori rinforzi di rete – rispetto a quelli già pianificati nel Piano di sviluppo 2017 - tra le zone Nord-Centro Nord e Centro Sud, tesi a ridurre il numero di ore di congestione tra queste sezioni.

In particolare le analisi di rete sviluppate da Terna hanno portato a individuare necessità di interventi sia sulla rete di trasmissione primaria 400 – 220 kV, sia sulla rete in alta tensione 150 – 132 kV.

Entro il 2023 è prevista la realizzazione dei seguenti interventi Interzonal:

- Elettrodotto 380 kV Colunga – Calenzano
- Elettrodotto 380 kV Foggia – Villanova
- Elettrodotto 380 kV Bisaccia – Deliceto

Successivamente sarà completato l'elettrodotto a 380 kV Montecorvino-Avellino Nord- Benevento, nonché il riassetto della rete Nord Calabria e della RETE AAT/AT medio Adriatico.

Per ridurre le congestioni, oltre alla piena implementazione dei PdS 2016 e 2017 di Terna, occorre favorire un ulteriore sviluppo della RTN per incrementare di 1000 MW la dorsale adriatica, come già previsto dal Pds 2018.

Sono in valutazione altre tipologie di interventi, tra i quali ad esempio il cavo HVDC Sardegna-Sicilia-Sud proposto nel PdS 2018.

Ai predetti interventi andranno aggiunti investimenti ulteriori sulle reti di distribuzione, sempre più interessate dalla diffusione di impianti di piccole e medie dimensioni. Parallelamente alle infrastrutture di flessibilità, è importante, inoltre, che la rete si doti di dispositivi per l'incremento della controllabilità e della stabilità della RTN quali reattanze, compensatori sincroni e FACTS – Flexible AC transmission systems, in grado di fornire servizi di regolazione di tensione e controllo dei carichi per garantire elevati standard di qualità del servizio e di sicurezza del sistema.

Per quanto riguarda la rete di distribuzione dell'energia elettrica, è oltremodo complesso stimare l'entità complessiva degli interventi di ammodernamento necessari a raggiungere gli obiettivi, stante la variegata collocazione geografica di generazione distribuita (in prevalenza da conversione fotovoltaica) ed elettrificazione degli usi finali. Per quest'ultima, in particolare, gli effetti più consistenti sono attesi nelle zone a elevata densità abitativa mentre l'effetto della generazione distribuita è ragionevolmente più avvertibile nelle zone rurali a basso carico. In ogni caso, la coerenza spaziale tra generazione e carico non garantisce la coincidenza temporale tra produzione e prelievi, potendosi avere risalite delle iniezioni non consumate localmente (nella singola utenza o con le utenze vicine) ai livelli superiori della rete.

Nello scenario di evoluzione tendenziale, la stima di costi di investimento sulla rete di distribuzione è pari a 21,4 mld€, inclusi gli interventi pianificati per *incremento della resilienza* (almeno 500 mln€ nel periodo 2018-2022) e rollout dei meter 2G (4,8 mld€).

Per i progetti PCI della rete di distribuzione di elettricità si riporta infine ALPGRID (PCI Connecting Europe Facility), per un costo di 5,85 mln€.

### Settore gas

Nel corso del 2018 sono state completate le attività relative alla realizzazione del progetto “Supporto al mercato nord ovest e flussi bidirezionali transfrontalieri” che ha come obiettivo il miglioramento della flessibilità e della sicurezza di alimentazione del mercato nell’area Nord Occidentale del Paese e la creazione di capacità di esportazione presso i punti di interconnessione di Tarvisio e di Passo Gries (fino a 40 MSm<sup>3</sup>/g complessivi).

È in corso di realizzazione il metanodotto Snam di collegamento del TAP alla rete di trasporto nazionale e prosegue l’adeguamento della rete di trasporto anche in relazione alle soluzioni volte al superamento delle difficoltà di realizzazione di interventi di manutenzione sui tratti della rete che attraversano territori fortemente urbanizzati. È dunque necessario, visto il progressivo invecchiamento delle infrastrutture di trasporto del gas naturale sia nazionali che europee, facenti parte di una rete che si è cominciata a sviluppare più di 40 anni fa, e in prospettiva il riassetto della stessa in virtù dell’attivazione di nuove interconnessioni o di nuove rotte di approvvigionamento, seguire i piani di sviluppo della rete per garantire la continuità del servizio ai clienti finali.

### *ii. Se del caso, principali progetti infrastrutturali previsti diversi dai progetti di interesse comune (PIC)<sup>6</sup>*

Atri progetti principali (non PCI) finanziati per la rete di distribuzione elettrica:

- ALPGRID (PCI Connecting Europe Facility) 5,85 mln€
- PON I&C (Regioni obiettivo): 80 mln€ + risorse aggiuntive MiSE 61 mln€ (+120 + 27 mln€ aggiuntivi per la rete di trasmissione “complementare”)
- PAN Puglia Active Network (e-distribuzione): 170 mln€ (bando NER300)
- POR FESR 2014-2020 asse I Ricerca e Innovazione: 290 mln€

Nel settore gas sono in corso di autorizzazione presso il MiSE e il MIT numerosi progetti di depositi costieri di GNL di piccolo volume (SSLNG) da realizzare in Sardegna e in Adriatico (Ravenna e Porto Marghera) per lo scarico del GNL da navi metaniere di piccola taglia, lo stoccaggio e il successivo caricamento su navi bettoline (bunkeraggio) e su autocisterne criogeniche per il rifornimento di clienti civili e/o industriali e di stazioni di rifornimento carburanti. In particolare in Sardegna la disponibilità di GNL permetterebbe: di rifornire di gas naturale le industrie sarde - a prezzi in linea con quelli del resto d’Italia ove vengano adottate soluzioni tecnico/regolatorie che consentano di equiparare gli oneri di sistema - e le reti di distribuzione cittadine già esistenti (in sostituzione del propano) e in costruzione, tutte già oggi compatibili con il gas naturale; di sostituire i carburanti per il trasporto pesante; di sostituire i carburanti marini tradizionali con GNL introducendo, in modo graduale, il limite di 0,1% di zolfo per i mezzi portuali e i traghetti, nonché alimentare a gas naturale le centrali termoelettriche previste per il *phase-out* delle centrali ora alimentate a carbone.

<sup>6</sup> Regolamento (UE) n. 347/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 17 aprile 2013, sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee e che abroga la decisione n. 1364/2006/CE e che modifica i regolamenti (CE) n. 713/2009, (CE) n. 714/2009 e (CE) n. 715/2009 (GU L 115 del 25.4.2013, pag. 39)

### 2.4.3 Integrazione del mercato

*i. Obiettivi nazionali relativi ad altri aspetti del mercato interno dell'energia, come l'aumento della flessibilità del sistema, in particolare relativamente alla promozione di prezzi dell'energia elettrica determinati in modo competitivo in linea con la pertinente normativa settoriale, l'integrazione e l'accoppiamento dei mercati, al fine di aumentare la capacità di scambio degli interconnettori esistenti, le reti intelligenti, l'aggregazione, la gestione della domanda, lo stoccaggio, la generazione distribuita, i meccanismi di dispacciamento, ridispacciamento e riduzione e i segnali di prezzo in tempo reale, compreso un calendario delle scadenze entro le quali gli obiettivi devono essere raggiunti*

L'aumento della flessibilità del sistema è sicuramente uno degli obiettivi nazionali relativi al mercato interno dell'energia. Esso sarà perseguito sia tramite una maggior flessibilizzazione del parco di generazione termoelettrica esistente, sia, soprattutto, estendendo la partecipazione al mercato ad nuove risorse flessibili. Tra queste ultime si identificano l'aggregazione e la gestione della domanda, il miglior coinvolgimento della generazione distribuita e rinnovabile non programmabile ai mercati dei servizi e lo sviluppo di nuovi sistemi di accumulo.

Gli obiettivi da perseguire sono funzionali alla transizione a un assetto di mercato integrato e coordinato a livello europeo, che mette al centro il consumatore consapevole e attivo e nel quale sarà sempre più rilevante la partecipazione delle risorse distribuite. Tali obiettivi riguardano in particolare:

*a) il rafforzamento del processo di integrazione dei mercati*

Negli ultimi anni si è intensificata la spinta dell'UE all'armonizzazione delle discipline nazionali di funzionamento dei mercati elettrici per un mercato elettrico integrato. I codici di rete europei adottati tra il 2015 e il 2017 e, in particolare, quelli in materia di allocazione della capacità e gestione delle congestioni (Regolamento 1222/2015) e in materia di bilanciamento (Regolamento 2195/2017) delineano un preciso modello di mercato, sia per le negoziazioni di energia elettrica che per l'approvvigionamento dei servizi di dispacciamento. L'adozione del nuovo Clean Energy Package darà nuovo impulso ai processi in corso per l'armonizzazione del funzionamento dei mercati. Nello specifico:

- relativamente al mercato del giorno prima (MGP), l'Italia è già integrata attraverso *market coupling* con la Francia, l'Austria e la Slovenia; in prospettiva sarà avviato il *market coupling* sulle frontiere con la Grecia e con la Svizzera (quest'ultimo subordinato al completamento dei negoziati tra Svizzera e UE in tema di mercati energetici);
- per il mercato intraday (MI), i tempi di implementazione del modello europeo appaiono più lunghi. La negoziazione in continuo fino in prossimità del tempo reale consentirà di promuovere una maggiore integrazione delle rinnovabili e della domanda attiva nel mercato. Recentemente è entrato in fase operativa il progetto europeo CrossBorder IntraDay (XBID) promosso dai gestori di rete e i gestori di mercato di diversi Stati membri, tra cui Terna e GME. L'Italia aderirà in un secondo momento (2020) a valle dell'implementazione di misure di coordinamento tra MI e il mercato dei servizi di dispacciamento (MSD);
- con riferimento all'integrazione dei mercati di bilanciamento, l'implementazione in corso del Regolamento dell'UE si pone l'obiettivo di sviluppare piattaforme comuni per lo scambio di servizi e risorse di flessibilità tra gestori di rete dei Paesi UE, la cui entrata in servizio è prevista entro il 2019; verranno in tal modo favorite la compensazione transfrontaliera degli sbilanciamenti, l'acquisto di capacità e energia in un'altra zona di mercato e, più in generale, saranno adottate metodologie comuni per il calcolo coordinato dei fabbisogni nazionali di riserva. Il processo di armonizzazione delle regole di

bilanciamento appare più delicato, poiché incide sull'operatività dei gestori di rete su scadenze prossime al tempo reale, e quindi sulla sicurezza del sistema nel breve periodo. In tale ambito, sono stati già avviati diversi progetti pilota, tra i quali il progetto TERRE, cui partecipa Terna, per il design, lo sviluppo, l'implementazione e la gestione di una piattaforma per lo scambio di riserva di sostituzione tra i diversi Paesi coinvolti (attualmente Italia, Francia, Spagna, Portogallo, Regno Unito, Svizzera).

*b) la promozione del ruolo attivo della domanda e dell'integrazione delle fonti rinnovabili e della generazione distribuita.*

Nella prospettiva di evoluzione dei mercati delineata dall'Europa, l'Italia ha un buon posizionamento quanto a diffusione della generazione distribuita e dell'autoconsumo. Nel 2017, l'energia elettrica autoconsumata ammonta a circa 28 TWh, oltre il 9% dei consumi totali (dati Terna), mentre la generazione distribuita (considerando tale il complesso degli impianti connessi alle reti di distribuzione) rileva nel 2016 per oltre il 20% della generazione elettrica complessiva (dati ARERA). Si tratta di un fenomeno in crescita da disciplinare secondo criteri di efficienza e sicurezza con i seguenti obiettivi prioritari:

- rafforzare la consapevolezza e il ruolo attivo del consumatore che diventa figura centrale nella transizione verso un sistema sempre più decentrato; il ruolo del consumatore sta cambiando da soggetto passivo a soggetto attivo in grado di modificare il proprio consumo in risposta ai cambiamenti di prezzo sul mercato e, a certe condizioni, di autoprodurre e offrire servizi di rete;
- il ruolo attivo del consumatore può esplicarsi principalmente su tre livelli:
  - scelta del fornitore e corretta valutazione delle offerte commerciali e dei servizi connessi;
  - autoproduzione e adozione di sistemi di accumulo e di gestione efficiente dei consumi;
  - modifica del carico in seguito a segnali di prezzo (demand response).

Sul primo punto, le autorità italiane, in coordinamento con il regolatore, porteranno avanti nel prossimo anno iniziative di rafforzamento della conoscenza, della trasparenza della comunicazione rivolta ai consumatori, insieme alla definizione di requisiti di qualificazione degli operatori che operano sul mercato retail, anche per quanto riguarda la struttura organizzativa e di servizio, la correttezza contributiva e il rispetto delle regole della concorrenza. Si tratta di passaggi necessari per una maggiore consapevolezza e tutela del consumatore, presupposti per il superamento dei regimi di tutela dei prezzi che le autorità italiane hanno previsto avvenga a metà del 2020. Il processo potrà avere più fasi ma si pone come pre-condizione per far sì che la completa liberalizzazione dei prezzi avvenga a vantaggio del consumatore e mantenendo integre le sue tutele di un servizio a condizioni eque e sostenibili.

Lo sviluppo dell'autoproduzione diffusa potrà esprimersi attraverso diverse configurazioni sia individuali sia collettive, in ambito industriale/commerciale o come espressione di iniziative di cittadini finalizzate a scopi sociali e ambientali: in prospettiva agli assetti in auto-consumo esistenti potranno affiancarsi nuove forme di aggregazione (quali ad esempio le comunità energetiche previste dal Clean Energy Package), che richiederanno la definizione di strumenti di governo che assicurino la sicurezza del sistema, la tutela dei consumatori e l'equa allocazione degli oneri di rete e di sistema. La diffusione dell'autoconsumo sarà naturalmente favorita dall'evoluzione tecnologica (ad esempio le potenzialità dei nuovi smart meters, la diffusione delle tecnologie digitali insieme all'internet of things), che rende disponibili sistemi di produzione e accumulo di taglia medio piccola, soprattutto a fonti rinnovabili e Cogenerativi ad Alto Rendimento con costi per l'utente via via inferiori. Si tratta di un fenomeno da assecondare, attraverso politiche pubbliche abilitanti ispirate a criteri di efficienza, che consentano agli attori del mercato di organizzarsi. A tal fine, dovrà essere accelerata la regolazione dei nuovi assetti.

In prospettiva, lo stesso modello di dispacciamento si coniugherà con l'evoluzione del mercato, andando verso modelli più adatti a un sistema di risorse decentrato, con l'esigenza di garantire la sicurezza al minimo costo. In Europa è prevalente un modello di dispacciamento di tipo "self", che si discosta dall'organizzazione del dispacciamento in Italia basata sul modello del central dispatch. Nei modelli di tipo "self", il dispacciamento delle risorse non è determinato in modo vincolante dal gestore di rete bensì è rimesso ai responsabili dei programmi di immissione e prelievo che sono indotti a bilanciare le proprie posizioni sulla base di un sistema di incentivi/penalità.

Con la crescente partecipazione della generazione distribuita, l'attuale modello central dispatch potrebbe in futuro risultare non del tutto adeguato; occorre quindi valutare il modello più idoneo per la realtà nazionale secondo criteri di efficienza e sicurezza evitando modelli forzatamente standardizzati. Il cambiamento verso un sistema più decentrato richiede adeguati tempi di organizzazione e interventi preventivi, organizzativi e strutturali, nella regolazione e gestione delle reti di distribuzione e nelle modalità di cooperazione tra DSO e TSO. E' opportuno quindi un approccio graduale che promuova un ruolo più attivo dei DSO, alle cui reti sono connesse le risorse distribuite.

Per il mercato gas è necessario aumentare la liquidità e diminuire lo spread di prezzo con altri mercati europei: il completamento dell'integrazione con i mercati del Nord Europa dovrebbe azzerare/ridurre fortemente il differenziale tra TTF e PSV, potendo l'Italia competere con i mercati del nord Europa nell'attrarre il GNL che in condizioni di mercato in oversupply dovrebbe esercitare una positiva competizione al ribasso sui prezzi assoluti.

Si prevede inoltre di intervenire sui piani TYNDP del TSO italiano (Snam) e del TSO tedesco (TENP) per la parziale o totale riattivazione della linea del gasdotto TENP fuori esercizio, in cooperazione con i TSO svizzero e i regolatori di Germania e Italia, introducendo eventualmente modalità di realizzazione dell'intervento anche a carico del sistema italiano, a valle di un'analisi costi/benefici che dimostri che, a fronte di tale costo, otterrebbe la riduzione del differenziale (strutturalmente pari a circa 2€/GWh su tutti i volumi di gas consumato in Italia).

*ii. Se del caso, obiettivi nazionali connessi alla partecipazione non discriminatoria delle energie rinnovabili, alla gestione della domanda e allo stoccaggio, anche attraverso l'aggregazione, in tutti i mercati dell'energia, compreso un calendario delle scadenze entro le quali gli obiettivi devono essere raggiunti*

In tale ambito occorrerà procedere a:

- completare l'abilitazione alla partecipazione ai mercati dei servizi della generazione rinnovabile distribuita e la piena valorizzazione della domanda e delle altre risorse di flessibilità (inclusi i sistemi di accumulo), secondo principi di neutralità tecnologica e minimizzazione dei costi, attraverso nuove forme organizzative. Si dovrà quindi procedere a:
  - eliminare le barriere che ancora limitano la partecipazione di tutte le risorse disponibili ai diversi mercati dell'energia elettrica e dei servizi;
  - promuovere il level playing field tra le diverse tipologie di risorse anche in termini di responsabilità (ad esempio in materia di applicazione degli oneri di sbilanciamento e superamento della priorità di dispacciamento per le fonti rinnovabili).

A tal riguardo, è necessario accelerare il percorso di riforma del mercato dei servizi di dispacciamento anche a partire dalle sperimentazioni già in corso con i progetti pilota sviluppati da Terna, in attuazione del D.Lgs. 102/2014: la norma ha infatti previsto la regolazione della partecipazione al mercato dei servizi, oltreché dell'energia della generazione distribuita, delle fonti rinnovabili, della Cogenerazione ad Alto Rendimento e della domanda, anche attraverso gli aggregatori, in vista della costituzione del Testo



Integrato Dispacciamento Elettrico (TIDE) coerente con il balancing code europeo. Il percorso di riforma attuato da ARERA sarà funzionale al raggiungimento di obiettivi di:

- sostenibilità, in quanto l'apertura del MSD permette una più efficace integrazione nel mercato e nel sistema elettrico delle fonti rinnovabili;
- competitività, in quanto la maggiore disponibilità di risorse e tecnologie in grado di fornire il servizio richiesto rafforza le condizioni di concorrenzialità tra gli operatori, con effetti potenziali positivi sulle dinamiche dei costi dei servizi e sul rischio di abusi di posizione dominante.
- Sviluppare la capacità di accumulo: tale obiettivo è funzionale in primo luogo a un'efficace integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico, in modo da ridurre l'overgeneration, in coerenza con gli sviluppi di rete e in funzione dei fabbisogni di regolazione del gestore di rete. Un'adeguata capacità di accumulo (sia di tipo diffuso sia concentrato) assume infatti rilevanza nella prospettiva della crescita significativa delle fonti rinnovabili non programmabili e della conseguente maggiore esigenza di flessibilità, nonché del programmato phase-out al 2025 della capacità termoelettrica a carbone. Oltre alla riduzione dell'overgeneration delle fonti rinnovabili, la diffusione dei sistemi di accumulo inciderà altresì sulle differenze tra i prezzi zionali tra Sud e Nord dovuti alle congestioni di rete. Fra le tecnologie di stoccaggio, i sistemi di storage idroelettrico costituiscono oggi l'opzione più matura, sebbene non adeguatamente sfruttata e comunque non replicabile. Relativamente alle batterie, Terna ha sviluppato alcune applicazioni, in via sperimentale, per 75 MW di capacità destinate a prestare i servizi necessari (principalmente di tipo power driven). In futuro, si dovrà tener conto delle previsioni comunitarie che dispongono lo sviluppo dei sistemi di accumulo secondo logiche di mercato, limitando il ruolo dei gestori delle reti di distribuzione e di trasmissione ai casi di fallimento del mercato. La scelta definitiva della capacità di accumulo da realizzare, delle tecnologie di accumulo e il mix fra interventi sulle reti e realizzazione di stoccaggi, andranno descritti nei Piani di sviluppo di Terna, sulla base dei servizi che potranno essere offerti da ciascuna opzione (power driven, energy driven o multi service) e della necessità di ottimizzare l'impiego degli stoccaggi idroelettrici esistenti. La diffusione degli accumuli potrà essere trainata anche dall'evoluzione del settore automotive; a tal fine, sarà importante valorizzare il ruolo dell'auto elettrica e delle relative infrastrutture nella fornitura dei servizi di rete.

Sempre in tema di maggior partecipazione della domanda, tra gli obiettivi rientra la messa a disposizione dei dati di prelievo e consumo di energia elettrica al cliente finale e a terze parti designate dal cliente stesso, per favorire lo sviluppo dell'efficienza energetica, anche attraverso una maggiore consapevolezza dei clienti circa i propri comportamenti di consumo. Con delibera 87/16, l'Autorità ha fissato i requisiti funzionali dei misuratori intelligenti in bassa tensione e performance dei relativi sistemi di smart metering di seconda generazione ("meter 2G") per l'elettricità. La recente delibera 669/2018/R/gas ha definito gli obblighi di messa in servizio degli smart meter gas di classe G4-G6, che rappresentano il 97,8% del totale dei punti di riconsegna, per le imprese distributrici con più di 50.000 clienti finali.

*iii. Se del caso, obiettivi nazionali per garantire che i consumatori partecipino al sistema energetico e beneficiano dell'autogenerazione e delle nuove tecnologie, compresi i contatori intelligenti*

Si vedano i paragrafi 3.1.2 i e 3.4.3 ii per una descrizione di dettaglio degli intendimenti in tema di promozione dell'autoconsumo e di sviluppo e sostegno alle comunità di energia rinnovabili, da perseguirsi principalmente mediante strumenti di natura regolatoria.

*iv. Obiettivi nazionali di adeguatezza del sistema elettrico nonché di flessibilità del sistema energetico relativamente alla produzione di energia da fonti rinnovabili, compreso un calendario delle scadenze entro le quali gli obiettivi devono essere raggiunti*

L'adeguatezza del sistema elettrico è un obiettivo centrale della politica energetica ed è il motivo per cui l'Italia, che ha conosciuto una fase di overcapacity e che ora sta invece vivendo una situazione di progressiva riduzione della capacità convenzionale, ha predisposto uno strumento in grado di promuovere nuovi investimenti anche in generazione, oltre che in sistemi di accumulo e di demand response (capacity market). L'adeguatezza è oggetto di periodiche analisi e review da parte di Terna, sia nel medio-lungo termine sia nel breve termine, con particolare attenzione ai momenti di maggiore domanda stagionale e alle particolari criticità esogene. D'altra parte, la rapida evoluzione del sistema energetico rende necessaria una sistematica e continuativa attività di monitoraggio e di valutazione. Una prima analisi in termini di adeguatezza del sistema al 2030 è stata già svolta nel 2017, comprensiva anche del phase out della produzione con carbone, e sarà ulteriormente aggiornata e consolidata nei prossimi mesi, per tenere conto delle modifiche introdotte con il presente Piano. Secondo l'analisi disponibile, il mantenimento di adeguati margini di sicurezza del sistema richiederà lo sviluppo di nuove risorse sostitutive in termini principalmente di generazione rinnovabile, insieme a nuova potenza convenzionale e dispositivi di accumulo in modo coordinato con i previsti sviluppi delle infrastrutture di rete (i risultati dell'analisi e l'elenco delle infrastrutture da realizzare sono allegati alla SEN 2017).

In particolare, per la flessibilità si prevede una forte spinta a nuovi sistemi di accumulo che apporteranno benefici non solo in termini di spostamento della produzione dal picco delle rinnovabili non programmabili (FV ed eolico in particolare) verso le ore di maggior consumo, ma anche di offerta al sistema di servizi in potenza necessari per la sicurezza, in modo anche sostitutivo di unità di produzione termoelettriche. Sempre in tema di flessibilità, si ritiene importante il contributo della partecipazione attiva della domanda ai mercati; in tal senso si procederà a promuovere tale contributo, partendo dall'esperienza dei progetti pilota avviati da Terna, che sicuramente potrà beneficiare dello sviluppo tecnologico abilitante la diffusione di configurazioni di demand response e dell'evoluzione di nuovi soggetti quali gli aggregatori e le comunità energetiche.

*v. Se del caso, obiettivi nazionali per tutelare i consumatori di energia e migliorare la competitività del settore dell'energia al dettaglio*

In generale, per il settore elettrico, il gap di prezzo rispetto alla media europea permane, seppure in riduzione. La causa di tale differenza va ricercata in:

- maggiore prezzo dell'energia all'ingrosso, a causa di:
  - prezzo del gas (fonte principale e marginale per l'Italia) ancora superiore alla media europea;
  - mix energetico fortemente spostato verso impianti a ciclo combinato a gas che, seppure più efficienti, hanno costi variabili più alti rispetto a centrali a carbone e nucleare, presenti invece in modo ancora significativo nei mix energetici europei;
- crescita dei costi per i servizi di rete;
- elevati oneri di sistema, soprattutto per le politiche di sostegno alle rinnovabili e all'efficienza energetica.

Viene quindi confermato l'obiettivo del contenimento di tutte le voci che concorrono a determinare questo svantaggio di prezzo e dell'impatto degli oneri per la crescita delle fonti rinnovabili sui consumatori, in modo da tutelarne il potere d'acquisto e la competitività delle PMI e dei settori industriali energivori, prevenendo i rischi di delocalizzazione e tutelando l'occupazione.



La promozione del ruolo attivo dei consumatori è strettamente connessa al miglioramento della trasparenza e della competitività del mercato al dettaglio. A tal riguardo, è fondamentale che tale risultato si realizzi in tempi brevi, tenuto conto del completamento del processo di liberalizzazione del mercato al dettaglio delineato dalla Legge Concorrenza n. 124/2017, che porterà al definitivo superamento a luglio 2020 del regime di regolazione del prezzo (cd. maggior tutela) oggi interessante consumatori domestici e piccole imprese. Le misure che il Governo, in coordinamento con ARERA, intende promuovere sono volte da un lato allo sviluppo della competenza del consumatore e della sua fiducia nella possibilità di appropriarsi delle opportunità e dei benefici del mercato, e dall'altro effettivi condizioni di concorrenza tra i fornitori. Nonostante le azioni che ancora bisognerà mettere in campo, si sottolinea che si parte da un contesto generale che ha visto accresciuti in questi anni gli strumenti di informazione e di tutela offerti al consumatore per maturare maggiore consapevolezza e orientare correttamente la scelta sulla fornitura. Solo per citare i più significativi, lo Sportello per il consumatore di energia e il servizio di conciliazione gestiti da Acquirente Unico Spa; il portale per la confrontabilità delle offerte; il Sistema Informativo Integrato (SII), anch'esso gestito da Acquirente Unico Spa. Inoltre, l'ARERA ha introdotto nuove regole in materia di fatturazione e relative tempistiche e ha riformato i processi di switching, per una maggiore trasparenza e standardizzazione, rivedendo termini e procedure e rafforzando le garanzie per i consumatori.

#### 2.4.4 Povertà energetica

*Se del caso, obiettivi nazionali relativi alla povertà energetica, tra cui un calendario delle scadenze entro le quali gli obiettivi devono essere raggiunti*

La quota di spesa che le famiglie destinano all'acquisto di energia elettrica e riscaldamento è progressivamente aumentata nel corso del primo decennio del 2000, in particolare per l'incremento della spesa elettrica. Tale andamento si è confermato, e aggravato, negli anni immediatamente successivi, anche a causa della crisi economica che ha investito il nostro paese, portando con sé una contrazione della spesa media complessiva familiare (diminuita, tra il 2008 e il 2013 di oltre il 5%). L'incidenza della spesa energetica non è uniforme all'interno delle diverse fasce della popolazione in quanto pesa maggiormente per le famiglie meno abbienti: nel 2016 il 10% delle famiglie con i consumi più bassi aveva una spesa elettrica pari al 4,5% della spesa complessiva contro poco più dell'1% del 10% con i consumi più alti (per il riscaldamento le quote sono, rispettivamente, del 4,5 e 2%). Inoltre confrontando la dinamica della quota di spesa assorbita dai prodotti energetici tra il 2007 e il 2016 si nota come siano proprio le famiglie meno abbienti quelle che hanno subito aumenti maggiori.

Un progressivo incremento delle risorse familiari destinate alla spesa energetica potrebbe inasprire il fenomeno della povertà energetica (PE), intesa come la difficoltà ad acquistare un paniere minimo di beni e servizi energetici oppure come la condizione per cui l'accesso ai servizi energetici implica una distrazione di risorse (in termini di spesa o di reddito) superiore a quanto socialmente accettabile.

Il tema è sempre più al centro all'attenzione delle istituzioni europee e italiane. Nel 2017 è stato istituito su iniziativa della Commissione europea lo European Energy Poverty Observatory con il compito di produrre statistiche affidabili e comparabili, divulgare le buone prassi e contrastare il fenomeno attraverso il coinvolgimento degli stakeholders. Nella SEN approvata a novembre 2017 per misurare l'incidenza della PE è stato adottato un indicatore ad hoc<sup>7</sup>; secondo tale misura, nel

<sup>7</sup> Faiella I. e L. Lavecchia (2015), "La povertà energetica in Italia", Politica economica, Società editrice il Mulino, n.1, pp 27-76.

periodo 2005-2016, la quota di famiglie in povertà energetica è stata pari a circa l'8% del totale, raggiungendo il suo valore massimo (oltre l'8,6%, pari a 2,2 milioni di famiglie) proprio nel 2016, con un andamento sostanzialmente in linea con quello della quota di famiglie in povertà relativa secondo le stime Istat.

Per poter definire gli obiettivi di riduzione della PE è necessario comprendere quali siano le sue principali determinanti. Con riferimento a queste ultime, se ne possono individuare quattro:

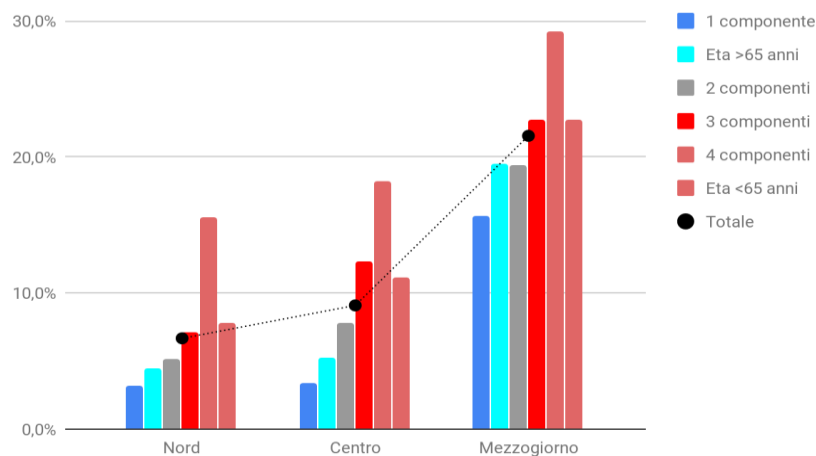
1. l'evoluzione dei consumi energetici residenziali e del relativo mix utilizzato: nello scenario PNEC i consumi residenziali nel 2030 dovrebbero ridursi rispetto al 2016 del 15,5% (-1,4% su base annua), con una crescita della componente elettrica (del 7,2%) a fronte di una riduzione del gas (di quasi un quarto) e di un crollo dei prodotti petroliferi, sempre più marginali;
2. l'andamento atteso dei prezzi dei prodotti energetici: i prezzi dei prodotti energetici (incluse le componenti fiscali e di sistema) dovrebbero aumentare: secondo le proiezioni della Commissione europea per il nostro paese (EU Reference Scenario 2016)<sup>8</sup>, il prezzo finale dell'energia elettrica crescerebbe dello 0,6% annuo mentre non sono disponibili informazioni sul prezzo del gas o di altri prodotti energetici. Nel complesso la spesa energetica potrebbe crescere dell'1,3% su base annua se avesse lo stesso andamento stimato per la voce "Total energy-rel. and other mitigation costs" del medesimo scenario;
3. le dinamiche della spesa complessiva delle famiglie: la spesa delle famiglie potrebbe crescere a un tasso annualizzato dello 0,8% se seguisse le dinamiche che il citato EU reference scenario prevede per la dinamica del PIL reale;
4. l'evoluzione demografica: il numero di famiglie in PE sarà anche determinato dagli andamenti demografici. Le famiglie con persona di riferimento anziana o quelle con un solo componente hanno una minore probabilità di essere in PE e la quota di famiglie con queste caratteristiche aumenterà in futuro. Tenendo conto delle previsioni formulate dall'Istat circa l'evoluzione della popolazione al 2030<sup>9</sup> si evince che in quell'anno la quota di persone con oltre 65 anni sarebbe pari a un quarto del totale, in crescita di 3 punti percentuali rispetto al 2017, e il numero di famiglie aumenterebbe per la continua tendenza alla riduzione del numero medio di componenti<sup>10</sup>.

<sup>8</sup> Le informazioni per lo scenario UE nel suo complesso e per l'Italia sono disponibili all'indirizzo: <https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/energy-modelling>.

<sup>9</sup> [https://www.istat.it/it/files//2018/05/previsioni\\_demografiche.pdf](https://www.istat.it/it/files//2018/05/previsioni_demografiche.pdf).

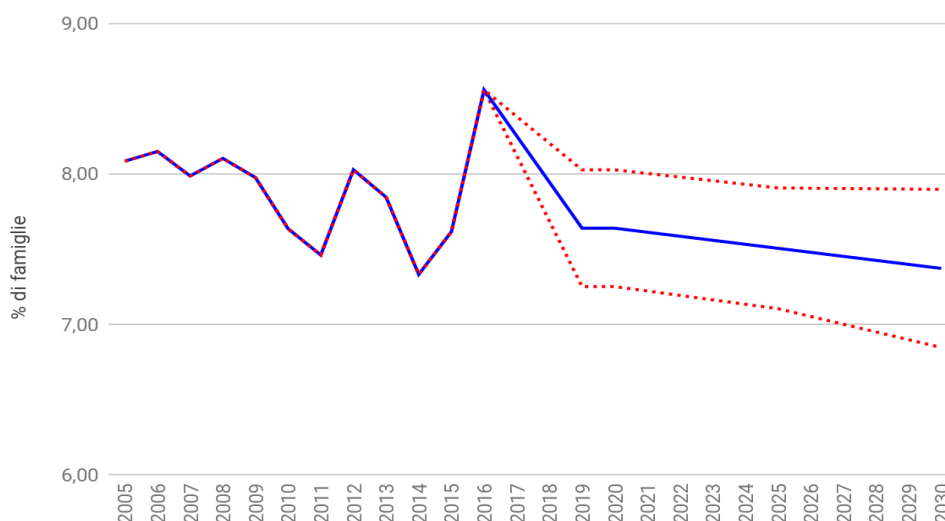
<sup>10</sup> Si veda la Figura 3.4 dell'Annuario Statistico Italiano nel 2017. Ipotizzando che il numero medio di componenti passi dal 2,4 del periodo 2014-16 al 2,3 nel 2030 il numero di famiglie aumenterebbe di quasi il 4%.

Figura 23 - Famiglie in povertà energetica nel 2016 per area geografica, età e dimensione della famiglia  
(Fonte: elaborazioni sui dati dell'Indagine sulla spesa delle famiglie [Istat])



Tenendo conto di tutti questi fattori si ipotizza che la tendenza dell'incidenza della PE proseguirebbe sostanzialmente invariata in un intervallo compreso tra il 7% e l'8%, con una riduzione di circa 1 punto percentuale rispetto al valore del 2016 (che si traduce, in livelli, in una riduzione di circa 230 mila famiglie in PE rispetto al 2016). La stima si basa su una estrapolazione tendenziale in base alla serie storica effettiva e proietta i valori stimati entro un intervallo basato sull'errore del modello.

Figura 24 – Scenario con percentuale delle famiglie in povertà energetica al 2030 (valori centrali e intervallo di stima)



Ciò premesso, per contrastare la povertà energetica è necessario aumentare l'efficacia delle misure esistenti a sostegno della spesa energetica e, nel medio termine, favorire le soluzioni di efficientamento energetico degli edifici.

In relazione al rafforzamento dei bonus elettrico e gas, si dovrà intervenire sia per modulare l'entità del beneficio in relazione alle condizioni di povertà che per aumentare l'accesso alla misura alle famiglie in condizioni di disagio economico/fisico. A tal riguardo, ad oggi ARERA stima che solo un

terzo circa dei potenziali beneficiari abbia richiesto l'accesso al beneficio; le cause della ridotta fruizione sono riconducibili a diversi fattori, quali la scarsa conoscenza della misura stessa e l'onerosità amministrativa degli adempimenti previsti. L'obiettivo è quindi quello di raggiungere la totalità dei potenziali beneficiari rimuovendo gli ostacoli amministrativi e introducendo, laddove possibile, strumenti automatici per l'erogazione del sostegno economico. In tale contesto occorrerà inoltre tener conto di eventuali specifiche esigenze, quali quelle delle famiglie che si riscaldano con mezzi alternativi al metano o sprovviste di impianto di riscaldamento.

Si configura inoltre lo spazio per misure di policy che nel medio termine promuovano la riduzione del fabbisogno energetico degli immobili della popolazione meno abbiente attraverso interventi di efficientamento e di riqualificazione profonda degli edifici residenziali pubblici (social housing). Tali tipologie di interventi richiedono infatti investimenti che non rientrano nelle possibilità dei nuclei familiari in condizioni di povertà che quindi accedono con difficoltà ai normali strumenti che incentivano l'efficienza energetica. Le suddette azioni perseguirebbero al contempo diversi obiettivi: incrementare l'efficienza nell'utilizzo delle risorse energetiche assorbite dal settore residenziale (con effetti positivi sul comfort e sulle emissioni), ridurre l'onere delle bollette energetiche per le famiglie più vulnerabili e accrescere il valore del patrimonio abitativo pubblico.

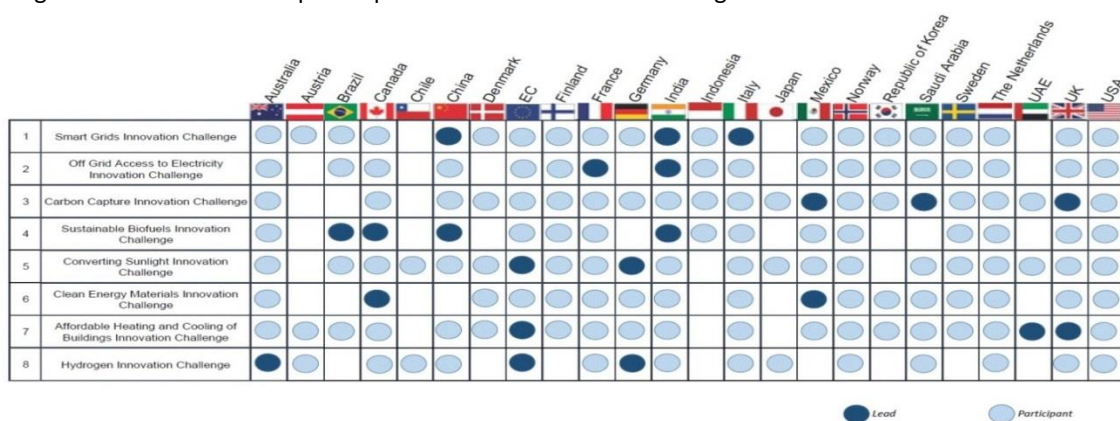
Gli strumenti oggi esistenti nel nostro Paese - i bonus elettrico e gas, la detrazione fiscale per lavori di riqualificazione energetica (c.d. "ecobonus"), il Conto Termico - si prestano, se opportunamente modificati e coordinati, a contrastare il fenomeno della povertà energetica in Italia. A tal fine, sarà utile anche stabilire una "misura ufficiale" della povertà energetica intesa quale difficoltà di acquistare un paniere minimo di beni e servizi energetici, ovvero alternativamente, in un'accezione di vulnerabilità energetica, quando l'accesso ai servizi energetici implica una distrazione di risorse (in termini di spesa o di reddito) superiore a un "valore normale".

## 2.5 Dimensione della ricerca, dell'innovazione e della competitività

*i. Obiettivi nazionali e di finanziamento per la ricerca e l'innovazione pubbliche e, se disponibili, private, relativamente all'Unione dell'energia nonché, se del caso, un calendario delle scadenze entro le quali gli obiettivi devono essere raggiunti*

A livello internazionale, nel corso della COP21 di Parigi, l'Italia ha aderito all'iniziativa multilaterale Mission Innovation, che ha l'obiettivo di promuovere l'accelerazione dell'innovazione tecnologica a supporto della transizione energetica attraverso un aumento significativo di fondi pubblici dedicati alla ricerca cleantech. L'iniziativa è articolata in una serie di "Innovation Challenges".

Figura 25 – Paesi leader e partecipanti nelle 8 Innovation challenges dell'iniziativa Innovation Mission



L'Italia ha assunto un ruolo di co-leadership, congiuntamente a India e Cina, sullo sviluppo delle smart grids, su cui è noto l'impegno fin dalla riunione del G8 dell'Aquila del 2009, che ha portato alla costituzione dell'iniziativa ISGAN (Implementing Agreement for a Co-operative Programme on smart grids) in ambito Agenzia Internazionale dell'Energia. Sulle altre Sfide l'Italia ha deciso di essere presente e di poter giocare un ruolo importante e di essere pronta, con i principali Enti e Organizzazioni pubbliche di ricerca, a contribuire ai gruppi di lavoro che si sono costituiti su base volontaria, confermando l'interesse a partecipare ai lavori o quanto meno a scambiare informazioni sulle attività. Il sistema nazionale della ricerca, oltre che sulle smart grids, ha in particolare mostrato interesse sui carburanti alternativi, sui materiali avanzati per l'energia, sul riscaldamento e raffreddamento zero emission e sull'idrogeno.

Il MISE, incaricato dalla Presidenza del Consiglio del coordinamento di Mission Innovation, ha creato due livelli di governance: il primo con una task force dei Ministeri coinvolti (MAECI, MATTM, MIUR e MEF) e competente principalmente per la parte sul raddoppio dei fondi pubblici; la seconda con una task force "operativa", rappresentata dai principali organismi di ricerca pubblici vigilati dai Ministeri, ENEA, CNR, RSE S.p.A., ai quali si sono successivamente aggiunti OGS e IIT.

L'esercizio di ideazione e costruzione delle Innovation Challenges ricalca in gran parte la metodologia del SET Plan e le sinergie tra i due esercizi sono significative. L'Italia ritiene lo Strategic Energy Technology (SET Plan) come lo strumento fondamentale per affrontare le nuove sfide; il SET Plan costituirà nei prossimi anni il punto di riferimento per gli investimenti a livello di UE, nazionale e regionale e per gli investimenti privati a favore della ricerca e dell'innovazione nel settore energetico. L'Italia ritiene inoltre necessaria una gestione organica della ricerca nel settore dell'energia, sia del SET Plan che di Mission Innovation, per migliorare l'efficienza e l'efficacia delle risorse stanziate.

Nell'ambito della definizione del presente piano si vuole cogliere l'opportunità di definire una strategia a lungo termine (almeno fino 2030) che indichi gli obiettivi, le priorità e la determinazione

delle misure indispensabili per conseguire gli obiettivi individuati, oltre che aggiornare anche priorità, indirizzi e valutazioni di competitività nel settore delle tecnologie energetiche. L'obiettivo è quello di creare le condizioni di sistema affinché la partecipazione dell'industria e dei centri di ricerca pubblici e privati italiani ai futuri programmi di ricerca previsti sia dal SET Plan / Horizon Europe che da Mission Innovation sia più ampia e meno frammentata, arrivi a proporsi efficacemente per un ruolo più incisivo e raccolga maggiori successi di quanto non sia avvenuto in passato.

I principali obiettivi hanno lo scopo di:

1. presidiare e sviluppare tecnologie di prodotto e di processo essenziali per la transizione energetica;
2. favorire l'introduzione di tecnologie, sistemi e modelli organizzativi e gestionali funzionali alla transizione energetica e alla sicurezza.

In particolare i temi di ricerca riguardano:

**Obiettivo 1) presidiare e sviluppare tecnologie di prodotto e di processo essenziali per la transizione energetica:**

- Sviluppo di componenti e sistemi per il fotovoltaico ad alta efficienza, che consenta di valorizzare meglio le aree occupate e fornire occasioni per nuova imprenditorialità;
- sviluppo di sistemi di accumulo, compresi termico, elettrochimico e power-to-gas, e relative interfacce con le reti, per garantire elevati livelli di penetrazione delle rinnovabili non programmabili;
- sviluppo di sistemi di accumulo power-to-gas finalizzati in particolare allo storage dell'eccesso di produzione da rinnovabili non programmabili mediante stoccaggio sicuro e affidabile di idrogeno in vettori energetici liquidi e gassosi;
- investigare nuove opzioni e materiali avanzati utili per diverse applicazioni nel ciclo dell'energia;
- sviluppo di componenti e materiali per migliorare la sicurezza e la resilienza delle reti elettriche;
- sviluppo e ottimizzazione di tecnologie, componenti e materiali per l'incremento delle prestazioni energetiche e ambientali degli edifici;
- migliorare l'efficienza energetica di prodotti e processi industriali, in particolare con lo sviluppo di tecniche e soluzioni impiantistiche per l'efficientamento di processi industriali ad alta e bassa temperatura;
- in accordo all'Azione-Chiave 3.2 del SET Plan che prevede la realizzazione di Positive Energy Districts, si prevede la ricerca e lo sviluppo di edifici smart di seconda generazione interamente basati sul consumo elettrico e caratterizzati dalla autonomia energetica, elevatissima flessibilità, sistemi di dialogo block chain e smart contract con la rete, assistiti da metodi di monitoraggio integrale;
- studio e implementazione di metodologie per lo sviluppo di energy communities e la definizione tecnologie abilitanti per la promozione dell'efficienza energetica attraverso la consapevolezza dei consumi;
- per la mobilità si prevede la sperimentazione e il testing di vari sistemi di accumulo, sviluppo di controlli termici innovativi di elettronica e batterie dei veicoli elettrici, monitoraggio ai fini della sicurezza e dell'impiego in Second Life, dispositivi per il V2H (Vehicle To Home);
- studio e sperimentazione di infrastrutture per la ricarica elettrica ad alta potenza per il trasporto pubblico locale, anche mediante l'impiego di soluzioni di cariche integrative lungo il percorso;
- sviluppo di tecnologie per la penetrazione efficiente del vettore elettrico negli usi finali: in particolare le attività di ricerca si concentreranno su sistemi complessi di pompe di calore o

- abbinati a sistemi di accumulo non convenzionali; verrà studiato anche l'impiego delle pompe di calore ad alta temperatura nei processi industriali per recupero di calore residuo;
- per quanto riguarda le energie rinnovabili dal mare si prevede lo sviluppo di diverse soluzioni per piattaforme galleggianti in grado di sopportare condizioni marine complesse e lo studio di materiali innovativi per nuovi tipi di ancoraggio a elevata resistenza e per il loro accoppiamento con le piattaforme galleggianti.

**Obiettivo 2) favorire l'introduzione nel settore di tecnologie, sistemi e modelli organizzativi e gestionali funzionali alla transizione energetica e alla sicurezza:**

- Sviluppo di modelli di architettura e di gestione del sistema e delle reti elettriche che favoriscano l'integrazione di generazione rinnovabile e non programmabile, autoproduzione, accumuli, comunità dell'energia e aggregatori, e che tengano conto della penetrazione elettrica;
- applicazione di tecnologie avanzate dell'informazione, internet delle cose, peer to peer al sistema elettrico, per migliorare la sicurezza e la resilienza delle reti;
- sviluppo di modelli e strumenti per accrescere la penetrazione del vettore elettrico nel settore dei trasporti e migliorare la relativa integrazione e interazione con il sistema elettrico;
- realizzazione di dimostratori su scala di comunità locali per la messa a punto di modalità innovative di gestione e controllo della rete elettrica mediante logiche di tipo distribuito, allo scopo di incrementare l'efficienza energetica nel ciclo di produzione, trasporto, distribuzione dell'elettricità;
- continuare l'impegno nell'ammodernamento delle reti elettriche, anche in BT, in un'ottica di smart grids. La crescita della generazione distribuita richiede infatti una vera e propria trasformazione delle reti di distribuzione e delle relative modalità gestionali, con l'ammodernamento sia della componente hardware (e.g. per rendere anche le reti di distribuzione bi-direzionali) che di quella software (e.g. per abilitare iniziative di *demand response management*).

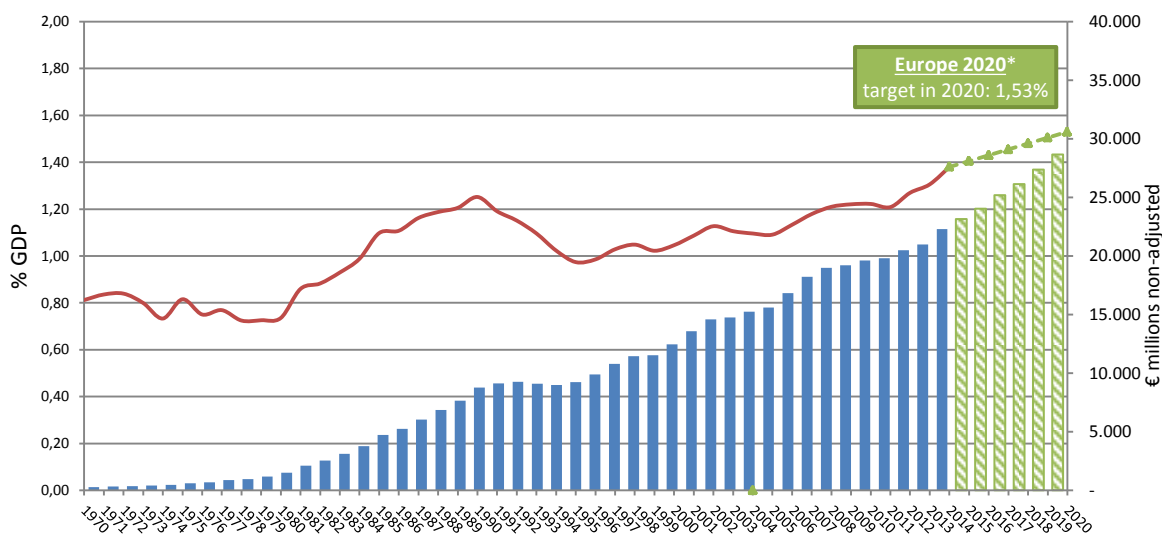
A livello di risorse finanziarie nel contesto di Mission Innovation, l'Italia si è impegnata a raddoppiare il valore del portafoglio delle risorse per la ricerca pubblica in ambito clean energy, dai circa 222 mln€ nel 2013 (anno assunto come baseline) ai circa 444 mln€ a partire dal 2021, che rappresenta a tutti gli effetti l'impegno minimo per garantire il raggiungimento degli obiettivi indicati.

A titolo indicativo nel grafico seguente è riportata l'evoluzione della spesa per la R&S in Italia dal 1963 al 2013, con una proiezione per gli anni successivi fino al 2020. Nell'ambito della strategia Europa 2020, l'Italia ha adottato un target di spesa al 2020 pari all'1,53% del PIL.

Per gli interventi di smartizzazione delle reti elettriche oltre alla maggiore remunerazione prevista dall'Autorità, si utilizzano, laddove possibile, anche ulteriori risorse, in particolare quelle della programmazione dei Fondi strutturali europei (programmazione 2014-2020).



Figura 26 – Evoluzione della spesa per R&amp;S



ii. Se disponibili, obiettivi nazionali relativi al 2050 connessi alla promozione di tecnologie energetiche pulite e, se del caso, obiettivi nazionali, compresi gli obiettivi a lungo termine (2050), per la diffusione delle tecnologie a basse emissioni di carbonio, comprese le tecnologie per la decarbonizzazione dei settori industriali ad alta intensità energetica e di carbonio e, se del caso, delle relative infrastrutture di trasporto e stoccaggio del carbonio

Nella prospettiva del 2050 razionalizzare e potenziare la ricerca e l'innovazione nel settore energetico diviene imperativo indicando obiettivi nazionali e di finanziamento per la ricerca e l'innovazione, pubbliche e private. Tali obiettivi dovranno essere coerenti con le priorità della strategia dell'Unione dell'energia e del SET Plan. Queste previsioni, ancorché non consolidate, possono costituire un riferimento comunque utile, sulla cui base riflettere per meglio individuare le opzioni tecnologiche alle quali dare priorità, tenendo conto dei punti di forza del sistema nazionale e delle esigenze di sistema. In proposito, andranno utilizzati in modo coordinato strumenti nazionali, i programmi europei e internazionali.

A seguito dell'intenso lavoro svolto dalla delegazione italiana nell'ambito dei working groups costituiti dal SET Plan per l'implementazione delle Azioni-chiave, si ritiene che le fonti rinnovabili - tra esse, il solare PV e CSP in particolare e, più in prospettiva, l'energia del mare (moto ondoso, maree e correnti), i sistemi per l'accumulo (compreso l'idrogeno e il power to gas e, più in generale, l'integrazione tra sistema elettrico e altri sistemi), i dispositivi d'impianto per la sicurezza del sistema elettrico, la mobilità elettrica, le bioraffinerie, materiali, processi e sistemi per l'efficienza energetica dell'industria e degli edifici rappresentino i temi su cui sussiste, nello stesso tempo, una adeguata presenza degli organismi di ricerca, un interessante substrato industriale e un rilevante interesse di sistema, non solo per gli obiettivi 2030 ma anche e soprattutto in una prospettiva di più lungo termine al 2050.

In particolare sui materiali avanzati per l'energia (sviluppati soprattutto nell'ambito della IC#6 di Mission Innovation e del Fondo per la Ricerca di sistema elettrico), le piccole e medie imprese che costituiscono gran parte del tessuto industriale italiano attivo nel settore hanno sottolineato come sia essenziale avviare la standardizzazione del formato dei dati, definire le modalità di raccolta, uso e condivisione dell'informazione e come una corretta gestione della proprietà intellettuale sia



elemento imprescindibile per poter aderire alla realizzazione di questa piattaforma per l'accelerazione della scoperta dei materiali.

La partecipazione italiana a Mission Innovation pertanto costituisce per i prossimi decenni una opportunità per l'industria italiana operante nel settore dei materiali per l'energia per partecipare a progetti di ricerca altamente innovativi a livello pre-competitivo adottando un approccio rivoluzionario e innovativo nella scoperta e nello sviluppo di nuovi materiali che porrà le basi per un rafforzamento significativo a livello globale delle aziende nazionali del settore. L'elevato potenziale di crescita delle tecnologie energetiche pulite, il rilevante ruolo della produzione di materiali avanzati, le competenze della ricerca italiana e la tradizione manifatturiera delle nostre aziende, soprattutto medio-piccole, assieme alle strategie energetiche nazionali che puntano con decisione verso la de-carbonizzazione creano condizioni molto favorevoli perché un investimento pubblico in ricerca sui materiali per l'energia possa trasformarsi in un potente motore di crescita industriale e di occupazione qualificata.

Molto si potrà fare in futuro in Europa anche in termini di infrastrutturazione e digitalizzazione e ampi, almeno per l'Italia, sembrano i margini di crescita e miglioramento. Miglioramento che sicuramente dovrà riguardare anche i sistemi di accumulo di energia, il cui futuro rivestirà certamente a un ruolo di primo piano. Sarà difficile procedere verso la decarbonizzazione del settore energetico senza progressi sostanziali nelle tecnologie di stoccaggio dell'energia. In particolare, permangono ostacoli di natura tecnica: al di là della tecnologia specifica, è necessario sviluppare potenza, capacità, velocità di reazione, efficienza e ridurre i costi.

Per ottenere questi risultati, vista la necessità di investimenti ampi, risulta fondamentale costruire alleanze larghe e di dimensione europee e anche extra-europee, che mettano insieme tutti i soggetti interessati (istituzioni, università e centri di ricerca, imprese) per supportare le attività di R&S nel settore e facilitare l'introduzione nel mercato delle nuove tecnologie, sviluppando anche misure che intervengano sul quadro normativo e regolatorio, con lo scopo di abbattere le barriere d'ingresso al mercato e sostenere l'attrazione di finanziamenti e il ritorno degli investimenti. In tale prospettiva la partecipazione italiana alla European Batteries Alliance (EBA) costituisce un elemento positivo, seppure in presenza di una limitata capacità produttiva.

Sul lato della domanda, l'innovazione del settore energetico nella prospettiva del 2050 passerà necessariamente anche attraverso l'utilizzo della Blockchain e dell'intelligenza artificiale. La creazione di piattaforme di scambio energetico basate sulla Blockchain permetterà ai piccoli produttori di energia e ai prosumers di vendere l'elettricità in eccesso direttamente ad altri utenti della rete senza l'intervento di intermediari grazie ai cosiddetti smart contract o contratti intelligenti.

In Italia anche lo sviluppo delle smart grids sarà un tema dominante per i prossimi decenni, che agevolerà non solo i piccoli produttori ma anche le grandi aziende, in quanto la disponibilità di una rete in cui tutti i dispositivi comunicano tra di loro fornirà a software dotati di intelligenza artificiale una quantità di informazioni adeguate a predire adeguatamente la domanda di energia. L'utilizzo sempre più diffuso di tali tecnologie pone, tuttavia, una serie di interrogativi giuridici che costituiranno un ostacolo al pieno e completo sfruttamento delle relative potenzialità.

Al crescere della digitalizzazione cresceranno tuttavia i rischi a essa connessa. Un campo, quello della cybersicurezza, dove si aprono grandi spazi e opportunità per attori nuovi o innovativi, ma nuove sono anche le vulnerabilità. Anche il piano della ricerca cyber nel settore elettrico in Italia dovrà pertanto nei prossimi anni affrontare il tema dell'innovazione delle infrastrutture energetiche in una prospettiva di lungo termine attraverso attività di modellistica e simulazione, attività sperimentale per la verifica delle misure di sicurezza preventive e reattive utilizzate nei sistemi di comunicazione del settore elettrico.

In questa stessa ottica, è da considerare che l'evoluzione del mix energetico e dell'assetto dei mercati coinvolgerà in modo crescente e in un ruolo attivo nuovi soggetti e nuove risorse, a più livelli di tensione. Ne derivano esigenze di ricerca e innovazione in tecnologie per rendere più "leggibile" il sistema e più intelligenti le reti, nonché per sostenere lo sviluppo degli strumenti necessari per la gestione in sicurezza delle reti e del sistema elettrico.

È infine da ritenere di interesse stimolare la ricerca verso i potenziali benefici dell'integrazione dei sistemi elettrico e gas tramite lo sviluppo di progetti pilota power-to-gas, power-to-hydrogen e gas-to-power. Un'integrazione che vede la rete gas quale strumento utile allo sviluppo di una quantità sempre maggiore di rinnovabili intermittenti, portatrice essa stessa di gas rinnovabili, e - attraverso conversioni del vettore elettrico in gas e viceversa – pilastro di un'infrastruttura energetica integrata, che permette di sfruttare il pieno potenziale delle fonti rinnovabili, garantendo anche lo stoccaggio dell'energia a medio-lungo termine.

L'evoluzione e lo sviluppo delle tecnologie precedentemente citate consentirebbero l'accumulo dell'eccesso di produzione di energia da FER non programmabili in vettori energetici rinnovabili (biometano, idrogeno, calore) aumentando l'efficienza complessiva del sistema energetico e iniziando un percorso sinergico tra i due sistemi verso una possibile fusione del settore gas ed elettrico in un unico settore energetico. Tali soluzioni per altro sono già in fase di sviluppo in Europa: ne è un esempio l'impianto da 100 MWe di power to gas, previsto in Germania per risolvere la congestione sulla rete elettrica dovuta all'aumento della generazione eolica dal Mare del Nord, proposto in partnership dai TSO elettrici e gas.

In futuro inoltre servirà fornire le basi per l'integrazione dell'idrogeno nelle reti. Fondamentale diverrà definire un quadro normativo e regolatorio chiaro e certo al fine di favorire l'immissione di idrogeno nelle attuali infrastrutture gas, come ulteriore fonte energetica in miscelata con il gas naturale, approfondire le implicazioni della sua immissione nel sistema stoccaggio e negli usi finali e prevedere eventuali misure di incentivazione sulle diverse opzioni tecnologiche volte a sviluppare la produzione di idrogeno da fonti rinnovabili in sinergia con il settore elettrico e della bioenergia, o da zero emissioni come il methane cracking.

Volendo proporre anche per queste tecnologie ancora poco mature un primo passo concreto, si analizzerà la possibilità e i costi di promuovere il consumo di idrogeno a zero emissioni nel settore industriale, anche eventualmente definendo un obbligo di consumo di idrogeno prodotto da fonti rinnovabili o con zero emissioni di carbonio.

### *iii. Ove applicabile, obiettivi nazionali relativi alla competitività*

La filiera italiana di produzione di impianti rinnovabili ha subito negli ultimi anni una considerevole contrazione per via della crisi europea e della successiva fase di stagnazione economica, aggravata dalla crescente competizione dei Paesi in via di sviluppo. Considerati gli investimenti che verranno sviluppati nei prossimi anni per rispettare i target ambientali, in Italia come nel resto del mondo, è importante procedere alla definizione di politiche attive di promozione dell'offerta tecnologica e della ricerca in campo energetico, così da sostenere la vocazione manifatturiera del nostro Paese.

La mappatura attuale della filiera tecnologica di produzione di sistemi e componenti per gli impianti e le sue potenzialità in funzione degli investimenti necessari al raggiungimento dei nuovi obiettivi climatici al 2030 nel solo contesto nazionale ci offre un quadro aggiornato della situazione.

Il settore delle energie rinnovabili in Italia presenta un rallentamento dovuto principalmente all'adozione di politiche incentivanti che hanno concentrato la crescita nel periodo 2007–2012. Tale sviluppo ha rappresentato un volano per i produttori di componenti localizzati all'estero, e non per l'industria italiana che ha sofferto la concorrenza di mercati più competitivi.

L'Italia è riuscita invece a cogliere meglio le opportunità sotto il profilo della produzione manifatturiera dei sistemi per l'incremento dell'efficienza energetica. Una possibile ripresa del trend di crescita potrebbe avere impatti positivi sulla filiera italiana di componenti nel caso sappia cogliere queste opportunità per rinnovare e rendere più competitiva la propria offerta, con ricadute positive su tutta la supply chain, dai produttori di materie prime agli installatori e alle aziende per servizi di O&M.

Le attività di R&S in Italia sono rivolte soprattutto alla ricerca di nuove soluzioni tecnologiche per favorire l'integrazione delle FER nel sistema energetico. L'obiettivo strategico è quello di contribuire alla costituzione di una vera e propria filiera industriale delle energie rinnovabili in Italia, che possa avere positive ricadute in termini economici e occupazionali. In tale prospettiva occorre migliorare la cooperazione con il sistema della ricerca e attivare processi di trasferimento tecnologico e di know-how per sviluppare tecnologie funzionali alle esigenze delle imprese per reggere la sfida concorrenziale con i produttori internazionali.

La sfida per la competitività che l'Italia deve affrontare è lo sviluppo di un sistema integrato ricerca-industria, con un maggior contatto e coordinamento tra ricerca e produzione in grado di accelerare l'introduzione sul mercato di nuove tecnologie e prodotti. Devono pertanto essere attivati strumenti appositi per promuovere la filiera italiana di produzione degli impianti clean energy e accrescere gli investimenti in R&S.

La ricerca e lo sviluppo in ambito tecnologico hanno dimensione globale e non sono limitati ai confini nazionali. L'aumento degli stanziamenti in ricerca e sviluppo previsto dalla partecipazione a Mission Innovation e il rifinanziamento dei Fondi per la Ricerca di sistema elettrico e per Interventi e misure per lo sviluppo tecnologico e industriale avrà di certo un significativo impatto sul Paese in quanto consentirà di accrescere il livello di innovazione tecnologica del sistema produttivo, con un conseguente incremento del livello di occupazione qualificata e di competitività, anche grazie all'ulteriore riduzione in prospettiva dei costi per la produzione di energia da fonti rinnovabili.

Questi fattori potranno contribuire al raggiungimento dei target comunitari al 2030 e 2050, e di quello previsto dall'Accordo di Parigi sui cambiamenti climatici, con un minore costo complessivo di sistema e per la finanza pubblica. Inoltre tali investimenti permetteranno di disporre di tecnologie avanzate in grado di contribuire efficacemente al contrasto e all'adattamento al cambiamento climatico e allo stesso tempo di aumentare la competitività del sistema produttivo nazionale coerentemente con le priorità di "Industria 4.0".

Per cogliere in pieno le opportunità di rafforzamento della struttura produttiva nazionale derivanti dal programma di investimenti, sembra necessario non solo promuovere la R&S nel campo delle rinnovabili, ma anche sostenere la filiera di produzione dei sistemi di accumulo e architetture digitali e di automazione legati ai servizi di rete, vista la crescente interrelazione con la filiera rinnovabile, rafforzando la cooperazione a livello comunitario in iniziative come la EBA, per valutare progetti di cooperazione industriale tipo "Gigafactory" per i sistemi di accumulo.

Infatti, un elemento innovativo rispetto al passato e destinato a svilupparsi sempre di più nei prossimi decenni, è rappresentato dalla digitalizzazione del settore energetico. La generazione di dati da parte del sistema energetico (ad esempio con il miglioramento delle tecnologie e infrastrutture di misura e il demand side management), l'aumento della capacità di trasmissione dati delle reti di telecomunicazioni (banda larga) e l'accessibilità a una enorme mole di dati generati al di fuori del sistema energetico (ad esempio IoT - Internet of Things) ma di rilievo anche per il settore, richiedono che gli operatori si dotino di capacità di calcolo e analisi (big data) sia per migliorare la propria operatività, sia per offrire nuovi servizi. Pur non rappresentando ricerca energetica in senso stretto, il fenomeno è indice della digitalizzazione, un tema affrontato in maniera organica nel Piano Nazionale Industria 4.0 che offre una serie di strumenti di supporto in

funzione della dimensione aziendale. Gli obiettivi nazionali di competitività possono essere perseguiti anche tramite questo strumento.

### 3 POLITICHE E MISURE

#### 3.1 Dimensione della decarbonizzazione

##### 3.1.1 Emissioni e assorbimenti di gas a effetto serra

*i. Politiche e misure volte a raggiungere l'obiettivo stabilito dal Regolamento (UE) 2018/842, specificato al punto 2.1.1, e politiche e misure per conformarsi al Regolamento (UE) 2018/841, che riguardano tutti i principali settori responsabili delle emissioni e i settori per l'aumento degli assorbimenti, con la prospettiva e l'obiettivo a lungo termine di diventare un'economia a basse emissioni e di raggiungere un equilibrio tra emissioni e assorbimenti in conformità dell'accordo di Parigi*

Al fine di raggiungere l'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas effetto serra nel periodo 2021-2030, pari al -33% rispetto al 2005, come previsto dal Regolamento (UE) 2018/842, l'Italia si avvale di diverse misure già in vigore nonché di nuove politiche che saranno introdotte.

I settori responsabili delle emissioni e degli assorbimenti di gas a effetto serra che ricadono nell'ambito di applicazione del Regolamento (UE) 2018/842 sono: i trasporti, il residenziale, il terziario, l'industria non ricadente nel settore ETS, i rifiuti, l'agricoltura e il settore LULUCF.

Per quanto riguarda le politiche e le misure volte alla decarbonizzazione dei trasporti e all'efficienza energetica del residenziale, terziario e dell'industria non ricadente nel settore ETS, si rimanda alle successive pertinenti sezioni del presente Piano.

Con riferimento ai rifiuti, all'agricoltura e al settore LULUCF si riportano di seguito le principali politiche e misure identificate ai fini del raggiungimento delle riduzioni delle emissioni di gas a effetto serra al 2030.

##### **Rifiuti**

La riduzione delle emissioni nel settore dei rifiuti è principalmente legata all'incremento della raccolta differenziata e al conseguente riciclo. Infatti, le materie prime seconde generate dalla raccolta dei rifiuti consentono di risparmiare emissioni in maniera consistente rispetto all'utilizzo di materie vergini. Il guadagno netto è dipendente dal tipo di materiale (più elevato per alluminio e metalli) e dalle quantità raccolte.

Per quanto riguarda la frazione organica della raccolta differenziata, il successivo trattamento aerobico/anaerobico per la produzione di compost consente di trasformare in fertilizzante ricco di materia organica il rifiuto che sarebbe altrimenti smaltito in discarica con conseguente emissione di metano in atmosfera. Sul piano quantitativo, il trattamento della frazione organica dei rifiuti urbani proveniente dalla raccolta differenziata è passato da 2,4 Mt del 2006 a 5,9 Mt del 2017. Quindi negli ultimi 10 anni 3,5 Mt di rifiuti organici sono state intercettate con le raccolte differenziate e trattate al fine di produrre compost evitando quindi il conferimento delle stesse in discarica.

Il trattamento delle frazioni residuali dei rifiuti che vengono inviate a impianti di selezione e stabilizzazione contribuiscono ulteriormente a ridurre le emissioni in atmosfera. Rispetto al 2003 (anno di emanazione del decreto di recepimento della direttiva sulle discariche), l'Italia ha provveduto a realizzare una capacità di trattamento delle frazioni residuali a copertura quasi totale del fabbisogno nazionale. In questo modo il rifiuto residuo viene stabilizzato prima di essere conferito in discarica riducendo le emissioni di biogas dalle stesse.

Il miglioramento della gestione complessiva dei rifiuti in relazione alla composizione (aumento della differenziata e diminuzione dei cosiddetti “RUB - rifiuti urbani biodegradabili”) e alla quantità dei rifiuti smaltiti in discarica, a seguito del recepimento della Direttiva europea 1999/31/CE sulle discariche, con D.Lgs. 13 gennaio 2003 n. 36, ha determinato una riduzione degli impatti correlati al settore dei rifiuti. Tale dinamica può essere incoraggiata da nuove misure per favorire il riciclo dei rifiuti (DPCM 7 marzo 2016 e decreti End of Waste) coerentemente all'aggiornamento della legislazione in materia.

In questo quadro, sul piano quantitativo, nel rispetto della normativa vigente, si registra un progressivo aumento degli impianti di trattamento della frazione organica dei rifiuti che consente la trasformazione dei rifiuti organici in fertilizzanti che arricchiscono il terreno di sostanza organica, sostituendo i fertilizzanti minerali.

Per quanto riguarda il futuro, l'approvazione del “pacchetto rifiuti” determinerà la necessità di incrementare ulteriormente le performance nazionali di raccolta e riciclaggio dei rifiuti, diminuendo al contempo le quantità smaltite in discarica. La nuova normativa che si sta predisponendo per il recepimento del “pacchetto rifiuti” prevede misure importanti in tema di competenze, responsabilità e incentivi al fine di dare piena implementazione ai nuovi obiettivi.

### **Produzione elettrica**

L'Italia ha programmato la graduale cessazione della produzione elettrica con carbone entro il 2025, con un primo significativo step al 2023, compensata, oltre che dalla forte crescita dell'energia rinnovabile, da un piano di interventi infrastrutturali (in generazione flessibile, reti e sistemi di accumulo) da effettuare nei prossimi anni. La realizzazione in parallelo dei due processi è indispensabile per far sì che si arrivi al risultato in condizioni di sicurezza del sistema energetico. Nonostante l'apporto limitato della generazione termoelettrica da carbone in Italia in termini comparati con altri Paesi europei (apporto che rimane comunque superiore ai 30 TWh/anno e superiore ai livelli dei primi anni 2000), si ritiene evidente che la dimensione della decarbonizzazione possa e debba andare di pari passo con la dimensione della sicurezza e dell'economicità delle forniture, così come è nello spirito di questo Piano integrato.

Una prima individuazione delle opere infrastrutturali necessarie è stata effettuata da Terna, sulla base di consolidate metodologie di analisi, ed è contenuta nella SEN 2017.

Infatti, ferma restando la necessità di accelerare la crescita delle energie rinnovabili, nell'ambito degli interventi complessivi (accumuli, reti, generazione flessibile, altre opere di rete) da realizzare per il target 2030, alcune modifiche infrastrutturali risultano in particolare connesse allo scenario di phase-out dal carbone e in particolare, da avviare nella finestra 2020-2025::

- nuova capacità a gas per circa 3 GW, di cui circa il 50% sostanzialmente connesso al phase-out, e nuovi sistemi di accumulo per 3 GW nelle aree Centro-Sud, Sud e Sicilia;
- il rinforzo della rete di trasmissione nel Polo di Brindisi per sicurezza di esercizio (già autorizzata dal MISE e dal MATTM e in corso di realizzazione);
- la nuova Dorsale adriatica per almeno 1 GW di capacità di trasporto;
- l'installazione di almeno 3000 MVAR di nuovi compensatori sincroni, in particolare nelle zone Sud e Centro-Sud, per far fronte a quelle che saranno le conseguenti esigenze sorgenti di regolazione di tensione;
- in particolare per il phase-out dal carbone in Sardegna, una nuova interconnessione elettrica Sardegna-Sicilia-Continente insieme a nuova capacità di generazione a gas o capacità di accumulo per 400 MW localizzata nell'isola nonché installazione di compensatori per almeno 250MVAR.

Le opere di rete sono in larga parte già comprese nel Piano di Sviluppo 2018 di Terna, attualmente sottoposto a procedura di VAS da parte del Ministero dell'Ambiente, e nei Piani di difesa sempre di Terna. La nuova capacità di generazione a gas e i sistemi di accumulo necessari faranno invece parte dei nuovi investimenti a supporto della transizione che saranno sollecitati attraverso il capacity market, dal momento che allo stato attuale i segnali di prezzo sui mercati spot non sono tali da sostenere la realizzazione di nuovi investimenti in capacità convenzionale; entro il corrente anno sarà tenuta la relativa procedura d'asta funzionale a permettere proprio di avviare il processo di sostituzione di capacità a carbone o poco efficiente con nuova capacità a gas più efficiente e flessibile.

Considerati i tempi medi di autorizzazione del Piano di Sviluppo e dei tempi necessari alla progettazione, autorizzazione e realizzazione delle opere, è necessario monitorare il processo, anche sui volumi di energia rinnovabile che saranno nel frattempo sviluppati, e mettere in campo azioni di accelerazione, in modo da arrivare ad avere e dare certezza sui tempi del processo. Un primo step di verifica può essere posto alla fine del 2020, data in cui occorrerà aver concluso i procedimenti di autorizzazione almeno delle opere principali.

In considerazione dell'importanza anche territoriale e sociale di questo cambiamento, il Governo e il MiSE in particolare intendono aprire un confronto sia con gli operatori interessati sia con le organizzazioni dei lavoratori e i rappresentanti degli enti territoriali e locali, valutando anche possibili riconversioni dei siti sempre per finalità energetiche e connesse attività di accompagnamento.

### **Agricoltura**

L'agricoltura e la zootecnia rappresentano fonti rilevanti di produzione di gas a effetto serra, costituiti principalmente da metano, ammoniaca e protossido di azoto.

Le emissioni di ammoniaca sono determinate principalmente dalla gestione delle deiezioni animali e dall'utilizzo dei fertilizzanti.

Le emissioni di protossido di azoto sono originate dalle reazioni di nitrificazione e denitrificazione parziale dell'ammoniaca presente nelle deiezioni, dallo stoccaggio del letame, dall'uso dei fertilizzanti, dalle coltivazioni di suoli organici, dai residui di gestione agricola e dalle condizioni micro-aerofile tipiche delle lettiere permanenti.

Le emissioni di metano sono causate dalla gestione delle deiezioni, dalla combustione delle biomasse, dalle coltivazioni di riso, dalle fermentazioni enteriche (ruminanti) e dalle fermentazioni a carico della sostanza organica non digerita ed escreta nelle deiezioni.

Sul piano settoriale, nel caso del comparto zootecnico la gestione degli effluenti (bovini, suini e avicoli) è la fase aziendale in cui si generano circa il 50% del totale delle emissioni agricole. Più nel dettaglio, in ambito zootecnico le emissioni di ammoniaca sono generate dalle fermentazioni microbiche a carico dell'azoto presente nelle deiezioni (feci e urine) e avvengono in tutte le fasi di gestione, dal momento dell'escrezione nel ricovero fino alla distribuzione in campo. Per il comparto agricolo, invece, le emissioni di ammoniaca sono generate dall'utilizzo dei fertilizzanti organici e di sintesi.

Per quanto riguarda il settore agricolo e quello zootecnico sono state individuate le seguenti azioni:

- **Accordo di programma per l'adozione coordinata e congiunta di misure per il miglioramento della qualità dell'aria nel bacino padano**

L'accordo del bacino padano 2017 individua interventi e azioni comuni per contrastare le emissioni, incluse quelle a effetto serra, e le polveri sottili. Per quanto riguarda le misure in campo agricolo e



zootecnico, le Regioni hanno l'obbligo, nell'ambito dei piani di qualità dell'aria, di applicare pratiche finalizzate alla riduzione delle emissioni prodotte dalle attività agricole, quali la copertura delle strutture di stoccaggio di liquami, l'applicazione di corrette modalità di spandimento dei liquami e l'interramento delle superfici di suolo oggetto dell'applicazione di fertilizzanti, ove tali pratiche risultino tecnicamente fattibili ed economicamente sostenibili.

- **Codice nazionale indicativo di buone pratiche agricole per il controllo delle emissioni di ammoniaca**

Il codice, che sarà inserito nel programma nazionale di controllo dell'inquinamento atmosferico, prende in considerazione gli aspetti seguenti per la riduzione delle emissioni di ammoniaca:

- gestione dell'azoto, tenendo conto dell'intero ciclo dell'azoto;
- strategie di alimentazione del bestiame;
- tecniche di stoccaggio e di spandimento del letame che comportano emissioni ridotte;
- sistemi di stabulazione che comportano emissioni ridotte;
- possibilità di limitare le emissioni di ammoniaca derivanti dall'impiego di fertilizzanti minerali.

Il codice prevede misure obbligatorie per la mitigazione e per l'abbattimento dell'ammoniaca tramite: diverso uso dei fertilizzanti; tecniche di spandimento delle deiezioni e stoccaggi. Le misure di mitigazione facoltative sono finanziabili tramite fondi europei riconducibili alle politiche di sviluppo rurale.

- **Politica Agricola Comune (PAC) 2021-2027**

Le misure indicate nel citato codice nazionale trovano una risposta finanziaria e applicativa negli strumenti della Politica Agricola Comune (PAC), che, rispetto alla PAC 2014-2020, è maggiormente orientata al miglioramento dell'ambiente. Tali misure saranno attuabili nel periodo 2021-2027 e prevedono:

- il rafforzamento della condizionalità che vedrà pagamenti diretti subordinati a requisiti ambientali più rigorosi;
- l'obbligo per gli Stati membri di introdurre regimi ecologici che abbiano un impatto positivo su clima e ambiente, ma il cui utilizzo è facoltativo per le singole aziende agricole, nel primo pilastro (sostegno diretto al reddito degli agricoltori e misure di mercato);
- i pagamenti per impegni ambientali, climatici e altri impegni in materia di gestione, nel secondo pilastro (sviluppo rurale).

## LULUCF

Per quanto riguarda il comparto forestale sono state individuate le seguenti azioni:

- **Predisposizione del Rapporto Annuale sulle Foreste Italiane (RAF)**

Il rapporto prevede il rafforzamento della conoscenza puntuale delle foreste italiane in ogni loro aspetto: naturalistico, produttivo, economico, ecc.. Inoltre, è prevista la raccolta delle informazioni da tutti gli stakeholders coinvolti, ivi incluse le Regioni, gli enti territoriali, l'Istat, nonché il settore economico e scientifico.

- **Testo Unico Foreste e Filiere Forestali**

Il 3 aprile 2018 è stato promulgato il nuovo Testo Unico in materia di Foreste e filiere Forestali (TUFF) con il D.Lgs. n. 34, che abroga il D.Lgs. 227/2001 recante "orientamento e modernizzazione del settore forestale". Il TUFF fornisce indirizzi e linee guida a supporto delle amministrazioni



regionali in materia di gestione forestale. Il TUFF aggiorna le disposizioni di coordinamento e indirizzo nazionale in materia di Gestione Forestale Sostenibile (GSF) e sviluppo delle filiere forestali. Al fine di rendere concreta e unitaria la politica forestale nazionale vengono previsti 9 decreti attuativi per identificare criteri e indirizzi minimi per il settore, quali ad esempio la formazione degli operatori, l'iscrizione agli albi delle imprese competenti, il riconoscimento dello stato di abbandono colturale del bosco, gli indirizzi di gestione e pianificazione forestale. Con tale provvedimento si intende riconoscere la Gestione Forestale Sostenibile quale strumento volto a garantire un aumento nell'assorbimento del carbonio, anche nella produzione di prodotti legnosi di qualità. In questo contesto si prevede nell'arco di dieci anni una progressiva variazione dei tassi di utilizzazione finora registrati, con un passaggio dall'attuale 30-33% dell'utilizzo dell'incremento annuo al possibile 40-45%.

- **Libro bianco dei boschi d'Italia**

Al fine di supportare il processo di redazione della nuova strategia forestale nazionale, è stato pubblicato e messo in consultazione il Libro bianco dei boschi d'Italia con lo scopo di fornire un supporto alla definizione della nuova Strategia Forestale Nazionale (SFN). Il libro bianco raccoglie e sintetizza le percezioni, le esigenze e le necessità della società civile e imprenditoriale, del mondo scientifico e istituzionale sul ruolo del settore forestale. L'obiettivo è quello di contribuire a rendere la nuova SFN coerente ed efficace nel perseguimento delle necessità del settore forestale, coerentemente con le indicazioni europee e gli impegni internazionali in materia di mitigazione e adattamento al cambiamento climatico, al fine di garantire la stabilità e il benessere per le generazioni presenti e future.

**Misure in altri ambiti (riduzione inquinanti, industria, rifiuti, procedure, altro)**

Oltre a quanto previsto a livello settoriale, si riportano di seguito ulteriori politiche e misure che contribuiscono agli obiettivi ESR.

- **Recepimento Direttiva (UE) 2016/2284**

Il D.Lgs. 81/2018 di recepimento della Direttiva (UE) n. 2016/2284 prevede la riduzione di alcuni inquinanti atmosferici (biossido di zolfo, gli ossidi di azoto, i composti organici volatili non metanici, l'ammoniaca e il particolato fine) attraverso:

- l'elaborazione, l'adozione e l'attuazione del programma nazionale di controllo dell'inquinamento atmosferico in coordinamento con le politiche adottate in materia di cambiamenti climatici;
- la realizzazione di inventari e proiezioni nazionali delle emissioni;
- il monitoraggio delle emissioni non soggette a obbligo di riduzione;
- il monitoraggio degli impatti sugli ecosistemi.

- **D.M. 7 novembre 2017 n.186: “disciplina dei requisiti, delle procedure e delle competenze per il rilascio di una certificazione dei generatori di calore alimentati a biomasse combustibili solide”**

Il Decreto stabilisce i requisiti, le procedure e le competenze per il rilascio di una certificazione ambientale dei generatori di calore alimentati con legna da ardere, carbone di legna e biomasse combustibili. Il Decreto individua, inoltre, le prestazioni emissive di riferimento per le diverse classi di qualità, i relativi metodi di prova e le verifiche da eseguire ai fini del rilascio della certificazione ambientale, nonché appositi adempimenti relativi alle indicazioni da fornire circa le corrette modalità di installazione e gestione dei generatori di calore che hanno ottenuto la certificazione ambientale.

- **Esecuzione del Regolamento (UE) n. 517/2014**

Al fine di ridurre le emissioni di gas fluorurati a effetto serra che si verificano durante le operazioni di installazione, manutenzione, riparazione e smantellamento delle apparecchiature che contengono tali gas, il nuovo DPR adottato a novembre 2018 prevede l'adeguamento del sistema di certificazione per le persone fisiche e per le imprese che effettuano tali operazioni nonché l'istituzione di una "banca dati" per la raccolta e la conservazione delle informazioni relative alle vendite di gas fluorurati a effetto serra e delle apparecchiature che contengono tali gas, nonché tutte le registrazioni relative alle attività di installazione, manutenzione, riparazione e smantellamento di dette apparecchiature.

- **Codice dell'Ambiente**

Il Codice dell'Ambiente rappresenta uno strumento, già attivo oggi a livello nazionale, che contribuisce alla riduzione delle emissioni di gas a effetto serra attraverso:

- a) l'attuazione di procedure per la Valutazione Ambientale Strategica (VAS), per la Valutazione d'Impatto Ambientale (VIA) e per l'autorizzazione ambientale integrata (IPPC);
- b) la previsione di misure di difesa del suolo e lotta alla desertificazione, di tutela delle acque dall'inquinamento e gestione delle risorse idriche;
- c) la gestione dei rifiuti e la bonifica dei siti contaminati;
- d) la tutela dell'aria e la riduzione delle emissioni in atmosfera;
- e) la tutela risarcitoria contro i danni all'ambiente.

*ii. Ove pertinente, cooperazione regionale in questo settore*

*iii. Ferma restando l'applicabilità delle norme sugli aiuti di Stato, misure di finanziamento, tra cui il sostegno dell'Unione e l'uso dei fondi dell'Unione, in questo settore a livello nazionale, ove applicabile*

### 3.1.2 Energia rinnovabile

*i. Politiche e misure per realizzare il contributo nazionale al conseguimento dell'obiettivo vincolante a livello dell'UE per il 2030 in materia di energia rinnovabile e traiettorie, di cui all'articolo 4, lettera a), punto 2), ove applicabili o disponibili, gli elementi di cui al punto 2.1.2 del presente allegato, comprese misure specifiche per settore e per tecnologia<sup>11</sup>*

Si riporta di seguito l'elenco delle principali misure atte a realizzare gli obiettivi in tema di energia rinnovabile, suddivise tra i settori elettrico, termico e trasporti.

#### Settore elettrico

Le misure per il settore elettrico saranno finalizzate a sostenere la realizzazione di nuovi impianti e la salvaguardia e il potenziamento del parco di impianti esistenti. Le misure sono, di natura economica, regolamentare, programmatica, informativa e amministrativa, sono calibrate sulla base della tipologia di intervento (nuova costruzione o ricostruzione), delle dimensioni degli impianti e dello stato di sviluppo delle tecnologie.

Al momento, sono considerate innovative, nel contesto nazionale, l'eolico offshore, il solare termodinamico, la geotermia a ridotto impatto ambientale e l'oceanica; sono considerate tecnologie più mature eolico onshore, solare fotovoltaico, idroelettrico, gas residuati dei processi di depurazione. Tra le tecnologie più mature rientrano biomasse e biogas, che tuttavia ancora risentono di elevati costi di produzione, prevalentemente imputabili ai costi della materia prima. Peraltro, per le biomasse valgono le considerazioni svolte nel capitolo 2 sugli obiettivi.

#### *Piccoli impianti per l'autoconsumo singolo e collettivo: misure regolatorie ed economiche*

Si intende promuovere l'autoconsumo con misure che prevedano l'applicazione delle parti variabili degli oneri di rete e di sistema sulla sola energia prelevata dalla rete pubblica e non anche su quella autoprodotta e autoconsumata. Tali modalità di raccolta degli oneri, introdotta nell'ambito del piano di adeguamento di cui alla disciplina comunitaria in materia di aiuti di Stato a favore dell'energia e dell'ambiente, è già operativa per le configurazioni singole, e sarà estesa anche alle configurazioni multiple (comunità energetiche rinnovabili). Gli esiti di queste modalità di raccolta degli oneri saranno monitorati, con lo scopo di contemperare la promozione dell'autoconsumo con l'equa partecipazione dei clienti elettrici alla copertura degli stessi oneri, che peraltro dovrebbero avere un andamento tendenzialmente decrescente, in particolare a partire da metà del prossimo decennio.

Si opererà inoltre per l'evoluzione del meccanismo dello scambio sul posto (che consente di utilizzare la rete come accumulo), a favore di un premio riconosciuto agli impianti, anche in esercizio, che si dotano di sistemi di accumulo che incrementino la quota di energia autoconsumata e, eventualmente, che forniscano servizi per la sicurezza del sistema elettrico sulla rete di media e bassa tensione.

In tutti i casi, la promozione dell'autoconsumo singolo sarà destinata prevalentemente agli impianti distribuiti, di potenza tipicamente fino a 1 MW, per i quali, peraltro, la semplicità e l'automatismo dei meccanismi di sostegno appare preferibile rispetto ad altri strumenti, la cui gestione è più complessa e costosa.

Per quanto riguarda l'autoconsumo collettivo e le comunità energetiche rinnovabili, in una prima fase si conta di ricorrere, come detto, allo stesso meccanismo di promozione. L'estensione

<sup>11</sup> Nel programmare tali misure, gli Stati membri tengono conto della fine del ciclo di vita degli impianti esistenti e del potenziale di potenziamento

dell'ambito e le condizioni per la realizzazione di comunità energetiche rinnovabili saranno meglio definite in esito allo studio "Support to elaborate legal and regulatory frameworks on closed distribution system and self-consumption assessment in Italy", finanziato dalla Struttura di Supporto alle Riforme Strutturali (SRSS) della Commissione e in corso di svolgimento.

Ulteriori strumenti di sostegno all'autoconsumo, sia singolo che collettivo, saranno:

- potenziamento degli obblighi di quota minima di fonti rinnovabili negli edifici nuovi o sottoposti a ristrutturazioni rilevanti, in linea con gli obiettivi di edifici a emissioni quasi zero.
- Progressiva e graduale estensione dell'obbligo di quota minima di fonti rinnovabili (che, come detto, attualmente è previsto solo per gli edifici nuovi o sottoposti a ristrutturazioni rilevanti) agli edifici esistenti, a partire da alcune categorie come i capannoni adibiti ad attività produttive e gli edifici del terziario. In alternativa alla realizzazione dell'impianto saranno valutate modalità di cessione a terzi del diritto di superficie sul tetto, con l'impianto rinnovabile preferenzialmente a servizio dell'edificio.

Tali ultimi due punti sono peraltro connessi con analoghe misure riferite alle rinnovabili termiche, richiamate nello specifico paragrafo.

#### *Altre misure per i piccoli impianti*

Oltre alla promozione dell'autoconsumo nei termini sopra esposti, che di per sé costituisce un importante impulso alla realizzazione di piccoli impianti, si introdurranno ulteriori misure, funzionali sia a facilitare l'autoconsumo ove possibile, sia a favorire la realizzazione di piccoli impianti che immettono la produzione nella rete elettrica in quanto l'autoconsumo non è tecnicamente ed economicamente percorribile, sia infine ad agevolare il contestuale raggiungimento di altri obiettivi ritenuti rilevanti. In particolare si intende:

- introdurre procedure semplificate per la costruzione, la messa in esercizio e la gestione degli impianti, anche estendendo la portata del modello unico, attualmente operativo per taluni impianti fotovoltaici di potenza fino a 20 kW: si tratta di un meccanismo che consente, con un'unica procedura, di affrontare gli aspetti autorizzativi, di collegamento alla rete e di accesso ai meccanismi di sostegno. Parimenti, si conta di ampliare l'utilizzo della PAS (procedura abilitativa semplificata), oggi utilizzabile per singoli impianti di potenza compresa tra qualche decina e alcune centinaia di kW);
- consentire l'aggregazione di piccoli impianti ai fini della partecipazione alle procedure di accesso agli incentivi sull'energia immessa in rete (si veda paragrafo sui contratti per differenza);
- stabilire tariffe incentivanti specifiche, per i casi nei quali l'autoconsumo non sia percorribile, e sempreché sussista un potenziale accessibile di qualche significato e prospettive di contenimento dei costi e degli incentivi stessi; di interesse risulta la produzione combinata di elettricità e calore da scarti e residui del settore agroindustriale, in particolare tramite impianti facenti parte del ciclo produttivo delle imprese, che consentano quindi, secondo i principi dell'economia di circolare, di valorizzare gli scarti stessi e di ottimizzare i cicli produttivi, con quote minoritarie di materie prime da secondo raccolto (nel caso degli impianti a biogas, peraltro, si possono ottenere anche vantaggi in termini di utilizzazione del digestato, di rilievo nelle aree vulnerabili ai nitrati);
- introdurre premi per la realizzazione di impianti fotovoltaici i cui moduli sono installati in sostituzione di coperture contenenti amianto.

*Grandi impianti (tipicamente potenza sopra 1 MW): misure regolatorie ed economiche*

- **Contratti per differenza da stipulare a seguito di gare competitive**

Si continuerà a fare ricorso ai già sperimentati meccanismi di gara competitiva, adottando un approccio di neutralità tra gruppi di tecnologie con strutture e livelli di costi affini, eventualmente con meccanismi di salvaguardia laddove tecnologie comunque ritenute necessarie per raggiungere gli obiettivi fossero sistematicamente soccombenti, fermo restando che uno degli scopi di questo meccanismo è l'accompagnamento alla market parity. Le gare saranno finalizzate alla stipula di contratti per differenza basati sul valore complessivo della tariffa riconosciuta a seguito dello svolgimento della procedura, secondo il criterio "a due vie" (ovvero riconoscimento della differenza tra tariffa e prezzo di mercato dell'elettricità laddove la differenza sia positiva; restituzione da parte del produttore qualora la stessa differenza sia negativa). Tale meccanismo appare adatto al perseguimento degli obiettivi in quanto consente di programmare la realizzazione di prefissate potenze, fornendo certezza agli operatori e, al contempo, potenziali vantaggi anche per i consumatori, laddove il prezzo di mercato dell'elettricità salisse al di sopra delle tariffe riconosciute, circostanza non inverosimile ove si consideri che le ultime procedure svolte per l'eolico sono state aggiudicate a 66 €/MWh e valori più bassi sono stati riscontrati in altri Paesi europei.

Questo meccanismo sarà lo strumento principale per favorire la realizzazione di impianti di nuova costruzione, ma potrebbe essere considerato anche per sostenere le integrali ricostruzioni e i potenziamenti di impianti esistenti, nel caso in cui i contratti di lungo termine e le semplificazioni amministrative si rivelassero insufficienti.

- **Contratti di lungo termine (PPA)**

L'Italia intende promuovere ampiamente il ricorso a questo strumento, da affiancare ai contratti per differenza, con una regolamentazione che favorisca la stipula da parte di investitori di contratti Power Purchase Agreement (PPA) con soggetti interessati ad acquistare l'energia che l'impianto produrrà su un intervallo temporale sufficientemente lungo per garantire l'ammortamento dell'investimento necessario per realizzazione un nuovo impianto di produzione, ovvero per ricostruire o potenziare un impianto esistente. A questo scopo, è stato già avviato uno studio che ha lo scopo di approfondire quale sia il contesto legale, regolatorio e tecnico per un diffuso utilizzo dei PPA. La necessità dello studio muove dal fatto che le fonti rinnovabili con maggiore potenziale residuo (solare ed eolico) sono ora utilizzabili a costi adeguatamente bassi. Tuttavia, per tali fonti il costo di produzione dell'energia è imputabile in modo preponderante all'investimento iniziale e non ai costi di esercizio, come per gli impianti tradizionali, su cui è ancora basato l'attuale assetto del mercato elettrico. In esito dello studio si intende pervenire a una nomenclatura di riferimento, alla definizione delle possibili tipologie di PPA e dei relativi elementi minimi per la stipula dei contratti, con esame delle esigenze delle diverse parti in causa (grandi consumatori, trader, aggregatori, produttori, finanziatori), nonché alla individuazione di eventuali barriere da rimuovere, di natura normativa o regolatoria. Scopo ultimo è favorire la diffusione di tali schemi contrattuali senza che ne derivino oneri a carico dello Stato e dei consumatori. In una prima fase, sarà valutata la possibilità che lo Stato fornisca una "spinta iniziale", tramite progetti pilota nell'ambito del Piano d'azione nazionale sugli acquisti verdi della Pubblica Amministrazione e delle procedure di acquisto per forniture di energia tramite le gare svolte dalla Consip, società pubblica la cui missione è di rendere più efficiente e trasparente l'utilizzo delle risorse pubbliche, fornendo alle amministrazioni strumenti e competenze per gestire i propri acquisti e stimolare le imprese al confronto competitivo con il sistema pubblico. Nello stesso tempo, si conta di favorire il dialogo tra le parti, dapprima mediante la qualificazione dei progetti degli impianti di produzione favorendo l'aggregazione della domanda potenziale, in particolare delle piccole e medie imprese, poi, all'esito degli approfondimenti sopra descritti, con l'organizzazione di una apposita piattaforma di mercato.

*Misure comuni per i grandi e piccoli impianti*

L'entità degli obiettivi sulle rinnovabili, unitamente al fatto che gli incrementi di produzione elettrica siano attesi sostanzialmente da eolico e fotovoltaico, comporta l'esigenza di significative superfici da adibire a tali impianti. Da ciò consegue l'esigenza di un forte coinvolgimento dei territori, per garantire accettabilità sociale e ottimizzare le scelte sull'uso del suolo, con un approccio che privilegi installazioni a ridotto impatto ambientale quali quelle su edifici e su aree non idonee ad altri usi, in particolare agricolo. Tali esigenze suggeriscono le misure di seguito descritte.

- **Burden sharing regionale**

Condivisione dell'obiettivo nazionale (espresso in quota sui consumi, in modo da stimolare anche l'efficienza energetica) attraverso una ripartizione dello stesso fra le Regioni, come sperimentato con riferimento agli obiettivi 2020 in tema di rinnovabili. La ripartizione dell'obiettivo comporterà anche l'individuazione, da parte delle Regioni, delle aree da mettere a disposizione per la realizzazione degli impianti, individuate secondo i criteri di cui alla misura successiva.

- **Individuazione delle aree adatte alla realizzazione degli impianti**

Si intende realizzare un censimento informatizzato e interattivo delle superfici delle coperture del "già costruito", che consenta di valutare l'utilizzabilità a fini energetici e le producibilità associate all'uso delle stesse superfici. Prime e sommarie valutazioni eseguite, comunque, evidenziano l'insufficienza di tali aree ai fini degli obiettivi, sicché si procederà anche, previa classificazione omogenea dei suoli da parte di Regioni e Enti locali, all'individuazione di aree a vocazione energetica in quanto non destinabili ad altri usi, e comunque con un approccio di contenimento del consumo di suolo. L'individuazione di queste aree sarà finalizzato anche allo sviluppo coordinato di impianti, rete elettrica e sistemi di accumulo, con procedure autorizzative rese più semplici e veloci, proprio grazie alla preventiva condivisione dell'idoneità di superfici ed aree.

- **Strumenti ad hoc per nuovi impianti basati su tecnologie innovative**

Per le tecnologie ancora lontane dalla competitività economica nel contesto italiano ovvero con significativo potenziale di innovazione saranno attivate procedure calibrate sulle relative specificità. L'utilizzo di strumenti tariffari sarà valutato considerando lo stato di sviluppo, la capacità di riduzione dei costi, il potenziale sfruttabile, il possibile contributo al raggiungimento del target, la compatibilità con il contenimento dei costi in bolletta, il miglioramento delle prestazioni ambientali e la concomitanza di altri obiettivi. In alternativa, e sempreché il potenziale sfruttabile sia interessante, saranno valutati strumenti quali il contributo all'investimento, anche ricorrendo a specifici fondi europei, compresi quelli per la ricerca e l'innovazione.

- **Isole minori come laboratorio per elevati livelli di penetrazione delle rinnovabili e per l'elettrificazione dei consumi**

L'Italia ha già avviato un processo per la progressiva copertura del fabbisogno delle isole minori non interconnesse con energia da fonti rinnovabili. In questo ambito, oltre a specifici obiettivi di copertura dei consumi con fonti rinnovabili, si intende, su alcune isole, promuovere:

- l'ammodernamento delle reti elettriche, in modo da consentire una elevata penetrazione di rinnovabili;
- la realizzazione di progetti pilota, finalizzati a una elevata utilizzazione di fonti rinnovabili mediante ricorso a sistemi di accumulo, sviluppo di trasporto elettrico, integrazione del sistema elettrico con il sistema idrico isolano e con la domanda modulabile presente sull'isola.

*Misure specifiche per la salvaguardia e il potenziamento degli impianti esistenti*

Il raggiungimento degli obiettivi in materia di rinnovabili presuppone la realizzazione di nuovi impianti ma anche il mantenimento e, se possibile, l'incremento della produzione rinnovabile di impianti esistenti, per i quali l'orientamento è fornire sostegno prevalentemente tramite misure di semplificazione e chiarimento del quadro normativo, con un ricorso agli strumenti di sostegno solo laddove tali misure non si rivelassero sufficienti. In particolare si intende agire come qui di seguito illustrato.

- **Revamping e repowering**

Fatto salvo quanto detto al paragrafo successivo a proposito di concessioni idroelettriche, le misure specifiche di natura non economica per revamping e repowering di impianti esistenti includono:

- procedure autorizzative semplificate, in particolare per le valutazioni di tipo ambientale, con un approccio che valuti sostanzialmente le variazioni dell'impatto rispetto alla situazione ante intervento di revamping o repowering;
- la fissazione di condizioni e limiti di base nel cui rispetto sia possibile realizzare interventi più semplici (ad esempio: sostituzione componenti di impianti, che non alterano il lay out e il suolo impegnato) con mera comunicazione;
- la valorizzazione del patrimonio di dati e conoscenze acquisito con la gestione dei meccanismi di incentivazione per individuare e promuovere, nell'ambito di categorie omogenee di impianti, possibili interventi di miglioramento delle prestazioni e di allungamento della vita utile degli impianti, mediante attività di comunicazione e sensibilizzazione verso i responsabili degli impianti.

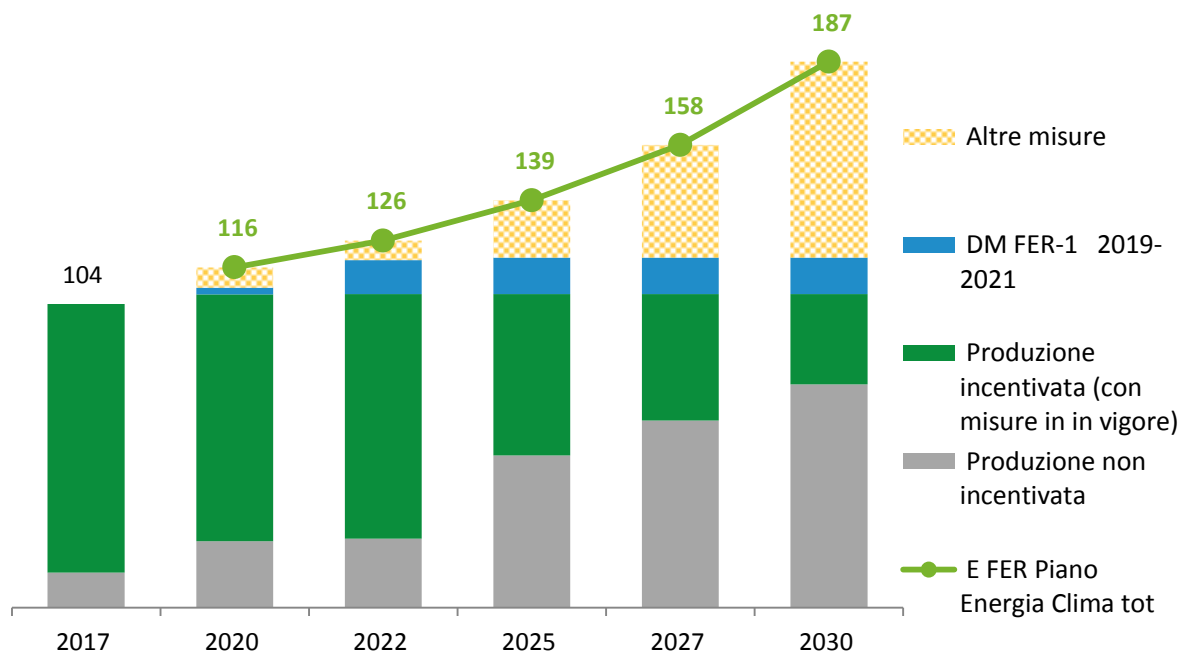
- **Concessioni idroelettriche**

Le procedure d'asta per le concessioni esistenti saranno precedute da una fase preparatoria, per integrare in modo ordinato e integrato le stesse procedure nella programmazione territoriale, in compatibilità con gli altri usi dell'acqua, sulla base di regole omogenee a livello nazionale, anche in tema di canoni, prevedendo l'attuazione di interventi di efficientamento degli impianti. Di conseguenza, le procedure d'asta privilegeranno in modo trasparente la riqualificazione degli impianti, al fine di assicurare la capacità utile di invaso e aumentarne la producibilità, nel rispetto dei vincoli ambientali. Anche per tali interventi si introdurranno le possibili semplificazioni procedurali per evitare duplicazioni di atti ovvero di valutazioni in materia ambientale e paesaggistica, nonché forme di coordinamento tra i procedimenti per il rilascio di concessioni di derivazione d'acqua pubblica e i procedimenti di autorizzazione per l'esecuzione degli interventi, da condividere con le Regioni.

*Evoluzione attesa della generazione elettrica*

Si rappresenta di seguito l'evoluzione attesa della generazione elettrica da fonti rinnovabili, evidenziando diversi contributi: in primo luogo la parte non incentivata, in aumento nei prossimi anni e che si intende preservare e ottimizzare con alcune delle misure precedentemente descritte, soprattutto di revamping/repowering; quindi la parte incentivata in base ai meccanismi attualmente in vigore e quella relativa alla misura di più prossima emanazione; infine la rimanente quota che dovrà essere attivata mediante le misure dedicate ai nuovi impianti.

Figura 27 - Evoluzione attesa dell'energia elettrica da fonte rinnovabile e principali contributi (TWh)  
[Fonte GSE]



### Settore trasporti

Ai fini del raggiungimento degli obiettivi in materia di penetrazione delle rinnovabili nel settore dei trasporti, sono state individuate le misure elencate di seguito.

- **Obbligo di miscelazione dei biocarburanti, fino al 2022**

Obbligo di immissione in consumo, basato su un sistema di quote in cui è riconosciuta una premialità ai biocarburanti avanzati e ai biocarburanti da oli esausti e grassi animali.

- **Sostenibilità dei biocarburanti**

Revisione del sistema nazionale di certificazione per verificare il rispetto dei requisiti di sostenibilità, obbligatori al fine di poter conteggiare i biocarburanti per il raggiungimento degli obiettivi.

- **Riduzione delle emissioni GHG dei carburanti del 6% al 2020**

Nel 2020 i fornitori di carburanti dovranno rispettare un obiettivo di risparmio, in termini di emissioni sul totale dei carburanti immessi in consumo in quell'anno, rispetto a un valore di riferimento.

- **Incentivi per assolvimento obbligo di immissione biocarburanti attraverso il biometano e altri biocarburanti avanzati: 2018-2022**

Incentivazione di biometano e biocarburanti avanzati ai fini dell'assolvimento dell'obbligo esistente di miscelazione dei carburanti di origine fossile con biocarburanti, attraverso un sistema di ritiro del biometano prodotto, con rilascio di certificati di immissione in consumo (CIC) per la durata di dieci anni. L'onere di incentivazione è in capo ai soggetti obbligati (compagnie petrolifere che immettono



in consumo carburanti da fonte fossile) e non incide sulla bolletta elettrica e del gas. Si prevede che tale sistema di incentivazione arrivi a coprire con biometano la domanda prevista di metano nei trasporti stradali corrispondente a circa 1,1 mld di m<sup>3</sup> l'anno.

• **Obbligo biocarburanti e altre rinnovabili in recepimento della RED II: 2022-2030**

Si prevede la predisposizione ed emanazione del D.Lgs. di recepimento della RED II e conseguenti decreti interministeriali di aggiornamento dei decreti vigenti di settore. In particolare per: aggiornare le quote obbligatorie di immissione in consumo fino al 2030 dei biocarburanti normali e avanzati; introdurre target differenziati per benzina, diesel e eventualmente metano; introdurre l'idrogeno da fonti rinnovabili ed eventualmente i combustibili da carbonio riciclato nell'elenco dei biocarburanti e carburanti utilizzabili ai fini dell'obbligo; prevedere il raccordo con il database europeo di monitoraggio della sostenibilità; aggiornare i moltiplicatori da utilizzare ai fini del calcolo del target; individuare le percentuali massime di utilizzo dei biocarburanti di prima generazione. Gli obiettivi per i diversi ambiti sono i seguenti:

- biocarburanti di prima generazione: prevedere, in linea con la Direttiva RED II, un decremento per questa categoria di carburanti fino a raggiungere un contributo intorno al 3%; a partire dal 2023 tale sub target dovrà essere distinto tra benzina e gasolio, anche con contributi diversi, ed eventualmente metano;
- biocarburanti avanzati: superare l'obiettivo specifico previsto da Direttiva, pari al 3,5% al 2030, fino al raggiungimento di un sotto obiettivo intorno all'8%; a partire dal 2023 tale sub target dovrà essere distinto tra benzina e gasolio, anche con contributi diversi, e eventualmente metano;
- biocarburanti allegato IX parte B (oli vegetali esausti e grassi animali): la Direttiva impone un tetto massimo pari a 1,7% (inteso come limite fisico), lasciando agli Stati membri la possibilità di incrementare tale valore se ampiamente giustificato. Si propone un incremento fino al 2%, con contributo finale pari al 4% (con il doppio conteggio); tale ambizione deve essere prevista solo con gli oli vegetali esausti (Used Cooked Oil - UCO) e deve prevedere priorità per UCO raccolto su territorio nazionale, rispettando il principio di economia circolare e in linea con i nuovi obiettivi del pacchetto rifiuti;
- elettricità da FER nel settore stradale: prevedere un incremento progressivo, anno su anno, di nuove immatricolazioni di auto elettriche pure per raggiungere l'obiettivo cumulato di 1,6 milioni di auto elettriche pure o EV al 2030, che se sommate alle auto ibride (4,4 milioni), consentirebbero di arrivare a un valore complessivo di 6 milioni di auto elettrificate al 2030;
- carburanti rinnovabili non biologici: prevedere per l'idrogeno un contributo ambizioso, intorno al 1% del target FER-Trasporti, attraverso l'uso diretto nelle auto e autobus oltre che nei treni a idrogeno (per alcune tratte non elettrificate) o attraverso l'immissione nella rete del metano per uso trasporti. Una indicazione di uso differenziato potrebbe essere 0,8% di immissione in rete gas tal quale o ritrasformato in metano e 0,2% per uso diretto in auto, bus e treni;
- recycled fossil fuels (esempio: plastiche raccolte in maniera differenziata o carburante ottenuto da recupero della CO<sub>2</sub> delle acciaierie): il contributo al target FER trasporti sarà stabilito dopo la pubblicazione dei valori di "GHG saving" da parte della Commissione europea (previsti entro il 2021 da Direttiva) a valle della definizione dei requisiti minimi di sostenibilità di tali combustibili;
- biometano avanzato proveniente da FORSU e scarti agricoli: si conferma il target di 1,1 mld di m<sup>3</sup> al 2030 per il settore trasporti stradali.

Si prevede inoltre di implementare misure di promozione dell'uso dei biocarburanti nel settore avio e marittimo.

A quanto sopra elencato si affiancheranno naturalmente anche le misure per la promozione della mobilità elettrica, descritte nel successivo paragrafo, relativo alla dimensione dell'efficienza energetica.

### **Settore termico**

Al fine di conseguire l'obiettivo nazionale vincolante in materia di energia rinnovabile, il contributo del settore termico è fondamentale. I consumi termici finali lordi a livello nazionale destinati al riscaldamento e raffrescamento si aggirano infatti intorno ai 56 Mtep, pari a poco meno del 50% dei consumi finali di energia complessivi.

I principali strumenti che si conta di utilizzare per promuovere l'utilizzo delle fonti rinnovabili termiche sono sovente integrati con quelli per l'efficienza energetica e sono già operativi. Si tratta di:

- detrazioni fiscali per gli interventi di efficienza energetica e il recupero edile del patrimonio edilizio esistente, entrambe destinate anche a rinnovabili termiche;
- Conto Termico;
- meccanismo dei Certificati Bianchi, compresa la promozione della Cogenerazione ad Alto Rendimento;
- obbligo di integrazione delle fonti rinnovabili negli edifici.

Tutte le misure suddette, già operative a livello nazionale, sono meglio descritte nel paragrafo 3.2.1.2. Di seguito vengono sommariamente illustrate con riferimento alle parti di interesse delle rinnovabili termiche, comprese le relative linee evolutive previste per il perseguimento degli obiettivi 2030 sulle stesse rinnovabili termiche.

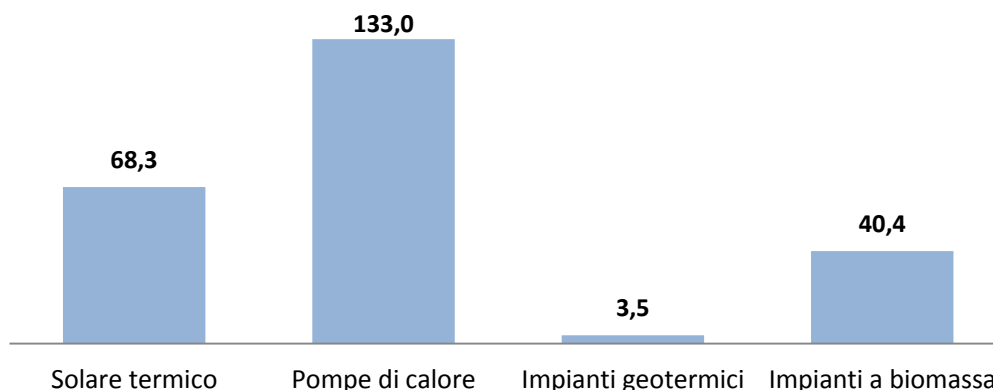
- **Detrazioni fiscali per la riqualificazione energetica e il recupero del patrimonio edilizio**

Le detrazioni fiscali per interventi di riqualificazione energetica degli edifici sono tuttora attive e hanno giocato un ruolo fondamentale nello sviluppo dell'efficienza energetica e delle fonti rinnovabili termiche nel settore residenziale.

Per le rinnovabili termiche sono agevolati gli interventi di installazione di impianti solari termici, pompe di calore, impianti geotermici negli edifici, in sostituzione di impianti di climatizzazione invernale esistenti, nonché impianti a biomassa.

Con riferimento agli interventi di installazione di impianti a fonti rinnovabili termiche, nel periodo 2014-2017 si sono registrati circa 980 mln€ di investimenti stimolati dalla misura.

Figura 28 - Investimenti medi annui in impianti a fonti rinnovabili termiche nelle detrazioni fiscali per interventi di riqualificazione energetica degli edifici (mln€)



La detrazione fiscale per gli interventi di recupero del patrimonio edilizio, introdotta nel 1997 e tutt'ora attiva, agevola interventi di installazione di impianti solari termici, pompe di calore, impianti geotermici e a biomassa negli edifici.

#### • Conto Termico

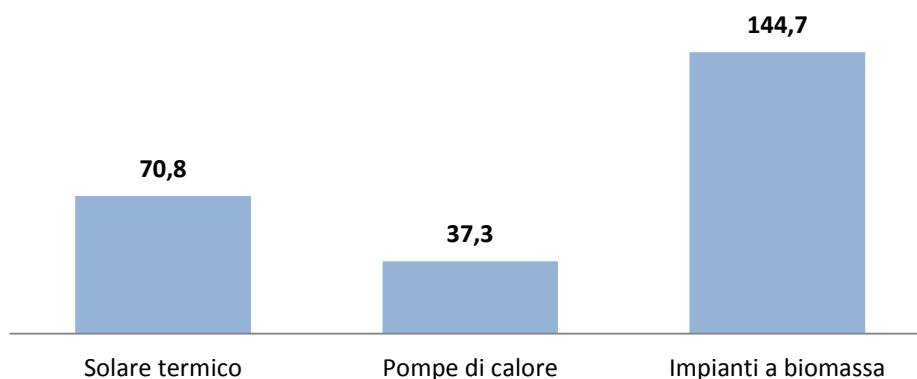
Con il D.M. 28 dicembre 2012 è stato introdotto il Conto Termico, strumento di incentivazione per favorire la produzione di energia termica rinnovabile e, contemporaneamente, per permettere l'accesso della Pubblica Amministrazione agli interventi di efficientamento energetico degli edifici e degli impianti. Il Conto Termico è operativo dal mese di luglio 2013.

Nell'ambito della produzione di calore da fonti rinnovabili sono incentivati uno o più interventi, elencati di seguito, effettuati dalle Amministrazioni Pubbliche e dai soggetti privati:

- sostituzione di impianti di climatizzazione invernale esistenti con impianti di climatizzazione invernale, anche combinati per la produzione di acqua calda sanitaria, dotati di pompe di calore, elettriche o a gas, utilizzanti energia aerotermica, geotermica o idrotermica, unitamente all'installazione di sistemi per la contabilizzazione del calore nel caso di impianti con potenza termica utile superiore a 200 kW;
- sostituzione di impianti di climatizzazione invernale esistenti o di riscaldamento delle serre e dei fabbricati rurali esistenti con impianti di climatizzazione invernale dotati di generatore di calore alimentato da biomassa, unitamente all'installazione di sistemi per la contabilizzazione del calore nel caso di impianti con potenza termica utile superiore a 200 kW;
- installazione di impianti solari termici per la produzione di acqua calda sanitaria e/o a integrazione dell'impianto di climatizzazione invernale, anche abbinati a sistemi di solar cooling, per la produzione di energia termica per processi produttivi o immissione in reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento. Nel caso di superfici del campo solare superiori a 100 m<sup>2</sup>, è richiesta l'installazione di sistemi di contabilizzazione del calore;
- sostituzione di scaldacqua elettrici con scaldacqua a pompa di calore; il limite massimo per poter accedere alla domanda di richiesta di incentivo è pari a 2500 m<sup>2</sup> lordi di superficie;
- sostituzione di impianti di climatizzazione invernale esistenti con sistemi ibridi a pompa di calore.

Nel 2017 sono state presentate richieste per circa 40.000 interventi di installazione di impianti a fonti rinnovabili, pari a circa 250 mln€ investiti.

Figura 29 - Stima degli investimenti medi annui in impianti a fonti rinnovabili termiche nel Conto Termico (mln€)



- **Certificati Bianchi**

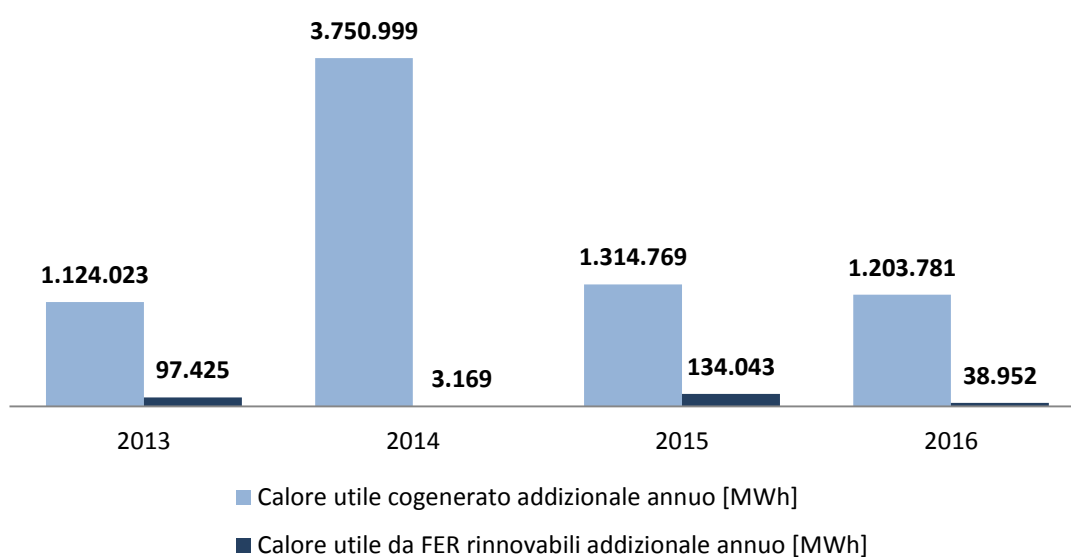
I Certificati Bianchi sono titoli negoziabili che certificano il conseguimento del risparmio energetico negli usi finali di energia attraverso interventi e progetti di incremento dell'efficienza energetica.

Nell'ambito del meccanismo è promossa anche la realizzazione di progetti che prevedano l'impiego di fonti rinnovabili per usi non elettrici, in relazione alla loro capacità di incremento dell'efficienza energetica e di generare risparmi di energia non rinnovabile.

I Certificati Bianchi sono emessi inoltre per i risparmi di energia generati dagli impianti di Cogenerazione ad Alto Rendimento, ivi compresi gli impianti a fonti rinnovabili e gli impianti connessi a reti di teleriscaldamento.

Con riferimento agli impianti CAR, mediamente si registra un volume di calore utile recuperato che oscilla tra i 31 e i 38 TWh annui, di cui circa 1,2 TWh annui sono mediamente addizionali rispetto all'anno precedente. Di tale incremento annuo una quota che varia dai 40 ai 140 GWh è costituita da energia rinnovabile.

Figura 30 - Calore utile recuperato da impianti di Cogenerazione ad Alto Rendimento (MWh)



- **Obbligo di integrazione delle fonti rinnovabili negli edifici**

L'allegato 3 del D.Lgs. n.28 del 2011, di recepimento della Direttiva RED, individua obblighi di integrazione delle fonti rinnovabili nei nuovi edifici o negli edifici sottoposti a ristrutturazioni rilevanti, in vigore dal 31 maggio 2012.

Gli obblighi sono attualmente stabiliti in termini di quote percentuali (crescenti negli anni) di copertura con fonti rinnovabili del fabbisogno energetico dell'edificio per la fornitura dei servizi di riscaldamento, raffrescamento e acqua calda sanitaria.

In particolare si prevede che nel caso di edifici nuovi o edifici sottoposti a ristrutturazioni rilevanti, gli impianti di produzione di energia termica devono essere progettati e realizzati in modo da garantire il contemporaneo rispetto della copertura, tramite il ricorso a energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili, del 50% dei consumi previsti per l'acqua calda sanitaria e delle seguenti percentuali della somma dei consumi previsti per l'acqua calda sanitaria, il riscaldamento e il raffrescamento:

- il 20% quando la richiesta del pertinente titolo edilizio è presentata dal 31 maggio 2012 al 31 dicembre 2013;
- il 35% quando la richiesta del pertinente titolo edilizio è presentata dal 1° gennaio 2014 al 31 dicembre 2016;
- il 50% quando la richiesta del pertinente titolo edilizio è rilasciato dal 1° gennaio 2017 (poi prorogato al 2018).

*Linee evolutive dei meccanismi per la promozione delle fonti rinnovabili termiche*

Al fine di tracciare le linee evolutive per i meccanismi di promozione degli impianti di produzione di energia rinnovabile termica è necessario tenere conto delle emissioni degli impianti a biomasse solide. Pertanto, i meccanismi di promozione favoriranno gli impianti ad alta qualità ambientale e ad alta efficienza. Al fine di stimolare il rinnovo dei vecchi impianti con tecnologie efficienti e a ridotte emissioni, i meccanismi descritti saranno aggiornati, introducendo requisiti prestazionali e ambientali più stringenti per i generatori di calore a biomassa.

Per le pompe di calore elettriche e a gas si manterrà un approccio tecnologicamente neutro, lasciando al mercato la selezione dell'opzione più efficiente per ogni applicazione, valorizzando anche l'apporto in modalità raffrescamento, tenuto conto che in alcune Regioni dei Paesi mediterranei le esigenze di raffrescamento sono prevalenti.

Per favorire la diffusione del solare termico, tecnologia per la quale non si è assistito finora a una crescita rilevante, sarà aggiornata la normativa riguardante l'integrazione obbligatoria di una quota minima di fonti rinnovabili negli edifici nuovi o sottoposti a ristrutturazioni rilevanti. Inoltre, al fine di favorire l'installazione di impianti solari termici che possano sopperire alla domanda di calore in maniera più elastica ed efficace (ad esempio coprendo il fabbisogno per il servizio di riscaldamento degli edifici); sarà importante confermare, nelle misure di incentivazione, la promozione dei sistemi ibridi.

L'obbligo di integrazione delle fonti rinnovabili negli edifici, che ha portato molti vantaggi in merito al miglioramento della prestazione energetica degli immobili e alla diffusione delle fonti rinnovabili termiche, deve ora essere reso più efficace al fine di ampliarne il campo d'azione e assicurarne l'applicazione in tutti i casi previsti. In particolare si prevede di aggiornare il sistema di obblighi rendendolo più semplice e immediatamente applicabile, introducendo ad esempio una lista di tecnologie rinnovabili fra le quali il progettista potrà scegliere, caso per caso, sulla base delle caratteristiche dell'edificio, favorendo, come suddetto, l'integrazione delle tecnologie tradizionali con quelle rinnovabili, anche attraverso l'impiego di impianti ibridi. Nell'ampliare il campo d'azione dell'obbligo potranno essere previste sinergie con gli strumenti di promozione esistenti al fine di

ottimizzare il rapporto tra costi e benefici degli investimenti per l'installazione di impianti per la produzione di energia rinnovabile termica.

Sulla base degli esiti delle misure già descritte e in coerenza con le misure per le rinnovabili elettriche, verrà considerata l'ipotesi di introdurre obblighi di quota minima di fonti rinnovabili anche ad alcune categorie di edifici esistenti, come gli edifici del terziario.

Al fine di sfruttare il potenziale del teleriscaldamento descritto nel capitolo 2, saranno potenziati gli strumenti oggi a disposizione per favorire la nuova costruzione e l'ampliamento delle infrastrutture per la distribuzione del calore in ambito urbano, in particolar modo ove i poli di produzione del calore siano prossimi ai siti di consumo. A tal riguardo sarà data priorità allo sviluppo del teleriscaldamento efficiente, ovvero quello basato sulla distribuzione di calore generato in buona parte da fonti rinnovabili, da calore di scarto o cogenerato. In quest'ottica, sarà confermata la riserva economica per fornire garanzie a favore di interventi di realizzazione di reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento, inclusa nel Fondo nazionale per l'Efficienza Energetica, e sarà emanato il decreto attuativo già previsto dalla legge 172/2017, che prevede agevolazioni per gli interventi sugli impianti che comportano un incremento della producibilità termica finalizzato al mantenimento o raggiungimento di un assetto di sistema di teleriscaldamento efficiente, e che si abbinano a un'estensione della rete in termini di aumento della capacità di trasporto.

Lo strumento del burden sharing tra le Regioni, già richiamate nel paragrafo 3.1.2, comprenderà anche le rinnovabili termiche.

*ii. Ove pertinente, misure specifiche per la cooperazione regionale, nonché, facoltativamente, la produzione eccedentaria stimata di energia da fonti rinnovabili che potrebbe essere oggetto di trasferimento verso altri Stati membri al fine di conseguire il contributo nazionale e le traiettorie di cui al punto 2.1.2*

*iii. Misure specifiche in materia di sostegno finanziario ove applicabile, compresi il sostegno dell'Unione e l'uso dei fondi dell'Unione, per promuovere la produzione e l'uso di energia da fonti rinnovabili nei settori dell'energia elettrica, del riscaldamento e del raffreddamento e dei trasporti*

Vedasi punto i.

*iv. Ove applicabile, la valutazione del sostegno a favore dell'energia elettrica da fonti rinnovabili che gli Stati membri sono tenuti a effettuare a norma dell'articolo 6, paragrafo 4, della Direttiva (UE) 2018/2001*

La valutazione dell'efficacia del sostegno all'energia elettrica da fonti rinnovabili e i suoi principali effetti distributivi sulle differenti categorie di consumatori e sugli investimenti sarà eseguita nell'ambito del monitoraggio del piano.

*v. Misure specifiche volte a introdurre uno o più punti di contatto, razionalizzare le procedure amministrative, fornire informazioni e formazione e facilitare l'adozione di accordi a lungo termine di compravendita di energia elettrica. Sintesi delle politiche e delle misure ai sensi del quadro di riferimento che dovranno essere messe in atto dagli Stati membri a norma dell'articolo 21, paragrafo 6, e dell'articolo 22, paragrafo 5, della Direttiva (UE) 2018/2001 per promuovere e agevolare lo sviluppo dell'autoconsumo e le comunità produttrici/consumatrici di energia rinnovabile*

Alcuni elementi sono forniti nel paragrafo 3.1.2, punto i. In merito alle procedure amministrative e ai punti di contatto si precisa quanto di seguito riportato.

In Italia, dai primi anni 2000 a oggi, si è intrapreso un progressivo percorso di semplificazione e snellimento delle procedure autorizzative atte a consentire l'installazione di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili. In questo lasso di tempo è anche significativamente mutata la geografia delle competenze tra gli enti coinvolti, con un ruolo, pure nel rispetto dei principi stabiliti dallo Stato, di maggiore potestà decisionale delle Regioni sui temi energetici e, per quanto riguarda le rinnovabili, sulle valutazioni ambientali. I principali iter procedurali previsti dalla normativa vigente per la realizzazione di impianti, differenziati a seconda della taglia e delle caratteristiche, sono l'Autorizzazione Unica, la Procedura Abilitativa Semplificata e la Comunicazione al Comune. Per taluni impianti di produzione elettrica è inoltre previsto un modello unico, che consente di affrontare con un'unica e semplice procedura tutto quanto serve per realizzare ed esercire l'impianto. Tali meccanismi consentono all'interessato di avere sempre un unico punto di contatto per ottenere il titolo abilitativo. In merito alla formazione, l'Italia ha già adottato, in attuazione della Direttiva 2009/28/CE e in collaborazione con le regioni, uno standard formativo per l'attività di installazione e manutenzione straordinaria di impianti energetici alimentati da fonti rinnovabili. Parimenti, per quanto riguarda l'informazione, è stato già introdotto un portale informativo recante informazioni sugli incentivi nazionali per le fonti rinnovabili, su costi e benefici dei sistemi. Come accennato nel paragrafo 3.1.2, questa attività sarà potenziata valorizzando il patrimonio di conoscenze e dati disponibili presso il GSE, soggetto incaricato della gestione dei meccanismi di sostegno, e presso l'ENEA (che ricopre il ruolo di agenzia per l'efficienza energetica), attivando interlocuzioni con Enti locali, associazione di consumatori e di PMI, alle quali rendere più evidenti opportunità e condizioni per valutare la convenienza e le condizioni per realizzare interventi di efficienza energetica e di autoconsumo.

L'Italia ha inoltre attivato un osservatorio con le regioni, che ha tra l'altro lo scopo di diffondere le buone pratiche in tema di autorizzazioni.

#### *vi. Valutazione della necessità di costruire nuove infrastrutture per il teleriscaldamento e il teleraffreddamento da fonti rinnovabili*

Come risultato dal rapporto di valutazione del potenziale nazionale di applicazione della Cogenerazione ad Alto Rendimento e del teleriscaldamento efficiente, previsto dall'articolo 14 della Direttiva EED e redatto dal GSE, il potenziale economico di estensione delle reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento a livello nazionale è al momento stimato pari a circa 900 km, aggiuntivi rispetto agli attuali circa 4.100 km.

Il potenziale economico relativo al TLR alimentato da biomassa è risultato pari a un incremento di 0,7 TWh di energia termica annua erogata alle utenze, per un ampliamento dell'estensione delle reti di 253 km e 14 mln m<sup>2</sup> di volumetria riscaldata.

Tabella 19 - Potenziale economico di estensione del teleriscaldamento efficiente a biomassa (basato sui consumi 2013) [Fonte: GSE - Rapporto di valutazione del potenziale nazionale di applicazione della Cogenerazione ad Alto Rendimento e del teleriscaldamento efficiente]

	Zona climatica D	Zona climatica E	Zona climatica F	Totale complessivo
Potenziale economico incrementale [GWh]	78	307	310	696
Lunghezza incrementale reti [km]	29	101	123	253
Volumetria riscaldata incrementale [milioni di m <sup>3</sup> ]	2	6	6	14
Potenza termica incr. CAR [MWt]	20	62	48	131
Potenza termica incr. di integrazione [MWt]	59	181	138	378
Energia termica incr. CAR erogata [GWh]	35	136	137	308
Energia termica incr. di integrazione erogata [GWh]	44	171	173	388
Potenza elettrica incr. CAR [MWe]	4	13	10	28
Energia elettrica incr. CAR prodotta [GWh]	9	35	35	78
Energia elettrica incr. no CAR prodotta [GWh]	-	-	-	-
LCOH [€/MWh]	120	102	103	108
Emissioni evitate [ton CO <sub>2</sub> eq]	4.481	17.577	17.741	39.799
Risparmi di energia primaria [tep]	8.970	35.182	35.511	79.663

Per altre considerazioni e ulteriori sviluppi vedasi quanto scritto al punto 2.1.2.ii

*vii. Ove applicabile, misure specifiche per la promozione dell'uso di energia proveniente dalla biomassa, in particolare per la nuova mobilitazione delle biomasse prendendo in considerazione quanto segue:*

*- la disponibilità di biomassa, inclusa la biomassa sostenibile: potenziale nazionale e importazioni da paesi terzi;*

*- altri usi della biomassa in altri settori (agricoltura e settori forestali); nonché misure per la sostenibilità della produzione e dell'uso di biomassa*



### 3.1.3 Altri elementi della dimensione

#### *i. Politiche e misure nazionali con un impatto sul settore ETS e valutazione della complementarità e degli effetti sull'ETS dell'UE, se del caso*

Come riportato nel paragrafo 2.1.1., al 2030, i settori produttivi che rientrano nello schema ETS dovrebbero registrare, nello scenario con target, una riduzione delle emissioni pari a circa il 56% rispetto al 2005, livello ampiamente superiore all'obiettivo aggregato europeo (-43%).

Tale differenziale è in parte spiegato da dinamiche economiche ed energetiche tendenziali, in parte dalle misure da mettere in campo.

Infatti, nello "scenario base", quello a politiche vigenti, al 2030, i settori ETS registrerebbero comunque un calo delle emissioni di circa il 45%, effetto, oltre che dei vincoli quantitativi e prezzi crescenti delle quote CO<sub>2</sub>, del lungo tempo di recupero dopo la crisi economica (in alcuni settori, il livello della produzione industriale è ancora sotto a quello del 2005) e della contestuale crescente capacità di generazione da rinnovabili (la produzione tra il 2016 e il 2030 sarebbe comunque cresciuta di circa il 20%).

A tale dinamica si aggiunge l'effetto delle misure che saranno messe in campo. Il differenziale emissivo tra "scenario di base" e "scenario con politiche", considerata anche l'interazione tra i singoli interventi di decarbonizzazione, arriva a circa 27 MtCO<sub>2</sub>eq. Si combinano, in particolare, il percorso di *phase-out* dal carbone entro il 2025, l'ulteriore forte accelerazione delle rinnovabili guidata da fotovoltaico ed eolico (al 2030 l'incremento di produzione elettrica rispetto al 2016 sale fino al 75%) e un incremento dell'efficienza con contenimento dei consumi energetici industriali.

#### *ii. Politiche e misure volte a conseguire altri obiettivi nazionali, se del caso*

#### *iii. Politiche e misure volte a conseguire la mobilità a basse emissioni (compresa l'elettrificazione dei trasporti)*

Per la descrizione estesa delle misure riguardanti la mobilità a basse emissioni si faccia riferimento ai paragrafi: 3.1.1 per le misure riguardanti l'abbattimento delle emissioni, 3.1.2 per quanto riguarda la promozione delle fonti rinnovabili nei trasporti, nonché al paragrafo 3.2 per quel che concerne le misure per la riduzione dei consumi energetici settoriali. Di seguito si riporta un elenco delle principali misure che concorrono alla promozione della mobilità a basse emissioni.

##### *- Misure di cui al paragrafo 3.1.1*

- **Divieto progressivo di circolazione per autovetture più inquinanti.**

Legge 190/2014 divieto progressivo di circolazione dei veicoli a motore categoria M2 e M3 alimentati a benzina e gasolio (EURO 0) dal 1 gennaio 2019 e previsione di divieto della circolazione dei veicoli a motore categoria M2 e M3 alimentati a benzina e gasolio (EURO 0 e EURO 1) nei contratti di servizio dal 1 gennaio 2018.

##### *- Misure di cui al paragrafo 3.1.2*

- **Sostenibilità dei biocarburanti**

D.M. 23 gennaio 2012 (in fase di revisione). Istituzione del sistema nazionale di certificazione per verificare il rispetto dei requisiti di sostenibilità, obbligatori al fine di poter conteggiare i biocarburanti per il raggiungimento degli obiettivi.

- **Incentivi per assolvimento obbligo di immissione biocarburanti attraverso il biometano e altri biocarburanti avanzati: 2018-2022**

Incentivazione di biometano e biocarburanti avanzati ai fini dell'assolvimento dell'obbligo esistente di miscelazione dei carburanti di origine fossile con biocarburanti, attraverso un sistema di ritiro del biometano prodotto, con rilascio di certificati di immissione in consumo (CIC) per la durata di dieci anni. L'onere di incentivazione è in capo ai soggetti obbligati (compagnie petrolifere che immettono in consumo carburanti da fonte fossile) e non incide sulla bolletta elettrica e del gas. Si prevede che tale sistema di incentivazione arrivi a coprire con biometano la domanda prevista di metano nei trasporti stradali corrispondente a circa 1,1 mld di m<sup>3</sup> l'anno.

- **Obbligo biocarburanti in recepimento della RED II: 2022-2030**

Si prevede la predisposizione ed emanazione del D.Lgs. di recepimento della RED II e conseguenti decreti interministeriali di aggiornamento dei decreti vigenti di settore. In particolare per: aggiornare le quote obbligatorie di immissione in consumo fino al 2030 dei biocarburanti normali e avanzati; introdurre target differenziati per benzina, diesel e eventualmente metano; introdurre l'idrogeno da fonti rinnovabili ed eventualmente i combustibili da carbonio riciclato nell'elenco dei biocarburanti e carburanti utilizzabili ai fini dell'obbligo; prevedere il raccordo con il database europeo di monitoraggio della sostenibilità; aggiornamento dei moltiplicatori da utilizzare ai fini del calcolo del target; individuazione delle percentuali massime di utilizzo dei biocarburanti di prima generazione.

- *Misure di cui al paragrafo 3.2*

*Rinnovo dei veicoli pubblici adibiti al trasporto persone*

- **Finanziamenti per il rinnovo del parco rotabile su gomma adibito al trasporto pubblico locale.**

Nella legge di stabilità 2017 il Governo ha varato un ingente piano di finanziamenti per il rinnovo del parco rotabile su gomma adibito al Trasporto pubblico Locale per il periodo 2019-2033. Trattasi in particolare di bus elettrici e a metano per l'integrazione e la sostituzione del parco bus esistente. In sede di confronto con Regioni ed Enti Locali, è stata deciso anche di procedere alla costituzione di un tavolo politico interistituzionale per il confronto e la concertazione in materia di trasporti, composto dai Ministeri delle infrastrutture, dello sviluppo economico e dell'ambiente, nonché da Regioni ed Enti Locali.

- **Obbligo acquisto veicoli a combustibili alternativi per Pubblica Amministrazione (oltre il primo recepimento della DAFI).**

Ci si propone di accelerare quanto previsto al comma 10 dell'articolo 18 del D.Lgs. 257/2016 (recepimento della Direttiva DAFI) prevedendo che le Pubbliche Amministrazioni, gli enti e le istituzioni da esse dipendenti o controllate, le Regioni, gli Enti locali e i gestori di servizi di pubblica utilità per le attività svolte nelle province ad alto inquinamento di particolato PM10, al momento della sostituzione del rispettivo parco autoveicoli, autobus e mezzi di servizio di pubblica utilità, ivi compresi quelli per la raccolta dei rifiuti urbani, siano obbligati all'acquisto di almeno il 30% entro il 2022, il 50% entro il 2025 e l'85% entro il 2030 di veicoli elettrici e veicoli ibridi con ricarica esterna, a metano e a idrogeno, nonché elettrici o metano nel caso degli autobus.

*Rinnovo dei veicoli privati adibiti al trasporto persone*

- **Incentivi all'acquisto di veicoli più efficienti e a minore emissioni climalteranti.**

Si intende rivedere gradualmente i sistemi fiscali sul trasporto (tassa immatricolazione, tassa di possesso, imposte sui carburanti, ecc.) e studiare ulteriori modalità di finanziamento per favorire i veicoli a basse emissioni. Si valuterà la possibilità di introdurre contributi pubblici all'acquisto di veicoli ibridi ed elettrici, oltre che per gli interventi di retrofit per veicoli a combustione interna. Prime misure in tal senso sono già state introdotte, con effetto da marzo 2019 a dicembre 2021, e consistono nella concessione di un contributo a chi acquista un veicolo con emissioni di CO<sub>2</sub> inferiori a 70 g/km e prezzo ufficiale inferiore a 50.000 euro. Il contributo è differenziato per classi di emissioni (0-20 g/km e 21-70 g/km) e a seconda che si rottami o meno un veicolo omologato nelle classi da Euro 1 a Euro 4, e va da 1500 a 6000 euro. La stessa legge prevede la sperimentazione di mezzi di trasporti innovativi per la mobilità personale a propulsione prevalentemente elettrica, quali segway, hoverboard e monopattini. Per contro, la legge dispone, per lo stesso periodo, il pagamento di una imposta per l'acquisto di veicoli di categoria M1, qualora le emissioni di CO<sub>2</sub> siano superiori a 160 g/km. L'imposta varia da 1100 euro a 2500 euro in base alle emissioni.

- **Piano Nazionale Infrastrutturale per la Ricarica dei veicoli alimentati ad energia Elettrica (PNIRE)**

Il Piano, previsto dalla legge del 7 agosto 2012, n. 134, ha come oggetto la realizzazione di reti infrastrutturali per la ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica e interventi di recupero del patrimonio edilizio mirati allo sviluppo delle medesime reti. La legge di bilancio per il 2019 ha altresì introdotto detrazioni fiscali per l'acquisto e la posa in opera di infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici, riconosciuta da marzo 2019 a dicembre 2021. La detrazione è pari al 50% delle spese sostenute, da ripartire in dieci annualità.

*Misure regolatorie*

Si introdurranno limiti e regole in merito alle soste, agli accessi in determinate zone e ai parcheggi. Si valorizzeranno e rafforzeranno, inoltre, le iniziative di regolamentazione locale quali, ad esempio le limitazioni alla circolazione dei veicoli inquinanti nelle aree urbane, con accesso libero dei veicoli a combustibili alternativi ed in particolare elettrici alle zone a traffico limitato, limiti di velocità, corsie preferenziali e parcheggi dedicati per veicoli a zero emissioni. Una prima misura, introdotta dalla legge di bilancio 2019, prevede che i comuni, nel disporre le limitazioni di accesso a talune aree cittadine, consentano l'accesso libero a veicoli elettrici e ibridi.

- **Punti di rifornimento di combustibili alternativi (DAFI)**

Il D.Lgs. 16 dicembre 2016, n. 257, di recepimento della direttiva DAFI prevede la crescita di:

- punti di ricarica (pubblici e privati) per i veicoli elettrici dagli attuali 2.900 circa fino ad almeno 6.500 nel 2020;
- punti vendita eroganti GNC dagli attuali 1.100 circa a 2.400 circa nel 2030;
- punti vendita eroganti GNL dalle poche decine attuali a circa 800 nel 2030.

- **Rinnovo dei veicoli adibito al trasporto merci**

Con il D.M. MIT 122/2018 sono stati previsti incentivi per l'acquisto di veicoli commerciali con motorizzazione alternativa adibiti a trasporto merci.

*Potenziamento delle infrastrutture*

- **Trasporto ferroviario regionale**

Per le ferrovie regionali, il Governo promuoverà una stretta collaborazione con le Regioni nel monitoraggio della rete, prevedendo la possibilità di affidare a Rete Ferroviaria Italiana (RFI) alcune tratte oggi gestite dalle Regioni.

- **Sistemi di trasporto rapido di massa**

la legge di bilancio per il 2017 ha previsto l'istituzione di un fondo, con una dotazione di 1.900 mln€ per l'anno 2017, di 3.150 mln€ per l'anno 2018, di 3.500 mln€ per l'anno 2019 e di 3.000 mln€ per ciascuno degli anni dal 2020 al 2032, per assicurare il finanziamento degli investimenti e lo sviluppo infrastrutturale del Paese nei settori di spesa relativi, tra l'altro, ai trasporti, viabilità, mobilità sostenibile, sicurezza stradale, riqualificazione e accessibilità delle stazioni ferroviarie.

*Shift modale nell'ambito del trasporto delle merci:*

- **Marebonus**

Il Marebonus prevede l'erogazione di incentivi alle imprese di trasporto merci su gomma per l'adozione di modalità di trasporto combinato strada-mare.

- **Ferrobonus**

Il Ferrobonus prevede l'erogazione di incentivi alle imprese di trasporto merci su gomma per l'adozione di modalità di trasporto combinato strada-rotaia.

- **Piattaforma logistica nazionale (PLN)**

Proseguirà lo sviluppo della Piattaforma Logistica Nazionale (PLN), finalizzata a fornire servizi a tutti gli operatori della logistica e dei trasporti, con l'obiettivo di ottimizzare i processi tramite l'incremento dell'interconnessione e la facilitazione gestionale dei dati.

*Shift modale nell'ambito del trasporto delle persone*

Misure per il mobility management:

- **sviluppo della mobilità ciclistica tramite piste ciclabili;**
- **promozione della mobilità condivisa (bike, car e moto sharing a basse o zero emissioni);**
- **integrazione tra i servizi di mobilità sostenibile (es. strutture di sosta per i velocipedi o servizi di car e bike sharing in prossimità delle fermate del trasporto pubblico) e parcheggi di interscambio;**
- **promozione degli strumenti di smart working;**
- **promozione del car pooling;**
- **sviluppo dell'ITS (gestione traffico, infomobilità, smart roads).**
- **PUMS: Piani Urbani per la Mobilità Sostenibile**

Per tutte le Città metropolitane, gli enti di area vasta, i comuni superiori ai 100.000 abitanti e per le città ad alto inquinamento di PM10 e/o biossido di azoto (con popolazione anche inferiore ai 100.000 abitanti) si prevede la redazione obbligatoria del PUMS (non più legata alla mera erogazione dei finanziamenti) dal 2021, prevedendo, inoltre, per i comuni con popolazione

superiore ai 50.000 abitanti, attraverso linee guida semplificate, la redazione dei PUMS come requisito obbligatorio per l'accesso ai finanziamenti dal 2025.

*iv. Ove applicabile, politiche nazionali, tempistiche e misure previste per eliminare gradualmente le sovvenzioni energetiche, in particolare per i combustibili fossili*

L'importanza di un intervento volto a razionalizzare ed eliminare i sussidi è stato più volte sottolineato nei vari vertici del G20, tenutisi a partire dal 2009. Infatti, nel Summit G20 di Pittsburgh del 2009, i Paesi si sono impegnati a razionalizzare ed eliminare nel medio termine gli inefficienti sussidi ai combustibili fossili che ne incoraggiano lo spreco.

In attuazione di questo impegno, a partire dal 2015, il G20 ha avviato un programma volontario di peer review di rapporti nazionali sui sussidi ai combustibili fossili (due Stati ogni anno: uno a economia avanzata e uno emergente). L'esercizio ha già visto coinvolti Cina e Usa nel 2016, Messico e Germania nel 2017. L'Italia si è impegnata a sottoporsi all'esame tra pari del G20 producendo un rapporto sui sussidi ai combustibili fossili nel 2018, in parallelo con l'Indonesia; i rapporti finali, inclusivi delle valutazioni e raccomandazioni del team di esame, sono attesi per febbraio-marzo 2019.

Dal punto di vista economico e ambientale, tutti i sussidi ai combustibili fossili sono inefficienti, in quanto non internalizzano l'impatto ambientale e sulla salute umana, e violano costantemente il principio "chi inquina paga". Da un punto di vista sociale, alcuni di questi sussidi giocano un ruolo rilevante a difesa di gruppi sociali in difficoltà o di settori economici vulnerabili o esposti alla competitività internazionale. Tuttavia, come indicato da numerose organizzazioni internazionali, quali ad esempio l'OCSE, è possibile utilizzare altri strumenti economici per poter aiutare le fasce meno abbienti della popolazione o settori produttivi meritevoli di sostegno, lasciando inalterato il segnale di prezzo dell'energia e delle risorse naturali.

E' chiaro che, al fine di raggiungere l'obiettivo dell'Accordo di Parigi di mantenere entro 1,5° l'aumento della temperatura media del pianeta, è indispensabile che tutti i Paesi procedano a eliminare i sussidi ai combustibili fossili (in primis petrolio, gas naturale e carbone), diretti e indiretti.

Anche nell'ambito del G7, a Ise-Shima nel 2016, i Paesi hanno individuato la deadline al 2025 per la rimozione delle principali sovvenzioni ai combustibili fossili, invitando tutti i Paesi a seguirne l'esempio, con impegno alla rimozione dei sussidi ai combustibili fossili che la Commissione europea ha anticipato al 2020 nella Roadmap to a Resource Efficient Europe.

Il G7 Ambiente tenutosi a Bologna sotto presidenza italiana il 12-13 giugno 2017 ha ribadito l'impegno e i Paesi G7 hanno riconosciuto l'importanza dei "benefici derivanti dal monitoraggio dei progressi compiuti nella rimozione progressiva degli incentivi, compresi i sussidi, non coerenti con gli obiettivi di sostenibilità" e sostengono "tutti i Paesi interessati a esplorare gli approcci che consentano un migliore allineamento dei sistemi fiscali con gli obiettivi ambientali".

In Italia, un passo in questa direzione è rappresentato dall'elaborazione del "Catalogo dei sussidi ambientalmente dannosi e favorevoli", richiesto dal Parlamento al Ministero dell'Ambiente, documento conoscitivo per individuare quei sussidi che fanno danno o favoriscono l'ambiente, suggerendo così aree di intervento o di riforma per i raggiungimenti anche degli obiettivi di sviluppo sostenibile previsti dall'Agenda 2030 e gli obiettivi climatici previsti dall'Accordo di Parigi, potendo rendere disponibili nuove risorse finanziarie da investire nello sviluppo sostenibile del Paese.

Allo studio dell'Amministrazione Pubblica vi sono diverse strade da poter percorrere. Alcuni sussidi sono relativamente facili da riformare; altri hanno bisogno di approfondimenti; alcuni richiedono accordi a livello europeo (ad es. quelli relativi alla differenziazione dell'IVA, le quote gratuite

dell'ETS) o globale (ad es. esenzioni dei carburanti per il trasporto aereo e marittimo internazionali, legati alle convenzioni ICAO e IMO).

Tra le molte ipotesi in corso di valutazione, vi è la possibilità di una progressiva graduale riduzione annuale delle sovvenzioni nel settore energetico dannose per l'ambiente, con il riutilizzo del gettito recuperato da reinvestire, almeno in parte, per compensare e incoraggiare la transizione energetica-ecologica nei settori direttamente coinvolti e per compensare i soggetti economici che ne usufruiscono per una maggiore accettabilità sociale della loro riduzione/eliminazione. In alternativa, il riutilizzo del gettito può essere indirizzato per investire in progetti di contrasto al cambiamento climatico, ridurre il cuneo fiscale su lavoro e redditi da capitale, abbattere il debito pubblico. Va sottolineato, tuttavia, che la valutazione finanziaria riportata potrebbe non corrispondere a entrate potenziali che il Governo potrebbe riscuotere o risparmiare in caso di rimozione delle sovvenzioni alle stesse fonti fossili.

Grazie alla ricognizione dei sussidi, tuttavia, è possibile elaborare nuove proposte di riforma fiscale che spostino il carico fiscale dal lavoro e dalle imprese alle attività inquinanti e allo sfruttamento delle risorse naturali, così come auspicato dalle principali istituzioni internazionali.

## 3.2 Dimensione dell'efficienza energetica

*Politiche, misure e programmi previsti volti a conseguire i contributi nazionali indicativi di efficienza energetica al 2030, nonché altri obiettivi di cui al punto 2.2 tra cui misure e strumenti (anche di natura finanziaria) previsti per migliorare la prestazione energetica degli edifici, in particolare per quanto riguarda gli aspetti seguenti:*

*i. regimi obbligatori di efficienza energetica e misure programmatiche alternative ai sensi degli articoli 7 bis e 7 ter e dell'articolo 20, paragrafo 6, della direttiva 2012/27/UE ed elaborati conformemente all'allegato II*

Al fine di raggiungere il risparmio di energia finale cumulato minimo da conseguire nel periodo 2021-2030 ai sensi dell'articolo 7 della Direttiva EED, e stimato pari a 51,4 Mtep, l'Italia si avvale di diversi strumenti di sostegno già in vigore per la promozione degli interventi di incremento dell'efficienza energetica che saranno adeguati e potenziati al fine di far fronte allo sfidante target.

In particolare, gli strumenti espressamente dedicati alla promozione dell'efficienza energetica in vigore e monitorati ai fini del conseguimento del target di risparmio di cui all'articolo 7 della Direttiva EED sono i seguenti:

- il meccanismo dei Certificati Bianchi;
- le detrazioni fiscali per gli interventi di efficienza energetica e il recupero del patrimonio edilizio esistente;
- il Conto Termico;
- il Fondo Nazionale per l'Efficienza Energetica.

Tutte le misure suddette, già operative a livello nazionale o in fase di avvio, saranno descritte con maggior dettaglio nei seguenti paragrafi.

### • **Certificati Bianchi**

#### **Descrizione della misura**

Il meccanismo dei Certificati Bianchi, introdotto dal D.M. del 24 aprile 2001, si configura come un regime obbligatorio di risparmio di energia primaria posto in capo ai distributori di energia elettrica e gas naturale con più di 50.000 clienti. I Certificati Bianchi sono titoli negoziabili che attestano il conseguimento del risparmio energetico negli usi finali di energia attraverso interventi e progetti di incremento dell'efficienza energetica. Il valore economico dei Certificati è stato originariamente fissato a 100 €/TEE e si è modificato nel tempo in funzione dell'andamento del mercato. Le tipologie di intervento ammissibili alla valutazione per il conseguimento di certificati sono attualmente riportate nel D.M. 11 gennaio 2017.

Il D.M. 11 gennaio 2017, al fine di potenziare l'efficacia complessiva del meccanismo:

- ha stabilito le nuove Linee Guida per la preparazione dei progetti di efficienza energetica e per la definizione dei criteri e delle modalità per il riconoscimento dei Certificati Bianchi;
- ha individuato i soggetti ammessi al meccanismo;
- ha introdotto misure per potenziare l'efficacia complessiva del meccanismo, anche mediante forme di semplificazione amministrativa;
- ha definito la metodologia di valutazione e certificazione dei risparmi conseguiti e le modalità di riconoscimento dei Certificati, introducendo la metodologia di valutazione per i progetti standardizzati "PS";
- ha introdotto misure volte a favorire l'adempimento degli obblighi previsti;

- ha aggiornato le disposizioni in materia di controllo e verifica dell'esecuzione tecnica ed amministrativa dei progetti ammessi al meccanismo e il relativo regime sanzionatorio.

Infine, il D.M. 10 maggio 2018 ha introdotto aggiornamenti in merito:

- ai criteri di presentazione, valutazione e certificazione dei risparmi relativi ai progetti di efficienza energetica;
- alle modalità di verifica periodica degli obiettivi e degli obblighi;
- alle modalità di assolvimento dell'obbligo;
- alle modalità e criteri di determinazione del contributo tariffario;
- ai soggetti iscritti al Registro o ammessi al Mercato dei Certificati Bianchi.

I soggetti obbligati sono tenuti a consegnare, ogni anno, un numero di certificati proporzionale all'energia da loro distribuita. La somma di tutti i certificati che devono essere consegnati ogni anno costituisce l'obbligo nazionale di risparmio energetico ed è fissato periodicamente dal Ministero dello Sviluppo Economico di concerto col Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare.

I certificati sono riconosciuti, oltre che ai soggetti obbligati, anche alle ESCo e a tutte le aziende che abbiano nominato l'energy manager.

Oltre ai citati Ministeri, concorrono all'attuazione e gestione del meccanismo il GSE, l'ente che autorizza l'emissione dei titoli e che cura la valutazione tecnica, i controlli e le verifiche sui progetti e si occupa del monitoraggio del risparmio energetico ottenuto, avvalendosi del supporto di ENEA e RSE; il GME (Gestore dei Mercati Energetici) gestisce una apposita piattaforma di mercato per lo scambio dei certificati; l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente ha il compito di definire l'impatto economico del meccanismo, che è finanziato indirettamente dalle tariffe dell'energia elettrica e del gas, ed è inoltre responsabile della definizione delle sanzioni per le violazioni delle regole di funzionamento o per il mancato raggiungimento degli obblighi di risparmio.

Dall'avvio del meccanismo, nel periodo 2006-2017, complessivamente sono stati certificati risparmi addizionali di energia primaria pari a circa 25,7 Mtep e riconosciuti oltre 47,5 milioni di Titoli di Efficienza Energetica.

Nel corso dell'anno 2017 sono state presentate complessivamente 5.695 richieste nell'ambito del meccanismo dei Certificati Bianchi, e sono stati emessi circa 5,8 milioni di titoli (corrispondenti a circa 2 Mtep di risparmi).

Ai Certificati Bianchi è affidato un compito rilevante nella generazione dei nuovi risparmi di energia da conseguire al 2030. Pertanto, anche ai fini dell'attuazione della EED, si prevede una conferma dello strumento in questione, con un monitoraggio attivo sull'effettivo raggiungimento degli obiettivi e l'introduzione di eventuali modifiche che si dovessero rendere opportune per la necessità di mantenere un equilibrio tra l'efficacia e l'efficienza dello strumento.

#### **Linee evolutive previste**

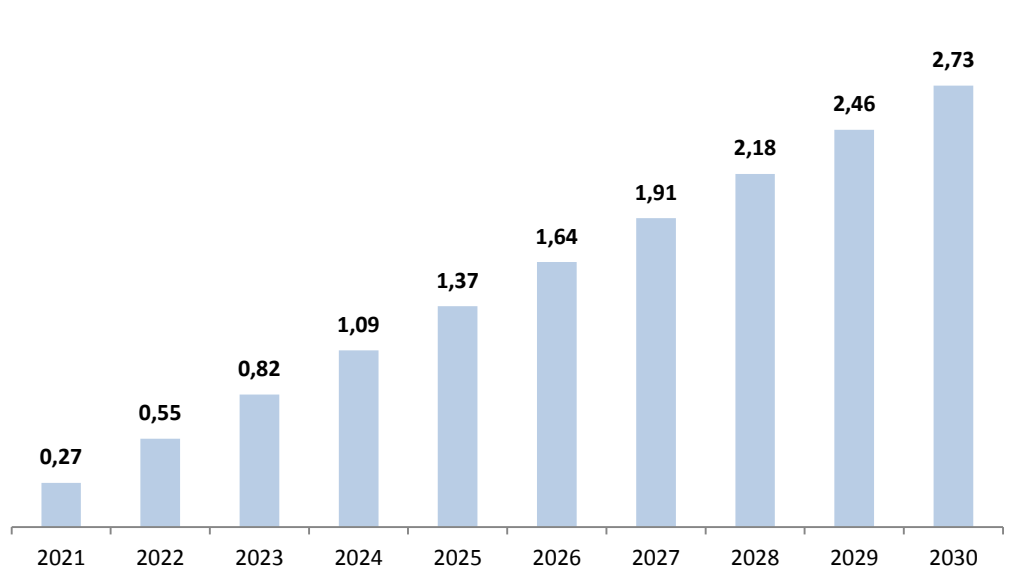
Si continuerà il processo di aggiornamento e potenziamento del meccanismo dei Certificati Bianchi per semplificare ulteriormente l'accesso al meccanismo e ottimizzare le metodologie di quantificazione e riconoscimento del risparmio energetico, anche valutando la possibilità di mettere in atto una riforma profonda del meccanismo. In questo ambito, particolare attenzione sarà dedicata alla promozione degli interventi nei settori civile e trasporti, anche tramite lo sviluppo della promozione di misure comportamentali, e all'ampliamento della platea dei soggetti obbligati.

#### **Stima degli indicatori energetici ed economici**



Al fine di stimare l'apporto del meccanismo dei Certificati Bianchi agli obiettivi di risparmio fissati dall'articolo 7, paragrafo 1, della Direttiva 2012/27/UE, si valutano i risparmi di energia finale che si stima verranno generati da nuovi progetti realizzati a partire dal 1° gennaio 2021 e continueranno a generare benefici fino almeno al 31 dicembre 2030. Nella Figura seguente si riporta una stima della generazione annuale di tali risparmi pari a circa 15,02 Mtep di energia finale in valore cumulato.

Figura 31 - Risparmi annui di energia finale attesi da nuovi interventi promossi con il meccanismo dei Certificati Bianchi (Mtep)



In termini di investimenti mobilitati per la generazione dei risparmi suddetti si stimano circa 13,7 mld€ nel periodo 2021-2030, a fronte di un impegno di spesa per lo Stato, dovuta alla promozione degli interventi eseguiti, stimata pari a 6,83 mld€.

- **Detrazioni fiscali per la riqualificazione energetica e il recupero del patrimonio edilizio**

#### Descrizione della misura

Le detrazioni fiscali per interventi di riqualificazione energetica degli edifici sono state introdotte in Italia dalla legge finanziaria per il 2007 e sono tuttora attive.

Il totale degli interventi eseguiti (circa 2,9 milioni al 31 dicembre 2016) ha generato un risparmio di energia finale che si avvicina a oggi a 1 Mtep/anno, corrispondente a un beneficio ambientale in termini di CO<sub>2</sub> non emessa in atmosfera pari a oltre 2 Mt annue.

La detrazione fiscale per gli interventi di recupero del patrimonio edilizio introdotta dalla legge n. 449 del 27 dicembre 1997, ammette alla detrazione anche gli interventi di sostituzione delle caldaie, delle pompe di calore e degli infissi, nonché interventi sugli elementi edilizi che ne migliorano la prestazione energetica.

Per quanto riguarda le detrazioni per interventi di riqualificazione energetica degli edifici, possono beneficiare delle detrazioni tutti i contribuenti, persone fisiche, professionisti, società e imprese che sostengono spese per l'esecuzione degli interventi su edifici esistenti, su loro parti o su unità immobiliari esistenti di qualsiasi categoria catastale, anche rurali, posseduti o detenuti. Nell'ipotesi che gli interventi siano eseguiti attraverso contratti di locazione finanziaria (leasing), la detrazione compete all'utilizzatore ed è determinata in base al costo sostenuto dalla società concedente. Per quanto riguarda invece gli interventi di "recupero" del patrimonio edilizio la detrazione fiscale è limitata alle sole persone fisiche.

Tra i soggetti coinvolti a livello operativo vi sono i tecnici abilitati e iscritti al proprio Ordine o Collegio professionale. Essi sono responsabili di asseverare il rispetto dei limiti di dispersione e delle specifiche tecniche degli interventi eseguiti. Per alcuni semplici interventi, tale asseverazione può essere sostituita da una dichiarazione del produttore dell'elemento posto in opera.

L'ENEA è l'ente responsabile di effettuare la valutazione del risparmio energetico conseguito a seguito della realizzazione degli interventi eseguiti mentre l'Agenzia delle Entrate gestisce le questioni inerenti gli aspetti fiscali.

Le detrazioni fiscali sono destinate al settore civile, sia residenziale che terziario, e consistono in riduzioni dell'Irpef (Imposta sul reddito delle persone fisiche) e dell'Ires (Imposta sul reddito delle società, solo per le detrazioni per interventi di riqualificazione energetica degli edifici) concesse per interventi che aumentino il livello di efficienza energetica degli edifici esistenti e che riguardino, in particolare, le spese sostenute per:

- la riduzione del fabbisogno energetico per il riscaldamento tramite riqualificazione energetica globale e trasformazione in NZEB;
- il miglioramento dell'isolamento termico dell'edificio (sostituzione di finestre comprensive di infissi e coibentazioni di coperture, pareti verticali e pavimenti);
- l'installazione di pannelli solari termici;
- la sostituzione degli impianti di climatizzazione invernale (con caldaie a condensazione, pompe di calore, impianti ibridi, micro-cogeneratori, caldaie a biomassa);
- la sostituzione di scaldacqua elettrici con scaldacqua a pompa di calore;
- l'installazione di dispositivi e sistemi di building automation.

Condizione indispensabile per fruire della detrazione è che gli interventi siano eseguiti su unità immobiliari e su edifici (o su parti di edifici) residenziali esistenti.

Tutti gli interventi citati devono rispondere a determinati requisiti minimi riportati nel D.M. 19 febbraio 2007 e successive modificazioni e nel D.M. 11 marzo 2008, coordinato con il D.M. 26 gennaio 2010. Ad esempio, nuove finestre o interventi sugli involucri devono conferire all'edificio una buona capacità di isolamento che cambia a seconda della fascia climatica in cui è inserita la costruzione: in pratica, i lavori devono rispettare limiti di dispersione per l'intero edificio o per il singolo elemento costruttivo oggetto dell'intervento. Anche nel caso di installazione di pannelli solari o di sostituzione dell'impianto termico, i nuovi impianti installati devono rispondere alle specifiche tecniche riportate nei decreti. Sono ammessi anche interventi su interi edifici ma in questo caso ciò che deve essere valutata è l'efficienza energetica complessiva al termine dei lavori. Tale decreto è attualmente in corso di aggiornamento per allineare i requisiti tecnici minimi all'evoluzione subita dalla normativa edilizia.

### **Linee evolutive previste**

Al fine di promuovere gli interventi di efficienza energetica nel settore e massimizzare i risultati, si intende ottimizzare il meccanismo delle detrazioni fiscali per la riqualificazione energetica e per il recupero edilizio integrando le due misure in un unico meccanismo. Il meccanismo prevedrà un beneficio modulato in relazione al risparmio atteso, considerando l'intera vita tecnica dell'intervento, al fine di premiare gli interventi con il miglior rapporto costo-efficacia e aumentare la propensione verso interventi radicali sull'edificio (deep renovation) e di miglioramento sismico.

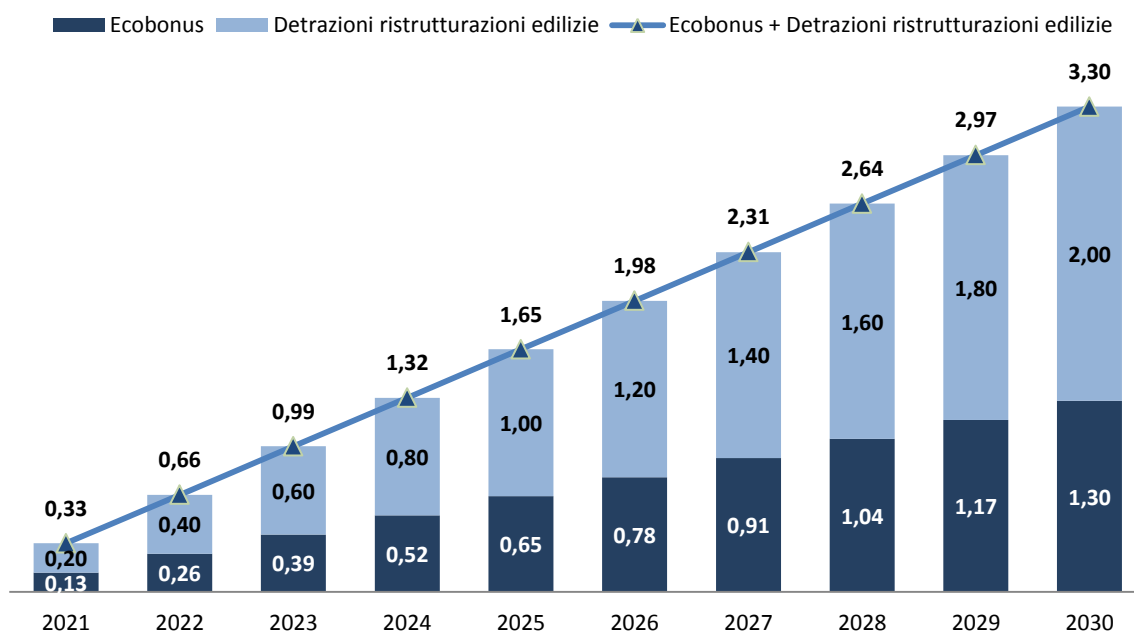
Inoltre, sarà importante l'introduzione di disposizioni volte a favorire gli investimenti iniziali, come ad esempio l'estensione della portabilità del titolo di credito di imposta al fine di agevolare il coinvolgimento degli operatori, e l'attivazione di un fondo per la concessione di garanzie sui finanziamenti green concessi dagli istituti di credito.

### Stima degli indicatori energetici ed economici

I risultati ottenuti dall'attivazione dello strumento a oggi sono stati notevoli e permettono di effettuare una stima sul potenziale di risparmio del meccanismo negli anni futuri e fino al 2030. Nella Figura seguente si riporta la stima dei risparmi annui conseguibili fino al 2030.

L'apporto complessivo della misura agli obiettivi suddetti è pari a circa 18,15 Mtep di energia finale in valore cumulato.

Figura 32- -Risparmi di energia finale previsti per le detrazioni fiscali (Mtep)



In termini di investimenti mobilitati per la generazione dei risparmi suddetti si stimano circa 82,5 mld€ nel periodo 2021-2030, a fronte di un impegno di spesa per lo Stato dovuta alla promozione degli interventi eseguiti stimata pari a 45,4 mld€.

- **Conto Termico**

#### Descrizione della misura

Con il D.M. 28 dicembre 2012 è stato introdotto il meccanismo del Conto Termico, che sostiene sia la produzione di energia termica rinnovabile (come detto nello specifico paragrafo), sia interventi della Pubblica Amministrazione finalizzati all'efficientamento energetico degli edifici e degli impianti. Il Conto Termico è operativo dal mese di luglio 2013.

Il D.M. 16 febbraio 2016, cosiddetto Conto Termico 2.0, ha aggiornato il precedente decreto del 2012, favorendo un più ampio accesso alle risorse per imprese, famiglie e Pubblica Amministrazione. Inoltre, ha introdotto significativi elementi di potenziamento dello strumento incentivante con l'aggiunta di nuovi interventi incentivabili, per alcuni dei quali, ad esempio per la trasformazione degli edifici pubblici in NZEB, sono comprese tra le spese ammissibili anche quelle sostenute per interventi di adeguamento sismico, che contribuiscono all'isolamento termico. È stata anche innalzata la soglia delle dimensioni degli interventi incentivabili ed è stata ampliata la gamma dei soggetti ammessi a beneficiare degli incentivi, consentendo anche alle cooperative sociali e alle società a patrimonio interamente pubblico (cui è conferita la gestione di reti e servizi locali di rilevanza pubblica) di accedere al sistema di incentivazione per gli interventi riservati alle Pubbliche Amministrazioni.

Il meccanismo di incentivazione è rivolto a due tipologie di soggetti:

- Amministrazioni Pubbliche;
- soggetti privati, intesi come persone fisiche, condomini e soggetti titolari di reddito di impresa o di reddito agrario.

Tali soggetti possono avvalersi di una ESCo per la realizzazione degli interventi, utilizzando un contratto di finanziamento tramite terzi, di servizio energia o di rendimento energetico.

Il GSE è il soggetto responsabile dell'attuazione e della gestione del meccanismo. Provvede inoltre all'assegnazione, all'erogazione, alla revoca degli incentivi e all'attività di verifica degli interventi.

Il Conto Termico è destinato agli interventi eseguiti nel settore civile inteso come ambito residenziale, terziario e della Pubblica Amministrazione.

Oltre agli interventi di fonti rinnovabili termiche richiamati nello specifico paragrafo, sono incentivati gli interventi di efficientamento energetico elencati di seguito, realizzati dalle Amministrazioni pubbliche:

- isolamento termico di superfici opache delimitanti il volume climatizzato;
- sostituzione di chiusure trasparenti comprensive di infissi delimitanti il volume climatizzato;
- sostituzione di impianti di climatizzazione invernale esistenti con impianti di climatizzazione invernale utilizzando generatori di calore a condensazione;
- installazione di sistemi di schermatura e/o ombreggiamento di chiusure trasparenti con esposizione da Est-sud-est a Ovest, fissi o mobili, non trasportabili;
- trasformazione degli edifici esistenti in "edifici a energia quasi zero" (nZEB);
- sostituzione di sistemi per l'illuminazione d'interni e delle pertinenze esterne degli edifici esistenti con sistemi efficienti di illuminazione;
- installazione di tecnologie di gestione e controllo automatico (building automation) degli impianti termici ed elettrici degli edifici, ivi compresa l'installazione di sistemi di termoregolazione e contabilizzazione del calore.

L'incentivo è rivolto in via quasi esclusiva alla sostituzione di impianti meno efficienti già installati, con l'eccezione del solare termico in considerazione del fatto che tale tecnologia trova impiego prevalentemente come integrazione di altri sistemi di generazione termica.

Per l'accesso al regime incentivante sono stabiliti requisiti minimi di accesso per ciascuna tipologia di intervento. Il limite massimo di potenza per poter accedere alla domanda di richiesta di incentivo è pari a 2000 kW termici (e, come detto, 2500 m<sup>2</sup> lordi di superficie per il solare termico). Nel caso di interventi di efficienza energetica è stato posto un limite di spesa massimo in relazione al tipo di intervento effettuato. Il Conto Termico introduce anche incentivi specifici per la diagnosi energetica e la certificazione energetica, ritenuti importanti strumenti di consapevolezza e capaci di veicolare le scelte e i comportamenti quotidiani degli utenti finali.

#### **Linee evolutive previste**

Al fine di promuovere gli interventi di efficienza energetica nel settore terziario e massimizzare i risultati, si intende specializzare il meccanismo del Conto Termico per la riqualificazione energetica e per il recupero edilizio in ambito non residenziale, sia pubblico che privato. Inoltre, si intende proseguire l'impegno per la semplificazione dell'accesso al meccanismo da parte della Pubblica Amministrazione, anche attraverso la promozione del modello ESCo e l'utilizzo di contratti di tipo EPC.

#### **Stima degli indicatori energetici ed economici**

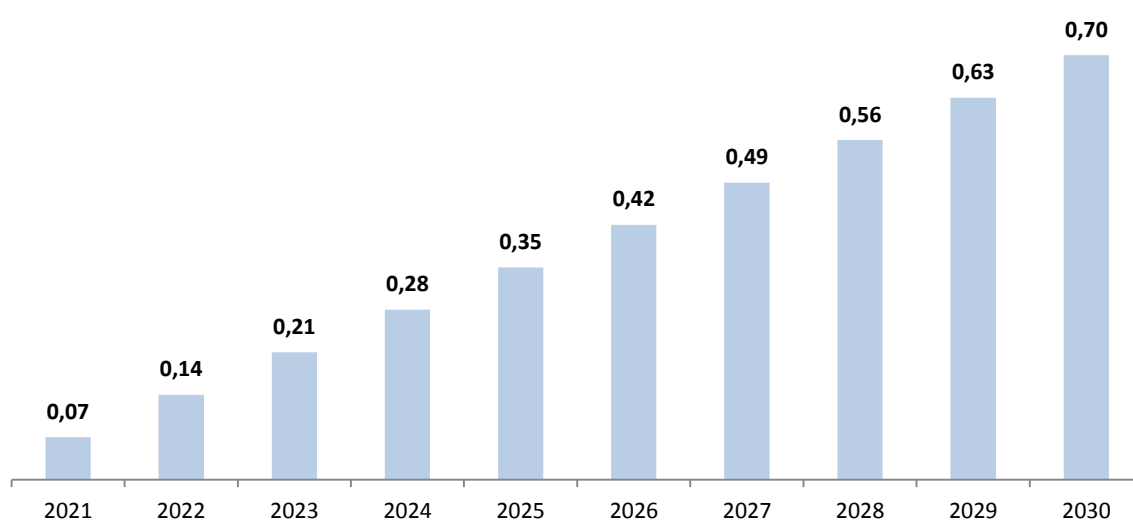
Nel periodo di funzionamento del Conto Termico, si è osservato un trend crescente che ha visto i primi significativi risultati riconducibili al nuovo assetto del meccanismo nel 2016, anno in cui si è

registrato un incremento pari all'81% delle richieste pervenute rispetto al 2015, cui corrisponde un incremento dell'80% degli incentivi richiesti. Nel 2017, l'incremento delle richieste pervenute è stato addirittura pari al 289% rispetto all'anno precedente, confermando un trend estremamente positivo per il meccanismo, specialmente per quanto riguarda le domande presentate dalla PA.

I risultati ottenuti dall'attivazione dello strumento a oggi permettono di effettuare una stima sul potenziale di risparmio del meccanismo negli anni futuri e fino al 2030. Nella Figura seguente si riporta la stima dei risparmi annui conseguibili fino al 2030.

L'apporto complessivo della misura agli obiettivi suddetti è pari a circa 3,85 Mtep di energia finale in valore cumulato.

Figura 33 - Risparmi di energia finale previsti per il Conto Termico (Mtep)



In termini di investimenti mobilitati per la generazione dei risparmi suddetti si stimano circa 17,5 mld€ nel periodo 2021-2030, a fronte di un impegno di spesa per lo Stato dovuta alla promozione degli interventi eseguiti stimata pari a 7,5 mld€.

- **Fondo Nazionale per l'Efficienza Energetica**

**Descrizione della misura**

L'articolo 15 del D.Lgs. n. 102/2014 ha istituito, presso il Ministero dello Sviluppo Economico, il Fondo nazionale per l'efficienza energetica. Il Decreto Interministeriale 22 dicembre 2017 disciplina le priorità, i criteri, le condizioni e le modalità di funzionamento, di gestione e di intervento nonché l'articolazione per sezioni e le relative prime dotazioni del Fondo.

La dotazione massima prevista dal citato articolo 15 del D.Lgs. 102/2014, nel periodo 2014-2020, è di 490 mln€ (fino a circa 70 mln€ l'anno). Si stima che il fondo possa mobilitare investimenti nel settore dell'efficienza energetica per oltre 800 mln€ con le risorse già disponibili (150 mln€), con un effetto leva pari a 5,5.

Il Fondo ha una natura rotativa e si articola in due sezioni che operano rispettivamente:

- per la concessione di garanzie su singole operazioni di finanziamento, cui è destinato il 30% delle risorse che annualmente confluiscono nel Fondo;

- per l'erogazione di finanziamenti a tasso agevolato, cui è destinato il 70% delle risorse che annualmente confluiscono nel Fondo.

La sezione garanzie prevede inoltre una riserva del 30% per gli interventi riguardanti reti o impianti di teleriscaldamento, mentre il 20% delle risorse stanziata per la concessione di finanziamenti è riservata alla PA.

La legge di bilancio per il 2018 prevede, infine, l'integrazione dello strumento in argomento con un'ulteriore sezione finalizzata a stimolare i finanziamenti di interventi standard di efficienza energetica nei condomini.

Il Fondo è volto a sostenere interventi di efficienza energetica realizzati dalle imprese e dalla Pubblica Amministrazione su immobili, impianti e processi produttivi, promuovendo il coinvolgimento di istituti finanziari e investitori privati sulla base di un'adeguata condivisione dei rischi. Gli interventi finanziabili sono indirizzati alla riduzione dei consumi di energia nei processi industriali, alla realizzazione e ampliamento di reti per il teleriscaldamento e/o per il teleraffrescamento, all'efficientamento di servizi ed infrastrutture pubbliche, ivi inclusa l'illuminazione pubblica, nonché per la riqualificazione energetica degli edifici.

Per quanto attiene gli interventi sugli edifici, la norma considera agevolabili esclusivamente i costi di investimento supplementari necessari per conseguire il livello più elevato di efficienza energetica, mentre per gli interventi nel settore industriale, sono agevolabili gli interventi che generino risparmi addizionali.

Per quanto concerne l'ambito imprenditoriale, le agevolazioni possono essere concesse alle imprese di tutti i settori, anche in forma aggregata o associata, ivi comprese le ESCo (certificate ai sensi della norma UNI CEI 11352).

Le imprese possono accedere sia alla garanzia offerta dal fondo (fino all'80% dell'ammontare dell'operazione e comunque tra un minimo di 150.000 € e un massimo di 2,5 mln€), in tal caso attraverso un intermediario finanziario, sia al finanziamento a tasso agevolato (concessi da un minimo di 250.000 mila euro e 4 mln€ a copertura del 70% dei costi agevolabili), anche cumulativamente, nei limiti della copertura dei costi ammissibili disciplinati dalla norma.

Le Pubbliche Amministrazioni invece possono beneficiare esclusivamente di finanziamenti a tasso agevolato, della durata massima di quindici anni e con un limite del 60% dei costi agevolabili per tutti gli interventi ammissibili, con l'eccezione di quelli relativi alle infrastrutture pubbliche che godono di un limite dell'80%. La ratio sottesa alla norma è volta a stimolare il cofinanziamento degli interventi della PA, tramite i meccanismi di incentivazione già disponibili a livello nazionale e locale (come il "Conto Termico" o i fondi strutturali gestiti prevalentemente a livello regionale), permettendo un più efficace utilizzo delle risorse disponibili.

La gestione del Fondo è affidata alla Società Invitalia S.p.A., sulla base di apposita convenzione con il Ministero dello Sviluppo Economico e il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare.

#### **Linee evolutive previste**

Al fine di accrescere la capacità del Fondo di promuovere gli interventi di efficienza energetica, sarà incrementata la dotazione finanziaria oggi disponibile, favorendo il versamento delle risorse destinate all'efficienza energetica gestite dalle Amministrazioni centrali e locali (fondi strutturali fondi europei di investimento) e orientando il meccanismo verso la promozione di interventi nel settore civile (sia residenziale che terziario) e dei trasporti.

### Stima degli indicatori energetici ed economici

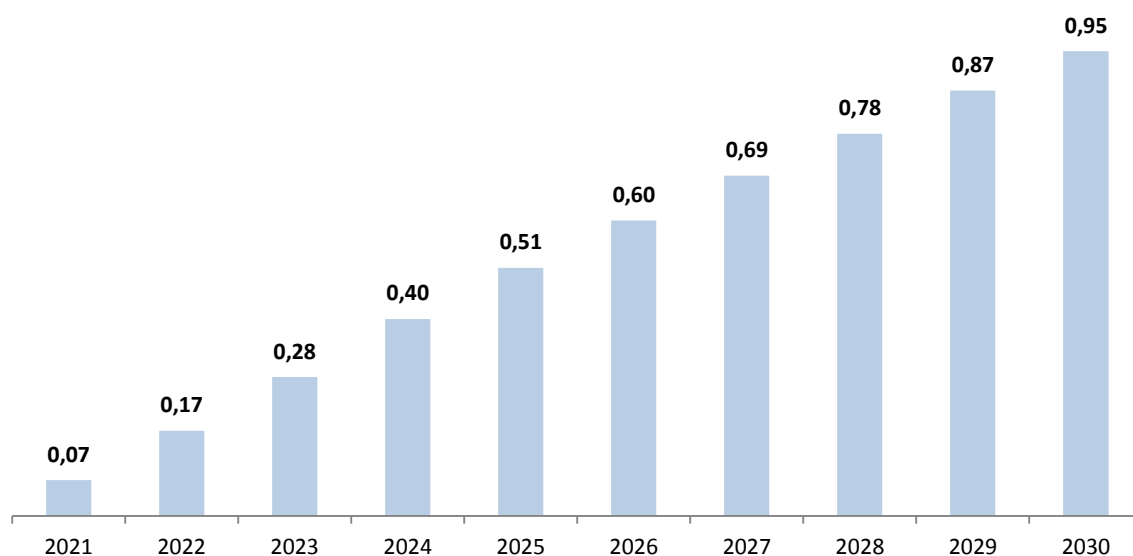
Il Fondo non risulta a oggi ancora operativo. Tuttavia essendo il decreto attuativo pubblicato, la fase di implementazione operativa è quasi conclusa e il Fondo potrà essere attivo in tempi brevi.

Non avendo a disposizione i risultati del funzionamento dei periodi precedenti, si effettua la stima del risparmio aggiuntivo annuo, dovuto a nuovi interventi, sulla base del mix di interventi previsto dal Fondo e sulle risorse che la norma mette a disposizione.

Nella Figura successiva si riporta la stima dei risparmi annui conseguibili fino al 2030.

L'apporto complessivo della misura agli obiettivi suddetti è pari a circa 2,75 Mtep di energia finale in valore cumulato.

Figura 34 - Risparmi di energia finale previsti per il fondo nazionale per l'efficienza energetica (Mtep)



In termini di investimenti mobilitati per la generazione dei risparmi suddetti si stimano circa 4,4 mld€ nel periodo 2021-2030, a fronte di un impegno per lo Stato a incrementare la dotazione del Fondo di 80 mln€ l'anno nello stesso periodo.

### Misure nel settore dei trasporti

Sono molte le misure nazionali e locali attive nel settore dei trasporti e finalizzate alla riduzione dei consumi e delle emissioni. Nel presente paragrafo sono elencate, per tipologia di target, le misure principali che contribuiscono e contribuiranno al conseguimento degli obiettivi di efficienza energetica e di decarbonizzazione nei prossimi anni.

Stime preliminari circa l'impatto di tali misure conducono complessivamente a un risparmio pari a 12,1 Mtep cumulati di energia finale nel periodo 2021-2030. In fase di finalizzazione del piano saranno riportate valutazioni di maggior dettaglio in merito agli effetti determinati dalle misure programmate nel settore trasporti.

- **Rinnovo dei veicoli pubblici adibiti al trasporto persone**

Aspetto centrale della riforma del Trasporto Pubblico Locale (TPL) è un rinnovo del parco mezzi che riduca in modo significativo l'età media per migliorare la qualità del servizio e la sostenibilità ambientale.

Per il rinnovo del parco mezzi su gomma sono stati inoltre ripartiti tra le Regioni 350 mln€ per gli anni 2015 e 2016 e altri 150 sono disponibili per il triennio 2017-2019. La legge di stabilità per il

2016 ha stanziato ulteriori 640 mln€, portando la somma complessiva a un miliardo di euro. Inoltre, nel Piano Operativo MIT approvato dal CIPE, il 1° dicembre 2016 è compreso il potenziamento dei servizi di trasporto pubblico ferroviario regionale e interregionale su alcune tratte, attraverso il rinnovo del materiale rotabile (800 mln€) e del parco autobus destinato al trasporto pubblico locale nelle aree urbane (200 mln€).

La legge di bilancio 2017 ha incrementato le risorse attribuite al Fondo finalizzato all'acquisto, alla riqualificazione elettrica o al noleggio dei mezzi adibiti al trasporto pubblico locale e regionale, nonché al finanziamento delle relative infrastrutture tecnologiche di supporto. Trattasi in particolare di bus elettrici e a metano per l'integrazione e la sostituzione del parco bus esistente. E' stato stanziato a tal fine un ammontare di risorse pari a 3,7 mld€ (200 mln€ per il 2019 e di 250 mln€ per ciascuno degli anni dal 2020 al 2033).

Si stima quindi che dal 2019 al 2033 saranno rinnovati 2.000 autobus/anno, oltre a 250 treni entro il 2022. Inoltre, 300 mln€ sono stanziati per nuovi mezzi navali destinati al trasporto pubblico locale. Il piano permetterà di migliorare il livello di servizio e ridurre, entro il 2024, l'età media della flotta dagli attuali 20 a 10,6 anni, e conseguentemente l'efficienza media. Infine, per aumentare la competitività nella filiera dei mezzi di trasporto pubblico su gomma e dei sistemi intelligenti per il trasporto, sono stati previsti 2 mln€ per il 2017 e 50 mln€ per ciascuno degli anni 2018 e 2019.

Ci si propone poi di accelerare quanto previsto al comma 10 dell'articolo 18 del D.Lgs. 257/2016 (recepimento della Direttiva DAFI) prevedendo che le Pubbliche Amministrazioni, gli enti e le istituzioni da esse dipendenti o controllate, le Regioni, gli Enti locali e i gestori di servizi di pubblica utilità per le attività svolte nelle province ad alto inquinamento di particolato PM10, al momento della sostituzione del rispettivo parco autoveicoli, autobus e mezzi di servizio di pubblica utilità, ivi compresi quelli per la raccolta dei rifiuti urbani, siano obbligati all'acquisto di almeno il 30% entro il 2022, il 50% entro il 2025 e l'85% entro il 2030 di veicoli elettrici e veicoli ibridi con ricarica esterna, a metano e a idrogeno, nonché elettrici o metano nel caso degli autobus. Nel caso di rinnovo dei parchi mezzi utilizzati per il trasporto pubblico locale tale vincolo è riferito solo ai servizi urbani. La percentuale è calcolata sugli acquisti programmati su base triennale a partire dalla data di riferimento. Per l'efficacia della norma, inoltre, si continua a prevedere che le gare pubbliche che non ottemperano a tale previsione siano nulle.

- **Rinnovo dei veicoli privati adibiti al trasporto persone**

L'Italia con la legge n. 134 del 2012 ha dato impulso allo sviluppo della mobilità mediante veicoli a basse emissioni. La legge, infatti, prevedeva tra l'altro la predisposizione di un Piano Nazionale Infrastrutturale per la Ricarica dei veicoli alimentati a energia Elettrica (PNIRE) che fornisse le indicazioni per una pianificazione a livello nazionale per garantire una distribuzione omogenea su tutto il territorio di una rete di ricarica integrata e interoperabile.

Pertanto, ancor prima della pubblicazione della Direttiva europea 94/14 è stato approvato il PNIRE (DPCM del 26 settembre 2014), successivamente aggiornato con DPCM del 18 aprile 2016 (attualmente vigente).

Il Piano ha come oggetto la realizzazione di reti infrastrutturali per la ricarica dei veicoli alimentati a energia elettrica e interventi di recupero del patrimonio edilizio mirati allo sviluppo delle medesime reti.

Il Piano, oltre a chiarire il concetto di servizio di ricarica, ha attuato le disposizioni della legge n. 134 del 2012 in merito ai finanziamenti da destinare per la realizzazione di reti di ricarica a livello nazionale, stanziando circa 33 mln€ in due fasi:

FASE 1 - Il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti tramite un bando destinato a tutte le Regioni ha assegnato, con il D.M. n. 469 7 novembre 2014 circa 4,5 mln€ a favore di progetti mirati



a infrastrutturare le principali aree urbane del paese caratterizzate da un'alta congestione di traffico.

Attraverso tali progetti si prevede l'installazione di circa 700 punti di ricarica in oltre 100 comuni del territorio nazionale. Al momento il 50% dei punti di ricarica sono stati installati.

I progetti hanno inoltre permesso di attivare le prime azioni di comunicazione e informazione diffuse su scala nazionale sulle politiche dedicate alla mobilità elettrica.

FASE 2 - Con DPCM del 1° febbraio 2018 è stato approvato l'Accordo di Programma tra il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, le Regioni e le Province autonome finalizzato a individuare i programmi di intervento per la realizzazione di reti di ricarica diffuse sul territorio nazionale volte a favorire la diffusione dei veicoli alimentati a energia elettrica.

Con tale Accordo il Ministero mette a disposizione circa 28 mln€ ai quali sono da aggiungere ulteriori finanziamenti delle Regioni da un minimo del 50% fino a un massimo del 65%, che portano il piano di investimenti a un valor stimabile di oltre 70 mln€ complessivo.

Nello specifico, con tali finanziamenti il Ministero supporta gli Enti locali nella implementazione di reti di ricarica in aree metropolitane e aree non metropolitane nell'ambito dei seguenti 4 filoni, ritenuti prioritari per lo sviluppo della mobilità elettrica, visti anche gli esempi delle principali esperienze comunitarie e internazionali che hanno incentrato le politiche di mobilità sull'incentivo di forme di mobilità a zero emissioni:

- d. Infrastrutture di ricarica pubbliche
- e. Impianti distribuzione carburante
- f. Infrastrutture di ricarica private accessibili al pubblico (autorimesse, parcheggi di struttura, ecc.)
- g. Infrastrutture di ricarica domestica.

Il Ministero, inoltre, validando alcuni progetti nell'ambito delle Call CEF che prevedono l'infrastrutturazione delle reti stradali e autostradali TEN-T monitora e coordina la realizzazione di oltre 300 infrastrutture di ricarica di tipo veloce (e ultra veloce) presso i distributori di carburante nelle stazioni di servizio stradale e autostradale.

Il Governo intende poi promuovere una progressiva riduzione di autoveicoli con motori diesel e benzina, al fine contenere le emissioni inquinanti e conseguire gli obiettivi dell'accordo di Parigi sui cambiamenti climatici. A tale scopo si intende rivedere gradualmente i sistemi fiscali sul trasporto (tassa immatricolazione, tassa di possesso, imposte sui carburanti, ecc.) e studiare ulteriori modalità di finanziamento per favorire i veicoli a basse emissioni. Sono stati introdotti primi contributi pubblici all'acquisto di veicoli a bassissima emissione di CO<sub>2</sub> (si veda paragrafo 3.1.3, punto iii.).

Diverse iniziative pilota sono state attivate, come ad esempio gli incentivi per l'acquisto di auto elettriche o ibride per alcune Forze dell'ordine adibite alla vigilanza nelle aree protette. In particolare, si intende destinare una somma di 10 mln€ per l'acquisto di circa 220 autovetture alimentate a energia elettrica o ibride (circa l'80% destinate all'Arma dei Carabinieri e il restante 20% alle Capitanerie di Porto), che saranno funzionali ad attività di vigilanza e di monitoraggio delle aree naturali protette. L'iniziativa assume anche valenza di promozione dell'utilizzo delle autovetture alimentate a energia elettrica o ibride, considerato che le aree naturali protette sono visitate ogni anno da oltre 100 milioni di persone.

Per quanto concerne le misure regolatorie, si introdurranno limiti e regole in merito alle soste, agli accessi in determinate zone e ai parcheggi. Si valorizzeranno e rafforzeranno, inoltre, le iniziative di regolamentazione locale quali, ad esempio le limitazioni alla circolazione dei veicoli inquinanti nelle aree urbane, con accesso libero dei veicoli a combustibili alternativi e in particolare elettrici alle

zone a traffico limitato, limiti di velocità, corsie preferenziali e parcheggi dedicati per veicoli a zero emissioni.

In particolare il D.Lgs. 16 dicembre 2016, n. 257 (recepimento della Direttiva DAFI) articolo 17 comma 2, e articolo 19 comma 2 prevedono che sia promossa la stipula di un'intesa con le Regioni per:

- assicurare la realizzazione di posizioni unitarie in termini di regolazione della sosta, accesso ad aree interne delle città, misure di incentivazione e armonizzazione degli interventi e degli obiettivi comuni nel territorio nazionale in materia di reti infrastrutturali di ricarica e di rifornimento a servizio dei veicoli alimentati a energia elettrica e ad altri combustibili alternativi;
- assicurare una regolamentazione omogenea per l'accesso alle aree a traffico limitato dei veicoli alimentati a combustibili alternativi e per la loro esclusione, subordinatamente al rispetto dei vincoli di protezione ambientale, dai blocchi anche temporanei alla circolazione stradale.

• **Rinnovo dei veicoli adibiti al trasporto merci**

Nell'ottica di favorire lo sviluppo dei veicoli commerciali alimentati con carburanti alternativi, con il D.M. del Ministro delle Infrastrutture 221/2018 sono stati previsti incentivi anche per l'anno 2018 per l'acquisizione di veicoli industriali con motorizzazione alternativa a gas adibiti al trasporto di merci di massa complessiva a pieno carico pari o superiore a 3,5 tonnellate a trazione alternativa a metano CNG, gas naturale liquefatto GNL ed elettrica (full electric).

A tal fine risorse pari a circa 33,6 mln€ sono state destinate a favore di iniziative per la realizzazione di progetti d'investimento in conto capitale per il rinnovo del parco veicolare delle imprese di autotrasporto.

Il D.M. 221/2018 individua 4 tipologie omogenee d'investimento cui vengono destinate quota parte delle risorse, sulla base di intese intercorse con le associazioni di categoria dell'autotrasporto e sulla base del dato storico relativo al maggiore o minore grado di successo che le stesse misure hanno riscosso negli anni passati:

- 9,6 mln€ sono destinati ai contributi a favore dell'acquisizione, anche mediante locazione finanziaria, di autoveicoli nuovi adibiti al trasporto di merci, di massa complessiva a pieno carico pari o superiore a 3,5 tonnellate a trazione alternativa a metano CNG, gas naturale liquefatto LNG e elettrica (full electric) nonché per l'acquisizione di dispositivi idonei a operare la riconversione di autoveicoli per il trasporto merci a motorizzazione termica in veicoli a trazione elettrica, nonché a motorizzazione ibrida (elettrico-diesel);
- 9 mln€ alla radiazione per rottamazione di veicoli più obsoleti con acquisizione di trattori stradali euro VI nuovi;
- 14 mln€ all'acquisizione di semirimorchi nuovi per il trasporto combinato ferroviario e/o marittimo, nonché equipaggiamenti per autoveicoli allestiti per i trasporti in regime ATP (trasporto refrigerato) con basso impatto ambientale;
- 1 mln€ all'acquisizione di container e casse mobili, intesi quali unità di carico intermodale standardizzate, unitamente a semirimorchio porta-casse.

• **Potenziamento delle infrastrutture**

La legge di bilancio per il 2017 ha previsto l'istituzione di un fondo, con una dotazione di 1.900 mln€ per l'anno 2017, di 3.150 mln€ per l'anno 2018, di 3.500 mln€ per l'anno 2019 e di 3.000 mln€ per ciascuno degli anni dal 2020 al 2032, per assicurare il finanziamento degli investimenti e lo sviluppo infrastrutturale del Paese nei settori di spesa relativi, tra l'altro, ai trasporti, viabilità, mobilità sostenibile, sicurezza stradale, riqualificazione e accessibilità delle stazioni ferroviarie. Il fondo è

stato rifinanziato dalla legge di stabilità per il 2018, per 800 mln€ per l'anno 2018, per 1.615 mln€ per l'anno 2019, per 2.180 mln€ per ciascuno degli anni dal 2020 al 2023, per 2.480 mln€ per l'anno 2024 e per 2.500 mln€ per ciascuno degli anni dal 2025 al 2033. Il D.M. n. 360 del 2018 ha previsto il riparto del fondo destinato al completamento degli interventi per il trasporto rapido di massa, assegnando a tale scopo 1,4 mld€.

Per lo sviluppo delle ferrovie regionali, il Governo promuoverà poi una stretta collaborazione con le Regioni nel monitoraggio della rete, prevedendo la possibilità di affidare a Rete Ferroviaria Italiana (RFI) alcuni tratti oggi gestiti dalle Regioni.

Con il D.Lgs. n. 257/16 di recepimento della Direttiva 94/14 (DAFI) sono state introdotte misure in favore dello sviluppo e della diffusione della mobilità elettrica, e in particolare:

- misure atte a favorire la diffusione di infrastrutture di ricarica negli edifici (art. 15, commi 1 e 2);
- semplificazione delle autorizzazioni edilizie attraverso l'individuazione univoca di dichiarazioni, attestazioni, asseverazioni, nonché gli elaborati tecnici da presentare per la richiesta di autorizzazione necessaria all'installazione di infrastrutture di ricarica (art. 15, comma 4);
- introduzione dell'obbligo per le Pubbliche Amministrazioni, gli enti e le istituzioni da esse dipendenti o controllate, le Regioni, gli Enti locali e i gestori di servizi di pubblica utilità da essi controllati, al momento della sostituzione del rispettivo parco autoveicoli, autobus e mezzi della raccolta dei rifiuti urbani all'acquisto di almeno il 25% di veicoli a GNC, GNL e veicoli elettrici (art. 18, comma 10);
- modifica del Codice della Strada sulla regolamentazione delle aree di sosta e fermata dedicate (art. 17, comma 1);
- previsione della stipula di un'intesa per assicurare la realizzazione di posizioni unitarie in termini di regolazione della sosta, accesso ad aree interne delle città, misure di incentivazione e l'armonizzazione degli interventi e degli obiettivi comuni nel territorio nazionale in materia di reti infrastrutturali di ricarica a servizio dei veicoli alimentati a energia elettrica (art. 17, comma 2);
- misure volte a stimolare l'installazione di infrastrutture per combustibili alternativi presso nuovi e rinnovati impianti di distribuzione di carburante (art. 18).

In sintesi, il D.Lgs. n. 257/16 prevede la crescita di:

- punti di ricarica (pubblici e privati) per i veicoli elettrici dagli attuali 2.900 circa fino ad almeno 6.500 nel 2020;
- punti vendita eroganti GNC dagli attuali 1.100 circa a 2.400 circa nel 2030;
- punti vendita eroganti GNL dalle poche decine attuali a circa 800 nel 2030.

- **Shift modale nell'ambito del trasporto delle merci**

Con l'articolo 1, comma 647 della legge n. 208/2015 sono riconosciuti contributi per l'attuazione di progetti per migliorare la catena intermodale e decongestionare la rete viaria, riguardanti l'istituzione, l'avvio e la realizzazione di nuovi servizi marittimi per il trasporto combinato delle merci o il miglioramento dei servizi sulle rotte esistenti, in arrivo e in partenza da porti situati in Italia, che collegano porti situati in Italia o negli altri Stati membri dell'Unione europea o dello Spazio economico europeo. Tale misura è conosciuta come "Marebonus". A tal fine sono state stanziare risorse pari a 45,4 mln€ per l'anno 2016, di 44,1 mln€ per l'anno 2017 e di 48,9 mln€ per l'anno 2018.

Le disposizioni attuative sono state dettate con Decreto Interministeriale n. 176 del 13 settembre 2017 e la Commissione europea ha approvato l'incentivo con Decisione n. C(2016)8459 del 19 dicembre 2016.

Possono proporre la domanda le imprese armatrici, anche in forma consorziata, cooperativa o attraverso slot agreement, aventi sede legale in uno degli Stati membri dell'Unione europea o dello Spazio economico europeo, che presentino progetti triennali per la realizzazione di nuovi servizi marittimi Ro-Ro e Ro-Pax per il trasporto multimodale delle merci o il miglioramento dei medesimi servizi su rotte esistenti, in arrivo e in partenza da porti situati in Italia, che collegano porti situati in Italia o negli altri Stati membri dell'Unione europea o dello Spazio economico europeo, al fine di sostenere il miglioramento della catena intermodale e il decongestionamento della rete viaria.

Il legislatore ha previsto che, al fine del potenziamento della catena intermodale e della sostenibilità finanziaria dei progetti da attuare, le imprese beneficiarie dei contributi (i.e. le imprese armatrici, vale a dire le imprese che assumono l'esercizio di unità nautiche iscritte nei registri delle navi e dei galleggianti tenuti dagli ispettorati di porto o enti equivalenti) sono tenute a destinare annualmente a favore delle imprese clienti (i.e. imprese di autotrasporto) che abbiano effettuato sulle linee incentivate almeno 150 imbarchi di mezzi all'anno, una quota pari ad almeno il 70% del contributo ricevuto.

L'espletamento degli adempimenti tecnici e amministrativi riguardanti la gestione operativa è demandato a un soggetto gestore (Rete Autostrade Mediterranee S.p.a.) quale società strumentale del MIT. Risultano pervenute n. 30 istanze.

Con l'articolo 1, comma 648 - 649 della legge n. 208/2015 è stato previsto lo stanziamento di risorse statali a favore delle imprese che utilizzano la ferrovia per il trasporto combinato di merci, con origine e destinazione nei nodi logistici del territorio nazionale o degli Stati membri dell'Unione europea o dello Spazio economico europeo. Tale misura è conosciuta come "Ferrobonus". A tal fine sono state stanziare risorse pari a 20 mln€ per ciascuno degli anni 2016, 2017 e 2018.

La misura è regolata dal Regolamento 14 luglio 2017, n. 125 e la Commissione europea ha autorizzato l'incentivo con Decisione n. C(2016)8459 del 19 dicembre 2016.

Al "bando" possono partecipare le imprese e gli operatori del trasporto combinato, con sede nell'ambito dello Spazio economico europeo che commissionino servizi di trasporto intermodale e/o trasbordato con treni completi attraverso contratti di servizi ferroviari per trasporto intermodale e trasbordato.

Come per il Marebonus, è previsto un meccanismo di trasferimento del contributo nelle tariffe praticate alla clientela; in particolare con riferimento agli operatori del trasporto combinato (MTO) - che effettuano la scelta modale per i loro clienti - si è ritenuto opportuno obbligare tali beneficiari a ribaltare alla clientela parte dei contributi ricevuti.

L'erogazione dei contributi è soggetta a un meccanismo di rendicontazione a consuntivo annuale, attraverso l'esame della documentazione indicata nello schema di provvedimento regolamentare, che deve essere presentata da parte dei destinatari del contributo.

L'importo massimo del contributo è comunque fissato in 2,5 euro per treno/km: ai fini della relativa quantificazione non si considerano i treni con percorrenza complessiva inferiore a 150 km, a eccezione dei servizi di trasporto ferroviario intermodale di raccordo effettuati tra un porto e un interporto.

Infine, si evidenzia che sono state rese disponibili risorse per poter usufruire dei benefici finanziari da parte delle Regioni Liguria, Lombardia e Piemonte a supporto dell'incentivo nazionale "Ferrobonus". A tal fine sono state sottoscritte congiuntamente dal MIT e dalle Regioni Liguria, Lombardia e Piemonte apposite intese operative sui criteri e sulle modalità per l'erogazione da parte delle Regioni sopra menzionate delle risorse regionali aggiuntive rispetto alle risorse statali di

cui al D.M. 125/2017, per incentivare l'utilizzo e lo sviluppo di servizi di trasporto ferroviario intermodale o trasbordato interessanti il territorio regionale delle singole Regioni. Con il disegno di legge n. 909 di conversione, con modificazioni, del Decreto Legge 28 settembre 2018, n. 109 il legislatore ha proposto, per l'anno 2018, il raddoppio del contributo rispetto all'importo del Regolamento n. 125/2017, spettante alle imprese e agli utenti di servizi di trasporto combinato in arrivo e in partenza da Genova.

L'Italia è stato, inoltre, il primo Paese europeo a concepire e realizzare sin dalla fine degli anni '80' gli interporti come rete di infrastrutture dedicate al trasporto intermodale delle merci. A tale proposito, nel 2005 il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti ha incaricato UIRNet di realizzare e implementare la Piattaforma Logistica Nazionale (PLN), uno strumento fondamentale per migliorare l'efficienza e la sicurezza dell'intero sistema logistico italiano e per rendere "intelligenti" i nodi logistici nazionali, con notevoli vantaggi sia per i singoli utilizzatori che per il sistema nel suo complesso. In particolare la PLN è un sistema ITS concepito per concentrare dati ed erogare servizi a tutti gli operatori e stakeholders della logistica e dei trasporti (porti, interporti, centri logistici, ecc.), connotandosi come piattaforma di riferimento di interconnessione e di gestione dei dati e dei processi a essi relativi.

La PLN prevede, in una logica modulare, la fornitura di servizi integrabili tra loro e con i sistemi esistenti in ambito logistico quali:

- servizi per gestire in sicurezza le aree di sosta, abilitando la possibilità di offrire nuovi servizi;
- servizi per organizzare e controllare i trasporti su gomma delle merci pericolose;
- Port Community System, per organizzare la comunità portuale intorno a uno strumento di condivisione;
- smart truck, per gestione flotte con informazioni di traffico in tempo reale sulle strade che consente il monitoraggio degli arrivi al nodo;
- control tower, per ridurre i tempi di accettazione, operazioni di carico/scarico, appuntamenti intermodali;
- booking, per gestire le prenotazioni;
- corridoio doganale, per facilitare e differire i controlli doganali.

La PLN mira dunque a creare un sistema aperto non in concorrenza con le soluzioni di mercato esistenti (sistemi di gestione flotta, gestionali di magazzino e piazzale, ecc.) e in grado di erogare servizi a valore aggiunto per migliorare l'efficienza della filiera e dei suoi operatori.

Oltre a questi servizi la Piattaforma logistica nazionale è stata recentemente arricchita da nuovi moduli applicativi, sviluppati nell'ambito del PON Reti e Mobilità 2007/2013 e 2014/2020, che consentono l'integrazione e la gestione di servizi innovativi.

Proseguirà quindi lo sviluppo della piattaforma logistica nazionale PLN finalizzata a fornire servizi a tutti gli operatori della logistica e dei trasporti con l'obiettivo di ottimizzare i processi tramite l'incremento dell'interconnessione e la facilitazione gestionale dei dati.

#### ● **Shift modale nell'ambito del trasporto delle persone**

Si intende mettere in atto un programma per la promozione della mobilità alternativa che ponga in campo strumenti adeguati a favorire:

- lo sviluppo della mobilità ciclistica tramite piste ciclabili;
- la promozione della mobilità condivisa (bike, car e moto sharing a basse o zero emissioni);
- l'integrazione tra i servizi di mobilità sostenibile (es. strutture di sosta per i velocipedisti o servizi di car e bike sharing in prossimità delle fermate del trasporto pubblico) e parcheggi di interscambio;
- la promozione degli strumenti di smart working;

- la promozione del car pooling;
- lo sviluppo dell'ITS (gestione traffico, infomobilità, smart roads).

Tramite le leggi di Bilancio 2016 e 2017 il sistema nazionale delle ciclovie turistiche è stato finanziato con risorse nazionali per complessivi 372 mln€ dal 2016 al 2024.

Finora sono state stanziare le risorse per la progettazione dei sette percorsi per i quali sono stati firmati i protocolli d'intesa. Tra queste si citano ad esempio:

- il Grande Raccordo Ciclabile di Roma;
- la ciclovia VEnTO che collega Venezia e Torino e che tocca numerose città d'arte, come Mantova e Ferrara, e grandi città come Milano;
- la ciclovia del Sole che parte dal Brennero, attraversa da nord a sud l'Italia per terminare in Sicilia, a Palermo, e in Sardegna a Cagliari;
- la ciclovia dell'Acquedotto Pugliese e della Magna Grecia;
- la ciclovia tirrenica e adriatica.

Il Governo sta inoltre sperimentando a Torino e a Modena il progetto della smart road, con cui si punta a creare infrastrutture stradali dotate di piattaforme di osservazione, monitoraggio e previsione del traffico con una sinergia tra infrastrutture digitali e veicoli di nuova generazione.

Alcune misure sono già state avviate, come ad esempio il bando MATTM rivolto alle aree urbane per la realizzazione di ciclovie e la sharing mobility (15 mln€ stanziati per il 2018).

#### ● **PUMS: Piani Urbani per la Mobilità Sostenibile**

Per tutte le Città metropolitane, gli enti di area vasta, i comuni superiori ai 100.000 abitanti e per le città ad alto inquinamento di PM10 e/o biossido di azoto (con popolazione anche inferiore ai 100.000 abitanti) si prevede la redazione obbligatoria del PUMS (non più legata alla mera erogazione dei finanziamenti) dal 2021, prevedendo, inoltre, per i comuni con popolazione superiore ai 50.000 abitanti e attraverso linee guida semplificate, la redazione dei PUMS come requisito obbligatorio per l'accesso ai finanziamenti a partire dal 2025.

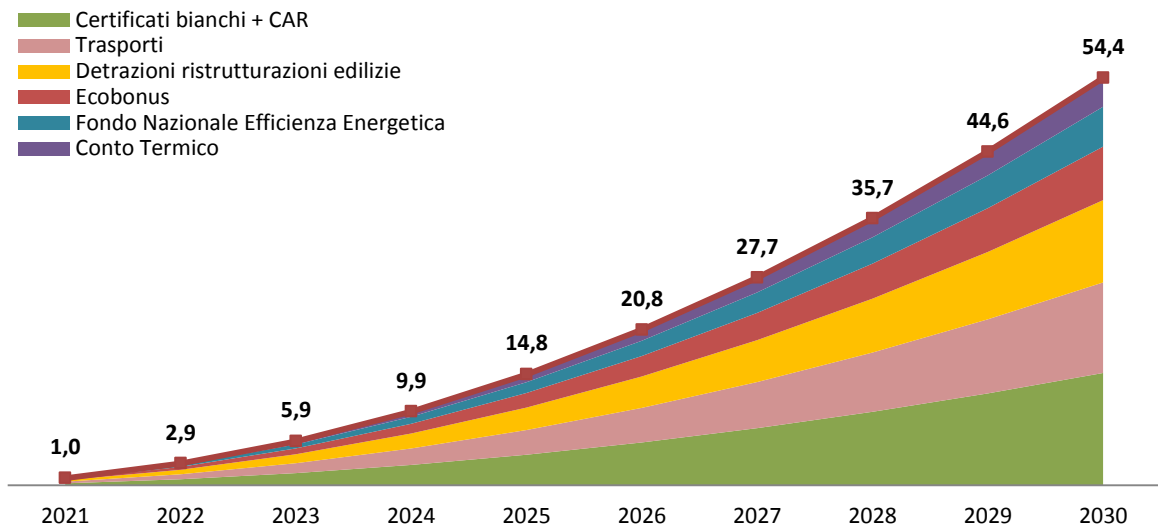
#### ● **Sintesi delle misure**

L'Italia, come descritto nei precedenti paragrafi, si propone di raggiungere i risparmi di energia finale al 2030, calcolati in base a quanto previsto nell'articolo 7, paragrafo 1 della EED per mezzo di diversi meccanismi fondamentali:

- lo schema d'obbligo dei Certificati Bianchi;
- le detrazioni fiscali per la riqualificazione energetica e il recupero del patrimonio edilizio esistente;
- il Conto Termico per l'incentivazione delle rinnovabili termiche e degli interventi di efficientamento energetico nelle Pubbliche Amministrazioni;
- il Fondo nazionale per l'efficienza energetica;
- un set di misure nel settore trasporti.

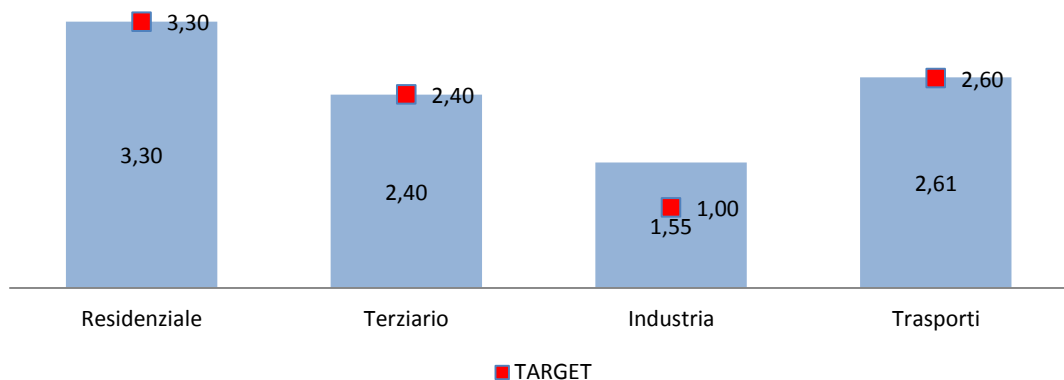
Nella Figura seguente si riporta un quadro di sintesi sugli obiettivi di risparmio posti in capo ai meccanismi proposti. A fronte di un obiettivo minimo di risparmio di 51,4 Mtep di energia finale, stime preliminari dell'impatto dei meccanismi proposti conducono a un risparmio cumulato di 54,4 Mtep. Per mezzo dei risultati annuali forniti dai collaudati strumenti di monitoraggio previsti negli strumenti, sarà possibile agire tempestivamente qualora si rilevasse una progressione dei risparmi insufficiente al raggiungimento degli obiettivi. Inoltre, al raggiungimento degli obiettivi contribuiranno anche le misure descritte nel paragrafo relativo alla dimensione dell'efficienza energetica.

Figura 35 - Quadro di sintesi del conseguimento dei risparmi (Mtep di energia finale)



Nell'istogramma seguente si riporta una valutazione indicativa dei risparmi a livello settoriale che si stima ottenere al 2030 a seguito dell'implementazione delle misure descritte, in relazione all'obiettivo di efficienza energetica settoriale di cui al paragrafo 2.2.

Figura 36- Quadro di sintesi dei risparmi attesi nell'anno 2030, per settore (Mtep di energia finale)



*ii. Strategia di ristrutturazione a lungo termine per sostenere la ristrutturazione del parco nazionale di edifici residenziali e non residenziali, sia pubblici che privati<sup>12</sup>, comprese politiche, misure ed azioni volte a stimolare ristrutturazioni degli edifici profonde ed efficaci in termini di costi e politiche ed azioni volte ad affrontare i segmenti del parco nazionale di edifici caratterizzati dalle prestazioni peggiori, conformemente all'articolo 2 bis della Direttiva 2010/31/UE*

Per rendere le azioni di promozione dell'efficienza energetica nel settore civile coerenti con gli obiettivi ed efficaci rispetto allo scopo, valutando periodicamente i progressi conseguiti, si predisporrà una strategia di lungo termine per la riqualificazione del parco immobiliare che preveda obiettivi intermedi e finali, in linea con quanto previsto dalla Direttiva (UE) 2018/844 sulla prestazione energetica degli edifici. In particolare la strategia sarà pubblicata in occasione del recepimento della suddetta Direttiva, previsto entro il 10 marzo 2020.

<sup>12</sup> Conformemente all'articolo 2 bis della Direttiva 2010/31/UE.



Si riportano nel presente paragrafo i primi orientamenti in termini di target al 2030 e per i decenni successivi, nonché alcuni elementi riguardanti le misure di promozione, che saranno alla base della strategia suddetta.

Si stima che per effetto delle misure a oggi vigenti (in particolare le detrazioni fiscali, Certificati Bianchi e Conto Termico, già descritte nel paragrafo 3.2.1, nonché tramite il programma di riqualificazione della Pubblica Amministrazione Centrale PREPAC), al 2030 sarà possibile raggiungere un risparmio energetico annuo da riqualificazione degli edifici pari a 5,7 Mtep, di cui 3,3 Mtep derivanti dal settore residenziale e 2,4 Mtep dal settore terziario (pubblico e privato). Considerando poi una vita tecnica media degli interventi pari a vent'anni, si punterà a ottenere nel 2040 e nel 2050 un obiettivo indicativo di risparmio annuo di 11,4 Mtep, di cui 6,6 Mtep in ambito residenziale e 4,8 Mtep in ambito terziario.

Il potenziale di risparmio energetico in ambito civile rimane comunque molto ampio e spesso ottenibile tramite interventi di efficientamento con tempi di ritorno sostenibili. Tuttavia, numerose barriere - differenti nei settori di applicazione - e in alcuni casi anche tempi di ritorno troppo lunghi, ne impediscono la piena realizzazione. Gli sforzi per il raggiungimento degli obiettivi di risparmio energetico sono quindi orientati anche al superamento di tali barriere, razionalizzando e rinforzando strumenti e azioni dedicate a ciascun segmento e settore. Nel dettaglio, si prevede:

- il rafforzamento di standard minimi e normative;
- l'introduzione di misure per migliorare la qualità degli attestati di prestazione energetica (APE) nonché di modalità per favorire l'acquisto di abitazioni in alta classe energetica;
- la promozione dell'adozione di tecnologie di demand-response, sistemi di ICT e domotica che consentano il monitoraggio e il controllo della performance degli edifici;
- il rafforzamento delle verifiche sul rispetto di normative e standard;
- il miglioramento dell'integrazione tra le regole per l'efficienza energetica e le fonti rinnovabili negli edifici;
- di valutare la possibilità di introdurre degli obblighi di efficientamento energetico in occasione delle ristrutturazioni, laddove giustificato in termini di rapporto tra costi e benefici e nonché l'introduzione di nuovi limiti sull'utilizzo degli impianti di raffrescamento.

Particolare attenzione sarà posta nell'aggiornamento e integrazione degli strumenti di promozione, per i quali come già descritto nel paragrafo 3.2.1, si prevede di mettere in campo azioni per incrementare l'efficacia in termini di costi per i beneficiari e per il sistema Paese e per stimolare le ristrutturazioni profonde. Saranno, inoltre, rafforzati i meccanismi di promozione degli interventi negli edifici della Pubblica Amministrazione, che dovranno svolgere un ruolo di esempio e guida per l'intero comparto economico.

Fattori fondamentali per il successo delle misure menzionate sono, inoltre, la semplificazione delle procedure amministrative, l'azione di controllo e di enforcement delle misure implementate, il rafforzamento e la qualificazione del modello ESCo, le azioni di comunicazione e sensibilizzazione, il miglioramento del sistema di monitoraggio e contabilizzazione dei risultati e il supporto alla ricerca e all'innovazione.

Inoltre, si introdurranno misure per migliorare la qualità degli attestati di prestazione energetica (APE) e si studieranno modalità per favorire l'acquisto di abitazioni in alta classe energetica, anche per promuovere il mercato degli edifici con elevati standard di efficienza energetica.

Un importante contributo all'efficienza energetica, aggiuntivo rispetto a quanto sopra descritto deriverà infine dal rafforzamento degli standard minimi di efficienza per l'edilizia, e dal miglioramento delle disposizioni obbligatorie in materia di integrazione di impianti a fonti rinnovabili negli edifici.



*iii. Descrizione di politiche e misure volte a promuovere i servizi energetici nel settore pubblico e delle misure per eliminare gli ostacoli regolamentari, e non regolamentari, che impediscono l'introduzione di contratti di rendimento energetico e altri modelli di servizi di efficienza energetica<sup>13</sup>*

L'articolo 14, comma 4 del D.Lgs. 102/2014 di recepimento della EED, ha previsto il miglioramento del modello contrattuale EPC - già previsto dal D.Lgs. 192/2005 di recepimento della EPBD - tramite gli elementi minimi che devono figurare nei contratti di rendimento energetico sottoscritti con il settore pubblico, elencati all'allegato 8 dello stesso Decreto. L'ENEA ha quindi predisposto un documento recante "Linee guida ai contratti di prestazione energetica EPC" che è attualmente in fase di diffusione sul territorio nazionale.

Il modello proposto è indirizzato alle Pubbliche Amministrazioni per agevolare nella stipula di contratti per promuovere l'efficienza energetica negli edifici da esse occupati; esso è finalizzato a favorire il coinvolgimento degli operatori privati (ESCo, Istituti di credito, ecc.), al fine di generare economie di scala, rendere trasparenti e certi i risultati da conseguire, nel rispetto sia delle procedure per l'assegnazione degli appalti, in conformità alle disposizioni legislative in materia, sia in riferimento alle nuove disposizioni in materia di efficienza energetica degli edifici.

Tuttavia, sono state identificate alcune criticità e ostacoli alla diffusione dei contratti EPC che si intende superare nel breve termine. Infatti il modello contrattuale EPC a oggi, nel quadro giuridico nazionale, rientra tra i contratti atipici.

Tale atipicità abbinata alla sua caratteristica di essere un contratto a prestazioni multiple (lavori, servizi, e forniture) crea un'incertezza normativa circa la sua classificazione giuridica che, in mancanza di una tipizzazione legislativa, si presta a molteplici interpretazioni che di fatto non favoriscono la formazione di un'unica categoria di contratto.

Attualmente l'EPC per edifici può essere assegnato sia attraverso le procedure previste per gli appalti sia attraverso l'iter previsto per la concessione (PPP) e sia nell'una che nell'altra forma, l'incertezza normativa è tale da limitare la sua diffusione.

Per favorire pertanto la diffusione degli EPC, eliminando le barriere attuali, si prevede di introdurre nel codice dei contratti pubblici (D.Lgs. 50/2016 e s.m.i.) la definizione di EPC per edifici come appalto speciale, nonché di un nuovo tipo di contratto PPP per EPC per edifici che ne disciplini le specificità.

In aggiunta a quanto sopra detto, in considerazione del potenziale di riduzione dei consumi nella PA e del ruolo esemplare che dovrebbe avere il sistema pubblico, sarà definito l'inserimento di clausole di risparmio obbligatorio nei contratti di servizi energetici sottoscritti dalla PA.

Inoltre, con riferimento agli obblighi di legge in materia di efficienza energetica, saranno previsti meccanismi di penalità e premialità ai dirigenti/funzionari preposti alla gestione dell'edificio.

Infine, si ritiene opportuno rafforzare alcuni fattori abilitanti, fondamentali per attivare gli investimenti privati ai fini del raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica:

- strutturare e monitorare il processo di qualificazione degli operatori di settore, con particolare riferimento alle ESCo;
- semplificare il processo autorizzativo per l'accesso ai meccanismi di incentivazione;
- rafforzare le attività di controllo del rispetto di standard e normative.

<sup>13</sup> Conformemente all'articolo 18 della Direttiva 2012/27/UE.

*iv. Altre politiche, misure e programmi previsti volti a conseguire i contributi nazionali indicativi di efficienza energetica al 2030, nonché altri obiettivi di cui al punto 2.2 (ad esempio misure per promuovere il ruolo esemplare degli edifici pubblici e degli appalti pubblici soggetti a criteri di efficienza energetica, misure per promuovere audit energetici e sistemi di gestione dell'energia<sup>14</sup>, misure di informazione e formazione rivolte ai consumatori<sup>15</sup>, altre misure per promuovere l'efficienza energetica<sup>16</sup>)*

• **Programma di riqualificazione energetica della Pubblica Amministrazione centrale (PREPAC)**

L'Italia, nell'ambito della collaborazione tra Ministero dello Sviluppo Economico e Agenzia del Demanio, a partire dai primi mesi del 2013, ha avviato la redazione di un inventario degli immobili di proprietà e a uso delle Pubbliche Amministrazioni centrali dello Stato rispondenti ai seguenti criteri:

- abbiano superficie coperta utile (sottoposta a climatizzazione estiva o invernale) superiore a 250 m<sup>2</sup>;
- non siano edifici ufficialmente protetti da vincoli storici o architettonici;
- non siano edifici di proprietà delle forze armate o delle Amministrazioni centrali dello Stato destinate a scopi di difesa nazionale, fatti salvi gli alloggi individuali e le occupazioni adibite a uffici per le forze armate e altro personale dipendente dalle autorità preposte alla difesa nazionale;
- non siano edifici adibiti a luoghi di culto e allo svolgimento di attività religiose.

L'inventario contiene informazioni riguardanti la superficie coperta utile climatizzata in metri quadrati e i dati di consumo energetico (compreso l'attestato di certificazione energetica, se presente)<sup>17</sup>.

L'inventario conta al momento 4.102 occupazioni a uso governativo con superficie lorda superiore ai 250 m<sup>2</sup>, per un totale di 15.190.344 m<sup>2</sup> e per le quali sono disponibili, seppure con qualche dato mancante, informazioni relative a superficie lorda, consumi annuali di combustibili ed energia elettrica e relativi costi.

Il Decreto Interministeriale del 16 settembre 2016 ha definito le modalità di attuazione del Programma di riqualificazione energetica della Pubblica Amministrazione centrale (PREPAC), in particolare in relazione all'individuazione e la selezione degli interventi ammessi al finanziamento e le attività di informazione e assistenza tecnica necessarie. Per accedere ai finanziamenti, le Pubbliche Amministrazioni devono elaborare, anche in forma congiunta, proposte di intervento per la riqualificazione energetica degli immobili da loro occupati.

Con il Decreto Interministeriale del 5 dicembre 2016 sono stati approvati i progetti già presentati nel biennio 2014-2015: 69 progetti, per un ammontare complessivo di circa 73 mln€ di finanziamenti approvati. Con Decreto Interministeriale MiSE – MATTM del 21 settembre 2017 sono stati approvati i programmi di interventi per l'annualità 2016, per il miglioramento della prestazione energetica degli immobili della Pubblica Amministrazione centrale, definendo le modalità di finanziamento, esecuzione e controllo degli stessi. Il MiSE ha disposto il finanziamento di 26 interventi fino all'importo massimo di circa 43,7 mln€, mentre il MATTM provvede a ulteriori 5

<sup>14</sup> Conformemente all'articolo 8 della Direttiva 2012/27/UE

<sup>15</sup> Conformemente agli articoli 12 e 17 della Direttiva 2012/27/UE

<sup>16</sup> Conformemente all'articolo 19 della Direttiva 2012/27/UE

<sup>17</sup> I dati suddetti, sono comunicati direttamente dalle Amministrazioni interessate per mezzo di un portale informatico gestito dall'Agenzia del Demanio. Questa infatti, con l'entrata in vigore dell'art. 12 del D.L. 98/2011, convertito con modificazioni dalla Legge 111/2011, ha visto attribuirsi il processo decisionale di spesa degli interventi manutentivi sugli immobili di proprietà e in uso alle Amministrazioni dello Stato, nonché il ruolo di centrale di committenza per l'individuazione degli operatori a cui affidare l'esecuzione degli interventi.

interventi, fino a un importo massimo di circa 16,5 mln€. Il totale degli importi ammessi è pari a 60,2 mln€.

Per l'anno 2017 le proposte presentate sono state 83, con una percentuale di ammissibilità pari a circa il 47%. Nella tabella che segue si riporta una sintesi relativa ai programmi PREPAC per il quadriennio 2014-2018.

Tabella 20– Sintesi PREPAC 2014-2018

ANNO	Progetti presentati	Progetti ammessi	Risorse per il finanziamento dei progetti ammessi €
2014	30	22	10.769.620
2015	122	47	62.228.613
2016	89	32	60.207.917
2017	83	39	38.952.030
2018	100	In definizione	In definizione

Per il periodo 2021-2030 è prevista la prosecuzione del Programma per la Riqualficazione Energetica degli Edifici della Pubblica Amministrazione Centrale (PREPAC), tenendo conto dell'esperienze maturate nella fase di avvio del meccanismo.

- **Piano Impresa 4.0**

Introdotta nel settembre 2016 dal Ministero dello Sviluppo Economico, il Piano Nazionale Impresa 4.0 è formato da una serie di provvedimenti tesi a incentivare lo sviluppo dell'Impresa 4.0 tramite investimenti privati. Grazie ad agevolazioni e sgravi fiscali di varia natura, il piano si propone di stimolare le aziende – in particolare le micro, piccole e medie imprese e le startup innovative – a investire in innovazione.

L'ammodernamento del "parco beni strumentali" e la trasformazione tecnologica e digitale delle aziende manifatturiere italiane sono due obiettivi prioritari individuati dal Piano Impresa 4.0.

Vi sono molti provvedimenti presenti all'interno del Piano Impresa 4.0; ai fini però del presente documento si prendono in considerazione i più significativi originariamente previsti:

- il superammortamento e l'iperammortamento;
- la cosiddetta Nuova Sabatini.

Il superammortamento e l'iperammortamento erano intesi a favorire l'acquisto di nuovi beni strumentali o macchinari ad alto contenuto tecnologico grazie ad agevolazioni fiscali consistenti nella possibilità di aumentare il costo di acquisizione di beni strumentali nuovi, dispositivi e tecnologie abilitanti la trasformazione in chiave 4.0 acquistati o in leasing, ai soli fini delle imposte sui redditi e con esclusivo riferimento alla determinazione delle quote di ammortamento e dei canoni di leasing; la misura, dunque, contribuisce all'incremento dell'efficienza energetica, analogamente alla Nuova Sabatini, che garantisce finanziamenti a tassi agevolati a quelle PMI che richiedono finanziamenti bancari per investimenti in nuovi beni strumentali, macchinari, impianti, attrezzature di fabbrica a uso produttivo e tecnologie digitali (hardware e software).

La legge di bilancio 2019 ha disposto la sostituzione del superammortamento con una aliquota Ires ridotta sugli utili accantonati a riserve destinati alla realizzazione di nuovi impianti al completamento di opere sospese, all'ampliamento, alla riattivazione, all'ammodernamento di impianti esistenti e all'acquisto di beni strumentali materiali nuovi, anche mediante contratti di locazione finanziaria, con esclusione degli investimenti in immobili e in veicoli.

La stessa legge ha disposto la rimodulazione dell'iperammortamento, con percentuali decrescenti al crescere degli investimenti (da 170% per investimenti fino a 2,5 ML€ al 50% per investimenti da 10 a 20 ML€). Al momento, la misura sostiene gli investimenti sostenuti al più entro il 2020.

E' stata inoltre potenziata la Nuova Sabatini, con un rifinanziamento di 480 milioni di euro: 48 milioni per il 2019, 96 milioni per ciascun anno dal 2020 al 2023 e altri 48 milioni di euro per il 2024.

Infine, è stato istituito un fondo per interventi volti a favorire lo sviluppo delle tecnologie e delle applicazioni di intelligenza artificiale, blockchain e Internet of Things, con una dotazione di 15 milioni di euro per ciascuno degli anni dal 2019 al 2021.

Tra i beni agevolabili dalle misure in questione sono comprese anche soluzioni strettamente connesse all'efficientamento energetico, quali:

- componenti, sistemi e soluzioni intelligenti per la gestione, l'utilizzo efficiente e il monitoraggio dei consumi energetici e idrici e per la riduzione delle emissioni;
- software, sistemi, piattaforme e applicazioni per l'intelligenza degli impianti che garantiscano meccanismi di efficienza energetica e di decentralizzazione in cui la produzione e/o lo stoccaggio di energia possono essere anche demandate (almeno parzialmente) alla fabbrica.

Inoltre, molti degli interventi che prevedono investimenti per la sostituzione dei beni strumentali comportano un miglioramento dell'efficienza energetica del processo produttivo e pertanto sono rilevanti ai fini del raggiungimento dell'obiettivo di risparmio energetico nazionale.

Talune delle misure in questione forniranno contributi per gli obiettivi 2030 in quanto operative anche successivamente al 2020. Per le altre si valuterà la possibilità di prolungarne la validità.

- **Audit energetici e sistemi di gestione dell'energia**

L'articolo 8 del D.Lgs. 102/2014, ai commi 1 e 3, individua quali soggetti obbligati a eseguire una diagnosi energetica periodica, a partire dal 2015, le grandi imprese (comma 1) e le imprese a forte consumo di energia, cosiddette "energivore" (comma 3).

A oggi risultano pervenute a ENEA 15.460 diagnosi relative a 8.686 imprese. Tale numero è destinato a crescere a seguito delle azioni del MiSE in termini di verifica e controllo e all'inoltro nella stessa banca dati delle diagnosi delle PMI che aderiscono ai bandi regionali. La tabella che segue riporta la scomposizione per settore: circa il 45% delle diagnosi è stata effettuata nel comparto manifatturiero e oltre il 10% nel commercio, dove pesano i consumi della Grande Distribuzione Organizzata.

Tabella 21 - Diagnosi energetiche eseguite ai sensi dell'articolo 8 del D.Lgs. 102/2014 [Fonte: ENEA]

Settore ATECO	Numero di imprese	Siti sottoposti a diagnosi	Progetti con payback time inferiori a 3 anni	Risparmi potenziali (ktep)	Investimenti necessari (mln€)
A - Agricoltura, silvicoltura e pesca	61	108	59	2,5	2,2
B - Minerario e estrattivo	40	75	31	5,7	3,5
C - Manifatturiero	5.131	7.032	5.271	595,3	491,4
D - Fornitura di elettricità, gas, vapore e aria condizionata	232	492	194	38,1	32,2
E - Fornitura di acqua, fognature, gestione dei rifiuti e attività di bonifica	324	921	276	24,3	18,7
F - Edilizia	175	323	97	10,1	6,9
G - Commercio all'ingrosso e al dettaglio; riparazione di autoveicoli e motocicli	892	2.433	896	24,2	21,2
H - Trasporti e accumuli	416	934	272	27,7	18,1
I - Alloggio e attività di ristorazione	110	309	112	2,6	3,1
J - Informazione e comunicazione	160	664	255	19,6	20,6
K - Attività finanziarie e assicurative	244	597	151	2,4	2,3
L - Attività immobiliari	59	114	52	2,2	2,2
M - Attività professionali, scientifiche e tecniche	255	316	66	1,4	1,0
N - Attività amministrative e di supporto	250	449	62	1,0	0,8
Altro	337	693	570	22,5	22
<b>Totale</b>	<b>8.686</b>	<b>15.460</b>	<b>8.364</b>	<b>779,6</b>	<b>646</b>

Dall'analisi delle diagnosi ricevute, il potenziale di risparmio energetico derivante da progetti con un tempo di ritorno dell'investimento di 3 anni è considerevole: con circa 8.400 progetti, è possibile un risparmio energetico di circa 0,78 Mtep/anno a fronte di circa 650 mln€ di investimento.

La Tabella seguente mostra poi il potenziale degli investimenti e dei risparmi, secondo i differenti tempi di ritorno economico.

Tabella 22 - Interventi, investimenti (€) e risparmi (tep) degli interventi di efficienza energetica identificati negli audit energetici effettuati ai sensi dell'articolo 8 del D.Lgs. 102/2014 per tempo di ritorno dell'investimento, valori cumulati [Fonte: ENEA]

Payback time (anni)	Interventi	Investimenti (€)	Risparmi (tep)	Risparmi potenziali (Mtep)
≤ 3	8.364	646.335.323	779.560	0,78
≤ 5	14.193	1.631.881.852	1.168.814	1,17
≤ 10	21.923	2.657.662.287	1.414.719	1,41
≤ 20	25.698	3.341.674.298	1.501.881	1,50
≤ 30	26.284	3.449.551.432	1.509.606	1,51

L'elevato numero di audit eseguiti continuerà a crescere grazie all'iniziativa del Ministero dello Sviluppo Economico per il cofinanziamento a livello regionale di audit energetici nelle PMI o

l'adozione di sistemi di gestione dell'energia conformi alle norme ISO 50001. Le Regioni a loro volta hanno reso disponibili fino a ulteriori 15 mln€ annui per il cofinanziamento pubblico che in totale copre il 50% dei costi di realizzazione dell'audit energetico.

Nel periodo 2021-2030 si intende proseguire il programma per la predisposizione delle diagnosi energetiche nelle grandi imprese e nelle imprese energivore, estendendolo anche alle imprese energivore del settore gas e correlando il beneficio percepito dagli energivori all'esecuzione di interventi di efficienza energetica nell'ambito del proprio processo produttivo. Si ritiene tuttavia importante aggiornare le disposizioni al fine di aumentare l'efficacia dello strumento, indirizzando gli audit sulle imprese e sui siti a maggior potenziale di risparmio energetico.

Sarà inoltre opportuno affiancare a tale strumento, un meccanismo adeguato di promozione dei sistemi di gestione dell'energia conformi alle norme ISO 50001, al fine di concretizzare i risparmi individuati dalle diagnosi stesse.

Si proseguirà inoltre l'azione di promozione dell'efficienza energetica nella PMI, rinnovando le iniziative di cofinanziamento degli audit energetici e dei sistemi di gestione dell'energia, ad esempio creando sinergie con gli strumenti di sostegno presenti a livello nazionale e locale, sostenendo i programmi di formazione all'efficienza energetica in collaborazione con le associazioni di categoria e ponendo le basi per la promozione di accordi volontari tra le imprese che si pongano come obiettivo la promozione dell'efficienza energetica.

Infine, per incrementare la consapevolezza delle imprese nei confronti del proprio consumo energetico e migliorare la sensibilità verso la realizzazione di interventi per la riduzione del fabbisogno, saranno aggiornate le disposizioni in merito all'uso razionale e la conservazione dell'energia, valorizzando in particolare lo strumento del bilancio energetico d'impresa. Tale strumento renderà possibile l'incremento della conoscenza energetica del tessuto imprenditoriale da parte dell'amministrazione, rendendo più efficace l'attività di policy making.

- **Programmi d'informazione e formazione dei consumatori**

Il Ministero dello Sviluppo Economico ha assegnato un ruolo specifico alla comunicazione e alla formazione come fattori chiave per generare e rafforzare l'attenzione al risparmio e all'efficienza energetica, attraverso un pieno coinvolgimento dei consumatori per renderli consapevoli dell'importanza di orientare le proprie scelte verso un uso più efficiente delle risorse, anche cambiando il loro comportamento.

L'articolo 13 del D.Lgs. 102/2014 prevede infatti un programma triennale di formazione e informazione (PIF), la cui elaborazione è stata realizzata dall'ENEA coinvolgendo diversi attori come Regioni, associazioni dei consumatori e associazioni di ESCo e società di servizi energetici.

Il PIF e le strategie individuate sono state strutturate sulla base di un'approfondita analisi del contesto economico, sociale e normativo.

Il Programma è suddiviso in tre distinte fasi, della durata di un anno ciascuna:

- Fase 1. Start up (primo anno): prevede un'attività "massiva" di informazione/comunicazione sui temi dell'efficienza e del risparmio, per una prima formazione di base su questi temi. Sono previste azioni mirate verso i destinatari individuati.
- Fase 2. Target mirati (secondo anno): fase centrale del Programma, che prevede la massimizzazione della copertura informativa e l'avvio delle azioni mirate verso i destinatari individuati all'art. 13 del D.Lgs. 102/14.
- Fase 3. Consolidamento e verifiche (terzo anno): consolidamento delle iniziative attivate, comunicazione dei risultati e analisi dell'impatto comunicativo.

Figura 37 - Logo della campagna informativa "Italia in classe A"



Il primo anno di attività è stato caratterizzato da attività di informazione e formazione incentrate sul pubblico in generale, attraverso la campagna nazionale "Italia in classe A", che ha permesso di raggiungere risultati molto importanti, premiando la scelta strategica di un'azione di informazione di massa:

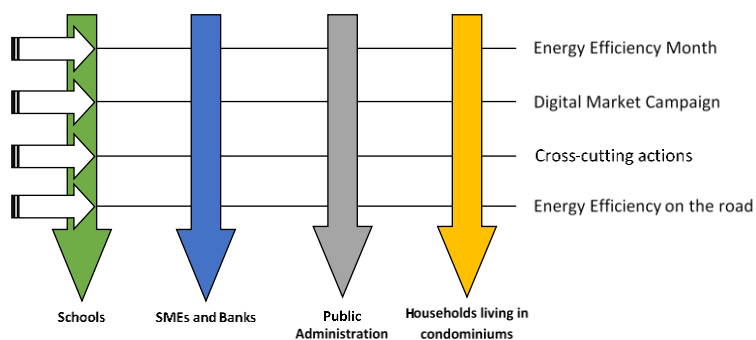
- 55 milioni di contatti lordi: nel caso di campagne pubblicitarie ciò significherebbe aver raggiunto quasi 1 GRP (Gross Rating Point, equivalente alla popolazione italiana).
- Cambiamenti pubblici significativi nelle trasmissioni in cui sono stati inclusi i contenuti relativi all'efficienza energetica, sia relativi a specifici segmenti di età sia a classi socio-economiche.

L'iniziativa del mese sull'efficienza energetica, dedicata al grande pubblico, è iniziata nel 2016 e diventerà annuale. Novembre è stato scelto come mese dell'efficienza energetica e le aziende, le associazioni di categoria, la Pubblica Amministrazione e le scuole sono state invitate a partecipare all'iniziativa organizzando, nel corso del mese, numerosi eventi, attività promozionali e seminari informativi, per promuovere un uso più consapevole dell'energia.

Il risultato complessivo dell'iniziativa è stato stimato in circa 12 milioni di consumatori finali raggiunti, una cifra particolarmente interessante, data l'ampia gamma di obiettivi associati alle diverse parti interessate coinvolte.

Per il secondo anno del Programma sono stati individuati i mezzi più adatti per una corretta strategia di comunicazione per l'efficienza energetica, tenendo conto anche dell'abbondanza di stimoli comunicativi e della relativa difficoltà di orientamento tra le fonti per i cittadini. Per questo motivo, il piano operativo è stato strutturato in termini di gradualità, flessibilità, monitoraggio e verifica costante dei risultati raggiunti, anche attraverso i social network. In particolare, il programma operativo del secondo anno è stato suddiviso in quattro macro-progetti per target individuali (scuole, PMI e banche, Pubblica Amministrazione e famiglie che vivono in condomini) e quattro azioni multi-target orizzontali.

Figura 38 - Programma triennale di informazione e formazione: macro-progetti [Fonte: ENEA]





Per il periodo 2021-2030, con la finalità di promuovere la consapevolezza dei consumatori nei confronti del risparmio energetico e al contempo minimizzare "l'effetto rimbalzo" di incremento dei consumi, generalmente conseguente agli interventi di efficienza energetica, si rafforzeranno le misure volte al cambiamento comportamentale e, nello specifico, i programmi di formazione e educazione all'efficienza energetica. Inoltre, si valuterà la promozione di sistemi integrati di energy customer feedback che sollecitino comportamenti virtuosi del consumatore tramite la comunicazione di feedback in tempo reale sul consumo e la costituzione di community con obiettivi condivisi di risparmio.

Inoltre, si proseguirà il lavoro di approfondimento e quantificazione dei risparmi energetici indotti dalle campagne di informazione e formazione.

- **Obbligo integrazione rinnovabili negli edifici nuovi o ristrutturati**

L'argomento, che risulta trasversale alle tematiche dell'efficienza e delle fonti rinnovabili, è trattato nelle sezioni di questo capitolo dedicate alle rinnovabili elettriche e termiche.

- **Riscaldamento e raffreddamento**

Nel settore del riscaldamento e del raffrescamento, saranno aggiornate le disposizioni relative agli impianti di condizionamento con lo specifico intento di sostituire progressivamente gli impianti altamente emissivi (quali caldaie a gasolio e impianti a biomasse non efficienti) con tecnologie a bassa emissione e alta efficienza.

Saranno quindi potenziate le misure per assicurare il rispetto di normative e standard, incrementando l'attività di monitoraggio delle ore di funzionamento degli impianti di riscaldamento al fine di verificare che non ci siano anomalie rispetto ai limiti di utilizzo.

Sarà poi valutata l'introduzione di nuovi limiti sull'utilizzo degli impianti di raffrescamento, attraverso la definizione di vincoli (e.g. giorni di utilizzo, orari, temperature minime) da disporre in relazione alla zona climatica di riferimento.

In questo ambito sarà inoltre promosso lo sviluppo del teleriscaldamento e teleraffrescamento efficiente al fine di sfruttare il potenziale economico residuo evidenziato al capitolo 2. A tal fine saranno messi in campo strumenti per aggiornare il quadro di agevolazione nel settore. E' ad esempio già previsto un provvedimento attuativo della legge 172/2017, che prevede agevolazioni per gli interventi sugli impianti di cogenerazione che comportino un incremento della producibilità termica finalizzato al mantenimento o raggiungimento di un assetto di sistema di teleriscaldamento efficiente ai sensi D.Lgs. 4 luglio 2014, n. 102, e che si abbinino a un'estensione della rete in termini di aumento della capacità di trasporto.

Sarà infine fondamentale accrescere la consapevolezza e il ruolo attivo dei consumatori, sfruttando, ad esempio, le tecnologie della domotica, della digitalizzazione delle reti e dello smart metering, di cui si valuterà la promozione con opportuni strumenti. Sarà completata e se del caso potenziata l'attuazione delle disposizioni già previste dal D.Lgs. 102/2014 in materia di sistemi di misurazione e fatturazione dei consumi energetici nel settore residenziale al fine di fornire una corretta e tempestiva informazione del consumatore sul proprio consumo di energia, condizione necessaria per promuovere comportamenti correttivi o comunque più efficienti. A tale scopo si sfrutterà al meglio la crescente connettività digitale (banda ultralarga), e lo sviluppo di applicazioni per il controllo remoto delle abitazioni, favorendo anche un diverso ruolo dei venditori di energia elettrica e gas, i quali potranno sviluppare proposizioni commerciali finalizzate non solo alla vendita della commodity, ma all'offerta di servizi di gestione dei consumi.



- **Illuminazione pubblica**

Nel contesto della PA si intende strutturare un programma di efficienza energetica indirizzato a partire in primo luogo dall'illuminazione pubblica. In tale settore, il programma prevedrà un set di misure, indirizzate alle amministrazioni locali, finalizzate all'accelerazione di un processo già in corso di sostituzione delle sorgenti luminose e all'installazione di sistemi di monitoraggio dei consumi, contestualmente a una riprogrammazione più efficiente delle ore di utilizzo.

In proposito, la legge di bilancio 2018 ha stabilito che le Pubbliche Amministrazioni sono obbligate a riqualificare le reti di illuminazione pubblica entro 31 dicembre 2023, garantendo una riduzione dei consumi elettrici pari almeno al 50% rispetto al consumo medio 2015-2016. Le imprese, coinvolte nella realizzazione degli interventi, possono fruire delle agevolazioni erogate a valere sul Fondo rotativo per il sostegno alle imprese e gli investimenti in ricerca, ove sono stati stanziati 300 mln€ per la concessione di finanziamenti a tasso agevolato.

- **Collaborazione tra amministrazione centrale ed Enti locali in tema di efficienza energetica**

Si attiverà un modello di governance specifico che favorisca il contributo attivo da parte di tutte le Amministrazioni pubbliche centrali, delle Regioni e delle Municipalità al raggiungimento dei target di efficienza energetica nazionali, attraverso:

- il miglioramento continuo degli strumenti di efficienza energetica attivati in ambito nazionale e locale (e.g. il contenimento delle sovrapposizioni tra i diversi strumenti di efficienza energetica);
- il monitoraggio, la valorizzazione e il sostegno alle iniziative disposte a livello centrale e locale e dei risultati ottenuti.

Uno strumento particolarmente utile in tal senso è il già citato burden sharing dell'obiettivo sulle fonti rinnovabili, espresso in quota dei consumi, in modo da stimolare anche gli interventi regionali e locali sull'efficienza energetica. Il già operativo Osservatorio sul burden sharing relativo alle fonti rinnovabili si occuperà più esplicitamente di efficienza energetica.

*v. Ove applicabile, descrizione delle politiche e delle misure volte a promuovere il ruolo delle comunità locali produttrici/consumatrici di energia nel contribuire all'attuazione delle politiche e delle misure di cui ai punti i, ii, iii e iv*

Vedi domanda 3.2.1.v

*vi. Descrizione delle misure per sviluppare il potenziale di efficienza energetica dell'infrastruttura per il gas e l'elettricità<sup>18</sup>*

La regolazione tariffaria delle infrastrutture includerà il parametro efficienza energetica ai fini della remunerazione dei gestori.

*vii. Cooperazione regionale in questo settore, se del caso*

*viii. Misure di finanziamento, compresi il sostegno dell'Unione e l'uso dei fondi dell'Unione, in questo settore a livello nazionale*

Nella programmazione dei Fondi strutturali destinati all'Italia per il periodo 2021-2027, con particolare riferimento al Fondo Europeo per lo Sviluppo Regionale (FESR) e al Fondo di coesione attualmente in discussione, e per il successivo periodo 2028-2034, particolare attenzione sarà

<sup>18</sup> Conformemente all'articolo 15, paragrafo 2, della Direttiva 2012/27/UE

dedicata alla allocazione di risorse significative a livello locale e nazionale per iniziative rivolte alla decarbonizzazione del parco immobiliare pubblico e privato e alle misure per il contenimento del fabbisogno di mobilità e all'incremento della mobilità collettiva, in particolare su rotaia, compreso lo spostamento del trasporto merci da gomma a ferro. Si ricorda, infatti, che tra le cinque priorità di investimento dell'UE si annoverano quelle mirate alla realizzazione di un'Europa più verde e priva di emissioni di carbonio.

Quanto alle misure di finanziamento nazionali, si rinvia alla descrizione delle singole misure.

### 3.3 Dimensione della sicurezza energetica<sup>19</sup>

#### *i. Politiche e misure relative agli elementi di cui al punto 2.3<sup>20</sup>*

I principali interventi previsti per garantire l'adeguatezza e il mantenimento degli standard di sicurezza del sistema elettrico, gas e prodotti petroliferi, sono riconducibili alle misure di seguito descritte.

#### **Settore Gas**

- **Revisione del Piano di Azione Preventiva del sistema italiano del gas naturale in funzione del nuovo Regolamento di sicurezza n.1938/2017**

Aggiornamento dell'Allegato I al D.M. 18/10/2017. Il Piano di Azione Preventiva contiene i risultati della valutazione dei rischi che incidono sulla sicurezza del sistema nazionale del gas naturale, descrivendone gli scenari di crisi e gli impatti, nonché le misure attivabili di massimizzazione dell'offerta e di contenimento della domanda, per compensare adeguatamente e tempestivamente un'interruzione dell'approvvigionamento garantendo comunque la fornitura ai clienti protetti (clienti domestici e attività di servizio pubblico), e le misure preventive per la gestione e il contenimento del rischio. Nel Piano 2017 è stata verificata, applicando la formula "N-1" definita nel Regolamento europeo, la capacità del sistema di soddisfare la domanda totale di gas anche nel caso di un guasto della principale infrastruttura di approvvigionamento del gas. Relativamente alla situazione del 2017 la verifica ha avuto esito positivo ma la situazione è ora mutata a causa della indisponibilità di uno dei due gasdotti che costituiscono il sistema di trasporto TENP in Germania, che collega il gasdotto svizzero Transitgas al nord Europa. E' quindi urgente provvedere all'aggiornamento del Piano sia in funzione del nuovo Regolamento europeo che prevede, tra l'altro, una maggiore cooperazione tra gli Stati membri, sia per tenere conto delle mutate condizioni delle infrastrutture di approvvigionamento nazionali.

- **Aggiornamento del Piano di Emergenza del sistema italiano del gas naturale in modo coordinato con i Piani di Emergenza degli altri Paesi connessi negli stessi corridoi di approvvigionamento del reg. 1938/2017**

Aggiornamento all'Allegato II al D.M. 18/10/2017. Il Piano di emergenza stabilisce le condizioni di attivazione dei tre diversi livelli di crisi che possono verificarsi a causa di condizioni sfavorevoli, definisce la tipologia e le modalità di attuazione degli interventi per far fronte alle situazioni di crisi, e individua le imprese e gli operatori del settore gas ed energia elettrica responsabili della attuazione di tali interventi.

- **Adeguamento delle funzioni della rete di trasporto e stoccaggio gas**

Visti gli scenari predisposti per questo piano e gli obiettivi da raggiungere precedentemente citati, il futuro riserva al sistema nazionale del gas naturale un ruolo minore in termini di utilizzo complessivo, ma richiederà una maggiore affidabilità e flessibilità per quanto riguarda le prestazioni assolute al fine di riuscire a fronteggiare, oltre che eventi sfavorevoli che possono provocare problemi al sistema italiano del gas, anche rapide variazioni meteorologiche in grado di influenzare la produzione di energia da FER. Da sempre il sistema nazionale del gas naturale fornisce un servizio

<sup>19</sup> *Le politiche e le misure rispecchiano il primo principio dell'efficienza energetica*

<sup>20</sup> *Occorre assicurare la coerenza con i piani d'azione preventiva e i piani di emergenza ai sensi del Regolamento (UE) 2017/1938 del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2017 concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas e che abroga il regolamento (UE) n. 994/2010 (GU L 280 del 28.10.2017, pag. 1), nonché con i piani di preparazione ai rischi ai sensi del regolamento (UE) 2018/2001 [proposto da COM(2016) 862 relativo alla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la Direttiva 2005/89/CE]*

di flessibilità a copertura dei picchi di domanda di riscaldamento invernale e delle oscillazioni estive di domanda termoelettrica. Secondo l'analisi dei dati di consumo gas associato allo scenario elaborato per questo piano, considerando di mantenere le infrastrutture di trasporto, GNL e stoccaggio gas all'attuale livello di disponibilità ed efficienza, al sistema gas è richiesto di continuare a fornire flessibilità, punta giornaliera e copertura stagionale.

Tuttavia, l'analisi non può prescindere da valutazioni più approfondite di adeguatezza oraria e locale con una analisi dinamica dei relativi flussi gas: infatti il consumo reale del gas per il settore termoelettrico locale dipenderà dalla volatilità della domanda residua termica determinata dalla:

- effettiva produzione degli impianti ed eventuali intermittenze non modellizzate (situazioni di assenza/ eccesso di vento, nuvolosità momentanea, periodi di particolare siccità);
- ubicazione degli impianti di generazione rinnovabile;
- diffusione e localizzazione dei sistemi di accumulo.

Considerazioni che devono essere fatte anche nell'eventuale decisione di localizzazione di nuovi impianti termoelettrici a gas a ciclo aperto ad alta efficienza per il bilanciamento della rete (*peaker*) laddove la chiusura delle centrali a carbone ne renderà necessaria la costruzione.

- **Diversificazione delle fonti di approvvigionamento anche tramite GNL**

Dato l'aumento delle condizioni di incertezza e le possibili criticità, tutte verificatesi in passato ma mai tutte contemporaneamente, di interruzione delle forniture via gasdotto, l'Italia sta attivamente perseguendo una strategia di diversificazione e di aumento delle forniture di GNL (che coprono il 9% circa del fabbisogno interno di gas) anche al fine di supportare la misura di introduzione graduale del limite di 0,1% di zolfo nei carburanti marini per i mezzi portuali e i traghetti (aree SECA) e garantire la presenza di più fonti di approvvigionamento spot che possano competere per la posizione di fonte marginale, mantenendo l'allineamento con i prezzi europei.

- **Sviluppo GNL nei trasporti marittimi e servizi portuali**

Misure volte allo sviluppo dell'utilizzo del GNL per i trasporti marittimi e i servizi portuali:

- emanazione norme di defiscalizzazione per costruzione di depositi e/o distributori di GNL nei porti;
- riduzione tariffe portuali per mezzi a GNL;
- concordare con UE forme di finanziamento finalizzato alla costruzione di depositi e di mezzi a GNL in coerenza con le politiche UE;
- misure di incentivo per la cantieristica navale a GNL.

### **Prodotti petroliferi**

La transizione verso uno sviluppo sempre meno basato sui combustibili fossili richiederà del tempo e il mantenimento di un'industria petrolifera downstream nazionale ambientalmente e tecnologicamente all'avanguardia, efficiente e competitiva, potrà garantire l'affidabilità, la sostenibilità e la sicurezza degli approvvigionamenti necessari.

Le azioni previste fino al 2030 sono le seguenti:

- favorire, nel corso dei prossimi anni, ulteriori interventi di riconversione a bioraffinerie di raffinerie italiane marginali, in coerenza con l'aumento della domanda interna di biocarburanti avanzati;
- focalizzazione su impianti per la produzione di materie prime per la preparazione dei biocarburanti per le bioraffinerie (le cosiddette "cariche advanced" fatte, ad esempio, con

oli da alghe e oli da rifiuti), in modo da creare una filiera produttiva nazionale di supporto a una transizione verso biocarburanti avanzati;

- sostenere il riutilizzo dei siti industriali mediante conversione a deposito o ad altri investimenti produttivi, anche al fine di salvaguardare i livelli occupazionali;
- stimolare investimenti per aumentare la conversione dei prodotti pesanti della lavorazioni delle raffinerie e ridurre la produzione di olio combustibile, alla luce delle nuove normative IMO;
- salvaguardare l'industria della residua raffinazione italiana, con lo scopo di consentire al mercato di disporre di prodotti ad alta compatibilità ambientale realizzati seguendo i più alti standard ambientali.

### Settore elettrico

- **Aggiornamento del piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico (PESSE)**

Il Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico ha l'obiettivo di attuare la disalimentazione a rotazione dei carichi al fine di fronteggiare situazioni di significativa e prolungata carenza energetica e di evitare interruzioni non controllate del servizio elettrico che causerebbero un maggiore disagio sociale ed economico per la collettività. L'Allegato A.20 del Codice di Rete di Terna fornisce le disposizioni per la predisposizione e l'attuazione dei Piani di distacco a rotazione da parte dei Distributori, in conformità alla delibera del Comitato Interministeriale per la Programmazione Economica (CIPE) del 1979. Entro il 31 maggio di ogni anno i Distributori comunicano a Terna i rispettivi Piani di distacco, in cui sono individuati i Gruppi di distacco, i vari Turni di disalimentazione (ognuno dei quali non superiore a 90 minuti) e le varie combinazioni a seconda del Livello di severità. Il Piano coinvolge tutte le utenze a eccezione di quelle interrompibili (soggette ad altri piani di difesa) e delle utenze privilegiate come definite dalla Delibera CIPE (strutture ospedaliere, ferrovie e aeroporti). Le misure del PESSE saranno parte dei futuri Piani per la preparazione ai rischi che dovranno essere compilati, secondo quanto previsto dalla Direttiva mercato elettrico UE in corso di adozione, nell'ottica di un maggiore coordinamento transfrontaliero delle misure per la sicurezza e la gestione delle emergenze.

- **Resilienza**

Sono sempre più frequenti, anche come conseguenza dei cambiamenti climatici in atto, eventi meteorologici intensi in grado di mettere in grave difficoltà il servizio elettrico e altri servizi essenziali, anche contemporaneamente, in vaste zone di territori appartenenti a più Regioni. Inondazioni hanno recentemente devastato le Regioni del Nord (Veneto, Friuli, Liguria), del Centro (Lazio) e del Sud (Sicilia), che hanno dovuto dichiarare lo stato di calamità. Il ripristino del servizio elettrico richiede l'utilizzo di personale specializzato che deve operare, per l'individuazione e la riparazione dei guasti delle reti, in condizioni meteorologiche avverse e in zone non facilmente accessibili, con rischi per la incolumità dei lavoratori.

Le infrastrutture elettriche sono risultate troppo esposte a tali eventi, motivo per cui sono state definite metodologie per individuare interventi in grado di migliorare la resilienza del sistema elettrico a tali fenomeni, attraverso un tavolo tecnico coordinato dall'Autorità e la Commissione Abruzzo, nominata dal MiSE a seguito dell'ultima grave interruzione del servizio elettrico per neve nel Centro Italia.

In un'ottica di medio-lungo periodo sono da un lato da incrementare gli interventi sugli asset attraverso la magliatura e il potenziamento della rete, prevedendo anche una diversificazione delle tecnologie utilizzate. In tal senso ad esempio l'uso del cavo interrato deve essere attentamente valutato, in quanto più resistente agli eventi meteorologici avversi (v. Pds 2018), pur richiedendo in caso di eventuali guasti maggiori tempi di ripristino. Terna ha recentemente maturato un orientamento di maggior favore verso un incremento dell'utilizzo del cavo interrato

Nell'immediato sono da prevedere gli interventi di mitigazione, quali ad esempio i dispositivi antirotazionali per prevenire l'effetto del manicotto di ghiaccio e il telecontrollo.

Nella definizione di resilienza del sistema rientrano anche tutte quelle attività che i gestori di rete devono mettere in campo per ridurre i tempi di ripresa del servizio, che richiedono azioni di coordinamento con i principali soggetti coinvolti (Enti territoriali, Protezione Civile, enti gestori delle strade, ecc.) e messa in campo delle risorse disponibili.

Sia il gestore della Rete di trasmissione nazionale che i distributori sono tenuti a presentare i piani di resilienza individuando le aree e le linee a rischio e gli interventi prioritari da realizzare per migliorare la resilienza delle infrastrutture di rete.

- **Piani di difesa della rete di trasmissione e adozione di misure di continuo adeguamento tecnologico**

I Piani di difesa dovranno essere adeguati per tener conto del decommissioning del parco termico nazionale a carbone e del progressivo aumento della produzione da fonti rinnovabili. Dovranno essere condotti approfondimenti e studi di rete per valutare le possibili contromisure da adottare sia nei casi di degrado della rete che quelle determinate dalla generazione distribuita (basso carico).

- **Mercato della capacità**

La misura, approvata dalla CE nel 2018, prevede l'introduzione di aste annuali da parte di Terna, aperte a tutte le tecnologie in grado di contribuire all'obiettivo di adeguatezza, per l'approvvigionamento di risorse, anche estere, a copertura del fabbisogno espresso da Terna sulla base di un assessment di lungo periodo aggiornato annualmente. La misura è funzionale a promuovere investimenti nel lungo periodo, efficienti, flessibili e meno inquinanti, nella prospettiva di una decarbonizzazione del settore e dei target ambiziosi di penetrazione delle fonti rinnovabili da qui al 2030.

- **Adeguamento della disciplina riguardante le autorizzazioni degli impianti termoelettrici**

Aggiornamento della disciplina relativa alle autorizzazioni degli impianti termoelettrici, snellendo il procedimento in caso di modifica minore di impianti esistenti per dare maggiore flessibilità al sistema, disciplinando anche eventuali fasi (tempi massimi e modi) di messa in conservazione temporanea, integrando le attuali fasi di messa fuori servizio definitiva e dismissione dell'impianto.

- **Cybersecurity**

Adeguamento delle misure nazionali di cybersecurity (identificazione dei rischi e azioni di contrasto), in relazione all'evoluzione della normativa in materia, sia per l'attuazione della Direttiva NIS, sia per la prevista adozione da parte della Commissione europea di un apposito codice di rete in materia. Tali misure nazionali insieme a quelle coordinate con gli altri Paesi UE, faranno parte del Piano di preparazione ai rischi previsto dalle norme UE in corso di adozione.

## *ii. Cooperazione regionale in questo settore*

- **Coordinamento transfrontaliero**

Definizione, in coordinamento con gli altri Paesi UE, di nuovi modelli di coordinamento transfrontaliero tra TSO delle informazioni e delle azioni in materia di prevenzione dei rischi e di gestione delle possibili criticità ed emergenze del sistema. A tal riguardo, tra le nuove responsabilità dovrà essere definito e periodicamente aggiornato il Piano per la preparazione ai rischi, a partire dalla definizione di scenari di rischio sia nazionali sia regionali, individuati secondo le metodologie

previste dalla normativa UE in corso di adozione, anche con riferimento all'adozione di misure di solidarietà e di assistenza reciproca tra Stati e al coordinamento in materia di cybersecurity

- **Definizione, con altri Stati membri, e organizzazione delle misure di solidarietà**

Coordinamento con TSO e Ministeri e Regulatori degli altri Stati membri interessati dai tre principali corridoi di approvvigionamento gas all'Italia per giungere ad accordi bilaterali che stabiliscano misure di emergenza, le loro quantificazioni e i relativi aspetti economici.

- **Coordinamento dei piani decennali di sviluppo della rete nazionale italiana gasdotti con i piani degli altri TSO europei e studi sul possibile utilizzo dell'infrastruttura gas anche in miscela con idrogeno**

Visto il progressivo invecchiamento delle infrastrutture di trasporto del gas naturale, sia nazionali che europee, di una rete che si è cominciato a sviluppare più di 40 anni fa, nonché le eventuali necessità di riassetto della stessa in virtù dell'attivazione di nuove interconnessioni o di nuove rotte di approvvigionamento già definite, è necessario che i piani di sviluppo della rete stessa siano sempre aggiornati per garantire la continuità del servizio ai clienti finali, tramite il rifacimento dei tratti più vetusti e l'ottimizzazione delle reti di trasporto anche tramite l'immissione di miscele gas naturale-idrogeno e di biometano. Ai fini di favorire lo sviluppo dell'utilizzo del biometano è prevista l'istituzione di uno sportello unico per le autorizzazioni, semplificazione delle procedure per l'allacciamento, misure regolatorie, possibile previsione di una quota percentuale obbligatoria di gas rinnovabile (incluso idrogeno da rinnovabili) da immettere nelle reti in funzione della effettiva disponibilità di biomasse sostenibili, valutabile in alcuni miliardi di m<sup>3</sup>.

- **Cybersecurity transfrontaliera**

Fa parte dell'ambito della collaborazione transfrontaliera il tema della cybersecurity. L'Italia continuerà a promuovere in ambito G7, dando seguito all'incontro tenutosi a Roma nel 2014 proprio sulla sicurezza energetica, la creazione e lo sviluppo di un ambiente favorevole per consentire alle agenzie e agli operatori di sistema competenti di esplorare modalità efficaci per implementare la collaborazione e monitorare i progressi compiuti. La collaborazione, svolta in partenariato con università, istituti di ricerca e il settore privato, consisterà principalmente in un confronto fra le architetture nazionali in essere, esercitazioni congiunte, sistemi di prevenzione e risposta, la ricerca e il controllo delle filiere tecnologiche. Con specifico riferimento al G7, l'Italia ha continuato il lavoro, avviato nel 2014 a Roma nel G7 dedicato alla sicurezza energetica, proseguendo il dibattito sulle minacce e sulle strategie di cybersecurity nel settore elettrico e in altri settori energetici.

L'Italia è impegnata a sviluppare anche altre iniziative di cooperazione Internazionali a livello multilaterale, nell'ambito dell'Agenzia Internazionale per l'Energia tramite l'Implementing Agreement ISGAN, e nella nuova iniziativa Mission Innovation, Challenge #1 Smart Grids.

*iii. Misure di finanziamento, compresi il sostegno dell'Unione e l'uso dei fondi dell'Unione, in questo settore a livello nazionale, se del caso*

### 3.4 Dimensione del mercato interno dell'energia<sup>21</sup>

#### 3.4.1 Infrastrutture per l'energia elettrica

*i. Politiche e misure volte a conseguire il traguardo di interconnettività di cui all'articolo 4, lettera d)*

- **Interconnessioni elettriche con l'estero**

E' stato individuato un primo set di nuove infrastrutture (allegato III della SEN), da realizzare in coerenza con il piano di sviluppo di TERNA, che riguardano anche l'interconnessione con l'estero, in particolare con:

- la frontiera Nord (Francia, Svizzera, Austria e Slovenia);
- la frontiera con il Sud Est Europa (SEE), dove si riscontra una capacità produttiva diversificata e competitiva in aumento nel medio-lungo periodo, in alternativa a gas e petrolio, sulla base delle risorse minerarie e idriche presenti nei Paesi del Sud Est Europa e grazie alle potenziali sinergie con i sistemi elettrici dell'area.

Anche lo sviluppo della capacità di interconnessione con il Nord Africa può fornire uno strumento addizionale per ottimizzare l'uso delle risorse energetiche. Saranno consentiti e promossi anche Interconnector e nuova capacità di trasporto anche finanziata da soggetti privati (tipicamente grandi consumatori di energia).

Resta fermo l'interesse a investigare ulteriori progetti di interconnessione, sempreché fattibili tecnicamente ed economicamente. Infatti, come affermato dall'*Expert Group* e condiviso dalla Commissione, conditio sine qua non per la realizzazione di un nuovo interconnettore è che esso sia sottoposto ad analisi costi-benefici socio-economiche e ambientali in grado di garantire che i benefici superino i costi.

*ii. Cooperazione regionale in questo settore<sup>22</sup>*

*iii. Misure di finanziamento, compresi il sostegno dell'Unione e l'uso dei fondi dell'Unione, in questo settore a livello nazionale, se del caso*

Lo sviluppo della capacità di interconnessione con il Nord Africa è di rilevanza strategica e in tale contesto il cavo di interconnessione Italia-Tunisia (progetto ELMED) può fornire uno strumento addizionale per ottimizzare l'uso delle risorse energetiche di entrambi i Paesi, con riflessi positivi negli scenari di medio e di lungo termine anche su altri Stati membri, motivo per il quale esso è incluso nella lista di Progetti di Interesse Comune (PCI). Il progetto, ai fini della sua fattibilità economica, necessita comunque di un sostanziale contributo finanziario comunitario a valere essenzialmente sullo strumento Connecting Europe Facility (CEF), anche erogato sulla scala di più anni.

<sup>21</sup> Le politiche e le misure rispecchiano il primo principio dell'efficienza energetica.

<sup>22</sup> Interventi diversi dai PIC dei gruppi regionali istituiti ai sensi del regolamento (UE) n. 347/2013.



### 3.4.2 Infrastruttura di trasmissione dell'energia

*i. Politiche e misure relative agli elementi di cui al punto 2.4.2, comprese, se del caso, misure specifiche per consentire la realizzazione di progetti di interesse comune (PIC) e di altri progetti infrastrutturali importanti*

Le misure per favorire un potenziamento e miglioramento della rete di trasmissione dell'energia elettrica, da realizzare in coerenza con il piano di sviluppo decennale di TERNA, si basano sulle seguenti azioni:

- **Sviluppi rete interna**

Ulteriori rinforzi di rete tra le zone Nord-Centro e Centro-Sud tesi a ridurre il numero di ore di congestione tra queste sezioni. Tra i nuovi interventi si segnala la cosiddetta dorsale adriatica, un cavo in HVDC tra le sezioni di mercato Centro Sud e Centro Nord, connesso ai nodi elettrici di Villanova (o Villavalle) e Fano (o Porto Tolle).

L'obiettivo della decarbonizzazione presenta problematiche con riferimento alla gestione in sicurezza della rete sarda. E' quindi da valutare un nuovo collegamento con la Sardegna (parte Sud). Una prima ipotesi prospettata dal gestore della rete è quella di due nuovi collegamenti "Continente-Sicilia" - "Sicilia-Sardegna", sui quali, tuttavia, sia il MiSE che ARERA si sono riservati le proprie valutazioni.

A questi interventi bisognerà aggiungere anche investimenti sulle reti di distribuzione, sempre più interessate dalla diffusione di impianti di piccole e medie dimensioni.

- **Pianificazione dello sviluppo della rete di trasmissione nazionale**

Nell'ambito della pianificazione dello sviluppo della rete di trasmissione nazionale sono previste: misure per accelerare l'approvazione dei Piani di Sviluppo; estensione della metodologia analisi costi benefici, che tenga conto anche dell'impatto ambientale; coordinamento con la pianificazione dei DSO. I piani di difesa, invece, dovranno essere adeguati per tener conto del decommissioning del parco termico nazionale a carbone e del progressivo aumento della produzione da fonti rinnovabili. Dovranno essere condotti approfondimenti e studi di rete per valutare le possibili contromisure da adottare sia nei casi di degrado della rete che quelle determinate dalla generazione distribuita (basso carico). I piani di difesa devono essere integrati dalla sezione resilienza della rete.

- **Sviluppo di sistemi di accumulo funzionali alla gestione in sicurezza ed efficienza della RTN**

Lo sviluppo delle rinnovabili atteso al 2030 ha già portato il TSO a quantificare le esigenze di nuovi sistemi di accumulo che saranno necessari, insieme allo sviluppo delle reti, per continuare una gestione in condizioni di sicurezza. Si prevede di aggiornare queste analisi in coerenza con la versione definitiva del Piano energia e clima, insieme a una ricognizione delle potenzialità esistenti nelle varie aree del Paese e della localizzazione ottimale degli impianti. Inoltre, in coerenza con la Direttiva UE in corso di adozione, si procederà a una modifica dell'attuale disciplina in materia di accumuli e si definirà un nuovo quadro regolatorio, che possa promuovere gli accumuli necessari secondo un modello di mercato diverso da quello attuale (che rientra nel riconoscimento tariffario a favore del gestore di rete). Si prevede, inoltre, che il TSO possa, previa autorizzazione dell'Autorità di regolazione, e sulla base di indirizzi del Ministro dello Sviluppo Economico, realizzare e gestire sistemi di accumulo connessi direttamente alla rete di trasmissione nazionale, nei soli due seguenti casi:

- accumuli integrati nella RTN funzionali alla sicurezza del sistema elettrico che non possono operare sui mercati all'ingrosso in concorrenza con gli operatori;

- accumuli in grado di erogare servizi ancillari e che, a tale scopo, partecipano ai mercati dei servizi ma per i quali siano state svolte procedure concorrenziali finalizzate a acquisire tali risorse dagli operatori di mercato.

- **Sviluppi rete GNL**

Il D.Lgs. 16 dicembre 2016, n. 257 di recepimento della Direttiva “DAFI”, recante “*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*”, all’articolo 6, per la fornitura di gas naturale per il trasporto, prevede che entro il 31 dicembre 2025 nei porti marittimi, ed entro il 31 dicembre 2030 nei porti della navigazione interna, sia realizzato un numero adeguato di punti di rifornimento di GNL per consentire la navigazione di navi adibite alla navigazione interna o navi adibite alla navigazione marittima alimentate a GNL nella rete centrale della TEN-T. Lo stesso articolo prevede che entro il 31 dicembre 2025 sia realizzato, con un graduale sviluppo, un numero adeguato di punti di rifornimento di GNL, anche abbinati a punti di rifornimento di GNC (gas naturale compresso), accessibili al pubblico almeno lungo le tratte italiane della rete centrale TEN-T per assicurare la circolazione dei veicoli pesanti alimentati a GNL, tenendo conto della domanda attuale e del suo sviluppo a breve termine. In Italia, la rete centrale TEN-T conta circa 3.300 km di strada complessivi, divisi in 3 principali corridoi:

- Asse Palermo–Napoli–Roma-Bologna-Modena-Milano-Verona-Brennero
- Asse Genova-Milano-Chiasso e Genova Voltri-Alessandria-Gravellona Toce
- Asse Frejus-Torino-Milano-Bergamo-Verona-Padova-Venezia-Trieste

Negli ultimi 2 anni, a seguito del grande sviluppo del numero di veicoli pesanti alimentati a GNL - a oggi circa 2.000 in circolazione sulle strade italiane - sono stati realizzati ed entrati in esercizio un buon numero distributori stradali di metano liquido (attualmente sul territorio italiano ci sono 31 impianti in esercizio e ulteriori 25 in progetto, la cui apertura è prevista entro il 2019).

**L’importazione di GNL come fonte di approvvigionamento complementare alle forniture via gasdotto.**

Dato l'aumento delle condizioni di incertezza e le possibili criticità – tutte verificatesi in passato ma mai tutte contemporaneamente – di interruzione delle forniture verso l'Italia via gasdotto, il Ministero dello Sviluppo Economico sta attivamente perseguendo una strategia di diversificazione e di aumento delle forniture di GNL, oggi provenienti quasi esclusivamente dal Qatar, e che coprono il 9% circa del fabbisogno interno di gas. La capacità di rigassificazione, anche la cosiddetta small scale (piccola taglia), sarà quindi un elemento fondamentale per l'Italia nel periodo di transizione verso sistema completamente decarbonizzato, perché consentirà di cogliere le opportunità di un mercato GNL che si prevede in eccesso di offerta probabilmente fino alla prima metà del prossimo decennio, e allo stesso tempo di gestire la riduzione delle importazioni da sud (in particolare dall'Algeria), offrendo alternative di approvvigionamento per il mercato spot. Al fine di aumentare sicurezza, diversificazione e competizione per il sistema gas italiano, lo sviluppo di nuova capacità di importazione di GNL può rappresentare lo strumento necessario a garantire la presenza di più fonti di approvvigionamento spot che possano competere per la posizione di fonte marginale, mantenendo l’allineamento con i prezzi europei. Già numerosi progetti di depositi costieri di GNL di piccola taglia sono stati presentati alle Autorità competenti al rilascio dell’autorizzazione alla costruzione ed esercizio (MiSE e MIT), da realizzare in Sardegna e in Adriatico (Ravenna e Porto Marghera), per lo scarico del GNL da navi metaniere di piccola taglia, lo stoccaggio e il successivo caricamento su navi bettoline (bunkeraggio) e su autocisterne criogeniche per il rifornimento di clienti civili e/o industriali e di stazioni di rifornimento carburanti. In particolare in Sardegna, considerando che il precedente progetto di approvvigionamento di gas via tubo dall’Algeria si è dimostrato, di fatto, non più attuabile in base al previsto calo delle esportazioni di gas algerino, la disponibilità di GNL permetterebbe: di rifornire di gas naturale le industrie sarde a prezzi in linea

con quelli del resto d'Italia, ove fossero adottate soluzioni infrastrutturali/regolatorie che consentano di equiparare gli oneri di sistema nonché le reti di distribuzione cittadine già esistenti (in sostituzione dell'attuale gas propano) e in costruzione, tutte già oggi compatibili con il gas naturale; di sostituire i carburanti per il trasporto pesante; di sostituire i carburanti marini tradizionali con GNL introducendo, in modo graduale, il limite di 0,1% di zolfo per i mezzi portuali e i traghetti, nonché alimentare a gas naturale centrali termoelettriche previste per il sistema elettrico sardo.

#### *ii. Cooperazione regionale in questo settore<sup>23</sup>*

Cooperazione con altri Stati membri nell'ambito del programma TEN-T per ottimizzare le risorse e i piani complessivi di sviluppo del sistema del GNL per i trasporti stradali pesanti e marittimi. Possibile istituzione aree SECA coordinate con Stati frontisti.

#### *iii. Misure di finanziamento, compresi il sostegno dell'Unione e l'uso dei fondi dell'Unione, in questo settore a livello nazionale, se del caso*

Molte delle infrastrutture transfrontaliere previste sia per il settore elettrico che per il gas sono progetti di interesse comune (PIC), ovvero interventi infrastrutturali con effetti positivi sui Paesi europei, che permettono di integrare i mercati dell'Unione, diversificare le risorse energetiche e contribuire a porre fine all'isolamento energetico. Si tratta di progetti che riguardano i settori dell'energia elettrica e del gas: dai terminal GNL ai progetti per lo stoccaggio energetico, passando per le linee elettriche di trasmissione e i gasdotti che connettono i Paesi europei. Attraverso lo status di progetto di interesse comune si promuoverà l'accesso dei progetti infrastrutturali necessari per l'ottenimento del piano di finanziamento nell'ambito del Meccanismo per collegare l'Europa (CEF).

### **3.4.3 Integrazione del mercato**

#### *i. Politiche e misure relative agli elementi di cui al punto 2.4.3*

Per favorire una maggiore integrazione del mercato con gli altri Stati sono previste le seguenti azioni:

- **Superamento del Prezzo Unico Nazionale (PUN)**

Sarà valutato il superamento del PUN nel medio termine, in considerazione delle complessità di gestione e dei vincoli operativi che comporta nella gestione del processo di integrazione dei mercati europei attraverso il *market coupling* e di una partecipazione più attiva della domanda al mercato. A tal fine, saranno presi in considerazione l'evoluzione degli assetti di rete in relazione alla crescente penetrazione della generazione da fonti rinnovabili e all'esigenza di preventiva realizzazione di interventi per ridurre le congestioni di rete e/o i possibili svantaggi competitivi di specifiche aree territoriali.

- **Sviluppo del market coupling**

Si proseguirà con lo sviluppo del market coupling, già a pieno regime sul mercato del giorno prima e in corso di evoluzione sui mercati intraday e sul mercato dei servizi di dispacciamento, in relazione all'attuazione di quanto previsto dai codici di rete europei in materia (CACM and Balancing).

<sup>23</sup> *Interventi diversi dai PIC dei gruppi regionali istituiti ai sensi del regolamento (UE) n. 347/2013.*

*ii. Misure per aumentare la flessibilità del sistema energetico relativamente alla produzione di energia rinnovabile, come le reti intelligenti, l'aggregazione, la gestione della domanda, lo stoccaggio, la generazione distribuita, i meccanismi di dispacciamento, ridispacciamento e riduzione e i segnali di prezzo in tempo reale, compresa la diffusione dell'accoppiamento dei mercati infragiornalieri e quella dei mercati di bilanciamento transfrontalieri*

- **Riorganizzazione e razionalizzazione delle configurazioni con auto-consumo**

La diffusione delle configurazioni in autoconsumo e, in prospettiva, delle energy communities, è volta a promuovere un sistema elettrico più decentrato e il ruolo attivo della domanda e della produzione distribuita.

In primo luogo, anche sulla base dei nuovi orientamenti comunitari, si definiranno le configurazioni di autoproduzione realizzabili e le loro caratteristiche. Si consentirà di realizzare nuovi sistemi di distribuzione chiusi e saranno definite misure per altri sistemi privati connessi a impianti alimentati da fonti rinnovabili o a Cogenerazione ad Alto Rendimento, anche integrati con l'accumulo. Saranno al riguardo regolati la natura dei soggetti titolati alla realizzazione, gli obblighi in tema di sicurezza per le configurazioni, i ruoli e i diritti dei singoli consumatori interni ai sistemi di autoproduzione, le modalità di partecipazione ai mercati, i rapporti con DSO e TSO.

- **Sostegno alle configurazioni con auto-consumo**

L'esenzione dal pagamento delle parti variabili degli oneri sull'energia non prelevata dalla rete pubblica è idonea a sostenere l'autoproduzione nel breve termine, senza particolari effetti da gestire. In stretto collegamento con il riassetto delle configurazioni in autoconsumo e le energy communities, sarà valutata la sostenibilità di tale modello di raccolta degli oneri di rete e di sistema ai fini di una eventuale riforma nel corso dell'evoluzione del settore e per bilanciare gli effetti della crescita attesa dell'autoconsumo al 2030. A tal fine sarà data assoluta priorità alla trasparenza sui beneficiari dell'esenzione e mantenuto uno stretto monitoraggio degli effetti dell'esenzione in relazione a possibili alterazioni della base imponibile. La modalità di partecipazione ai costi del sistema per le nuove configurazioni, diverse da quelle fino a 50 kW in regime di esenzione, sarà comunque tale da salvaguardare il sostegno alle forme di autoconsumo da FER e CAR, considerando anche l'eventuale passaggio a un sistema di incentivi espliciti e la minore esigenza di sostegno, grazie all'ulteriore calo dei costi delle tecnologie. Sarà mantenuta la partecipazione alla copertura degli oneri di rete per le configurazioni che si collegano alla rete pubblica (autoconsumo fisico o su perimetro esteso).

- **Sviluppo delle Energy Communities**

Nell'ambito delle misure per accrescere la partecipazione attiva e consapevole dei consumatori ai mercati, si prevede, anche in attuazione delle normative UE in corso di adozione, di introdurre una disciplina che consenta e regoli lo sviluppo di iniziative di cittadini (con la partecipazione anche di altri soggetti, incluse imprese e municipalizzate) che si associano in entità nuove finalizzate a gestire, con finalità prevalentemente sociali, consumi e generazione di energia, anche attraverso strumenti di sharing anche virtuale. A tal fine sarà condotta una preventiva analisi per individuare eventuali impatti sul sistema in relazione ai possibili modelli di implementazione delle comunità e aspetti di disciplina (es. configurazioni fisiche e/o virtuale, perimetro geografico, ecc.).

- **Diffusione tecnologia integrazione tra veicoli e rete elettrica: vehicle to grid**

In una prima fase, saranno introdotti meccanismi e nuove regole per la partecipazione ai mercati dei servizi dei sistemi di ricarica dei veicoli elettrici, prevedendo inoltre specifiche misure di riequilibrio nel pagamento degli oneri generali di sistema; iniziative, in tal senso saranno inizialmente promosse in via sperimentale.

Successivamente, i suddetti meccanismi saranno applicati in via estensiva al fine di promuovere la diffusione della tecnologia per l'integrazione tra i veicoli elettrici e la rete elettrica; saranno svolte preventive valutazioni di impatto onde tenere conto degli esiti della fase sperimentale e individuare gli opportuni adeguamenti ai meccanismi.

- **Aggiornamento del modello di dispacciamento e ruolo dei distributori (DSO)**

In una prima fase, saranno forniti indirizzi all'Autorità per una riforma del funzionamento del mercato di dispacciamento che, pur nell'ambito di un modello di central dispatch, preveda un ruolo più attivo dei DSO attraverso l'aggiornamento delle loro responsabilità nella fornitura dei servizi di rete resi dalle risorse distribuite e per mezzo di nuovi modelli di cooperazione tra il TSO e i DSO; ciò si rende necessario in un contesto di maggiore partecipazione attiva e di conseguente maggiore responsabilizzazione delle risorse distribuite di consumo e generazione (anche tramite aggregatori). Secondo l'approccio ad oggi prevalente, in Europa come in Italia, si ritiene opportuno mantenere un modello in cui il mercato del bilanciamento venga gestito unicamente dai TSO, assegnando ai DSO un ruolo di "facilitatore" per quanto riguarda il dispacciamento delle risorse connesse alle loro reti. A tal riguardo, uno specifico ambito d'intervento riguarderà pertanto le procedure e i sistemi di comunicazione tra i gestori di rete (di trasmissione e di distribuzione); sarà inoltre opportuno definire nuovi standard di controllabilità e osservabilità tra il gestore della rete di trasmissione e gli utenti del dispacciamento/ balance service provider collegati ai nuovi soggetti partecipanti al MSD (aggregatori di generazione, consumo e stoccaggi).

In un secondo momento, sarà valutata, sulla base di criteri tecnici di efficienza e sicurezza, la progressiva evoluzione dell'attuale modello centralizzato di dispacciamento (central dispatch) verso un modello più decentrato, onde tener conto dell'esigenza di gestire una crescente quota di risorse distribuite e dell'impulso delle nuove norme UE ad assegnare ai DSO nuovi compiti quali l'approvvigionamento di servizi di flessibilità a livello locale.

- **Sviluppo del continuous trading nel mercato intraday**

Nell'ambito delle modifiche al funzionamento del mercato intraday (MI), anche in attuazione di quanto previsto dalle regole europee, sarà implementata una procedura per consentire agli operatori di mercato di presentare offerte fino a un'ora prima della chiusura del mercato, attraverso procedure di negoziazione continua. Si tratta di modifiche che agevolano le negoziazioni in prossimità del tempo reale, riducendo i rischi di sbilanciamento delle posizioni degli operatori e promuovendo la maggiore partecipazione al mercato degli operatori FER che per effetto della non programmabilità degli impianti sono maggiormente soggetti a tale rischio. La riforma sarà coordinata con le modifiche alla disciplina del mercato di dispacciamento da parte del TSO Terna affinché la maggiore flessibilità di modifica dei programmi di immissione/prelievo su MI fin quasi in prossimità del tempo reale non pregiudichi l'efficacia delle funzioni di approvvigionamento dei servizi in MSD.

- **Sviluppo dei PPA**

L'attuale modello di mercato non sembra in grado di sostenere, con i soli segnali di prezzo dei mercati spot, un adeguato sviluppo delle fonti rinnovabili. Si considera necessaria l'introduzione di nuovi strumenti contrattuali di lungo termine da gestire anche attraverso specifiche piattaforme di negoziazione che favoriscano l'incontro tra domanda e offerta su specifici progetti di investimento in generazione da fonti rinnovabili, basati su impegni di approvvigionamento di lungo periodo. Sulla base di specifiche analisi di impatto, le misure saranno volte a superare le esistenti barriere allo sviluppo di tali contratti: si tratta infatti di strumenti che al momento il mercato non offre, per i rischi tipici che comportano (impegni reciproci di lungo termine) e per i requisiti e gli impegni che

richiedono in particolare (ma non solo) all'acquirente. Lo sviluppo di aggregatori della domanda è uno dei fattori che può incidere positivamente sulla diffusione di tali strumenti.

- **Introduzione aree SECA**

Introduzione graduale del limite di 0,1% di zolfo nei carburanti marini per i mezzi portuali e i traghetti.

- **Riduzione gap costo energia per settori industriali gasivori rispetto agli altri Paesi UE**

L'intervento di riduzione oneri tariffari per i settori industriali più sensibili al prezzo dell'energia e più esposti alla concorrenza estera consiste nel completamento della misura a favore delle imprese energivore, introdotta dal D.M. 21 dicembre 2017 a sostegno della competitività dei settori produttivi esposti alla concorrenza internazionale, attraverso l'adozione di parametri di consumo efficiente a livello settoriale ai fini del riconoscimento delle agevolazioni stesse. La misura prenotificata alla Commissione europea è tale da incentivare l'uso efficiente del gas mediante la progressiva riduzione delle agevolazioni a imprese che risultano energivore a causa dell'inefficienza dei processi produttivi e, di conseguenza, è volta a promuovere comportamenti efficienti.

- **Stabilizzazione fiscale per GNL nei trasporti**

Assicurare un quadro di riferimento stabile per favorire le decisioni di investimento del comparto industriale nel settore e prevedendo che le accise sul gas naturale, anche nella forma GNL, usato nei trasporti rimangano stabili, sul valore attuale.

*iii. Ove applicabile, misure per garantire la partecipazione non discriminatoria delle energie rinnovabili, la gestione della domanda e lo stoccaggio, anche attraverso l'aggregazione, in tutti i mercati dell'energia*

- **Sviluppo della capacità di accumulo**

Lo sviluppo delle rinnovabili atteso al 2030 ha già portato Terna a quantificare nel proprio Piano di sviluppo le esigenze di nuovi sistemi di accumulo, che saranno necessari insieme allo sviluppo delle reti per continuare una gestione in condizioni di sicurezza. Si prevede di aggiornare queste analisi in coerenza con la versione definitiva del Piano energia e clima, insieme a una ricognizione delle potenzialità esistenti nelle varie aree del Paese e della localizzazione ottimale degli impianti. Inoltre, in coerenza con il Clean Energy Package, si procederà a definire un nuovo quadro regolamentare, che possa promuovere lo sviluppo degli accumuli necessari secondo un modello di mercato che integri il modello di gestione diretta da parte del TSO quali infrastrutture di rete (che rientra nel riconoscimento tariffario a favore del gestore di rete). Si prevederà quindi che il TSO possa, previa autorizzazione dell'Autorità di regolazione ARERA e sulla base di indirizzi del Ministro dello Sviluppo Economico, realizzare e gestire sistemi di accumulo connessi direttamente alla rete di trasmissione nazionale, nei soli due seguenti casi:

- accumuli integrati nella RTN, funzionali alla gestione in sicurezza del sistema elettrico, che non possono operare sui mercati all'ingrosso in concorrenza con gli operatori di mercato che offrono servizi di bilanciamento;
- accumuli in grado di fornire servizi ancillari da approvvigionarsi nel mercato dei servizi per i quali si sia verificato a seguito di procedure concorrenziali la mancanza di interesse di operatori disposti a fornire in modo efficiente i servizi suddetti (fallimento del mercato).

- **Potenziamento di sistemi di accumuli concentrati**

Oltre alla realizzazione di nuovi sistemi di accumulo, si prevede di valorizzare gli impianti di pompaggio esistenti, oggi sfruttati prevalentemente per l'erogazione di servizi alla rete (potenza).



In una prospettiva di lungo termine in cui la quota di FER non programmabili nel mix di generazione è destinata a superare il 50% è infatti necessario far funzionare tali impianti in modo che possano offrire servizi anche di tipo energy consentendo una traslazione temporale della produzione rinnovabile generata in ore (periodi dell'anno) di eccesso di offerta e utilizzata in ore (periodi dell'anno) di maggiore domanda. In tale ambito sarà valutata l'introduzione di meccanismi di mercato per l'accesso alla potenza di tali impianti.

- **Sviluppo di sistemi di accumulo distribuiti**

Si intende adottare una specifica misura che, in coerenza con l'evoluzione dello Scambio sul Posto (di cui al paragrafo 3.1.2, punto i.), consenta ad impianti a fonti rinnovabili in possesso di specifici requisiti di godere di un premio sull'energia autoconsumata. La misura, declinata con opportune disposizioni regolatorie, dovrà coinvolgere con un ruolo attivo i distributori con l'obiettivo di incrementare la prevedibilità di produzione delle unità non rilevanti e limitare l'overgeneration.

- **Sviluppo dell'aggregazione nei mercati dei servizi e del bilanciamento**

Il D.Lgs. 102/2014 ha introdotto la possibilità di creare aggregati di impianti di generazione, anche insieme a sistemi di stoccaggio, e di unità di consumo per l'accesso ai mercati di servizi di cui il TSO ha bisogno per risolvere eventuali congestioni e favorire una migliore integrazione delle rinnovabili.

A tal fine, in una prima fase, il gestore di rete definisce le regole per organizzare la partecipazione ai mercati dei servizi di queste nuove aggregazioni attraverso progetti pilota che sono approvati dall'Autorità di regolazione. Negli ultimi anni sono state abilitate le diverse tipologie di aggregazione tra unità di produzione e di consumo, anche con sistemi di accumulo. A breve sarà inoltre adottato un decreto per l'avvio di progetti specifici di accesso al mercato dei servizi per le batterie dei veicoli elettrici (V2G), integrando le attuali possibilità di partecipazione ai progetti pilota.

Sulla base degli esiti dei progetti, sarà raccomandato ad ARERA di andare verso una regolazione sistematica per la piena apertura dei mercati dei servizi ai suddetti aggregati; l'attuazione delle misure dovrà tener conto degli sviluppi in corso sull'integrazione europea dei mercati dei servizi nonché degli sviluppi tecnologici abilitanti la maggiore flessibilità del sistema.

Il processo di abilitazione delle nuove risorse al mercato dei servizi potrà richiedere inoltre una revisione dei servizi attualmente definiti e dei relativi requisiti previsti per la loro fornitura; tale revisione dovrà tenere conto anche delle prescrizioni delle Linee Guida in materia di Bilanciamento. Si renderà inoltre necessario lo sviluppo di nuove regole commerciali e contrattuali per regolamentare i rapporti tra la figura dell'aggregatore e l'utente del dispacciamento o cliente finale.

Nel bilanciamento, gli strumenti e i segnali di prezzo di breve termine dovranno essere migliorati per valorizzare la flessibilità della generazione distribuita e della domanda, con lo scopo di rendere possibile un'ampia partecipazione attiva delle nuove tipologie di risorse al mercato dell'energia e al mercato dei servizi ancillari in modo efficiente.

*iv. Politiche e misure volte a tutelare i consumatori, in particolare quelli più vulnerabili e, ove applicabile, in condizioni di povertà energetica, e a migliorare la competitività e la concorrenza del mercato dell'energia al dettaglio*

- **Completamento della liberalizzazione dei mercati al dettaglio**

Sarà completato il processo di liberalizzazione del mercato retail, prorogato al 1 luglio 2020 dal D.L. 91/2018, tramite l'individuazione delle misure funzionali al superamento del regime dei prezzi regolati per clienti domestici e piccole imprese, secondo criteri di promozione di un assetto

concorrenziale sul mercato della vendita. Le iniziative saranno assunte in coordinamento con il settore del gas naturale.

Tali azioni dovranno essere finalizzate a: prevenire l'esercizio di potere di mercato da parte degli operatori (soprattutto nel segmento domestico che ancora è quello più concentrato) e rendere più incisive le regole sull'unbundling che oggi vedono un vantaggio competitivo per i venditori integrati con la distribuzione; qualificare il mercato della vendita, oggi estremamente frammentato; promuovere la mobilità e il ruolo attivo dei consumatori e semplificare le procedure di switching.

Tra queste, rientrano misure per la definizione di un elenco dei venditori abilitati anche nel settore elettrico, con controlli e sanzioni nei confronti dei comportamenti scorretti, misure per la tutela dei consumatori più deboli (anche considerando gli spazi di flessibilità consentiti dal Clean Energy Package sul tema), rafforzamento degli strumenti per il confronto delle offerte (già oggi presente, a cura di ARERA), campagne informative per accrescere la consapevolezza dei clienti finali. Sul tema della prevenzione dei comportamenti scorretti, una maggiore responsabilizzazione degli operatori anche in relazione ai canali di vendita utilizzati diventa fondamentale.

- **Misura a favore delle imprese energivore**

Lo sviluppo delle nuove rinnovabili avrà un costo specifico di generazione inferiore alle precedenti fasi, soprattutto per effetto della riduzione dei costi delle tecnologie. Ciò consentirà nuovi investimenti nel settore a valori di mercato dell'energia, eventualmente con interventi di stabilizzazione e riduzione del rischio del tipo dei contratti a due vie e lo sviluppo dei PPA, strumento che può anche venire incontro all'esigenza di molti settori industriali e produttivi di abbattere il costo dell'energia e contestualmente stabilizzare le condizioni di approvvigionamento. Sarà inoltre completata la misura a favore delle imprese energivore, introdotta dal D.M. 21 dicembre 2017 a sostegno della competitività dei settori produttivi esposti alla concorrenza internazionale, attraverso l'adozione di parametri di consumo efficiente a livello settoriale ai fini del riconoscimento delle agevolazioni stesse. La misura mira a promuovere l'adozione di comportamenti efficienti da parte delle imprese interessate.

- **Riduzione dello spread tra prezzi gas al PSV e prezzi HUB nordeuropei**

Si prevede di intervenire sui piani TYNDP del TSO italiano (Snam) e del TSO tedesco (TENP) per la valutazione congiunta delle possibilità di parziale o totale riattivazione della linea del gasdotto TENP fuori esercizio, in cooperazione con il TSO svizzero e i Regolatori di Germania e Italia, prevedendo modalità di realizzazione dell'intervento a carico del sistema italiano che, a fronte di tale costo, otterrebbe la riduzione dello spread (strutturalmente pari a circa 2€/GWh su tutti i volumi di gas consumato in Italia).

*v. Descrizione delle misure volte a consentire e sviluppare la gestione della domanda, tra cui quelle a sostegno di una tariffazione dinamica<sup>24</sup>*

- **Mercato elettrico e gas: smart meter**

Un ruolo rilevante per fornire tutti gli elementi di comprensibilità e monitoraggio utili ai consumatori sarà svolto dai nuovi smart meter. In tal senso sarà assicurata l'implementazione delle piene funzionalità di tali contatori, nonché lo sviluppo delle infrastrutture di rete necessarie.

<sup>24</sup> Conformemente all'articolo 15, paragrafo 8, della direttiva 2012/27/UE



### 3.4.4 Povertà energetica

In generale, le politiche di contrasto alla povertà energetica possono essere classificate in tre tipologie:

1. politiche per ridurre la spesa energetica delle famiglie (e.g. bonus o tariffe sociali);
2. politiche per migliorare l'efficienza energetica delle abitazioni (regolamenti, agevolazioni fiscali, certificati prestazione energetica, energy tutor, ecc.);
3. sussidi a famiglie con redditi bassi.

In Italia esistono diversi strumenti afferenti ai primi due gruppi, come mostrato nella tabella successiva. Al primo gruppo (riduzione spesa energetica) appartengono i bonus elettrico e gas e due detrazioni fiscali su elettricità e combustibili per riscaldamento. I bonus elettrico e gas erogano, sotto forma di sconto in bolletta, un importo che varia in base al numero dei componenti e, per il solo bonus gas, anche in base alla zona climatica e al tipo di uso. L'accesso è vincolato a un valore dell'ISEE inferiore a 8.107,50 euro, elevato a 20 mila euro per le famiglie numerose (con più di 3 figli a carico). A questi bonus si aggiunge uno sconto per la bolletta elettrica delle persone la cui sopravvivenza dipende da macchinari medicali salva-vita (c.d. "bonus per disagio fisico"), concesso indipendentemente dal reddito. Nel 2017 il complesso di questi bonus aveva comportato una spesa di 166 mln€. L'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (ARERA) stima che meno di un terzo della platea degli aventi diritto ha effettivamente fatto domanda per i bonus, avviando una riflessione sulle modalità per ampliare l'accesso a questi strumenti. In aggiunta ai bonus vi sono due detrazioni che riducono, rispettivamente, l'accisa sui primi 150 kWh di consumo mensile delle famiglie italiane e il prezzo dei combustibili usati per il riscaldamento in Sardegna e nelle aree montuose/isole minori.

Per quanto riguarda le misure per l'efficienza energetica delle abitazioni, si distingue la detrazione fiscale per la riqualificazione energetica degli edifici (c.d. "ecobonus"); tale strumento è stato esteso alle famiglie in povertà energetica mediante la facoltà di cessione del credito per gli incapienti (legge di bilancio 2017) e l'estensione alle famiglie incapienti (tramite la possibilità di cessione del credito) e agli Istituti autonomi per le case popolari/social housing (legge di bilancio 2018).

Tabella 23 - Le politiche di contrasto alla povertà energetica in Italia

Nome	Descrizione	Costo (mln€ - 2017)	Anno avvio
Bonus elettrico	Sconto in bolletta elettrica	104	2008
Bonus disagio fisico	Sconto in bolletta elettrica per persone dipendenti da macchinari salva-vita	9	2009
Bonus gas	Sconto in bolletta gas	53	2009
Ecobonus	Detrazione fiscale per riqualificazione energetica edifici	1.619	2007
Detrazione elettricità	Esenzione dall'accisa sull'energia elettrica impiegata nelle abitazioni di residenza con potenza fino a 3 kW fino a 150 kWh di consumo mensile	634	1993
Detrazione riscaldamento	Riduzione del prezzo di gasolio e GPL impiegati per riscaldamento in aree geograficamente o climaticamente svantaggiate (zone montane, Sardegna, isole minori)	159	1998

*i. Ove applicabile, politiche e misure volte a conseguire gli obiettivi di cui al punto 2.4.4*

La priorità la strategia di contrasto alla povertà energetica prevede alcune azioni principali:

1. creazione di un Osservatorio nazionale sulla povertà energetica;
2. revisione degli strumenti esistenti, in particolar modo i bonus elettrico e gas;
3. istituzione di un programma di efficientamento degli edifici di edilizia popolare.

Con riferimento alla prima azione, al fine di meglio coordinare gli sforzi esistenti, considerata anche la frammentarietà delle competenze e delle risorse, entro la fine del 2019 sarà istituito un Osservatorio sulla povertà energetica che raccolga dati, best practice e incentivi e ulteriori studi sul tema.

Con riferimento alla seconda azione, si prevede il potenziamento del bonus gas e elettrico e un automatismo per l'accesso alla misura.

La misura è finalizzata a potenziare il bonus elettrico attraverso una diversa modulazione in funzione dell'ISEE (prevista dalla legge 124/2017) e soprattutto ad ampliare l'accesso a questo strumento di supporto alle famiglie in condizioni di disagio economico e/o fisico. A tal ultimo riguardo, si vuole introdurre un meccanismo automatico di riconoscimento dell'agevolazione agli aventi diritto, attraverso l'integrazione delle banche dati esistenti presso Acquirente Unico (Sistema Informativo Integrato) e presso l'INPS (banca dati ISEE). A oggi infatti si stima che abbiano accesso alle agevolazioni esistenti soltanto un terzo delle 2 milioni famiglie in condizioni di povertà energetica che vedrebbero in futuro riconosciuto lo sconto in bolletta senza necessità di preventiva richiesta. La misura sarà coordinata con l'analogo intervento nel settore del gas.

Si tratta di sostituire gli attuali bonus gas ed elettrico con un nuovo "bonus energia", modulando il beneficio sulla base dell'ISEE e del numero di componenti; il beneficio sarà pari, al massimo, a un trimestre di spesa energetica (intesa come spesa per elettricità e riscaldamento), a copertura ideale dei costi di riscaldamento (per l'inverno) o di raffrescamento (per l'estate).

L'ultima misura si propone di studiare l'opzione di avviare un vasto programma per migliorare l'efficienza energetica del parco di edilizia sociale. Questa azione proseguirebbe al contempo diversi obiettivi: migliorare l'efficienza nell'utilizzo delle risorse energetiche assorbite dal settore residenziale (con effetti positivi sul comfort e sulle emissioni), ridurre l'onere delle bollette energetiche per le famiglie più vulnerabili che ricorrono a questo servizio e incrementare il valore del patrimonio abitativo pubblico.

### 3.5 Dimensione della ricerca, dell'innovazione e della competitività

#### *i. Politiche e misure relative agli elementi di cui al punto 2.5*

Una serie di politiche e misure sono state messe in campo per il conseguimento degli obiettivi

Le più significative sono costituite dai seguenti Fondi:

- **Fondo per la Ricerca di sistema elettrico**

Finanziato con un prelievo sulle tariffe elettriche (risorse disponibili per il triennio 2015-17 pari a 210 mln€) in principio finalizzato a sostenere sia la ricerca di interesse generale (attualmente eseguita da ENEA, CNR e RSE nell'ambito di specifici accordi di programma), sia la ricerca industriale. E' in fase di definizione un nuovo Piano triennale 2019-2021 che fissa nuovi obiettivi della ricerca in linea con il SET Plan e la partecipazione a Mission Innovation.

- **Fondo per interventi e misure per lo sviluppo tecnologico e industriale**

Fondo presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA), istituito dal D.Lgs. 28/2011 e alimentato con un prelievo sulle tariffe elettriche e del gas naturale in grado di assicurare un gettito dell'ordine di 100 ML€/anno. E' finalizzato a sostenere interventi e misure per lo sviluppo tecnologico e industriale in materia di fonti rinnovabili ed efficienza energetica. Il fondo potrà essere attivato all'occorrenza, per sostenere, anche i progetti dimostrativi.

- **Fondo per lo sviluppo del capitale immateriale**

Fondo istituito con legge di bilancio 2018, art. 1 c. 1091, per lo sviluppo del capitale immateriale, della competitività e della produttività gestito dal MEF, di concerto con il MiSE e il MiUR, che potrà essere usato anche per il finanziamento della ricerca tecnologica da parte delle imprese, in collaborazione con gli enti di ricerca, con una dotazione crescente fino a 250 mln€ nel triennio 2018 – 2020. Possibile finanziamento delle attività connesse alla partecipazione alle varie sfide tecnologiche previste da Mission Innovation.

Altre misure che contribuiranno in maniera significativa al raggiungimento degli obiettivi sono:

- **Fondo di garanzia**

Aumentare le possibilità di credito: sostenere le imprese e i professionisti che hanno difficoltà ad accedere al credito bancario perché non dispongono di sufficienti garanzie.

- **Iper e super ammortamento**

Supportare e incentivare le imprese che investono in beni strumentali nuovi, in beni materiali e immateriali (software e sistemi IT) funzionali alla trasformazione tecnologica e digitale dei processi produttivi.

- **Beni strumentali ("Nuova Sabatini")**

La misura Beni strumentali ("Nuova Sabatini") è l'agevolazione messa a disposizione dal Ministero dello Sviluppo Economico con l'obiettivo di facilitare l'accesso al credito delle imprese e accrescere la competitività del sistema produttivo del Paese; sostiene gli investimenti per acquistare o acquisire in leasing macchinari, attrezzature, impianti, beni strumentali a uso produttivo e hardware, nonché software e tecnologie digitali

- **Credito d'imposta**

Questo strumento, che fa parte del Piano Nazionale Industria 4.0, è di più immediata fruizione da parte delle imprese, ed è finalizzato a stimolare la spesa privata in R&S per innovare processi e prodotti e garantire la competitività futura delle imprese (non solo nel settore energetico). Consiste in un credito d'imposta del 50% su spese incrementalmente in Ricerca e Sviluppo, riconosciuto fino a un massimo annuale di 20 mln€/anno per beneficiario e computato su una base fissa data dalla media delle spese in Ricerca e Sviluppo negli anni 2012-2014. La misura è applicabile per le spese in Ricerca e Sviluppo che saranno sostenute nel periodo 2017-2020. Lo strumento ha una capienza di 1,2 mld€ l'anno fino al 2020 e farà leva su altrettante risorse finanziarie private aggiuntive, per un totale di 8-9 mld€ nel periodo 2017-2020. Come detto, il credito non è specificamente tarato sul settore dell'energia ma in base al trend osservato, si stima che la spesa incrementale per R&S energetica sarà di circa 440-500 mln€.

Tabella 24 - Stima del volume degli investimenti in R&S nel periodo 2017-2020 (mld€) [Fonte: elaborazione MiSE su dati Istat]

	<b>R&amp;S Totale</b>	<b>Di cui R&amp;S energetica</b>
In assenza di interventi	50-55	2,5-3
Credito d'imposta	8-9	0,4-0,5
<b>Totale</b>	<b>58-64</b>	<b>2,9-3,5</b>

- **Accordi per l'innovazione**

Progetti riguardanti attività di ricerca industriale e di sviluppo sperimentale finalizzati alla realizzazione di nuovi prodotti, processi o servizi o al notevole miglioramento di prodotti, processi o servizi esistenti, tramite lo sviluppo di una o più delle tecnologie identificate dal Programma quadro dell'Unione europea per la ricerca e l'innovazione 2014 – 2020 "Orizzonte 2020".

- **Fondo per la crescita sostenibile**

Gli interventi per il sostegno dei progetti di ricerca e sviluppo sono finalizzati, nell'ambito definito dal programma quadro di ricerca e innovazione "Orizzonte 2020", a sostenere progetti volti a introdurre significativi avanzamenti tecnologici tramite lo sviluppo di tecnologie abilitanti (tecnologie ad alta intensità di conoscenza e associate a elevata intensità di R&S) o di tecnologie che consentano di fronteggiare le "sfide per la società" definite in accordo con la strategia Europa 2020

- **Cluster energia**

Approvato ad agosto 2017 dal MIUR (DD 1853 del 26 luglio 2017), prevede la costituzione di partenariati di ricerca pubblico-privati. E' guidato dall'ENEA e hanno aderito oltre 90 soggetti pubblici e privati. Opererà per perseguire le Traiettorie Tecnologiche prioritarie a livello europeo, nazionale, regionale, caratterizzate da un diverso livello di maturità tecnologica e per supportare il raggiungimento dei target previsti in termini di pianificazione della ricerca dal SET-Plan, dalla SEN, dal PNR, dalle Smart Specialization Strategy - S3 e dal progetto Industria 4.0, dalla partecipazione a Mission Innovation

- **Proventi aste CO<sub>2</sub>**

I fondi disponibili dalle aste CO<sub>2</sub> (D.Lgs. n.30/2013) copriranno sviluppo sperimentale, in particolare per assicurare il sostegno ai progetti dimostrativi (first-of-a-kind), in modo da favorire il trasferimento dei risultati al sistema produttivo. In particolare si segnala un accordo di cooperazione con centri di ricerca/amministrazioni pubbliche per lo sviluppo della produzione e uso

dei biocarburanti nel settore aviazione e un progetto di ricerca ENAC per la produzione di un carburante alternativo proveniente da alghe microcellulari.

- **Fondo per gli investimenti e dello sviluppo infrastrutturale**

Utilizzo del Fondo da ripartire secondo quanto previsto dall'ex art. 1, comma 140, della legge 232/2016, come rifinanziato dall'art. 1 c.1072 L. 205/2017, settore di spesa: d) ricerca, da destinare a finanziare la partecipazione italiana alla partnership Mission Innovation e ai temi prioritari del SET Plan.

- **Fondi di coesione**

Progetti pilota su scala metropolitana/regionale per dimostrare la fattibilità economica di progetti integrati potranno essere svolti anche dagli operatori in coordinamento con Comuni e Regioni, sia per l'iter autorizzativo, sia al fine di promuovere l'accesso a contributo dei fondi strutturali europei. A questo proposito, si rafforzerà il dialogo con le Regioni affinché l'impegno delle stesse Regioni nell'utilizzo dei Fondi di Coesione nel quadro offerto dal SET Plan sia coerente con le priorità nazionali.

*ii. Ove applicabile, cooperazione con altri Stati membri in questo settore, comprese, ove appropriato, le informazioni sul modo in cui gli obiettivi e le politiche del piano SET sono tradotti nel contesto nazionale*

L'Italia ritiene lo Strategic Energy Technology Plan (SET Plan) come lo strumento fondamentale per affrontare le nuove sfide; il SET Plan costituirà nei prossimi anni il punto di riferimento per gli investimenti a livello di UE, nazionale e regionale e per gli investimenti privati a favore della ricerca e dell'innovazione nel settore energetico.

La delega per il coordinamento del SET Plan in Italia è in capo a MiSE e MIUR. L'Italia ha deciso di presidiare tutti i working group costituiti per la predisposizione degli Implementation Plan (IP) relativi alle dieci Azioni-chiave. I referenti nazionali di ogni working group hanno a loro volta costituito "gruppi di consultazione" composti da rappresentanti dell'industria, della ricerca e del mondo accademico, in grado di fornire un contributo qualificato alla stesura degli IP. La delegazione italiana opera sia attraverso audizioni plenarie dei principali operatori del settore della R&S pubblici e privati, sia attraverso incontri bilaterali. Ha potuto inoltre contare sul supporto del "Board allargato" italiano di Horizon 2020 al quale hanno aderito circa 120 esponenti di imprese, enti di ricerca, università, ministeri e regioni, che si riunisce di norma 2-3 volte all'anno.

L'intenso lavoro che ha portato alla definizione degli Implementation Plan ha visto l'Italia particolarmente attiva nella cooperazione con gli altri Stati membri per individuare priorità e indicazioni di fabbisogno finanziario. L'Italia ha assunto la leadership unitamente ad altri Stati membri delle seguenti Priorità strategiche del SET Plan:

- leadership europea nello sviluppo delle fonti rinnovabili innovative, in particolare nel settore della geotermia;
- gli strumenti per abilitare la partecipazione dei consumatori alla transizione energetica (filiera smart), con particolare impegno sulle smart grids;
- nuovi carburanti rinnovabili per la mobilità sostenibile.

Su questi temi prioritari sono in corso valutazioni sulle possibili collaborazioni con altri Stati membri, anche in chiave Mission Innovation. La cooperazione in ambito comunitario è anche molto attiva nell'ambito del programma Horizon 2020 che riunisce in un unico quadro strategico le misure per ricerca e innovazione. L'Italia è tra i Paesi più attivi e dinamici nella presentazione di proposte di ricerca e innovazione, potendo contare su una vasta rete di operatori pubblici e privati, grandi

imprese e un tessuto dinamico di PMI. E' auspicabile che questa dinamica sia riscontrabile anche nell'ambito della partecipazione italiana al prossimo Programma Quadro Horizon Europe a partire dal 2021 .

*iii. Misure di finanziamento, compresi il sostegno dell'Unione e l'uso dei fondi dell'Unione, in questo settore a livello nazionale, se del caso*

Le principali misure di finanziamento nazionali sono state illustrate nel paragrafo 3.5i.

Nel contesto di Mission Innovation, l'Italia insieme agli altri membri si è impegnata a raddoppiare il valore del portafoglio delle risorse per la ricerca pubblica in ambito clean energy, da portare, a livello nazionale, dai circa 222 mln€ nel 2013 (anno assunto come baseline) ai circa 444 mln€ nel 2021. Le principali linee di ricerca che si intende promuovere a livello italiano sono descritte nel paragrafo 2.5.

Oltre agli strumenti finanziari nazionali e regionali, l'Italia considera determinanti in prospettiva 2030 anche altri strumenti comunitari utili per sostenere soprattutto la dimostrazione tecnico-economica delle tecnologie clean, che è quello di cui ha bisogno l'Unione dopo decenni di finanziamento dei progetti di ricerca e innovazione. Tra questi si ritengono importanti InnovFin Energy Demo Projects (EDP), strumento specifico per i progetti «first-of-a-kind» identificati dal SET Plan, nonché quelli funzionali a progetti dimostrativi come il New Entrants Reserve (NER 300) – di cui è in discussione una nuova versione nell'ambito del nuovo sistema ETS dal 2021 in poi – il Connecting Europe Facility (CEF) e lo stesso Piano Juncker (EFSI), in cui molte imprese italiane, in particolare PMI, hanno potuto trovare garanzie finanziarie per il sostegno dei propri investimenti.

- **La partecipazione italiana al Programma Horizon 2020**

La partecipazione al Programma Horizon in questo contesto in rapida evoluzione per il raggiungimento dei target risulta essere di fondamentale importanza nel percorso di allineamento alle priorità del SET Plan. Per quanto riguarda la partecipazione italiana a Horizon 2020, nel triennio 2014-2016, a fronte di una forte dinamicità della presenza italiana con oltre 2300 operatori partecipanti ai bandi, il tasso di successo dei progetti a coordinamento italiano è stato pari al 9,4% e il contributo finanziario per l'Italia è stato pari a 112,4 mln€ (7,8% del budget allocato). Questo dato, ancorché parziale e riferito solo al primo triennio, può essere confrontato con i risultati del 7° Programma Quadro 2007-2013 (12%) con un regresso di oltre 4 punti percentuali. Le motivazioni possono essere molteplici: la forte competitività di Horizon e l'innovazione del format, ma anche il risultato negativo di alcuni importanti operatori nazionali che hanno cambiato strategie o ridimensionato i programmi di R&S.

A seguito del monitoraggio effettuato da APRE<sup>25</sup>, la partecipazione italiana nel corso degli ultimi anni è migliorata anche in prospettiva futura e i settori di successo sono stati in particolare:

- smart grids e sistemi di stoccaggio;
- fonti rinnovabili (in particolare progetti di R&S con passaggio da TRL 3-4 a TRL 4-5 e progetti di innovazione con passaggio da TRL 5-6 a TRL 6-7);
- bioenergia;
- efficienza energetica (in particolare progetti di penetrazione del mercato di prodotti e best practice);
- smart cities and communities (in questo caso più che il numero di progetti pesa il valore economico dei singoli progetti – ad es. il progetto della città di Firenze).

<sup>25</sup> APRE: Agenzia per la Promozione della Ricerca Europea

## SEZIONE B: BASE ANALITICA<sup>26</sup>

### 4 SITUAZIONE ATTUALE E PROIEZIONI CON POLITICHE E MISURE VIGENTI<sup>27 28</sup>

#### 4.1 Evoluzione prevista dei principali fattori esogeni aventi un impatto sugli sviluppi del sistema energetico e delle emissioni di gas a effetto serra

Questo paragrafo illustra le assunzioni e la metodologia di costruzione degli scenari elaborati a supporto del presente piano (scenari BASE e PNEC – Piano nazionale energia clima).

L'analisi di scenario è costruita attorno ad alcune "incertezze critiche", rappresentate quantitativamente da "variabili chiave" che rappresentano in modo sintetico i drivers fondamentali dell'evoluzione futura del quadro energetico italiano e globale, in particolare: evoluzione del PIL e Valori Aggiunti settoriali, popolazione e prezzi internazionali delle fonti fossili.

Questi drivers sono concatenati e sinergici tra loro, da qui la necessità di avere una fonte coerente per tutte le proiezioni che si vanno assumendo.

La Commissione europea nel Regolamento Governance, negli orientamenti più recenti condivisi in materia di proiezioni di gas a effetto serra, nonché nel Technical Working Group on National Energy and Climate Plans, suggerisce di utilizzare nel PNEC il set di drivers dello scenario "PRIMES 2016 (EUref2016)".

Per la realizzazione degli scenari sono stati quindi utilizzati come set di drivers quelli suggeriti dalla Commissione europea. In particolare si è deciso di utilizzare i tassi di crescita dello scenario EUref2016, applicandoli ai dati storici più recenti disponibili al momento della realizzazione del piano. L'evoluzione prevista dei principali drivers è la stessa sia per lo scenario BASE sia per lo scenario PNEC.

##### *i. Previsioni macroeconomiche (crescita del PIL e della popolazione)*

La Tabella seguente mostra l'evoluzione della popolazione negli scenari realizzati. A partire dal valore storico del 2017 (Istat – popolazione al 1 gennaio 2017), sono stati utilizzati gli stessi tassi medi di crescita annua della popolazione dello scenario Euf2016.

<sup>26</sup> Per un elenco dettagliato dei parametri e delle variabili da segnalare nella sezione B del piano cfr. parte 2.

<sup>27</sup> La situazione attuale rispecchia quella alla data di presentazione del piano nazionale (o gli ultimi dati disponibili). Le politiche e le misure vigenti includono le politiche e le misure adottate e attuate. Le politiche e le misure adottate sono quelle decise con atto governativo ufficiale entro la data di presentazione del piano nazionale e per le quali è stato assunto un impegno di attuazione chiaro. Le politiche e le misure attuate sono quelle misure a cui, alla data di presentazione del piano nazionale integrato sull'energia e il clima o delle relazioni intermedie nazionali integrate sull'energia e il clima, si applica una o più delle seguenti situazioni: è in vigore una legislazione europea direttamente applicabile o una legislazione nazionale, sono stati conclusi uno o più accordi volontari, sono state assegnate risorse finanziarie, sono state mobilitate risorse umane

<sup>28</sup> La selezione dei fattori esogeni può essere basata sulle ipotesi formulate nello scenario di riferimento dell'UE per il 2016 o in altri scenari strategici successivi per le stesse variabili. Inoltre, i risultati specifici degli Stati membri nello scenario di riferimento dell'UE per il 2016, nonché i risultati negli scenari programmatici successivi, possono anche costituire un'utile fonte di informazione per l'elaborazione delle proiezioni nazionali con le politiche e le misure in vigore e delle valutazioni d'impatto.



Tabella 25 - Evoluzione della popolazione negli scenari BASE e PNEC [Fonte: valori storici: Istat, tassi di crescita: EU Reference Scenario 2016]

	2017	2020	2025	2030	2035	2040
<b>Popolazione (milioni)</b>	60,6	61,2	62,2	63,3	64,4	65,4

La tabella che segue mostra il valore storico 2017 e i tassi di crescita del PIL e dei Valori Aggiunti (VA) settoriali utilizzati per gli scenari BASE e PNEC. I valori storici del PIL e dei VA settoriali, fonte Eurostat, sono espressi in mln€ (valori concatenati - anno di riferimento 2010), mentre i tassi di crescita medi annui attesi (%) sono quelli dello scenario EUref2016. Per il breve termine lo scenario EUref2016 utilizza le previsioni da DG ECFIN (European Economic Forecast, Autumn 2014). Per quanto riguarda le proiezioni di crescita settoriale per ciascun Paese membro, esse sono coerenti con le proiezioni macro a lungo termine e sono state ottenute dal modello di equilibrio economico generale GEM-E3 utilizzato dalla Commissione.

Tabella 26 - Evoluzione del PIL e dei Valori Aggiunti settoriali degli scenari BASE e PNEC [Fonte: valori storici: Eurostat, tassi medi annui di crescita: EU Reference Scenario 2016]

	2017 mln€ (2010)	% 18-20	% 20-25	% 25-30	% 30-35	% 35-40
<b>PIL</b>	1.599.774	1,37	1,18	1,19	1,5	1,57
<b>V.A. Agricoltura</b>	28.009	0,78	0,55	0,34	0,44	0,49
<b>V.A. Costruzioni</b>	64.524	1,49	0,93	1,22	1,72	1,85
<b>V.A. Servizi</b>	1.077.553	1,47	1,34	1,31	1,63	1,67
<b>V.A. Settore energetico<sup>29</sup></b>	18.931	1,26	0,58	0,91	0,83	1,2
<b>V.A. Industria<sup>30</sup></b>	260.815	0,93	0,61	0,7	0,9	1,06

## *ii. Variazioni settoriali che dovrebbero incidere sul sistema energetico e sulle emissioni di gas a effetto serra*

I diversi settori industriali seguono diverse dinamiche di crescita. Nella Tabella seguente sono riportati i tassi medi annui di crescita dei VA dei principali settori industriali utilizzati per gli scenari BASE e PNEC. La fonte dei dati è sempre lo scenario EUREF2016.

<sup>29</sup> Eurostat - Energy Sector NACE\_R2: Electricity, gas, steam and air conditioning supply

<sup>30</sup> Eurostat - Industry NACE\_R2: Manufacturing + Mining and quarrying + Water supply; sewerage, waste management and remediation activities



Tabella 27 - Evoluzione dei Valori Aggiunti dei principali settori industriali negli scenari BASE e PNEC [Fonte: EU Reference Scenario 2016]

	%	%	%	%	%
	18-20	20-25	25-30	30-35	35-40
<b>V.A. Industria</b>	0,93	0,61	0,7	0,9	1,06
Iron and steel	0,43	0,04	0,04	0,23	0,23
Non ferrous metals	1,13	0,59	0,3	0,32	0,3
Chemicals	1,4	0,96	0,91	1,22	1,42
Non metallic minerals	1,83	1,51	1,36	1,3	1,5
Pulp, paper and printing	1,17	1,00	0,83	1,06	1,26
Other industries	0,8	0,49	0,67	0,9	0,96

### iii. Tendenze mondiali del settore dell'energia, prezzi internazionali dei combustibili fossili e prezzi del carbonio nel sistema ETS dell'UE

Nelle elaborazioni del Piano energia e clima si è fatto ricorso alle tendenze dei prezzi internazionali dei combustibili fossili raccomandati dalla Commissione europea, in particolare alla sezione "Recommended international fossil fuel prices values as provided in 2017 (without updated deflators, exchange rates etc and using old conversion rates for units of energy)". Le proiezioni di prezzo delle commodity energetiche sui mercati internazionali, utilizzate dalla Commissione europea, sono il risultato di simulazioni effettuate col modello di equilibrio parziale del sistema energetico globale PROMETHEUS sulla base dell'evoluzione della domanda globale, delle risorse e riserve di carbone, petrolio e gas, e dei relativi costi di estrazione.

 Tabella 28 - Evoluzione dei prezzi internazionali delle commodity energetiche<sup>31</sup> (€2013/GJ)

	2017	2020	2025	2030	2035	2040
<b>Petrolio</b>	9,19	11,61	13,18	14,52	15,14	16,04
<b>Gas (PCS)</b>	6,58	7,47	8,08	8,79	9,38	9,7
<b>Carbone</b>	1,95	2,21	2,65	3,18	3,36	3,5

Nello scenario BASE il prezzo della CO<sub>2</sub> per il settore ETS è esogeno ed è un risultato dello scenario EUreference 2016, quantificato col modello europeo PRIMES, utilizzato per gli scenari europei e di tutti i Paesi membri. Gli stessi valori sono stati raccomandati dalla CE per la realizzazione del piano. La tabella che segue mostra l'evoluzione attesa del prezzo della CO<sub>2</sub> dal 2015 al 2040 secondo i valori raccomandati dalla CE, seppure il prezzo attuale della CO<sub>2</sub> (valore aggiornato a dicembre 2018) sia pari a circa 20 € per tonnellata.

 Tabella 29 - Evoluzione del prezzo della CO<sub>2</sub> (€2013/ t of CO<sub>2</sub>)

	2015	2020	2025	2030	2035	2040
<b>Settore ETS</b>	7,5	15,0	22,5	33,5	42,0	50,0

<sup>31</sup> Recommended international fossil fuel prices values as provided in 2017 (without updated deflators, exchange rates etc and using old conversion rates for units of energy)

*iv. Evoluzione dei costi delle tecnologie*

Nel 2016, presso la Presidenza del Consiglio, è stato istituito un Gruppo di lavoro tecnico nell'ambito del quale sono state riunite competenze e professionalità diverse per mettere a sistema e valorizzare le diverse conoscenze in modo interattivo e flessibile.

A questo gruppo di lavoro tecnico hanno partecipato i rappresentanti delle Amministrazioni Centrali competenti per le politiche su clima ed energia (MISE, MATTM e MEF in primis), esperti dei principali Centri di Ricerca (principalmente RSE, ENEA, ISPRA, CNR e altri tra cui CMCC, FEEM, CESI), Centri di Studi (Centro Studi Banca d'Italia, Istat, Centro Studi Confindustria), Università (Politecnico di Milano) e i gestori di reti e sistemi energetici (Terna, GSE, Snam).

Uno dei principali risultati di questo gruppo di lavoro è stato la realizzazione di un catalogo<sup>32</sup> che fornisce una dettagliata disamina tecnica ed economica delle tecnologie energetiche disponibili, sia di offerta sia di uso finale, utili all'avanzamento del processo di decarbonizzazione del sistema energetico italiano.

Per la costruzione degli scenari BASE e PNEC è stato utilizzato il database di tecnologie presenti e future, costruito nell'ambito del gruppo di lavoro tecnico.

---

<sup>32</sup> Il rapporto "Decarbonizzazione dell'economia italiana: il catalogo delle tecnologie energetiche" è stato pubblicato ad ottobre 2017.

## 4.2 Dimensione della decarbonizzazione

### 4.2.1 Emissioni e assorbimenti di gas a effetto serra

#### *i. Andamento delle emissioni e degli assorbimenti attuali di gas a effetto serra nel sistema ETS dell'UE, condivisione degli sforzi, settori LULUCF e settori energetici diversi*

La tabella sottostante sintetizza le proiezioni delle emissioni di gas serra fino al 2040 con i relativi obiettivi europei, per i settori ETS e ESD/ESR. Per quest'ultimo l'obiettivo di emissioni nel 2020 è 291,0 MtCO<sub>2</sub>eq. Considerando le emissioni dello scenario (riga "Settori ESD/ESR" e "Obiettivi ESD/ESR" nella tabella) l'obiettivo del 2015 è già stato raggiunto e le emissioni proiettate al 2020 sono in linea con il raggiungimento dell'obiettivo al 2020, mentre c'è una discreta distanza per il raggiungimento dell'obiettivo al 2030.

Tabella 30 - Emissioni nazionali di gas serra e obiettivi europei (Mt CO<sub>2</sub>eq) – scenario a politiche correnti  
[Fonte: ISPRA]

	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
<b>Emissioni nazionali</b>	<b>520</b>	<b>581</b>	<b>504</b>	<b>433</b>	<b>419</b>	<b>399</b>	<b>384</b>	<b>374</b>	<b>367</b>
<b>Settori ETS</b>		248	200	156	149	138	137	134	130
<b>Settori ESD/ESR</b>		330	301	274	268	258	245	237	234
<b>Voli nazionali non soggetti a ETS</b>		3	3	2	2	2	2	2	2
<b>Obiettivi ESD/ESR*</b>				304	291	243	221		
<b>Differenza rispetto agli obiettivi</b>				-30	-23	15	24		

\*Obiettivo al 2020 come stabilito dalla Decisione ESD (*Effort Sharing Decision*) (UE) 2017/1471, obiettivo al 2030 come stabilito dal Regolamento ESR (*Effort Sharing Regulation*) (UE) pari a una riduzione del 33% delle emissioni rispetto al livello del 2005. L'obiettivo al 2025 è solo indicativo perchè dipenderà dai livelli emissivi effettivamente registrati negli anni 2016-2018. Le emissioni di NF3 sono incluse negli obiettivi ESD/ESR post-2020.

#### *ii. Proiezioni degli sviluppi settoriali con politiche e misure vigenti a livello nazionale e dell'Unione almeno fino al 2040 (anche per il 2030)*

In base ai parametri macroeconomici menzionati, il modello TIMES utilizzato elabora la domanda di energia e le emissioni di CO<sub>2</sub>, mentre gli altri gas serra e le emissioni da settori no-energy sono calcolate in base all'evoluzione stimata delle relative attività con i fattori di emissione medi. Le emissioni fino al 2015 sono da inventario come comunicate a UNFCCC nel 2017.

I dati mostrano una forte riduzione delle emissioni dal 2005 fino al 2015 e un successivo decremento a tassi di riduzione più modesti. La riduzione delle emissioni è dovuta a molti fattori, alcuni strutturali e altri contingenti. I più importanti sono:

- quota di energia rinnovabile nei consumi primari più elevata di quanto atteso in seguito al forte sviluppo della produzione fotovoltaica e alla diffusione della biomassa per il riscaldamento;
- aumento dell'efficienza della generazione elettrica, con l'entrata in funzione di molti impianti a ciclo combinato alimentati a gas naturale, in molti casi cogenerativi, accompagnata da una progressiva dismissione di impianti a vapore obsoleti alimentati ad olio combustibile;
- riduzione dei consumi nei trasporti per l'azione congiunta di innalzamento dei prezzi dei combustibili e bassi livelli di attività;

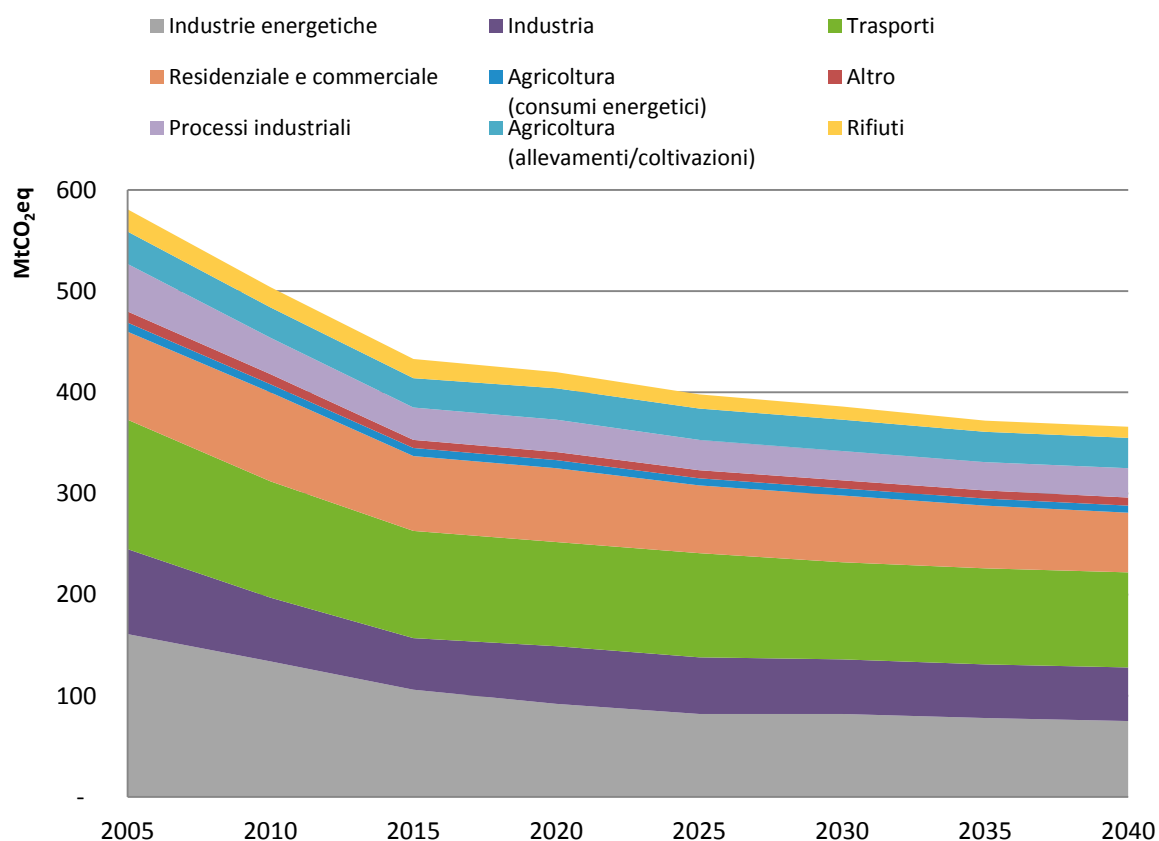
- rapida riduzione dei consumi finali del settore industria in seguito alla crisi economica e alla variazione strutturale delle attività produttive;
- aumento dell'efficienza degli apparecchi per gli usi finali di energia.

La tabella e il grafico che seguono mostrano le proiezioni dello scenario fino al 2040. Le emissioni sono disaggregate per settore.

Tabella 31 - Emissioni di gas serra (storiche fino al 2015) e secondo lo scenario a politiche correnti disaggregate per settore (MtCO<sub>2</sub>eq) [Fonte: ISPRA]

Emissioni di GHG, MtCO <sub>2</sub> eq	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040*
<b>DA USI ENERGETICI, di cui:</b>	480	417	353	341	324	312	304	297
Industrie energetiche	161	134	106	92	82	82	78	75
Industria	84	63	51	56	56	53	53	53
Trasporti	128	115	106	103	103	96	95	94
Residenziale e commerciale	87	88	74	73	67	66	62	59
Agricoltura	9	8	8	8	7	7	7	7
Altro	11	10	8	8	8	8	8	8
<b>DA ALTRE FONTI, di cui:</b>	101	87	80	78	75	72	69	70
Processi industriali	47	36	32	32	30	29	28	29
Agricoltura	32	30	29	31	31	31	30	30
Rifiuti	22	20	19	16	14	13	11	11
<b>TOTALE</b>	<b>581</b>	<b>504</b>	<b>433</b>	<b>419</b>	<b>399</b>	<b>384</b>	<b>374</b>	<b>367</b>
<b>Di cui soggetto a ESD/ESR</b>	<b>330</b>	<b>301</b>	<b>274</b>	<b>268</b>	<b>258</b>	<b>245</b>	<b>237</b>	<b>234</b>

Figura 39 - Emissioni di gas serra (storiche fino al 2015) e secondo lo scenario a politiche correnti disaggregate per settore (MtCO<sub>2</sub>eq) [Fonte: ISPRA]



L'analisi settoriale nel periodo 2015 - 2030 evidenzia che:

- si ha una rilevante contrazione delle emissioni nelle industrie energetiche (-23%), principalmente dovuta alla riduzione delle emissioni del settore elettrico. In questo settore le emissioni sono direttamente legate alla produzione elettrica da combustibili fossili. La notevole crescita della produzione elettrica da fonti rinnovabili e l'incremento di efficienza termoelettrica dal 2008 hanno contribuito alla riduzione delle emissioni cui ha concorso in maniera significativa anche l'incremento di efficienza termoelettrica. La riduzione delle emissioni negli anni di proiezione è dovuta all'ulteriore incremento di efficienza termoelettrica, della quota di rinnovabili e all'incremento della quota di combustibile a basso contenuto di carbonio;
- nel settore dei trasporti le proiezioni mostrano una diminuzione delle emissioni del 9% in seguito all'implementazione delle misure vigenti nonostante l'incremento della domanda di trasporto;
- nel settore civile si nota una diminuzione delle emissioni dell'11% principalmente per l'incremento dell'efficienza; l'aumento delle emissioni registrato negli anni precedenti è fondamentalmente legato all'espansione del parco edilizio nel settore terziario e residenziale (seconda e terza abitazione); inoltre l'incremento della dimensione media delle abitazioni e una maggiore domanda di riscaldamento giocano un ruolo determinante. Negli anni di proiezione le politiche pianificate mostrano un significativo effetto di riduzione delle emissioni;
- le emissioni dall'industria, sia per quanto riguarda i consumi energetici sia per quanto riguarda i processi, mostrano una notevole contrazione nel periodo 2005 – 2015 (-36%) in parte dovuta alla crisi economica e in parte alla variazione strutturale delle attività e all'incremento di efficienza dei processi produttivi i cui effetti sono evidenti anche nella riduzione delle emissioni degli anni di proiezione. Infatti nel periodo 2015-2030 le emissioni del settore industria sono abbastanza stabili anche a fronte di una ripresa produttiva;
- le emissioni dai rifiuti mostrano il più elevato tasso di riduzione dal 2015 al 2030 (-31%) principalmente dovuto alla diminuzione dei rifiuti destinati in discarica.
- l'agricoltura è il settore che presenta l'andamento più stabile, le misure già in essere non incidono molto sul settore le cui emissioni totali si riducono nel periodo in esame di circa l'8%, in alcuni anni è possibile anche osservare degli incrementi.

La Tabella successiva mostra le emissioni per tipo di gas in termini di CO<sub>2</sub>eq. La CO<sub>2</sub> rappresenta circa l'84% delle emissioni totali. E' utile notare che, sebbene anche gli altri gas contribuiscano a ridurre il livello di emissione totale, il loro ruolo tende a crescere progressivamente nel tempo, passando dal 15% nel 2005 a oltre il 17% già dal 2015. Come già notato la riduzione di metano è dovuta soprattutto al settore dei rifiuti. La riduzione delle emissioni di HFCs e SF<sub>6</sub> è dovuta principalmente all'implementazione del Regolamento europeo n. 517/2014 sugli F-gases.

Tabella 32 - Emissioni di gas serra dal 2005 al 2040, disaggregate per gas (Mt di CO<sub>2</sub>eq) [Fonte: ISPRA]

<b>Emissioni di GHG</b>	<b>2005</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>	<b>2040</b>
Anidride carbonica	495	425	355	343	328	317	310	304
Metano	48	47	43	41	39	38	36	36
Protossido di azoto	28	19	18	19	18	18	18	18
HFCs	7.1	11.4	14.5	14.1	11.6	9.2	7.4	7.4
PFCs	1.9	1.5	1.7	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6
SF <sub>6</sub>	0.6	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
NF <sub>3</sub>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>TOTALE</b>	<b>581</b>	<b>504</b>	<b>433</b>	<b>419</b>	<b>399</b>	<b>384</b>	<b>374</b>	<b>367</b>

## 4.2.2 Energia rinnovabile

*i. Quota attuale di energia rinnovabile nel consumo finale lordo di energia e in diversi settori (riscaldamento e raffreddamento, energia elettrica e trasporti), nonché per tecnologia in ciascuno di tali settori*

La tabella seguente illustra l'evoluzione del target FER complessivo (quota dei consumi finali lordi di energia coperta da fonti rinnovabili), calcolato applicando i criteri fissati dalla RED I. Nel 2017 l'energia da FER ammonta a 22 Mtep, per una quota sui consumi finali lordi complessivi pari al 18,3%; il contributo del settore elettrico ammonta al 44% del totale FER, quello del settore termico al 51%, del settore trasporti al 5%.

Tabella 33 - Target FER totale (ktep) [Fonte: GSE]

	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<b>Numeratore</b> - Energia da FER	<b>19.618</b>	<b>20.737</b>	<b>20.245</b>	<b>21.286</b>	<b>21.081</b>	<b>22.000</b>
Produzione lorda di energia elettrica da FER	8.026	8.883	9.248	9.435	9.504	9.729
Consumi finali FER per riscaldamento e raffrescamento	10.226	10.603	9.934	10.687	10.538	11.211
Consumi finali di FER nei trasporti	1.366	1.250	1.063	1.164	1.039	1.060
<b>Denominatore</b> - Consumi finali lordi complessivi	<b>127.052</b>	<b>123.869</b>	<b>118.521</b>	<b>121.456</b>	<b>121.053</b>	<b>120.435</b>
<b>Quota FER complessiva (%)</b>	<b>15,4%</b>	<b>16,7%</b>	<b>17,1%</b>	<b>17,5%</b>	<b>17,4%</b>	<b>18,3%</b>

### Settore elettrico

Nel 2017 la produzione elettrica da FER, calcolata applicando i criteri di calcolo fissati dalla RED I (produzione idrica ed eolica normalizzata, bioliquidi sostenibili) supera leggermente i 113 TWh; il contributo alla produzione elettrica lorda complessiva nazionale è pari al 34,1%.

Tabella 34 - Target FER settore elettrico (TWh) [Fonte: GSE]

	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<b>Numeratore</b> – Prod.lorda di energia elettrica da FER	<b>93,3</b>	<b>103,3</b>	<b>107,6</b>	<b>109,7</b>	<b>110,5</b>	<b>113,1</b>
Idrica (normalizzata)	44,1	45,0	45,8	45,9	46,2	46,0
Eolica (normalizzata)	12,4	14,1	14,9	15,3	16,5	17,2
Geotermica	5,6	5,7	5,9	6,2	6,3	6,2
Bioenergie	12,3	17,0	18,7	19,4	19,4	19,3
Solare	18,9	21,6	22,3	22,9	22,1	24,4
<b>Denominatore</b> - Consumi Interni Lordi di energia elettr.	<b>340,4</b>	<b>330,0</b>	<b>321,8</b>	<b>327,9</b>	<b>325,0</b>	<b>331,8</b>
<b>Quota FER-E (%)</b>	<b>27,4%</b>	<b>31,3%</b>	<b>33,4%</b>	<b>33,5%</b>	<b>34,0%</b>	<b>34,1%</b>

### Settore termico

Nel 2017 i consumi di energia termica prodotta da FER ammontano a circa 11,2 Mtep; la quota sui consumi termici complessivi nazionali si attesta intorno al 20%. Il contributo FER maggiore viene fornito dai consumi di biomassa solida (principalmente legna da ardere e pellet utilizzati nel settore residenziale) e dall'impiego invernale delle pompe di calore.

Tabella 35 - Target FER settore termico (ktep) [Fonte: GSE]

	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<b>Numeratore - Energia da FER</b>	<b>10.226</b>	<b>10.603</b>	<b>9.934</b>	<b>10.687</b>	<b>10.539</b>	<b>11.211</b>
Produzione lorda di calore derivato da FER	592	838	966	905	928	957
Consumi finali FER per riscaldamento	9.635	9.765	8.968	9.783	9.611	10.255
<i>di cui bioenergie</i>	6.946	6.959	6.097	6.894	6.677	7.265
<i>di cui solare</i>	155	168	180	190	200	209
<i>di cui geotermico</i>	118	119	111	114	125	131
<i>di cui energia ambiente da pdc</i>	2.415	2.519	2.580	2.584	2.609	2.650
<b>Denominatore - Consumi finali lordi nel settore termico</b>	<b>60.214</b>	<b>58.606</b>	<b>52.519</b>	<b>55.504</b>	<b>55.796</b>	<b>55.823</b>
<b>Quota FER-C (%)</b>	<b>17,0%</b>	<b>18,1%</b>	<b>18,9%</b>	<b>19,3%</b>	<b>18,9%</b>	<b>20,1%</b>

### Settore trasporti

L'evoluzione del target FER relativo al settore trasporti, illustrata nella tabella seguente, è elaborata applicando i criteri di calcolo fissati dalla RED I (i coefficienti premianti sono illustrati nella tabella stessa). Nel 2017 i consumi settoriali di energia da FER così calcolati ammontano a poco meno di 2 Mtep; la relativa incidenza sui consumi complessivi si attesta al 6,5%.

Tabella 36 - Target FER settore trasporti (ktep) [Fonte: GSE]

	coeff.	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<b>Numeratore - Energia da FER</b>		<b>2.019</b>	<b>1.741</b>	<b>1.678</b>	<b>2.121</b>	<b>2.377</b>	<b>1.992</b>
Biocarburanti double counting avanzati	2,0	62	8	14	13	9	7
Biocarburanti double counting non avanzati	2,0	277	107	172	439	765	350
Biocarburanti single counting	1,0	1.026	1.136	878	713	265	703
Quota rinn. energia elettrica su strada	5,0	1,0	1,3	1,6	1,9	2,0	2,4
Quota rinn. energia elettrica su rotaia	2,5	82,8	101,9	117,2	137,4	156,5	158,7
Quota rinn. energia elettrica su altre modalità	1,0	102,0	114,9	127,9	152,9	162,3	166,4
<b>Denominatore - Consumi finali lordi nei trasporti</b>		<b>33.110</b>	<b>32.176</b>	<b>33.431</b>	<b>32.611</b>	<b>32.057</b>	<b>30.728</b>
<b>Quota FER-T (%)</b>		<b>6,1%</b>	<b>5,4%</b>	<b>5,0%</b>	<b>6,5%</b>	<b>7,4%</b>	<b>6,5%</b>

*ii. Proiezioni indicative di sviluppo con politiche vigenti per il 2030 (con una prospettiva fino al 2040)*

In termini di sviluppo delle FER nel periodo 2020-2040 le seguenti tabelle mostrano rispettivamente l'evoluzione a politiche attuali del target FER totale, del target FER elettriche, del target FER termiche, e del target FER trasporti. Nell'evoluzione tendenziale al 2030 le FER contribuiscono al 21,1% dei consumi finali lordi di energia, con un incremento di tre punti percentuali rispetto al dato storico 2017 (18,3%). Guardando alla prospettiva al 2040 la quota FER cresce di un ulteriore punto percentuale arrivando al 22,2%.

Tabella 37 - Target FER totale nel periodo 2020-2040 con politiche vigenti (ktep)

	2020	2025	2030	2040
<b>Numeratore</b>	<b>21.081</b>	<b>22.000</b>	<b>27.428</b>	<b>33.098</b>
Produzione lorda di energia elettrica da FER	10.152	10.364	11.348	12.284
Consumi finali FER per riscaldamento e raffrescamento	10.826	11.301	11.868	12.825
Consumi finali di FER nei trasporti	1.740	1.933	1.886	1.749
<b>Denominatore - Consumi finali lordi complessivi</b>	<b>121.454</b>	<b>120.399</b>	<b>119.069</b>	<b>121.001</b>
<b>Quota FER complessiva (%)</b>	<b>18,7%</b>	<b>19,6%</b>	<b>21,1%</b>	<b>22,2%</b>

### Settore elettrico

A politiche vigenti, si prevede che il contributo nel settore elettrico raggiunga 11,3 Mtep al 2030 di generazione da FER, pari a 132 TWh, con una copertura del 38,7% dei consumi finali elettrici lordi con energia rinnovabile, contro il 34,1% del 2017.

Analizzando le singole fonti, il significativo potenziale residuo tecnicamente ed economicamente sfruttabile e la riduzione dei costi di fotovoltaico ed eolico, prospettano, per queste tecnologie una crescita anche a politiche attuali. Sempre nello stesso orizzonte temporale è considerata una crescita contenuta della potenza aggiuntiva geotermica ed idroelettrica e una leggera flessione delle bioenergie, al netto dei bioliquidi per i quali è invece attesa una graduale fuoriuscita degli impianti a fine incentivo. In prospettiva 2040 la quota di FER elettriche cresce fino al 40,6%.

Tabella 38 - Target FER elettriche nel periodo 2020-2040 con politiche vigenti (TWh)

	2020	2025	2030	2040
<b>Produzione rinnovabile</b>	<b>118,1</b>	<b>120,5</b>	<b>132,0</b>	<b>142,9</b>
Idrica (normalizzata)	49,6	49,1	51,0	51,6
Eolica (normalizzata)	19,6	21,8	25,1	33,2
Geotermica	6,7	6,9	7,0	8,3
Bioenergie	15,9	14,7	14,2	12,3
Solare	26,3	28,0	34,6	37,4
<b>Denominatore - Consumi Interni Lordi di energia elettrica</b>	<b>329,7</b>	<b>333,1</b>	<b>340,6</b>	<b>351,7</b>
<b>Quota FER-E (%)</b>	<b>35,8%</b>	<b>36,2%</b>	<b>38,7%</b>	<b>40,6%</b>



## Settore termico

Anche il settore termico riveste un ruolo importante nella evoluzione a politiche correnti delle rinnovabili: in termini assoluti si prevede, infatti, il raggiungimento di oltre 11 Mtep di FER nel settore di riscaldamento e raffrescamento al 2030, alla pari quindi con il settore elettrico, legati principalmente all'incremento della componente rinnovabile delle pompe di calore annuali. Al 2030 il settore termico vede il ricorso a impianti solari termici, geotermici e a bioenergie<sup>33</sup> (per un totale di 7,8 Mtep), pompe di calore (3,3 Mtep) e calore cogenerativo prodotto da FER (0,7 Mtep). Al 2030 la quota di FER termiche raggiunge il 23,5% contro il 20,1% del 2017. In prospettiva 2040 la quota di FER termiche cresce fino al 25,4%.

Tabella 39 - Target FER riscaldamento nel periodo 2020-2040 con politiche vigenti (ktep) [Fonte: RSE]

	2020	2025	2030	2040
<b>Numeratore</b>	<b>10.538</b>	<b>11.211</b>	<b>13.467</b>	<b>14.701</b>
Produzione lorda di calore derivato da FER	585	682	709	701
Consumi finali FER per riscaldamento	10.241	10.619	11.159	12.124
<i>di cui bioenergie</i>	<i>6.880</i>	<i>6.949</i>	<i>7.132</i>	<i>7.456</i>
<i>di cui solare</i>	<i>324</i>	<i>502</i>	<i>518</i>	<i>595</i>
<i>di cui geotermico</i>	<i>147</i>	<i>148</i>	<i>150</i>	<i>150</i>
<i>di cui energia ambiente da pdc</i>	<i>2.890</i>	<i>3.020</i>	<i>3.359</i>	<i>3.923</i>
<b>Denominatore - Consumi Finali Lordi nel settore termico</b>	<b>52.904</b>	<b>51.405</b>	<b>50.432</b>	<b>50.483</b>
<b>Quota FER-C (%)</b>	<b>20,5%</b>	<b>22,0%</b>	<b>23,5%</b>	<b>25,4%</b>

## Settore trasporti

Nelle proiezioni a politiche attuali non si tiene conto dei nuovi obiettivi fissati dalla Direttiva RED II che prevede al 2030 un target specifico nel settore dei trasporti pari al 14% (obbligo che gli Stati membri devono ribaltare sui fornitori di carburanti). Nel settore dei trasporti si raggiunge al 2030 una quota FER pari all' 11,3% (calcolata secondo i criteri impostati dalla Direttiva RED II) riconducibile a una crescita sia del consumo di biocarburanti sia di energia elettrica per il trasporto su strada e rotaia. In prospettiva 2040 la quota di FER nel settore trasporti cresce fino al 12,6%.

Tabella 40 - Target FER trasporti nel periodo 2020-2040 con politiche vigenti, ma criteri di calcolo impostati secondo le regole della Direttiva RED II (ktep) [Fonte: RSE]

	Fattore moltiplicativo	2020	2025	2030	2040
<b>Numeratore</b>		<b>2.794</b>	<b>3.247</b>	<b>3.381</b>	<b>3.674</b>
Biocarburanti avanzati	X 2	234	295	323	503
Biocarburanti double counting non avanzati	X 2	620	670	650	650
Biocarburanti Single counting		786	968	913	596
Quota rinnovabile dell'energia elettrica su strada	X 4	7	9	40	74
Quota rinnovabile dell'energia elettrica su rotaia	X 1,5	182	209	242	316
<b>Denominatore - Consumi Finali Lordi nei trasporti</b>		<b>31.038</b>	<b>30.856</b>	<b>29.894</b>	<b>29.195</b>
<b>Quota FER-T (%)</b>		<b>9,0%</b>	<b>10,5%</b>	<b>11,3%</b>	<b>12,6%</b>

<sup>33</sup> Incluso biometano e biogas

### 4.3 Dimensione dell'efficienza energetica

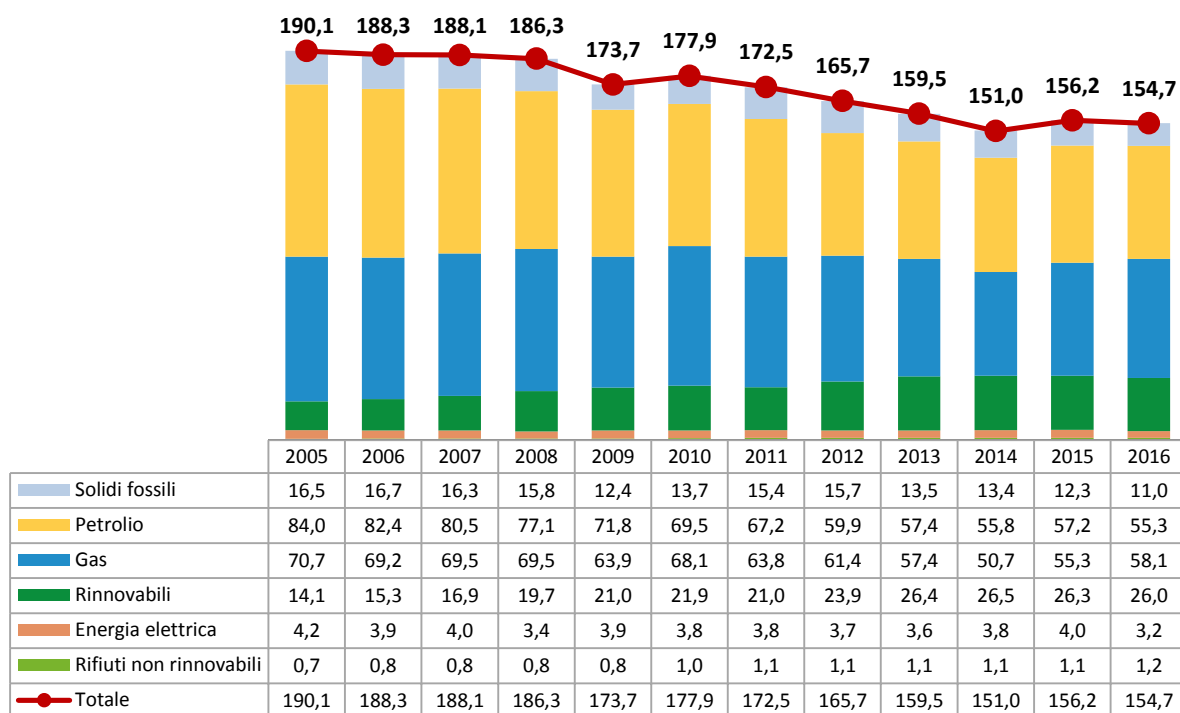
#### *i. Consumo di energia primaria e finale attuale nell'economia e per settore (inclusi i settori industriale, residenziale, dei servizi e dei trasporti)*

Gli ultimi decenni hanno visto una profonda rivoluzione del sistema energetico italiano nel quale all'affermarsi, in una prima fase, del gas naturale ha fatto seguito, dopo il 2005, una forte crescita delle fonti energetiche rinnovabili, in particolare nel settore elettrico, e una costante riduzione invece dei prodotti petroliferi. Questa evoluzione è stata dettata sia dalle politiche volte a ridurre in maniera significativa le emissioni di gas serra e contrastare così i rischi legati ai cambiamenti climatici sia dalla necessità di garantire maggiore sicurezza e diversificazione negli approvvigionamenti energetici.

Nel 2016, il consumo interno lordo è stato pari a circa 155<sup>34</sup> Mtep in diminuzione di circa 1 punto percentuale rispetto all'anno precedente. Tale dato deriva da una consistente diminuzione rispetto all'anno precedente dei consumi di solidi (-10,7%), dei prodotti petroliferi (-3,3%) e delle FER, che hanno invertito la loro crescita (-0,1%) insieme a un incremento del consumo di gas (+5%). Il dato relativo al netto delle importazioni di energia elettrica si contrae nell'ordine del 20%.

Nel periodo 2005 – 2014, i Consumi Interni Lordi e i consumi finali hanno visto una rapida decrescita, a eccezione della ripresa del 2010, seguita, negli ultimi anni, da una leggera flessione. La riduzione dei consumi ha riguardato in particolare i prodotti petroliferi, il gas naturale e, seppur con andamento non omogeneo, il carbone. Negli ultimi decenni le fonti energetiche rinnovabili, grazie anche a un generoso sistema di incentivazione, sono state protagoniste di una stagione di grande sviluppo in Italia fino al 2013, seguita da una fase piuttosto stazionaria, con la flessione già citata del 2016.

Figura 40 – Evoluzione dei consumi di energia primaria per fonte (Mtep) [Fonte: Eurostat]

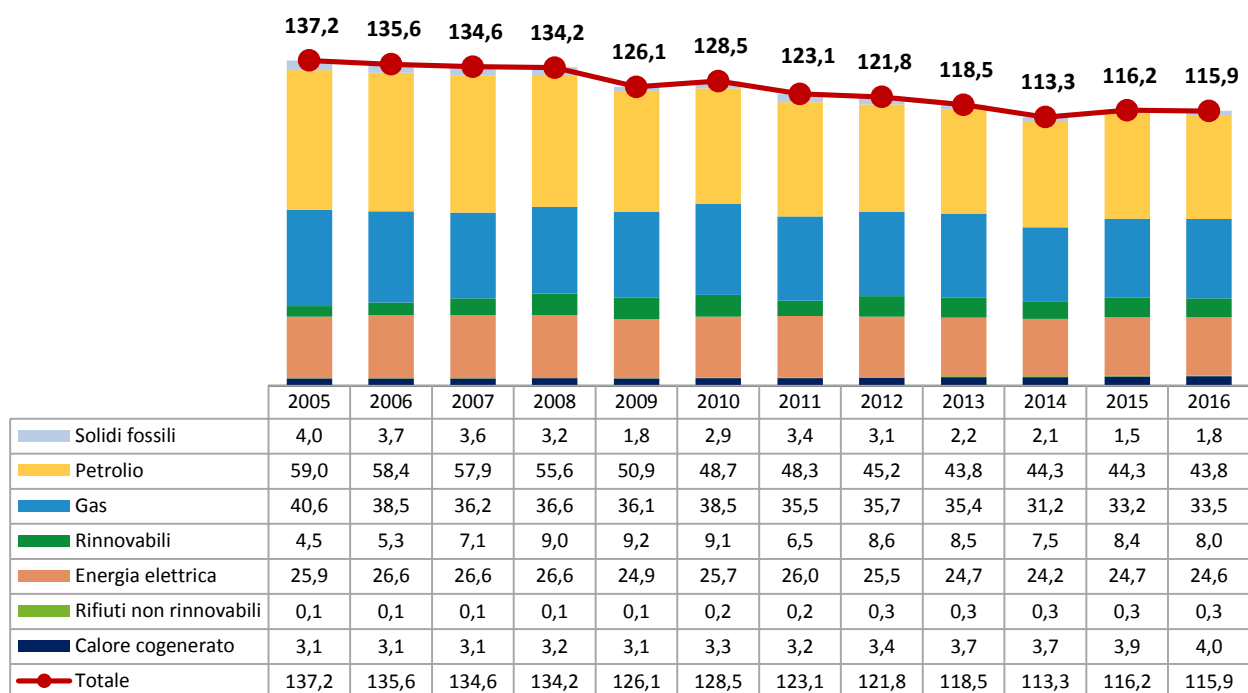


<sup>34</sup> Inclusi gli usi non energetici – Fonte Eurostat

I consumi energetici finali nel 2016 sono stati interessati da una leggera flessione rispetto all'anno precedente (-0,3%), raggiungendo i 116 Mtep. Si evidenzia:

- una contrazione ridotta ma significativa dei consumi del settore trasporti (-1,1%);
- una sostanziale stabilità dei consumi per il settore civile (-0,5%) ma legata alla variabilità climatica;
- una crescita dei consumi dell'industria (+1,4%).

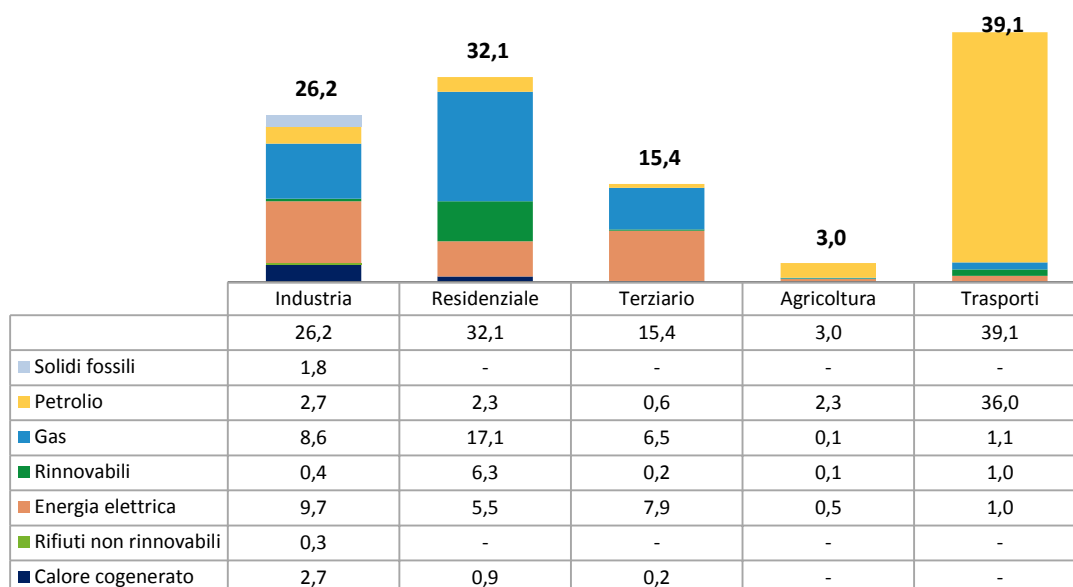
Figura 41 - Evoluzione dei consumi finali per fonte (Mtep) [Fonte: Eurostat]



Il trend dei consumi finali mostra una sostanziale invarianza del mix energetico degli ultimi anni. Emerge il predominio delle fonti gas ed elettricità nei settori industriale (circa il 70% sul totale dei consumi) e civile (85%); il petrolio copre la quasi totalità del fabbisogno dei trasporti, pur segnalando una crescita delle FER per via dell'impiego di biocarburanti.

Nella figura successiva è riportato il dettaglio, al 2016, dei consumi finali settoriali per fonte. Si nota come la maggior parte di consumi finali riguardino gli usi civili (41%), seguiti dai settori dei trasporti (34%) e dell'industria (22%).

Figura 42 - Consumi energetici finali per fonte e settore, anno 2016 [Fonte: Eurostat]



In termini di efficienza energetica, rispetto all'obiettivo previsto per il periodo 2011-2020 nel PAEE 2014, i risparmi energetici conseguiti al 2017 sono stati pari a poco più di 8 Mtep/anno, equivalenti a quasi il 52% dell'obiettivo finale. Tali risparmi derivano per circa il 37% dal meccanismo d'obbligo dei Certificati Bianchi e oltre un quarto dalle detrazioni fiscali. A livello settoriale, il residenziale ha di fatto già raggiunto l'obiettivo atteso al 2020; l'industria è a metà del percorso previsto.

Tabella 41 – Risparmi energetici annuali conseguiti per settore, periodo 2011-2017 e atteso al 2020 (Mtep/anno) ai sensi del PAEE 2014 [Fonte: RAEE 2018]

	Certificati Bianchi	Detrazioni fiscali	Conto Termico	Impresa 4.0	Regolamenti Comunitari e Alta Velocità	D.Lgs. 192/05 e 26/6/15	Risparmio energetico		Obiettivo raggiunto (%)
							Conseguito al 2017	Atteso al 2020	
Residenziale	0,71	2,08	-	-	-	0,85	3,64	3,67	99,2%
Terziario	0,15	0,02	0,005	-	-	0,04	0,22	1,23	17,9%
Industria	2,1	0,03	-	0,3	-	0,07	2,5	5,1	49,0%
Trasporti	0,01	-	-	-	1,68	-	1,69	5,5	30,7%
<b>Totale</b>	<b>2,97</b>	<b>2,13</b>	<b>0,005</b>	<b>0,3</b>	<b>1,68</b>	<b>0,96</b>	<b>8,05</b>	<b>15,5</b>	<b>51,9%</b>

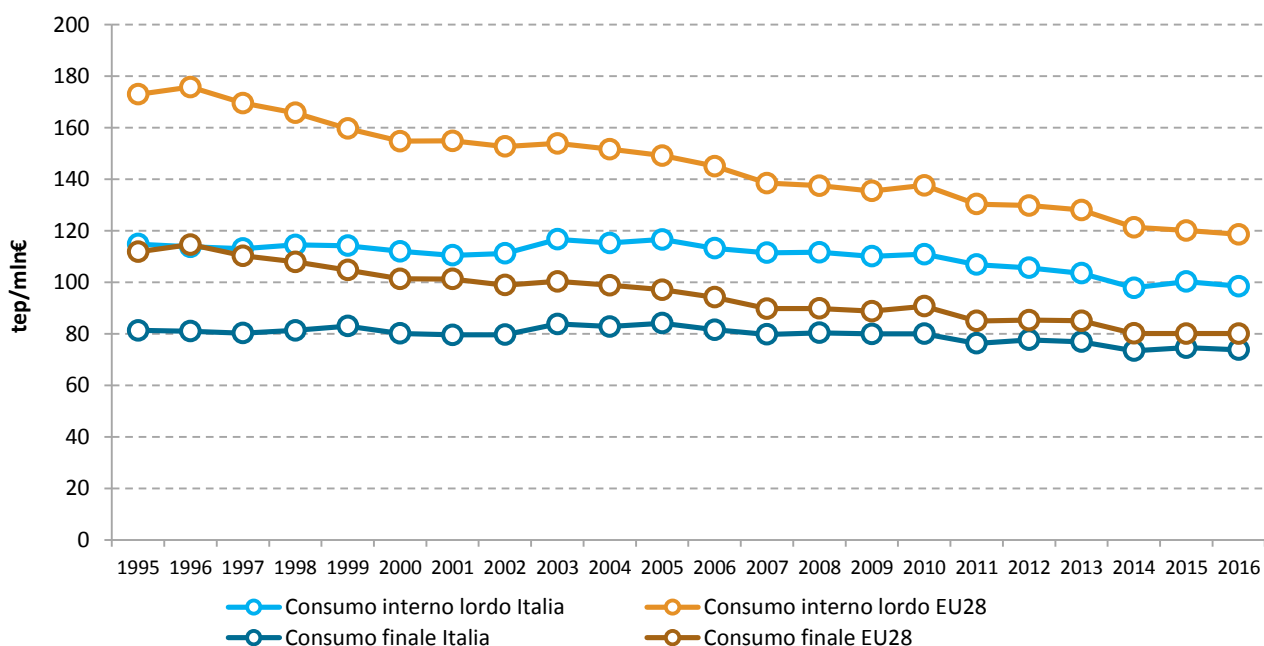
I risparmi rilevati nel settore residenziale e industriale e da misure quali i Certificati Bianchi e le detrazioni fiscali sono stati prevalenti negli ultimi anni, ma essendo meccanismi maturi hanno limitata capacità di crescita al contrario dei meccanismi di recente adozione (Conto Termico, Piano Industria 4.0) e di altri ancora da valorizzare.

### L'intensità energetica – analisi storica fino al 2016

L'intensità energetica, valutata in termini di energia consumata per unità di ricchezza economica prodotta (PIL, valori concatenati, anno di riferimento 2010), è un indicatore dell'efficienza economica ed energetica. L'Italia è uno dei Paesi europei con il valore più basso di intensità di energia. In base ai dati Eurostat l'Italia continua ad avere la più bassa intensità energetica per ricchezza prodotta tra i principali Paesi europei, dopo il Regno Unito.

L'intensità di energia finale segue andamenti analoghi. La figura seguente mostra come l'intensità media europea si sia ridotta significativamente avvicinandosi ai livelli che l'Italia aveva fin dal 1990. L'Italia mostra storicamente un'efficienza energetica ed economica maggiore rispetto alla media degli altri paesi europei, che implica un maggiore sforzo per conseguire risparmi energetici significativi rispetto ad altre economie dove i consumi specifici sono storicamente più elevati e comprimibili. La diminuzione dei consumi è cominciata dal 2005, prima della crisi economica, mentre nel periodo 1990-2005 i consumi sono costantemente aumentati con un tasso annuale medio di +1.4%. Inoltre la quota di gas naturale è aumentata costantemente dal 1990 controbilanciando il corrispondente decremento dei prodotti petroliferi. Negli ultimi anni è evidente il crescente ruolo delle energie rinnovabili.

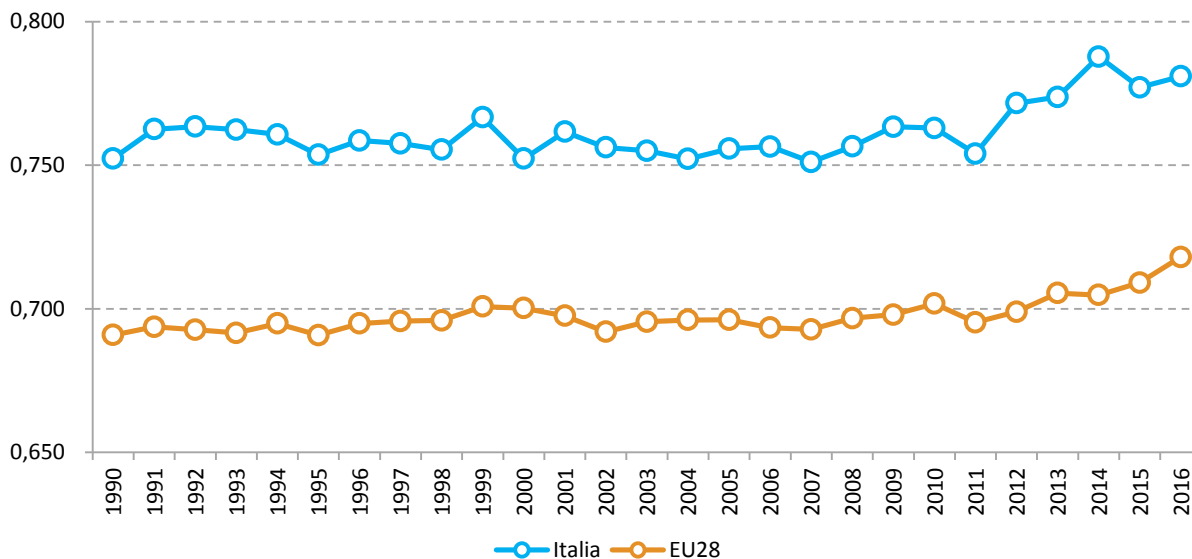
Figura 43 – Consumo finale e consumo interno lordo per unità di PIL, dati storici



Il rapporto tra consumi di energia finale e consumi di energia primaria è un indicatore dell'efficienza complessiva di conversione dell'energia delle fonti primarie. Questo rapporto è sempre stato molto elevato per l'Italia e maggiore della media europea. L'incremento di efficienza, dovuto anche all'aumento della produzione lorda di energia elettrica da impianti di cogenerazione (a partire dal 1999), viene parzialmente compensato dal peso crescente di fonti energetiche secondarie (elettricità, derivati petroliferi) nei consumi finali di energia; ciò spiega la relativa stabilità dell'indicatore fino al 2011. Negli ultimi anni si osserva un incremento del rapporto dovuto sia all'aumento della quota di consumi finali elettrici sia all'incremento di efficienza di trasformazione dei combustibili fossili.

Dal 1990 il rapporto tra consumi di energia finale e primaria in Italia oscilla intorno a valori medi compresi tra 0,7 e 0,75, mentre in EU28 la media osservata è attorno a 0,65.

Figura 44 Consumi finali per unità di consumo interno lordo, dati storici



### Efficienza di trasformazione elettrica

I dati pubblicati annualmente da Terna dei consumi energetici, consumi specifici, produzione di energia elettrica e calore utile delle centrali termoelettriche consentono di elaborare i parametri dell'efficienza del parco termoelettrico in termini di rapporto tra energia prodotta e contenuto energetico dei combustibili utilizzati.

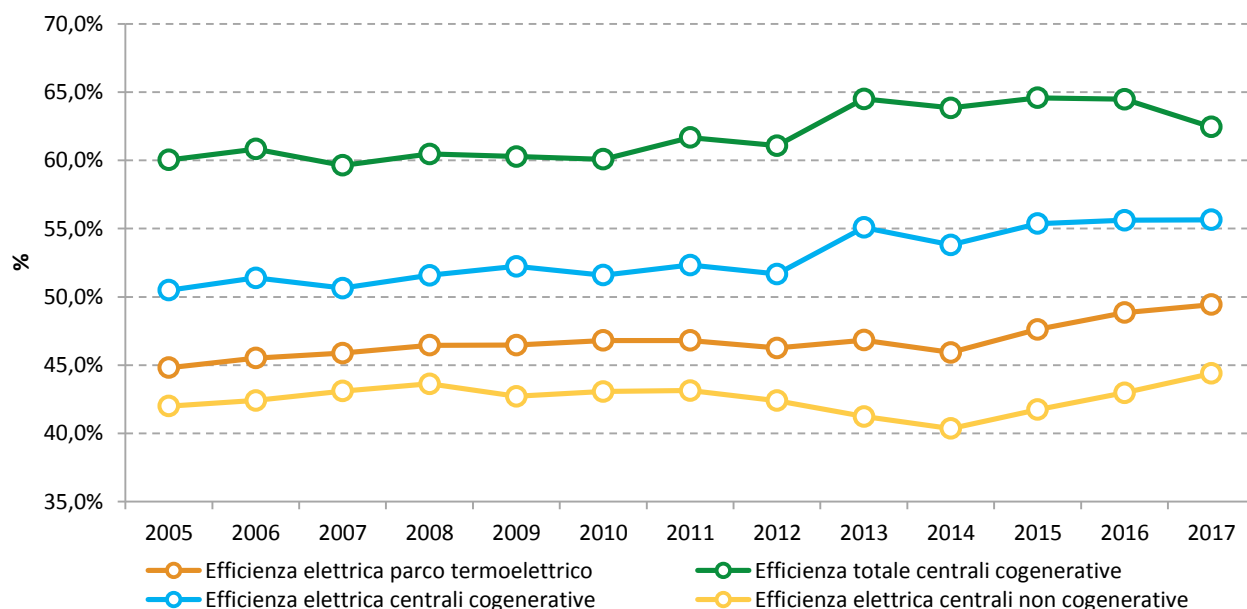
Nella tabella seguente sono riportati i parametri relativi ai consumi energetici del parco termoelettrico e all'efficienza degli impianti. I dati mostrano che l'efficienza del parco termoelettrico è aumentata dal 2005, soprattutto per il contributo delle centrali cogenerative caratterizzate da efficienza elettrica superiore a quella delle centrali non cogenerative. Nel 2016 l'efficienza elettrica di queste ultime risulta del 43%, mentre per le centrali cogenerative si registra un valore del 55,6%. Inoltre, le centrali cogenerative mostrano un costante incremento dell'efficienza elettrica laddove l'efficienza delle centrali non cogenerative non mostra significativi incrementi dal 2005. Considerando anche la produzione di calore gli impianti cogenerativi fanno registrare un'efficienza del 64,5% nel 2016. Complessivamente l'efficienza del parco termoelettrico nazionale è del 54,6% e mostra un andamento crescente negli ultimi anni fino al 2016.

Tabella 42 - Consumi energetici ed efficienza del parco termoelettrico

	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Consumi specifici - centrali non cogenerative (Mcal/kWh elettrici)	2,048	1,997	1,993	2,028	2,085	2,131	2,060	2,001
Consumi specifici - centrali cogenerative (Mcal/kWh elettrici)	1,703	1,667	1,643	1,664	1,561	1,598	1,553	1,546
Consumo di energia - parco termoelettrico (ktep)	53.468	47.764	47.671	45.666	41.099	38.300	40.343	40.886
- centrali cogenerative	21.206	23.999	22.521	22.147	20.052	19.045	20.654	22.164
- per produzione elettrica	16.078	18.577	16.678	16.780	14.251	13.607	14.889	16.256
- per produzione di calore	5.127	5.422	5.843	5.367	5.801	5.438	5.765	5.908
- centrali non cogenerative	32.262	23.765	25.150	23.519	21.046	19.256	19.688	18.722
Consumo di energia per la prod.elettrica (ktep)	48.339	42.342	41.830	40.300	35.295	32.856	34.578	34.978
Efficienza elettrica parco termoelettrico	0,448	0,468	0,468	0,463	0,468	0,459	0,476	0,488
Efficienza totale centrali cogenerative	0,600	0,601	0,616	0,611	0,645	0,638	0,646	0,645
Efficienza elettrica centrali cogenerative	0,505	0,516	0,523	0,517	0,551	0,538	0,554	0,556
Efficienza elettrica centrali non cogenerative	0,420	0,431	0,431	0,424	0,412	0,403	0,417	0,430
<b>Efficienza totale parco termoelettrico</b>	<b>0,491</b>	<b>0,516</b>	<b>0,519</b>	<b>0,515</b>	<b>0,526</b>	<b>0,520</b>	<b>0,534</b>	<b>0,546</b>

Nella Figura seguente è riportato l'andamento dell'efficienza del parco termoelettrico nazionale per le centrali cogenerative e non cogenerative. Di particolare rilievo appare l'incremento di efficienza osservato per le centrali cogenerative tra il 2012 e il 2013 dovuto al prevalente funzionamento delle sezioni cogenerative a ciclo combinato e a condensazione di dimensioni significative e maggiore efficienza.

Figura 45 - Efficienza del parco termoelettrico nazionale, periodo 2005-2016



I dati mostrano che le efficienze di conversione registrate nel 2016 sono superiori a quelle registrate nel 2005. L'incremento di efficienza è particolarmente rilevante per gli impianti cogenerativi, infatti nel periodo 2005-2016 a fronte di un incremento dell'efficienza elettrica media dell'intero parco termoelettrico del 4% gli impianti cogenerativi mostrano un incremento del 5,1%,

mentre gli impianti non cogenerativi presentano un miglioramento dell'efficienza dell'1% nello stesso periodo.

Per quanto riguarda l'efficienza totale gli impianti cogenerativi mostrano un miglioramento delle prestazioni del 4,4% con un ruolo particolarmente pronunciato per gli impianti a ciclo combinato che fanno registrare un incremento del 7,3% dell'efficienza totale.

### **Efficienza nei settori di uso finale dell'energia**

L'intensità energetica finale (consumo di energia finale per valore aggiunto prodotto) dell'industria italiana dal 1995 al 2016 è sempre inferiore alla media europea. Inoltre tra il 2005 e il 2015 il tasso medio annuo nazionale di riduzione dell'intensità energetica, pari a -2,9%, è secondo solo a quello della Polonia (-6,1%), caratterizzata tuttavia da valori particolarmente elevati rispetto agli altri Paesi europei.

Per il settore dei servizi si osservano andamenti caratterizzati da poche variazioni dal 2005. Il tasso medio per Italia mostra lievi incrementi annui, dell'ordine dello 0,1%. L'intensità energetica nazionale dei servizi nel 2015 occupa l'8° posto tra i 27 Paesi dell'Unione europea.

Il settore dell'agricoltura è caratterizzato dalle intensità energetiche più elevate nei tre settori economici e mostra una certa stabilità a livello nazionale, mentre a livello europeo si osserva una riduzione progressiva (-2,3% medio annuo in EU28 dal 2005 al 2015).

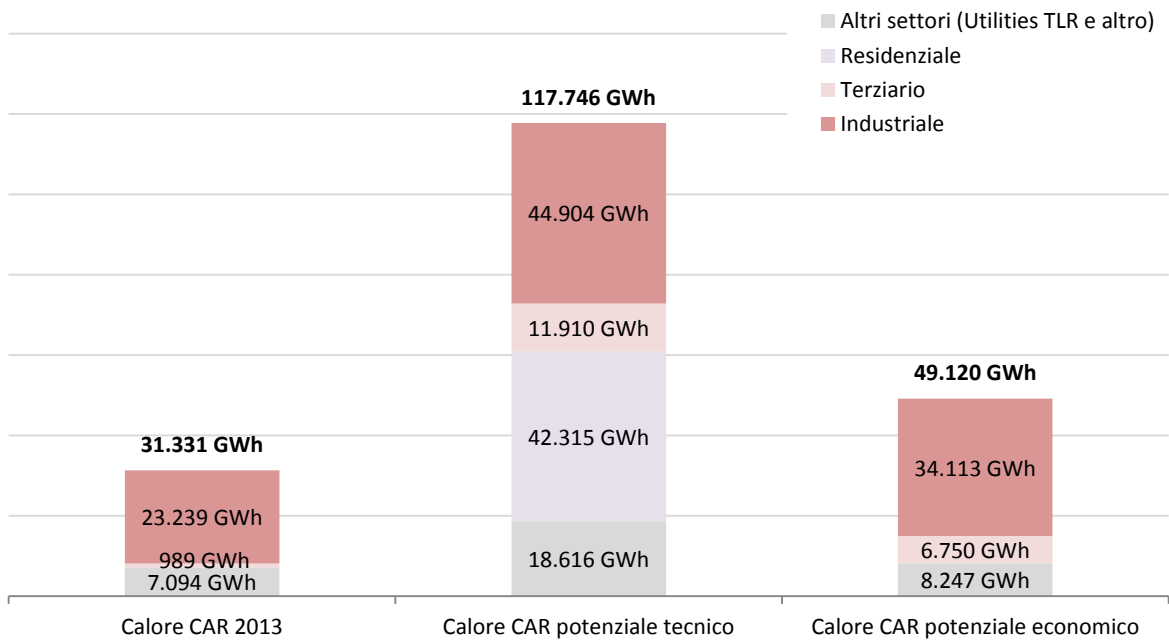
### *ii. Potenziale attuale di applicazione della Cogenerazione ad Alto Rendimento nonché del teleriscaldamento e teleraffreddamento efficienti<sup>35</sup>*

Secondo il rapporto di valutazione del potenziale nazionale di applicazione della Cogenerazione ad Alto Rendimento e del teleriscaldamento efficiente previsto dall'articolo 14 della Direttiva EED il potenziale economico della CAR risulta, sulla base delle attuali condizioni normative e di mercato, pari a 49,1 TWh (4.224 ktep) di calore utile. Rispetto alla produzione complessiva di calore utile da CAR al 2013 (anno di riferimento per la valutazione del potenziale incrementale effettuate ai sensi della Direttiva EED), pari a 31,3 TWh (2.694 ktep), si riscontra un potenziale incremento di 17,8 TWh (1.529 ktep). Tale incremento di calore utile prodotto da CAR è riconducibile a impianti CAR di autoproduzione del settore industriale per un 61% (10,8 TWh), del settore terziario per un 32% (5,8TWh) e per un 6% (1,2 TWh) a impianti CAR del settore delle energy utilities che operano nel teleriscaldamento. Il settore residenziale non mostra un potenziale economico sfruttabile alle attuali condizioni di mercato e di costi delle tecnologie.

<sup>35</sup> Conformemente all'articolo 14, paragrafo 1, della Direttiva 2012/27/UE

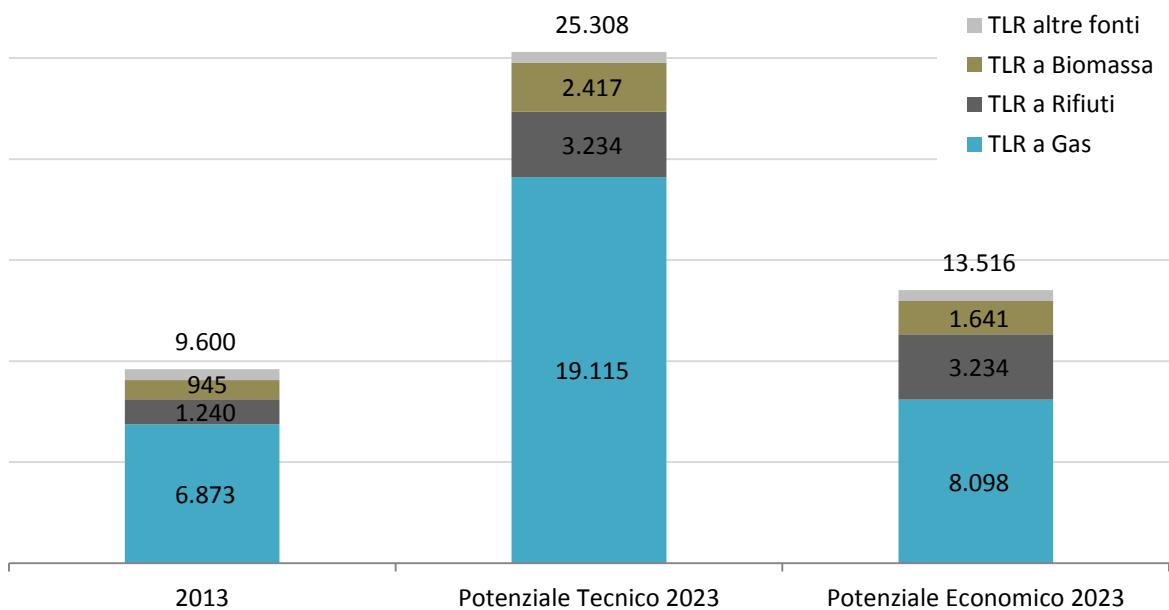


Figura 46- Potenziale tecnico ed economico della CAR in Italia – (GWh) [Fonte: rapporto di valutazione del potenziale nazionale di applicazione della CAR e del TLR. 2015-2016]



Nel settore del teleriscaldamento, il potenziale economico riscontrato risulta pari a 13,5 TWh (1.160 ktep). Rispetto al calore erogato da TLR nel 2013, pari a 825 ktep, si riscontra un potenziale incremento da teleriscaldamento efficiente di 335 ktep. Secondo la valutazione del potenziale incrementale effettuate ai sensi della Direttiva EED, a tale incremento di energia erogata da TLR potrebbe contribuire la produzione di calore basata su gas naturale per 1.225 GWh (ovvero 105 ktep di cui 84 ktep da cogenerazione), sulle biomasse per 696 GWh (60 ktep) e sulla termovalorizzazione dei rifiuti per ulteriori 1.994 GWh (171 ktep).

Figura 47- Potenziale tecnico ed economico del TLR in Italia – (GWh) [Fonte: rapporto di valutazione del potenziale nazionale di applicazione della CAR e del TLR. 2015-2016]



iii. *Proiezioni in considerazione delle politiche, delle misure e dei programmi attuali in materia di efficienza energetica, di cui al punto 1.2 ii), per il consumo di energia primaria e finale per ciascun settore almeno fino al 2040 (anche per il 2030)*<sup>36</sup>

Nella tabella che segue sono riportate le proiezioni del Consumo Interno Lordo (CIL)<sup>37</sup>, dei consumi energetici primari e finali nel periodo 2020-2040 a politiche attuali. I consumi energetici sono dettagliati sia per settore sia per fonte. Nella tabella è riportata anche la proiezione dei consumi per usi non energetici.

Le proiezioni dei consumi mostrano come, anche a politiche correnti, si raggiungano significativi incrementi dell'efficienza energetica, evidenziando un disaccoppiamento tra il consumo interno lordo di energia primaria (CIL) e la crescita del PIL. I consumi energetici, che hanno raggiunto il picco nel 2005, sono caratterizzati da una marcata tendenza di decrescita iniziata già prima del presentarsi della crisi economica. La contrazione dell'intensità energetica (CIL/PIL) continua, anche grazie alle misure di promozione dell'efficienza fino al 2020: successivamente questo trend non è più guidato da nuove politiche o obiettivi (a parte l'ETS), ma dai trend di mercato e dai naturali miglioramenti tecnologici.

Tabella 43 - Consumo di energia primaria e finale (per ciascun settore) proiezioni 2020-2040 nello scenario BASE (ktep) [Fonte: RSE]

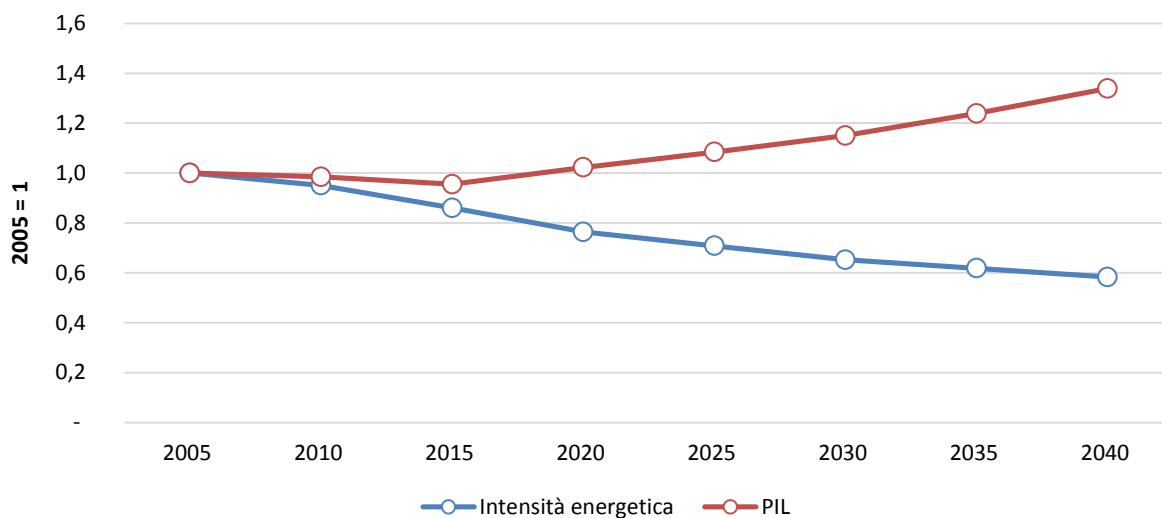
scenario BASE	2020	2025	2030	2040
<b>Consumo interno lordo</b>	<b>148.453</b>	<b>145.883</b>	<b>142.652</b>	<b>148.425</b>
Solidi	11.680	8.752	8.390	7.460
Prodotti petroliferi	50.411	47.945	46.001	41.606
Gas naturale	55.600	56.890	55.829	56.416
Energia elettrica	3.162	2.812	2.667	2.653
Rinnovabili	27.600	29.484	29.765	40.289
<b>Consumi energetici primari*</b>	<b>141.783</b>	<b>139.103</b>	<b>135.702</b>	<b>140.715</b>
<b>Consumi energetici finali</b>	<b>116.367</b>	<b>115.064</b>	<b>113.182</b>	<b>114.571</b>
<b>dettaglio per settore</b>				
Industria	26.525	26.584	26.050	26.285
Residenziale	31.973	30.873	30.506	30.519
Terziario	15.690	15.671	15.656	17.480
Trasporti	39.254	39.044	38.023	37.499
Agricoltura	2.925	2.893	2.946	2.789
<b>dettaglio per fonte</b>				
Solidi	2.077	2.271	2.191	<b>1.834</b>
Prodotti petroliferi	42.461	40.874	39.054	<b>36.240</b>
Gas naturale	33.471	32.411	31.837	<b>33.901</b>
Energia elettrica	25.207	25.805	25.996	<b>28.097</b>
Calore	3.910	4.007	4.136	<b>4.554</b>
Rinnovabili	9.226	9.500	9.947	<b>9.944</b>
<b>Consumi finali non energetici</b>	<b>6.670</b>	<b>6.780</b>	<b>6.950</b>	<b>7.710</b>

\*I consumi primari non comprendono gli usi non energetici, inclusi nel Consumo Interno Lordo.

<sup>36</sup> Questa proiezione dello scenario di riferimento attuale è la base per l'obiettivo di consumo di energia finale e primaria per il 2030, di cui al punto 2.3, e per i coefficienti di conversione.

<sup>37</sup> Nel Consumo Interno Lordo sono inclusi gli usi non energetici.

Figura 48– Confronto tra la proiezione dell'intensità energetica e il PIL<sup>38</sup> nel periodo 2005-2040

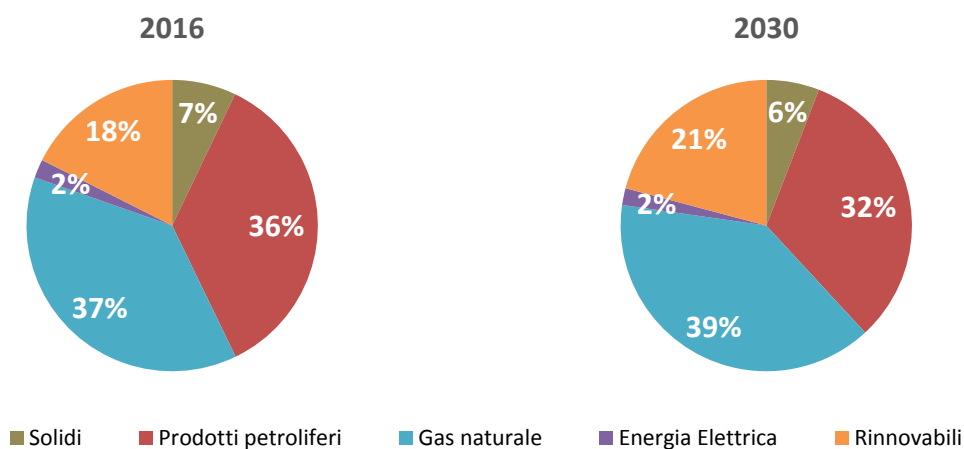


L'evoluzione del fabbisogno energetico primario è data dall'effetto combinato di molteplici fattori:

- la riduzione del consumo di energia nei settori di uso finale, conseguenza dei processi di efficientamento energetico in atto e la naturale sostituzione di dispositivi obsoleti;
- il differente mix di combustibili negli usi finali di energia, per un maggior ricorso alle fonti rinnovabili termiche, elettrificazione e biocarburanti;
- il sostegno indiretto all'efficienza energetica dell'ETS che promuove anche una maggiore penetrazione delle FER nei settori ETS durante tutto il periodo di proiezione;
- il conseguente graduale processo di decarbonizzazione della generazione elettrica, per l'aumento di produzione da fonti rinnovabili e l'elettrificazione degli usi finali.

In termini di mix energetico primario al 2030 il gas naturale si mantiene la fonte principale. Decresce, invece, il consumo di solidi e petroliferi a favore delle fonti rinnovabili. Il 2030 è confrontato con l'ultimo anno a consuntivo disponibile, il 2016, i cui valori sono riportati nella figura sottostante.

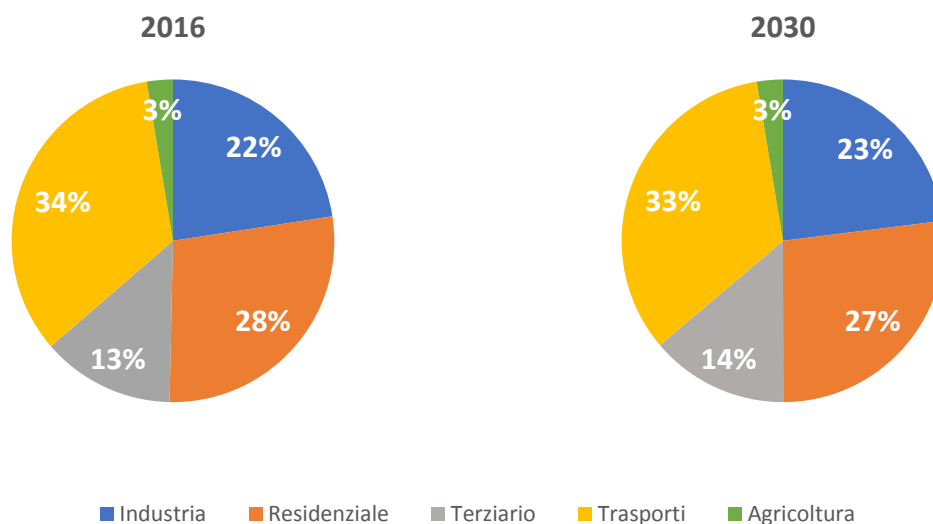
Figura 49 – Confronto del mix energetico primario 2016 e 2030 (scenario BASE)



<sup>38</sup> Valori concatenati al 2010

A livello settoriale invece il mix dei consumi energetici finali resta invece pressochè invariato al 2030 rispetto all'ultimo anno a consuntivo (2016).

Figura 50– Confronto del mix energetico finale tra 2016 e 2030 (scenario BASE)



*iv. Livelli ottimali in termini di costo dei requisiti minimi di prestazione energetica risultanti dai calcoli a livello nazionale, ai sensi dell'articolo 5 della direttiva 2010/31/UE*

La Energy Performance of Buildings Directive (EPBD) 2002/91/CE, e la successiva Direttiva 2010/31/UE (EPBD Recast), hanno definito i principi relativi al miglioramento della prestazione energetica degli edifici.

Nella EPBD Recast è stato richiesto agli Stati membri di definire i requisiti minimi di prestazione energetica degli edifici in funzione dei livelli ottimali di costo. A tali fini, la Direttiva ha introdotto una metodologia di analisi comparativa con il proposito di determinare i requisiti di riferimento per gli standard nazionali.

Il Regolamento delegato (UE) N.244/2012 e le successive Linee guida (Orientamenti della Commissione) del 19 aprile 2012 hanno definito un quadro metodologico per la determinazione dei requisiti energetici ottimali degli edifici, dal punto di vista sia tecnico che economico.

L'applicazione italiana della metodologia proposta dalla Commissione ha consentito di identificare i requisiti minimi di prestazione energetica corrispondenti ai livelli di costo ottimali, per edifici nuovi e per edifici esistenti sottoposti a ristrutturazioni edili e impiantistiche, importanti e non.

Nella relazione "Metodologia di calcolo dei livelli ottimali in funzione dei costi per i requisiti minimi di prestazione energetica (Direttiva 2010/31/UE art. 5)" inviata alla Commissione ad agosto 2013 sono stati forniti i risultati di questi calcoli nonché i confronti con i corrispondenti requisiti. Tali valutazioni sono poi state aggiornate nel 2018 con una nuova relazione trasmessa dall'Italia alla Commissione europea.

Dall'analisi dei risultati ottenuti si possono ricavare delle considerazioni generali riguardanti principalmente l'involucro edilizio, gli impianti tecnici e i costi delle configurazioni ottimali.

Gli interventi di maggior entità sull'involucro edilizio (es. isolamento a cappotto, sostituzione serramenti) risultano ottimali soltanto per i nuovi edifici e solo in pochi casi per quelli esistenti, generalmente riferibili all'epoca di costruzione 1946-1976.

Negli altri casi, il costo elevato dovuto principalmente alle opere civili connesse con la realizzazione, ha favorito altri interventi (impianti), oppure solo quelli sui componenti orizzontali.

L'introduzione dell'ipotesi di non intervento sull'involucro edilizio (Livello 1 per gli edifici esistenti) determina inoltre valori di trasmittanza sensibilmente meno stringenti per gli edifici esistenti, abbattendo in molti casi il costo totale degli interventi rispetto a quello dei nuovi edifici della stessa tipologia.

Tabella 44 - Confronto trasmittanze

DESTINAZIONE D'USO	EPOCA DI COSTRUZIONE	ZONA CLIMATICA	U <sub>wall</sub> (W/m <sup>2</sup> k)	U <sub>roof</sub> (W/m <sup>2</sup> k)	U <sub>floor</sub> (W/m <sup>2</sup> k)	U <sub>w</sub> (W/m <sup>2</sup> k)
Residenziale	Nuovo	Milano (E)	0,27	0,18	0,17	3,27
		Palermo (B)	1,50	0,28	0,29	3,20
	Esistente	Milano (E)	0,40	0,23	0,32	3,28
		Palermo (B)	0,80	0,31	0,49	3,95
Edificio a uso ufficio	Nuovo	Milano (E)	0,36	0,30	0,30	1,10
		Palermo (B)	1,50	0,46	0,56	5,00
	Esistente	Milano (E)	0,17	0,32	0,29	2,90
		Palermo (B)	1,04	1,03	0,30	4,45
Edificio a uso scolastico	Esistente	Milano (E)	0,80	0,20	0,29	3,70
		Palermo (B)	0,35	0,26	0,42	3,80

L'utilizzo integrale di pompa di calore per climatizzazione (H+C) e ACS (full electric building) è risultato ottimale solo per edifici di nuova costruzione, del tipo monofamiliare e uffici. Negli altri casi la soluzione di impianto selezionata risulta sempre basata sull'integrazione di pompa di calore, caldaia a gas (condensazione e tre stelle) e multisplit.

L'installazione di moduli fotovoltaici, presente sempre tra gli interventi individuati su tutte le tipologie edilizie, (con potenza installate comprese tra le 20-26 W/m<sup>2</sup>), ha consentito di raggiungere, per gli edifici residenziali coperture del 50%-70% sugli edifici nuovi, e del 10%-30% per gli esistenti. Più contenuto il livello di copertura raggiunto per gli uffici, compreso tra il 40-50% per i nuovi edifici e il 15% -20% per quelli esistenti.

Importante sottolineare che, per l'applicazione del fotovoltaico sui vari edifici di riferimento considerati, è stata sempre ipotizzata disponibilità di spazi e orientamento ottimale, senza considerare possibili vincoli o ostruzioni spesso presenti nei casi reali.

L'edificio scolastico, caratterizzato da un profilo di utilizzo sensibilmente differente rispetto alle altre tipologie, è l'unica tipologia in cui, per l'assenza di climatizzazione estiva, non è previsto l'utilizzo di pompa di calore. L'impianto per riscaldamento e ACS è infatti costituito integralmente dalla sola caldaia a condensazione. La copertura di rinnovabili, mediante fotovoltaico, risulta in questo caso più bassa (circa il 20% del totale) e riguarda all'incirca la metà del fabbisogno energetico per l'illuminazione.

I costi relativi alle soluzioni ottimali individuate variano maggiormente tra edifici nuovi ed esistenti, mentre sono meno rilevanti le differenze dovute alla diversa fascia climatica considerata.

La tabella che segue riassume i costi e l'energia primaria media per tipologia di edificio ed epoca di costruzione (nuovo ed esistente).

Tabella 45 - Confronto costi

Destinazione d'uso	Epoca di costruzione	Zona climatica	Costi €/m <sup>2</sup>	EP kWh/m <sup>2</sup>
Residenziale	Nuovo	Milano (E)	452	92
		Palermo (B)	386	102
	Esistente	Milano (E)	555	100
		Palermo (B)	443	78
Edificio a uso ufficio	Nuovo	Milano (E)	514	90
		Palermo (B)	468	112
	Esistente	Milano (E)	418	107
		Palermo (B)	383	107
Edificio a uso scolastico	Esistente	Milano (E)	330	115
		Palermo (B)	190	56

## 4.4 Dimensione della sicurezza energetica

### *i. Stato attuale di mix energetico, risorse energetiche interne e dipendenza dalle importazioni, compresi i rischi pertinenti*

Nel 2016 la produzione nazionale di fonti energetiche è diminuita complessivamente del 6,5% rispetto al 2015, passando da 36,1 a 33,8 Mtep (dati Eurostat). Disaggregando per fonte i dati relativi alla produzione si evidenzia un azzeramento della produzione di solidi, una riduzione del 30% della fonte petrolifera e del 15% del gas naturale a fronte di una crescita delle rinnovabili dell'1,2%. Si osserva un lieve incremento, tra il 2015 e il 2016, delle importazioni nette complessive di energia; in particolare, aumentano le importazioni di gas naturale(+6,6%), mentre diminuiscono quelle relative ai combustibili solidi (-13%), all'energia elettrica (-20%) e ai prodotti petroliferi (-1%).

Tabella 46- Risorse energetiche interne, dati storici 2015-2016 (ktep)

	2015	2016
<b>Produzione nazionale</b>	<b>36.134</b>	<b>33.797</b>
Solidi	51	-
Prodotti petroliferi	5.824	4.056
Gas naturale	5.545	4.738
Rinnovabili*	24.713	25.004

\*Inclusa quota rifiuti non rinnovabili

Tabella 47 - Importazioni nette, dati storici 2015-2016 (ktep)

	2015	2016
<b>Importazioni nette</b>	<b>119.138</b>	<b>121.707</b>
Solidi	12.324	10.712
Prodotti petroliferi	52.831	52.316
Gas naturale	49.996	53.294
Energia elettrica	3.988	3.184

L'indicatore del grado di dipendenza del Paese dall'import di commodity dall'estero cresce lievemente (dal 77,1% rilevato nel 2015 al 77,5% del 2016), pur rimanendo al di sotto dei valori superiori all'80% registrati nel passato. La progressiva incidenza delle FER e la riduzione dell'intensità energetica hanno contribuito, negli ultimi anni, alla riduzione della dipendenza del nostro Paese dalle fonti di approvvigionamento estere: nel 2016, ad esempio, la quota di fabbisogno energetico nazionale soddisfatta da importazioni nette, pur elevata, è inferiore di circa 6 punti percentuali rispetto al 2010.

### *ii. Proiezioni di sviluppo con politiche e misure vigenti almeno fino al 2040 (anche per il 2030)*

Nelle tabelle seguenti sono riportate le proiezioni della produzione di risorse energetiche interne e della dipendenza dalle importazioni nel periodo 2020-2040 a politiche attuali: come si nota, la dipendenza energetica si riduce significativamente, passando dall'attuale 77,5% al 71,2% nel 2030 e al 67,2% nel 2040.

Tabella 48 - Risorse energetiche interne, proiezioni 2020-2040 (ktep)

	2020	2025	2030	2040
<b>Produzione nazionale</b>	<b>37.215</b>	<b>40.509</b>	<b>42.059</b>	<b>49.619</b>
Solidi	50	-	-	-
Prodotti petroliferi	6.005	6.365	6.445	5.910
Gas naturale	5.250	4.740	5.639	4.010
Rinnovabili*	25.910	29.404	29.975	39.699

\*Inclusa quota rifiuti non rinnovabili

Tabella 49 - Importazioni nette, proiezioni 2020-2040 (ktep)

	2020	2025	2030	2040
<b>Produzione nazionale</b>	<b>111.866</b>	<b>107.713</b>	<b>103.303</b>	<b>100.995</b>
Solidi	11.630	8.753	8.390	7.460
Prodotti petroliferi	46.726	44.000	42.056	38.476
Gas naturale	50.360	52.150	50.190	52.406
Energia elettrica	3.150	2.810	2.667	2.653

Tabella 50 - Dipendenza energetica, proiezioni 2020-2040

	2020	2025	2030	2040
<b>Dipendenza energetica</b>	<b>75,3%</b>	<b>72,7%</b>	<b>71,2%</b>	<b>67,2%</b>



## 4.5 Dimensione del mercato interno dell'energia

### 4.5.1 Interconnettività elettrica

#### *i. Stato attuale di livello di interconnessione e principali interconnettori<sup>39</sup>*

Allo stato attuale la capacità di interconnessione è localizzata principalmente sulla frontiera nord del Paese (4 linee con la Francia, 12 con la Svizzera, 2 con l'Austria, 2 con la Slovenia). Il totale sulla frontiera nord è di 7 terne a 380 kV, 9 terne a 220 kV, 3 terne a 150/132 kV. Sono presenti inoltre un collegamento in corrente continua con la Grecia e uno che collega la Sardegna e la penisola con la Corsica (SACO12). La Sardegna è collegata alla Corsica anche tramite un cavo in corrente alternata. Un cavo in doppia terna a 220 kV collega la Sicilia con Malta.

Figura 51 – Mappa delle interconnessioni esistenti [Fonte: Terna - Piano di Sviluppo 2018]



Il valore complessivo della capacità di scambio sulla frontiera nord per l'anno 2017 è compreso fra 6.300 MW e 8.435 MW in import e fra 3.010 MW e 3.895 MW in export.

<sup>39</sup> Con riferimento ai prospetti delle infrastrutture di trasmissione esistenti dei gestori del sistema di trasmissione (TSO)

Tabella 51 - Consistenza delle linee di interconnessione con l'estero

Stazione Italia	Stazione Estero	Tensione (kV)
Camporosso	Trinité Victor (FR)	220
Venaus	Villarodin (FR)	380
Rondissone	Albertville (FR)	380
Rondissone	Albertville (FR)	380
Pallanzeno	Serra (CH)	220
Ponte	derivaz. All'Acqua (CH)	220
Valpelline	Riddes (CH)	220
Avisè	Riddes (CH)	220
Bulciago	Soazza (CH)	380
Musignano	Lavorgo (CH)	380
Cagno (*)	Mendrisio (CH)	380
Mese	Gorduno (CH)	220
Gorlago	Robbia (CH)	380
S. Fiorano	Robbia (CH)	380
Tirano (*)	Campocologno (CH)	150
Villa di Tirano	Campocologno (CH)	132
Soverzene	Lienz (AT)	220
Tarvisio (*)	Greuth (AT)	132
Redipuglia	Divaccia (SI)	380
Padriciano	Divaccia (SI)	220
Galatina	Arachthos (GR)	400 DC
Codrongianos/Suvereto	Lucciana (Corsica)	200 DC
S. Teresa di Gallura	Bonifacio (Corsica)	150
Ragusa	Maghtab (Malta)	220

(\*) Merchant Line

Tabella 52 - Capacità di interconnessione [elaborazioni dati Terna]

PERIODO	FRONTIERA	INVERNO [MW]		ESTATE [MW]	
		Peak	Off Peak	Peak	Off Peak
<b>Import</b>					
Lunedì - Sabato	Francia	3150	2995	2700	2470
	Svizzera	4240	3710	3420	3100
	Austria	315	295	270	255
	Slovenia	730	620	515	475
	<b>Totale Frontiera Nord</b>	<b>8435</b>	<b>7620</b>	<b>6905</b>	<b>6300</b>
	Grecia	500	500	500	500
	Malta	200	200	200	200
Domenica	Francia	2995	2995	2470	2470
	Svizzera	3710	3710	3100	3100
	Austria	295	295	255	255
	Slovenia	620	620	475	475
	<b>Totale Frontiera Nord</b>	<b>7620</b>	<b>7620</b>	<b>6300</b>	<b>6300</b>
	Grecia	500	500	500	500
	Malta	200	200	200	200
<b>Export</b>					
Lunedì - Sabato	Francia	995	1160	870	1055
	Svizzera	1810	1910	1440	1660
	Austria	100	145	80	100
	Slovenia	660	680	620	645
	<b>Totale Frontiera Nord</b>	<b>3565</b>	<b>3895</b>	<b>3010</b>	<b>3460</b>
	Grecia	500	500	500	500
	Malta	200	200	200	200
Domenica	Francia	1160	1160	1055	1055
	Svizzera	1910	1910	1660	1660
	Austria	145	145	100	100
	Slovenia	680	680	654	645
	<b>Totale Frontiera Nord</b>	<b>3895</b>	<b>3895</b>	<b>3460</b>	<b>3460</b>
	Grecia	500	500	500	500
	Malta	200	200	200	200

*ii. Proiezioni delle esigenze di ampliamento dell'interconnettore (anche per il 2030)<sup>40</sup>*

I progetti di interconnessione in realizzazione sono i collegamenti Italia-Francia e Italia-Montenegro (primo polo), che entreranno in esercizio entro il 2020 contribuendo al raggiungimento del target del 10% al 2020.

Oltre a un nuovo progetto in avanzata fase autorizzativa con l'Austria, sono in fase di progettazione il completo rifacimento del collegamento Sardegna-Corsica-Italia continentale in sostituzione del SACOI 2 e il collegamento sottomarino Italia-Tunisia.

Figura 52 - Progetti di interconnessione pianificati da Terna [Fonte: Terna - Piano di Sviluppo 2018]



Occorre inoltre considerare gli interconnector (ex legge 99/2009) in fase autorizzativa con Svizzera, Slovenia e Austria. A questi si affiancano le merchant lines a iniziativa di soggetti privati (reg./14/2009) e dei quali Terna deve tener conto, al fine di non sovrastimare le interconnessioni e di non gravare eccessivamente sul territorio. A fronte delle autorizzazioni concesse, tuttavia, sono poche le merchant realizzate, finendo ciò per rappresentare un fattore di incertezza. Fra questi, comunque, sono presenti collegamenti che aprirebbero nuove frontiere (con la Croazia e con l'Albania) o spingerebbero più a Nord, verso il Lazio, il collegamento con la Tunisia.

Si riporta di seguito l'elenco dei progetti per lo sviluppo dell'interconnessione con l'estero, individuati da Terna nel Piano di Sviluppo 2017.

In fase di realizzazione:

- collegamento HVDC Italia-Francia (Piossasco - Grand'Île): cavo terrestre ad altissima tensione in corrente continua (HVDC), di potenza nominale 2x600 MW, tra le due stazioni elettriche di Piossasco (Piemonte) e Grand'Île (Savoia);
- collegamento HVDC Italia-Montenegro (Villanova - Tivat): due linee di polo a  $\pm 500$  kVcc realizzate parte in cavo terrestre e in parte in cavo marino la cui capacità di trasporto sarà pari a 2X600 MW, tra le due Stazioni di Conversione a Cepagatti (Abruzzo) e Kotor (Montenegro);

<sup>40</sup> Con riferimento ai piani nazionali di sviluppo della rete e ai piani di investimento regionale dei TSO

- collegamento 132 kV Prati di Vizzè/Brennero (IT) – Steinach (AT), in sinergia con il Distributore locale.

In fase di progettazione:

- elettrodotto 400 kV Interconnessione Italia – Austria, in due fasi: i) rimozione delle limitazioni sull'attuale collegamento 220 kV tra Italia e Austria; ii) nuovo collegamento 400 kV;
- collegamento Italia – Francia, SACOI 3 “Sardegna-Corsica-Italia Continentale”: sostituzione dell'attuale SACOI 2, ormai giunto al termine della sua vita utile;
- collegamento Italia – Tunisia, opera di rilevanza strategica per il sistema elettrico di trasmissione del bacino mediterraneo che fornirà uno strumento addizionale per ottimizzare l'uso delle risorse energetiche tra Europa e Nord Africa.

Ex legge 99/09:

- interconnessione HVDC Piosasco - Grand'Île (in sinergia con il collegamento pubblico già citato);
- interconnessione HVDC Italia-Montenegro (quota parte della capacità del collegamento pubblico già citato);
- interconnessione 400 kV Airolo (CH) – Pallanzeno (IT) (connesso al progetto HVDC Pallanzeno-Baggio);
- interconnessione 220 kV Nauders (AT) – Glorenza (IT);
- interconnessione HVDC Salgareda (IT) – Divaca/Bericevo (SI).

Figura 53 - Progetti di interconnessione ex legge 99/09 pianificati e sviluppati da Terna [Fonte: Terna - Piano di Sviluppo 2018]



## 4.5.2 Infrastruttura di trasmissione dell'energia

### *i. Caratteristiche principali delle attuali infrastrutture di trasmissione per l'energia elettrica e il gas<sup>41</sup>*

La rete di trasmissione nazionale al 30 giugno 2017 ha una estensione di rete di oltre 66.000 km di linee e cavi e di 861 stazioni (fonte: Piano di sviluppo 2018). La rete è caratterizzata da uno sviluppo prevalentemente longitudinale. La struttura in zone, i corrispondenti limiti di transito e il dettaglio delle linee di connessione fra zone sono riportati nelle figure seguenti.

Le principali criticità relative ai rischi di sovraccarico della rete si riscontrano nel nord-ovest, lungo le direttrici che trasportano l'energia importata dalla Svizzera e dalla Francia e la produzione da idroelettrico verso i centri di consumo, in Liguria e in Lombardia (Milano).

Nel nord-est si rilevano forti sovraccarichi benché l'entrata in esercizio del nuovo elettrodotto Udine ovest -Redipuglia dovrebbe contribuire significativamente alla riduzioni delle limitazioni di trasporto.

Il centro Italia è caratterizzato da carenze strutturali soprattutto sul versante adriatico, impegnato costantemente dal trasporto sud-centro. I transiti sono aumentati negli anni più recenti a causa dell'entrata in servizio nel sud di nuova capacità produttiva più efficiente da fonte convenzionale e rinnovabile e sono destinati ad aumentare in vista di una nuova generazione da fonti rinnovabili.

La concentrazione di produzione da fonti rinnovabili nelle aree di Avellino, Foggia e Benevento e da fonti convenzionali in Puglia e Calabria determina elevati transiti in direzione sud - centro sud soprattutto sulla dorsale adriatica e lungo le linee di altissima tensione che dalla Calabria si diramano verso nord.

Altre aree critiche sono la Sardegna, per le difficoltà di trasporto rilevate sulla rete 150 kV nell'area nord-orientale dell'isola (Gallura) e per la carenza di impianti capaci di fornire servizi di flessibilità, e la Sicilia, con ridotte potenzialità in termini di capacità di trasporto tra l'area orientale e quella occidentale e con difficoltà in merito alla possibilità di sfruttare al meglio i tre collegamenti sottomarini con la Calabria.

---

<sup>41</sup> Con riferimento ai prospetti delle infrastrutture di trasmissione esistenti dei TSO

Figura 54: Valori dei limiti di transito fra le zone di mercato, caso invernale [TERNA, Valori dei limiti di transito fra le zone di mercato, rev. 24, dicembre 2018]

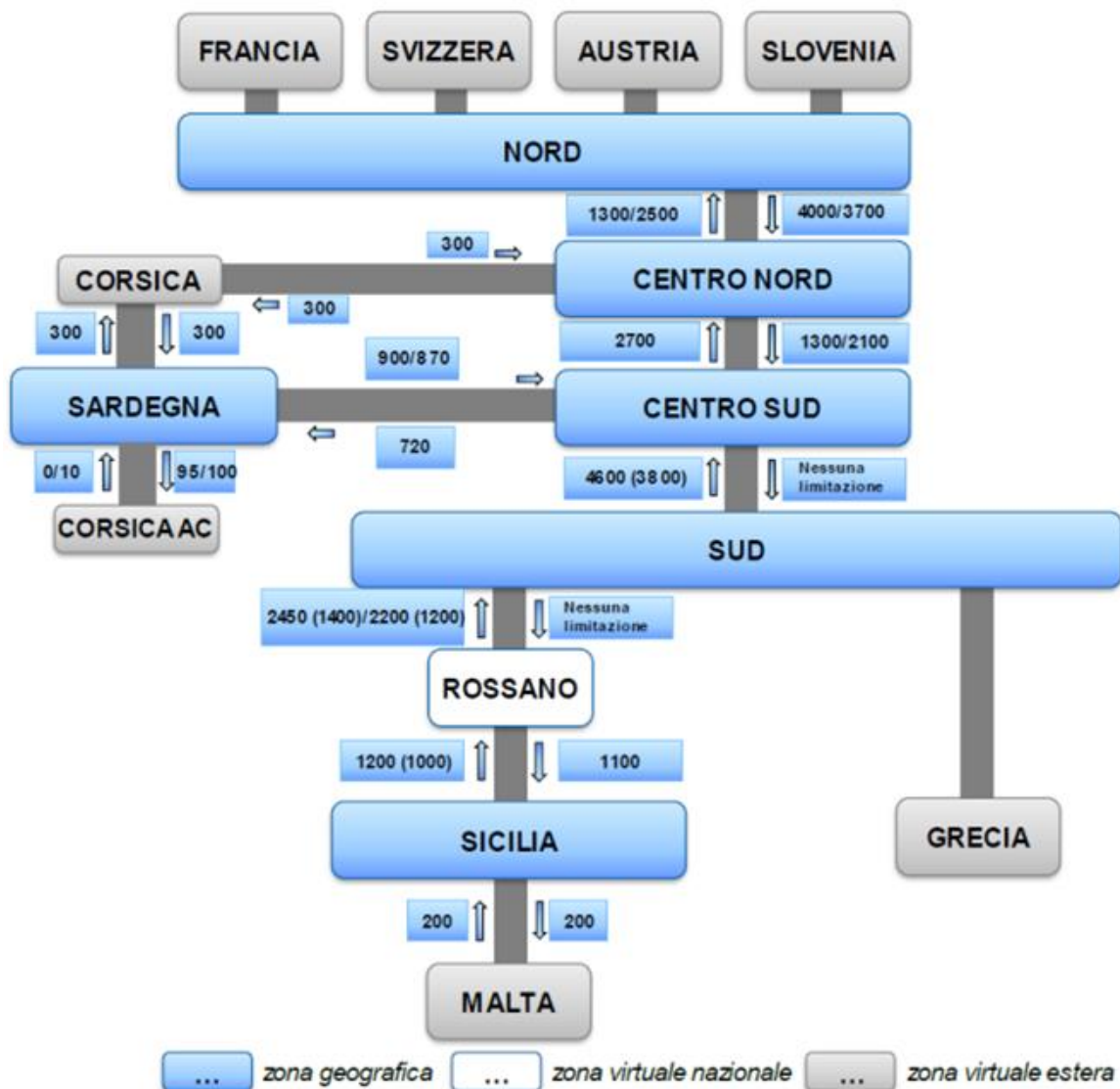
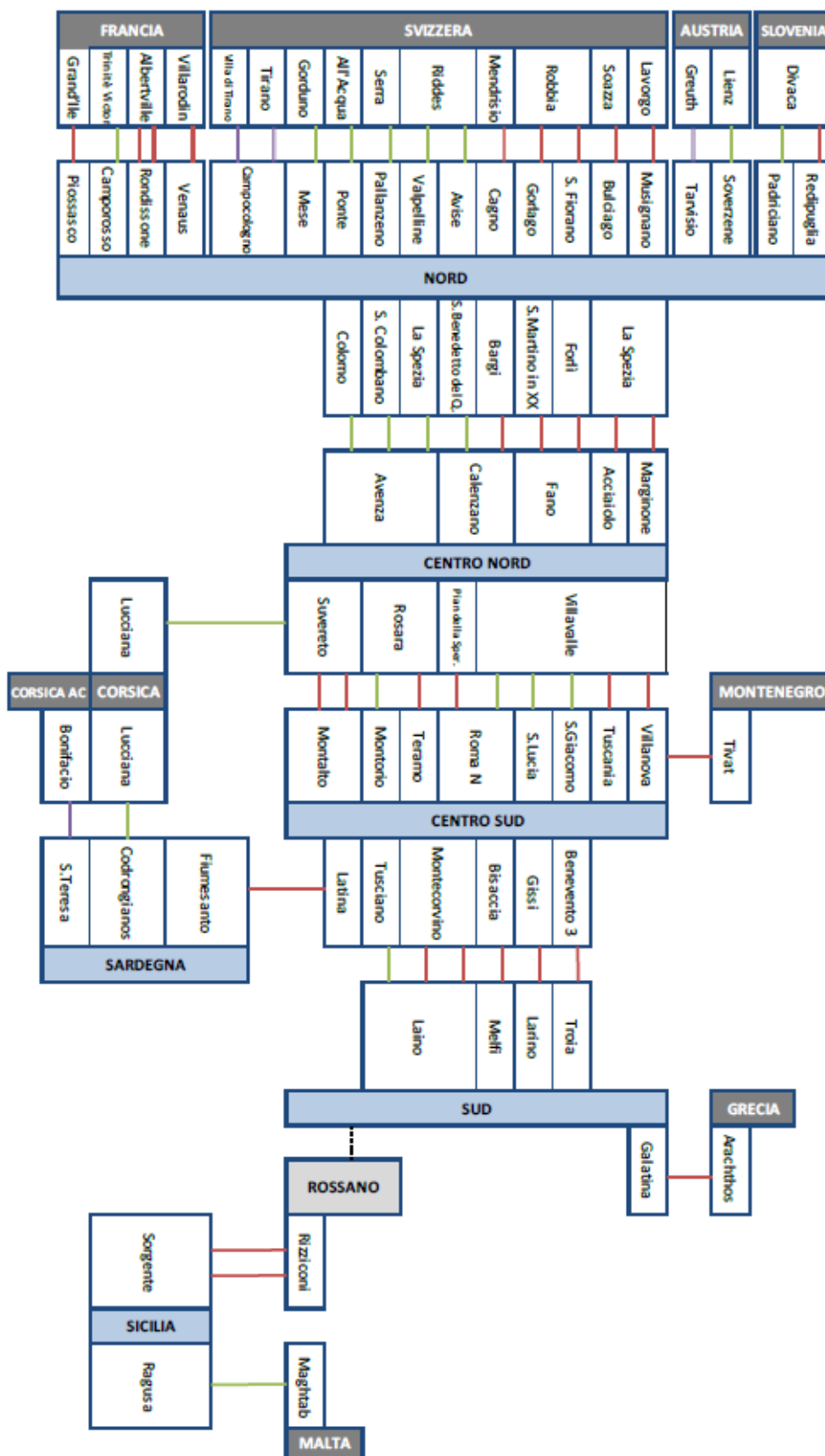


Figura 55: Schema delle linee di connessione fra zone [TERNA, Individuazione zone della rete rilevante, Allegato A.24 al codice di rete, rev. 10, dicembre 2018]





Per quanto riguarda la rete di distribuzione dell'energia elettrica, al dicembre 2016 risultavano 391mila km di rete a media tensione (MT) e 865mila km di rete a bassa tensione (BT), eserciti da 154 concessionari, per alimentare oltre 29 milioni di utenze domestiche e 7,4 milioni di utenze non domestiche per un totale distribuito di 264mila GWh (fonte: ARERA - Indagine annuale sui settori regolati).

Nello stesso anno, erano connessi alle reti di distribuzione 743mila impianti, di cui 731mila FV, per un totale di 30,6 GW e una produzione lorda di 62,9 TWh, di cui 78,2% FER, e una quota di autoconsumo medio pari a 22,4% (fonte: ARERA).

Per quanto riguarda la rete di trasporto del gas naturale, nel 2017 in Italia risultavano in funzione rispettivamente 9,6 mila km di rete nazionale e 22,9 mila km di rete regionale. La distribuzione di gas naturale avviene per mezzo di 261 mila km di rete, il 57,5% in bassa pressione, il 41,8% in media pressione e lo 0,67% in alta pressione, di cui il 21% di proprietà di Comuni. I clienti serviti ammontavano a circa 21,7 milioni di utenze per uso domestico, 219 mila condomini, 87mila per attività di servizio pubblico e, infine, 1,5 milioni per altri usi, per un consumo totale di 31,8 mld di m<sup>3</sup>. Il consumo totale netto, inclusa la generazione termoelettrica, è stato di 75,2 mld m<sup>3</sup> (fonte: ARERA - Indagine annuale sui settori regolati).

## *ii. Proiezioni delle esigenze di ampliamento della rete almeno fino al 2040 (anche per il 2030)<sup>42</sup>*

Il Piano di Sviluppo 2017 di Terna identifica alcuni interventi di sviluppo che qualifica come prioritari, di cui fanno parte due collegamenti con l'estero (HVDC Grand'Île-Piosasco e Italia-Montenegro). I collegamenti interni sono individuati in base alle seguenti esigenze principali:

- Riduzione delle congestioni tra zone di mercato;
- Riduzione delle congestioni intrazonali e vincoli capacità produttiva;
- Incremento della sicurezza e affidabilità nelle aree metropolitane;
- Incremento della qualità e sicurezza.

Di seguito si riporta il dettaglio degli interventi, raggruppati per motivazione.

### *Riduzione congestioni tra zone di mercato*

- Elettrodotto 400 kV "Calenzano – Colunga" per l'incremento dei limiti di scambio sulla sezione Nord – Centro Nord;
- Elettrodotti a 400 kV "Foggia – Villanova" e "Deliceto – Bisaccia" per l'incremento dei limiti di scambio in direzione Sud – Centro Sud e per favorire la produzione degli impianti da fonti rinnovabili al Sud;
- Elettrodotto 400 kV "Montecorvino – Avellino – Benevento" per l'incremento dei limiti di scambio sulla sezione Sud - Centro Sud e per ridurre i vincoli del polo di produzione di Rossano, oltre che per favorire la produzione degli impianti da fonti rinnovabili;
- "Riassetto rete Nord Calabria" che contribuisce insieme alla Trasversale Calabria (elettrodotto 400 kV Feroletto-Maida), completata nel dicembre 2013, alla riduzione dei vincoli per il polo di produzione di Rossano e per la produzione da fonti rinnovabili in Calabria;

### *Riduzione congestioni intrazonali e vincoli capacità produttiva*

- Elettrodotto 400 kV tra Milano e Brescia funzionale a ridurre le congestioni sulla sezione tra l'area Nord-Ovest e Nord-Est del Paese;

<sup>42</sup> Con riferimento ai piani nazionali di sviluppo della rete e ai piani di investimento regionale dei TSO

- Elettrodotto 400 kV “Udine – Redipuglia” per la riduzione dei vincoli sulla sezione di rete a valle del nodo di Redipuglia, che attualmente limita gli scambi con la frontiera slovena e condiziona l'utilizzo delle risorse di produzione locale;
- Razionalizzazione rete media Valle del Piave al fine di ridurre le congestioni e favorire la produzione da fonti rinnovabili;
- Elettrodotti 400 kV “Paternò – Pantano - Priolo” e “Chiaramonte Gulfi – Ciminna” per una maggiore fungibilità delle risorse in Sicilia e tra questa e il Continente, anche al fine di incrementare la sicurezza di esercizio e favorire la produzione da fonti rinnovabili;
- Elettrodotto 150 kV SE S.Teresa – Buddusò al fine di ridurre le congestioni e incrementare la sicurezza e la qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica.

*Incremento della sicurezza e affidabilità nelle aree metropolitane*

- Razionalizzazione reti AAT e AT Torino, Milano, Genova, Firenze, Roma, Napoli e Palermo, per riduzione delle congestioni che condizionano la sicurezza e affidabilità di esercizio delle reti primarie che alimentano aree ad alta concentrazione di utenza

*Incremento della qualità e sicurezza*

- Elettrodotto 132 kV “Elba-Continente” e Interconnessione 150 kV delle Isole campane, funzionali a garantire adeguati livelli di sicurezza, continuità ed efficienza del servizio locale;
- Riassetto della rete a 150 kV nella Penisola sorrentina, per la qualità e continuità del servizio di alimentazione della locale rete AT, caratterizzata da elevata densità di carico

Tabella 53 - Valori di scambio secondo il Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2018 di ENTSO-E

	ENTSO-E TYNDP 2018	Transfer capacity increase (NTC) 2020		Transfer capacity increase (NTC) 2027	
		=>	<=	=>	<=
	<b>Border</b>				
Inter-Nazionali	FR-ITn	4350	2160	4350	2160
	CH-ITn	4240	1910	6000	3700
	AT-ITn	405	235	1050	850
	ITn-SI	680	730	1640	1895
	ITcs-ME	600	600	1200	1200
	GR-ITs	500	500	500	500
	ITsic-MT	200	200	200	200
	ITsic-TN	0	0	600	600
Corsica	FRc-ITCO	50	150	150	200
	ITcn-ITCO	300	300	400	400
	ITsar-ITCO	350	300	500	450
Intra-Nazionali	ITcn-ITcs	1400	2600	1750	3200
	ITcn-ITn	1550	3750	2100	4100
	ITcs-ITs	9999	4500	9999	5700
	ITcs-ITsar	700	900	700	900
	ITsic-ITsar	0	0	0	0
	ITs-ITsic	1100	1200	1100	1200

### 4.5.3 Mercati dell'energia elettrica e del gas, prezzi dell'energia

#### *i. Situazione attuale dei mercati dell'energia elettrica e del gas, compresi i prezzi dell'energia*

Nonostante il miglioramento e le misure assunte negli ultimi anni, l'Italia mantiene ancora un gap con gli altri Paesi europei per quanto riguarda il prezzo sia del gas che dell'energia elettrica, con diretto impatto sulla competitività delle aziende e del potere d'acquisto delle famiglie, specie quelle in condizioni di povertà energetica.

Sul gas, sebbene in diminuzione, rimane significativo il gap di costo sui mercati all'ingrosso tra PSV e TTF (piattaforma di scambio olandese), che per il 2017 è stato circa pari a 2 €/MWh e che si riflette sui prezzi finali.

Sull'energia elettrica, il gap di prezzo si riscontra in generale rispetto alla media europea e in particolare rispetto alla Francia. La causa di tale differenza è riconducibile a:

- prezzo del gas (fonte marginale per l'Italia) ancora superiore ai principali hub europei;
- mix energetico fortemente spostato verso impianti a ciclo combinato a gas che, seppure più efficienti, hanno costi variabili più alti rispetto a centrali a carbone e nucleare, presenti invece in modo ancora significativo nei mix energetici europei;
- crescita dei costi per i servizi di rete;
- elevati oneri di sistema, a causa soprattutto degli incentivi alle rinnovabili e ai contributi, in forte crescita nell'ultimo anno, connessi alla promozione dell'efficienza energetica.

#### *ii. Proiezioni di sviluppo con politiche e misure vigenti almeno fino al 2040 (anche per il 2030)*

La realizzazione del *phase-out* dal carbone e l'integrazione delle fonti rinnovabili sono realisticamente raggiungibili solo tenendo conto della necessità di interventi di rinforzo sia sulla rete di trasmissione che di distribuzione, in un'ottica quanto più possibile integrata e coordinata.

Per quanto riguarda la rete di trasmissione nazionale già il Piano di sviluppo presentato da Terna nel 2018, elaborato sulla base degli obiettivi della SEN, individua gli interventi prioritari per il raggiungimento degli obiettivi.

In primis l'incremento di produzione da fonti rinnovabili, la cui incidenza è maggiore nelle Regioni meridionali, determinando un aumento dei flussi di potenza da sud verso nord, richiede interventi di rinforzo su questa sezione, cui devono, comunque, accompagnarsi interventi di rinforzo delle sezioni intermedie (Sud-Centro Sud e Centro Nord-Nord).

Tra i nuovi interventi, già previsti nel Piano di sviluppo di Terna, si segnala quindi la cosiddetta dorsale adriatica, un cavo in HVDC tra le sezioni di mercato Centro Sud e Centro Nord, connesso ai nodi elettrici di Villanova (o Villavalle) e Fano (o Porto Tolle).

L'obiettivo della decarbonizzazione presenta problematiche con riferimento alla gestione in sicurezza della rete sarda. E' quindi da valutare un nuovo collegamento con la Sardegna (parte Sud). Una prima ipotesi prospettata dal gestore della rete è quella di due nuovi collegamenti "Continente-Sicilia" - "Sicilia-Sardegna", sui quali, tuttavia, sia il MiSE che ARERA si sono riservati le proprie valutazioni.

Un tema da tenere in considerazione è quello dello sviluppo coordinato delle infrastrutture, come ad esempio quello tra il trasporto dell'energia e il trasporto ferroviario e su strada, al fine di favorire più utilizzi delle stesse infrastrutture, con minore impatto sul territorio.

Da questo punto di vista l'integrazione della rete elettrica di RFI acquisita da Terna consentirà, in prospettiva, di rivedere alcuni interventi già previsti nei precedenti piani, permettendo sia di raggiungere gli obiettivi di sicurezza della rete, sia degli obblighi di interconnessione con le rinnovabili.

## 4.6 Dimensione della ricerca, dell'innovazione e della competitività

*i. Situazione attuale del settore delle tecnologie a bassa emissione di carbonio e, per quanto possibile, relativo posizionamento sul mercato globale (questa analisi dovrà essere effettuata a livello di Unione o globale)*

L'Italia, nonostante la presenza di eccellenze, mostra una situazione di R&S nel settore energetico ancora in sofferenza, a causa del livello di priorità relativamente basso attribuito alla ricerca, della frammentazione degli attori coinvolti e della carenza di coordinamento; questo genera una dipendenza tecnologica dall'estero e un crescente deficit commerciale nei prodotti ad alta tecnologia.

Negli ultimi anni si è manifestato un forte indirizzo verso un più esteso ricorso a fonti alternative, anche sulla spinta degli adempimenti in materia ambientale che hanno dato impulso ad una nuova domanda tecnologica. I positivi risultati registrati negli ultimi decenni nell'area termoelettromeccanica non sembrano attualmente in grado di superare i limiti di una specializzazione debole alla quale si vanno contrapponendo comunque punti di forza a livello europeo ben più solidi. Fra le maggiori criticità si segnala la scarsa presenza nelle tecnologie per l'uso di fonti rinnovabili, a eccezione di alcune punte di eccellenza nel solare CSP, nella geotermia e nelle bioenergie.

La competenza dell'Italia nel quadro delle tecnologie energetiche deve dunque essere valutata in senso prospettico. Inoltre, le politiche sul lato della domanda di tecnologie sono state e sono inadeguatamente correlate con quelle sul versante dell'offerta, come dimostra, ad esempio, il notevole sforzo finanziario per il sostegno alla produzione energetica da fonti rinnovabili, che ha dato luogo a risultati assai parziali quanto a capacità di trainare innovazione e creazione di filiere produttive.

La ricerca italiana sulle tecnologie energetiche, dopo un periodo di forte frammentazione, sta tuttavia negli ultimi anni evolvendo verso un quadro più coordinato di iniziative, favorite anche dall'allineamento alle Azioni-chiave del SET Plan e dalla partecipazione al Programma Horizon 2020. Il sistema della ricerca italiano ha un buon posizionamento internazionale, dimostrando di essere pronto a cogliere tutti gli spunti più innovativi provenienti a livello internazionale.

L'evoluzione in atto nella ricerca europea può contribuire positivamente al processo di razionalizzazione degli obiettivi della ricerca, valorizzando e finalizzando le varie competenze nazionali operanti nel settore. Il sistema nazionale della ricerca dovrà tuttavia essere in grado di aggiornare rapidamente priorità, indirizzi e valutazioni di competitività nel settore delle tecnologie energetiche e consentire al Paese di contribuire efficacemente alle future scelte che verranno assunte nell'ambito del SET Plan europeo, tutelando altresì la competitività industriale e valorizzando la capacità di produrre innovazione.

Il processo di allineamento delle politiche nazionali di R&S alle priorità definite dal SET Plan è in corso da alcuni anni e il MiSE ha dato il suo contributo con il Fondo per la Ricerca di Sistema elettrico (alimentato dalla componente tariffaria A5), che nell'ambito degli ultimi Piani triennali 2012-2014 e 2015-2017 ha operato un raccordo significativo con il SET Plan, consentendo in particolare a ENEA e RSE (grazie al trasferimento dei risultati della ricerca di interesse generale - finanziata al 100% nell'ambito degli Accordi di Programma) di competere efficacemente nell'ambito del 7° Programma Quadro della R&S UE, risultando ai primi posti nella classifica degli organismi di ricerca europei per finanziamenti acquisiti. E' in fase di approvazione il nuovo Piano triennale 2019-2021 che dovrebbe consolidare definitivamente questo raccordo con il SET Plan.

Il MIUR ha dato avvio nel 2016 anche al Piano Nazionale della Ricerca (PNR), che rappresenta lo strumento guida della strategia nazionale della ricerca, con una dotazione di 2,5 mld€ di risorse

pubbliche per la ricerca. In particolare il settore energia, viene considerato insieme alla mobilità, un'area tecnologica “a elevatissima competizione innovativa” in cui “individuare selettivamente settori di specializzazione specifica su cui concentrare le risorse”. È previsto “un utilizzo intensivo di strumenti di programmazione negoziata, anche attraverso i cluster tecnologici, che consentano di individuare sottosistemi specifici su quali l'esercizio delle politiche per la ricerca e l'innovazione possa contribuire significativamente a promuovere la competitività dell'industria italiana”. E' previsto infine “un utilizzo particolarmente intenso di strumenti di matching fund e sostegno all'utilizzo di fondi europei competitivi per consentire alle imprese e alle istituzioni di ricerca italiane di intercettare opportunità e competenze consolidate a livello europeo”. E' stato avviato anche un nuovo Cluster Tecnologico Nazionali sull'energia (di cui si riferisce in 3.5.i). Esso avverrà attraverso una chiamata pubblica di interesse per aggregazioni miste pubblico-privato che intendano interpretare gli obiettivi previsti. Ai Cluster Tecnologici Nazionali viene assegnato l'obiettivo di generare, all'intersezione tra ricerca pubblica e privata, opportunità di sviluppo tecnologico e innovativo per il sistema industriale. Tale obiettivo si misura nella capacità di generare roadmap tecnologiche condivise, opportunità e scenari tecnologici di prospettiva per l'industria italiana e, più in generale, gli strumenti conoscitivi atti a supportare l'elaborazione di politiche informate e l'indirizzo di fondi dedicati alla ricerca industriale.

*ii. Livello attuale della spesa pubblica e, ove disponibile, privata, per la ricerca e l'innovazione di tecnologie a bassa emissione di carbonio, numero attuale di brevetti e ricercatori*

Le risorse destinate alla ricerca energetica (ricerca svolta da enti pubblici, da imprese a controllo pubblico e contributi pubblici a progetti dimostrativi), pur mostrando un trend di crescita rispetto agli anni precedenti, sono state nel 2015 in Italia circa 0,5 mld€ rispetto ai 0,8 mld€ della Germania e agli 1,1 mld€ della Francia.

Figura 56 – Risorse destinate alla ricerca e sviluppo (quota %)

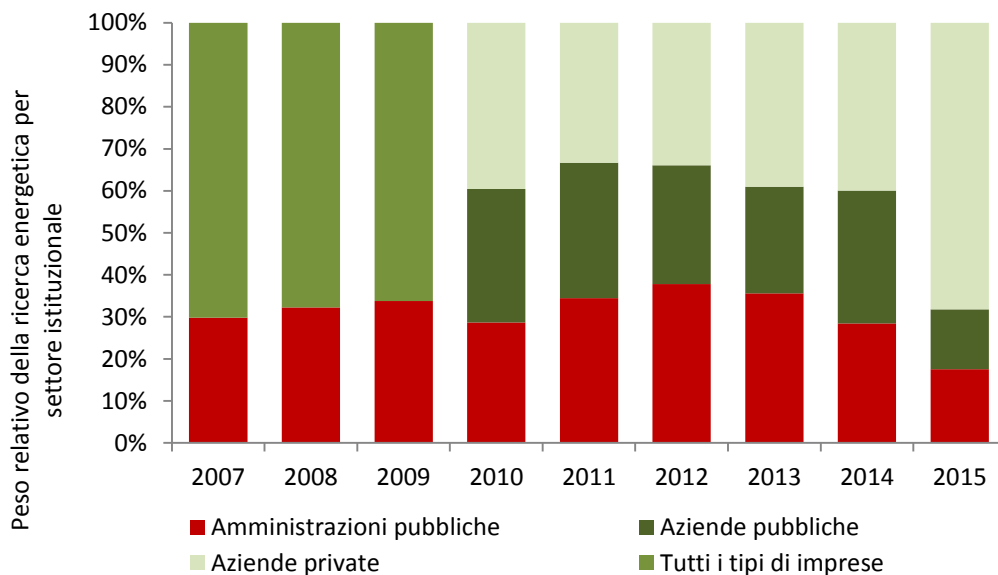
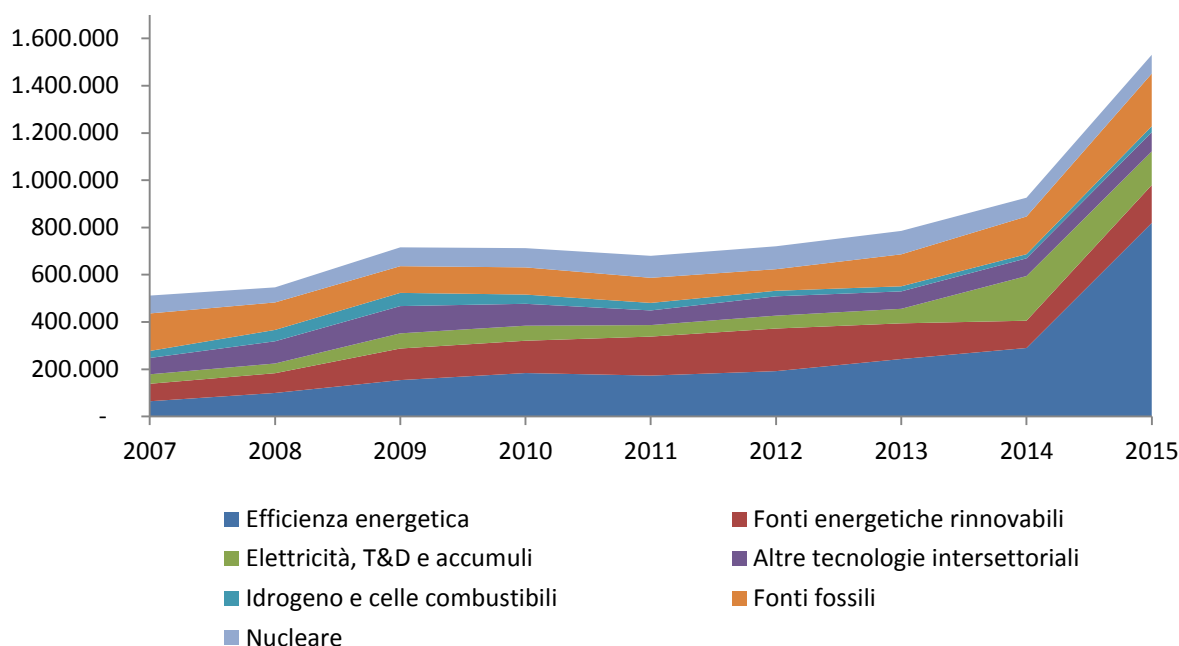


Figura 57 - Andamento delle risorse destinate per ricerca e sviluppo in ambito energetico (€ mila)



### Brevetti

Per quanto riguarda la registrazione di brevetti l'Italia non occupa un ruolo di rilievo nel panorama europeo – quantomeno da un punto di vista quantitativo – contribuendo nel 2014 allo 0,7% dei brevetti mondiali in ambito energetico rispetto, ad esempio, al 7,0% della Germania e al 3,0% della Francia; da notare anche che, a fronte di un contributo italiano ai brevetti di tutti i settori praticamente costante (in percentuale) nell'ultimo decennio, l'incidenza dei brevetti energetici italiani sul totale dei brevetti nazionali è calato dal 5% al 3% circa. Dall'Italia proviene inoltre solo lo 0,34% dei brevetti globalmente richiesti in ambito elettrico e lo 0,23% di quelli relativi alla mobilità sostenibile. Va anche sottolineato, tuttavia, che l'Italia non si distingue particolarmente dal resto d'Europa, che certo non brilla per numero di innovazioni proposte, a eccezione della Germania (con oltre 1.700 brevetti elettrici).

Il settore su cui l'Italia è stata nel 2016 relativamente più attiva in ambito elettrico, dal punto di vista innovativo, è l'energy storage (un quinto del totale), ma anche il fotovoltaico e l'eolico che, insieme, attirano il 37% delle innovazioni prodotte nel Paese, provenienti prevalentemente da Lombardia e Lazio. Nella produzione di brevetti riguardanti la mobilità elettrica, nessuno dei Paesi europei eccelle in maniera particolare. A parte la Germania, l'Italia (23 brevetti totali) fa meglio solo rispetto alla Spagna (18) e rimane comunque su livelli comparabili rispetto alla Gran Bretagna (76). L'attività innovativa dell'Italia si concentra soprattutto sull'accumulo di energia, mentre ancora poca attenzione è rivolta a veicoli ibridi e elettrici e stazioni di ricarica. Per quanto riguarda il nostro Paese, guardando al dettaglio regionale, Lazio e Veneto producono la metà dei brevetti complessivi.

Le cose però cambiano se dalla ricerca sulla mobilità si passa alla sostenibilità della mobilità su strada. Qui l'Italia presenta un buon risultato, almeno in termini di grammi a g CO<sub>2</sub>/km emessi dalle automobili di nuova immatricolazione, al di sotto della medie dell'Unione, preceduti dalla sola Francia. Un risultato ottenuto anche grazie alla storica propensione all'acquisto di auto di minori dimensioni, un tema che dovrà essere tenuto presente nelle future scelte di policy dell'Italia che, comunque, grazie alle ultime norme in materia, potrà utilizzare la leva del biometano.

*Start-up*

La Lombardia resta il terreno maggiormente fertile per la costituzione di nuove attività imprenditoriali di stampo innovativo (quasi una start-up energetica su quattro è attiva sul suolo lombardo). Anche le start-up energetiche sono numericamente più presenti nelle Regioni settentrionali e nel Lazio, ma è interessante notare che rispetto ad altri settori queste sono mediamente più attive sul fronte brevettuale e su questo piano non si riscontrano particolari differenze geografiche. La dimensione d'impresa rimane sicuramente il principale elemento di criticità: la stragrande maggioranza delle start-up italiane fattura meno di 500.000 euro - sia nel settore energetico (oltre il 90%) che in altri - e pochi sono i casi in cui la forza lavoro impiegata supera i dieci addetti (circa il 5%). La difficoltà principale sulla via della crescita, oltre a quelli che spesso sono evidenti limiti organizzativi, sta nel trovare capitali.

Il ritardo più evidente che l'Italia sconta in questo momento è la mancanza di un mercato maturo del Venture Capital. Tuttavia, data la crescita costante che questo settore sta conoscendo, comincia a diventare di rilievo l'impatto che queste imprese generano sull'economia nazionale, quantificabile in un valore aggiunto che si può quantificare in circa 3,3 mld€ complessivi, di cui il 15% circa generato nel solo comparto energetico. Ancora marginale resta l'impatto in termini occupazionali, valutabile in circa 60.000 posti di lavoro (oltre la metà nel Nord Italia), di cui solo 8.000 nel comparto energia, numero tuttavia destinato a crescere nel prossimo futuro, viste le prospettive e l'attenzione sempre crescente verso questo genere di attività imprenditoriale.

*iii. Ripartizione degli attuali elementi del prezzo che costituiscono le tre principali componenti del prezzo (energia, rete, tasse/imposte)*

Nell'ultimo anno (2017) la spesa complessiva sostenuta dal Sistema Italia per il consumo di energia elettrica è stimabile in circa 52,5 mld€, ripartite come segue:

- 40% per servizi di vendita (spesa per approvvigionamento dell'energia sul mercato<sup>43</sup>, spesa di commercializzazione e vendita al dettaglio, spesa per l'approvvigionamento dei servizi di dispacciamento);
- 14% per servizi di rete (spesa per il servizio di trasmissione, distribuzione e misura);
- 28% per oneri generali di sistema per un corretto funzionamento e sostenibilità economica e ambientale del sistema Paese (componenti A, componenti UC, componente MCT);
- 18% per imposte (accisa, IVA).

Rispetto al 2016, le voci di maggior incremento sono state quelle di servizi di vendita (+11,6%) e servizi di rete (+2,7%) mentre quelle in sensibile diminuzione sono state gli oneri generali (-11,1%) e accisa (-9,4%). Complessivamente la spesa è aumentata di poco meno dello 0,7% (ma in netta riduzione del 7% circa rispetto agli ultimi 5 anni). Inoltre, va osservato che, in termini assoluti, l'aumento nell'ultimo anno di quasi 2,5 mld€ registrato dalle voci di commercializzazione e vendita, di trasmissione/distribuzione e di gettito IVA è stato compensato dalla riduzione delle voci di oneri generali di sistema e di gettito da accisa. Negli oneri generali la componente che ha pesato maggiormente è la componente A3 (a copertura degli incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate), ridotta di quasi 1,8 mld€.

Con riferimento alla voce di servizi di vendita, è risultato un aumento dell'approvvigionamento (+22,4%) e della commercializzazione-vendita al dettaglio (+2,8%), e una diminuzione della spesa a copertura dei costi per la compravendita delle risorse per il servizio di dispacciamento (-17%). In

<sup>43</sup> La stima della spesa per l'acquisto di energia sostenuta dai clienti finali afferenti al Mercato Libero è effettuata assumendo che tutti gli acquisti passino dalla Borsa Elettrica. Sotto questa ipotesi il volume approvvigionato dal mercato libero sarà la differenza degli acquisti totali sulla Borsa (al netto dei consumi per i pompaggi idroelettrici) meno le quantità approvvigionate dall'Acquirente Unico per i clienti in regime di Maggior Tutela, monetizzato con la media pesata annua del Prezzo Unico Nazionale risultante dal mercato del giorno prima.



particolare, l'approvvigionamento, che rappresenta il 72,5% dei servizi di vendita, ha risentito del sensibile aumento della produzione termoelettrica a costo più elevato per effetto del rialzo di prezzo dei combustibili sui principali mercati (effetto sul PUN con un incremento medio di circa +11,2 euro/MWh). Va osservato che l'aumento della produzione da impianti fossili è servito a soddisfare l'incremento della domanda (+2,1%), tenuto conto sia del contributo derivante dagli scambi con l'estero che di quello della generazione rinnovabile (principalmente da solare fotovoltaico ed eolico). La commercializzazione-vendita, ovvero la rendita della figura dell'intermediario, che rappresenta il 12% delle voci incluse nei servizi di vendita, ha risentito invece di un aumento facilmente riconducibile all'incremento iniziato nell'anno 2016 dei corrispettivi di "commercializzazione e vendita" deciso dall'Autorità per i clienti in regime di Maggior Tutela<sup>44</sup>. Infine, la spesa per la compravendita delle risorse per il servizio di dispacciamento è diminuita grazie soprattutto alla riduzione della raccolta gettito derivante dal corrispettivo *uplift* (-12,3%) e da quello a copertura dei costi sostenuti per la remunerazione degli impianti rilevanti chiamati per il servizio di essenzialità (-52%). Inoltre, si conferma il peso rilevante della componente *uplift* (70,3%) sulla spesa per la compravendita delle risorse per il servizio di dispacciamento.

Gli oneri generali raggruppano, per semplicità espositiva, le componenti tariffarie finalizzate alla copertura degli oneri generali di sistema (componenti A) e quelle assimilabili (componenti UC e MCT, in quanto derivano da imposizioni normative). Le componenti di tipo A hanno pesato sull'intero ammontare della voce "oneri generali" per circa il 92%; la sola componente a copertura degli incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate (A3) ha pesato per l'85%, una percentuale che si conferma in linea con quella degli anni precedenti.

I servizi di rete fanno riferimento alle componenti tariffarie definite dall'Autorità per la copertura dei costi per il servizio di trasmissione, distribuzione e misura. Il sistema di distribuzione ha pesato per circa il 75,2%; in termini di variazione, invece, su un aumento complessivo di quasi 200 mln€ rispetto al 2016, l'incidenza della distribuzione è stato di circa il 60%. Il montante totale per i servizi di rete non ha mostrato una significativa variazione rispetto agli ultimi anni attestandosi sempre attorno a 7 mld€.

Dividendo il costo complessivo per il livello di consumo nazionale si ottiene una stima del costo unitario dell'energia elettrica per l'intera collettività. In particolare nell'ultimo anno 2017 tale costo unitario è stimabile in 17,39 centesimi di euro per ogni kWh prelevato, circa l'1,4% in meno rispetto al 2016 e circa il 4,7% in meno rispetto al 2012 (in termini di moneta costante 2010<sup>45</sup> la riduzione nel periodo 2012-2017 è di circa 6,7%).

#### *iv. Descrizione delle sovvenzioni per l'energia, ivi inclusi i combustibili fossili*

Il Parlamento attribuisce al MATTM il compito di predisporre un "Catalogo dei Sussidi Ambientalmente Dannosi e dei Sussidi Ambientalmente Favorevoli" (come disposto dall'art. 68 della legge del 28 dicembre 2015 n. 221, contenente misure per l'economia verde e l'uso efficiente delle risorse). Si tratta di un inventario che permette una ricognizione dei sussidi esistenti in Italia con particolare attenzione al loro impatto sull'ambiente. Come previsto dalla normativa, il termine "sussidio" è stato inteso dal Parlamento nella definizione più ampia, comprendendo, tra gli altri, incentivi diretti, esenzioni, riduzioni e sconti nei tributi, agevolazioni e sussidi impliciti.

Il Catalogo dei sussidi si pone come utile strumento:

<sup>44</sup> La stima della spesa di commercializzazione e vendita al dettaglio sostenuta dai clienti finali afferenti al Mercato Libero è effettuata applicando la componente di commercializzazione e vendita del servizio di Maggior Tutela ai punti di prelievo del mercato libero, essendo comunque tale componente calcolata sulla base dei costi medi sostenuti dalle imprese nel libero mercato.

<sup>45</sup> Il coefficiente di riporto è stato calcolato facendo riferimento all'indice medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati (Indice FOI) al netto dei tabacchi in quanto l'indice FOI è utilizzato dall'Istat per la determinazione del coefficiente di rivalutazione monetaria.

- per individuare l'area di intervento per una possibile riforma della fiscalità generale, in applicazione del PPP (il "principio chi inquina paga") che migliori il funzionamento del mercato;
- per individuare misure che contribuiscano a una riforma fiscale ambientale (riduzione della pressione fiscale che grava sul fattore produttivo lavoro e sulle imprese con il contestuale recupero di gettito mediante forme di fiscalità ambientale che colpiscano inquinamento, risorse naturali, consumi e produzioni dannosi per l'ambiente);
- e, soprattutto, per individuare aree di riduzione delle "spese fiscali" in generale.

Complessivamente, dalla ricognizione del Ministero dell'Ambiente sono emerse 161 misure di sussidi ambientalmente rilevanti in tutti i settori dell'economia nazionale (100 misure sono «spese fiscali» e 61 «sussidi diretti»), per un valore complessivo di 41,3 mld€. In particolare, ai fini del Piano energia e clima sono state individuate 57 misure che hanno un impatto in campo energetico per un totale di 30,6 mld€ nel 2017; di questi 16,9 mld€ sono costituiti da sovvenzioni ai combustibili fossili (45 misure).

Il Governo italiano ha accettato volontariamente di sottoporsi al processo G20 di peer review sui sussidi alle fonti fossili. In effetti, sin dal 2009 il G20 (Summit di Pittsburgh) si è impegnato a "razionalizzare ed eliminare nel medio termine gli inefficienti sussidi ai combustibili fossili che ne incoraggiano lo spreco". In assenza di scadenze e metodologia pienamente condivise, a partire dal 2015, il G20 ha avviato un programma volontario di peer review di rapporti nazionali sui sussidi ai combustibili fossili (due Stati ogni anno: uno a economia avanzata e uno emergente).

L'esercizio, che ha coinvolto Cina e Usa nel 2016, Messico e Germania nel 2017, vede impegnati nell'esame nel 2018 l'Italia in parallelo con l'Indonesia. Per il prossimo anno sono già annunciati Argentina e Canada (presidenze nel 2018 rispettivamente di G20 e G7); altri Paesi potrebbero aggiungersi.

Nelle tabelle che seguono vengono elencati a) i 30 sussidi con impatto ambientale rilevante per il Piano energia e clima che sono stati individuati come quelli da esaminare e valutare prioritariamente in maniera più approfondita, anche con le Amministrazioni e i rappresentanti dei cittadini e delle imprese coinvolti, al fine di individuare eventuali compensazioni (lista prioritaria di approfondimento); b) i 10 sussidi che richiedono ulteriori approfondimenti tecnici (lista secondaria da approfondire tecnicamente); c) i 3 sussidi da riformare a livello comunitario o globale; d) i 12 sussidi all'energia ambientalmente favorevoli. Le stime degli effetti finanziari per il 2016 e 2017 sono pressoché complete e affidabili, per il 2018 sono in buona parte in corso di elaborazione.

Tabella 54 - elenco delle sovvenzioni/sussidi per l'energia, inclusi i combustibili fossili

N.	Nome	Norma di riferimento	Effetto finanziario (mln€)	
			2016*	2017*
1	Riduzione dell'accisa sulle emulsioni di gasolio o olio combustibile in acqua impiegate come carburanti o combustibili	Art. 21-bis, D.Lgs. n. 504/1995 (TUA), come modificato da art. 1, co. 634, L. n. 147/2013	2,20	2,20
2	Esenzione dall'imposta di consumo per gli oli lubrificanti impiegati nella produzione e nella lavorazione della gomma naturale e sintetica	Art. 62, co. 2, TUA	1,00	1,00
3	Riduzione dell'accisa per i carburanti utilizzati nel trasporto ferroviario di persone e merci	Tab. A, punto 4, TUA	11,15	7,60
4	Esenzione dall'accisa sui carburanti per il prosciugamento e la sistemazione dei terreni allagati nelle zone colpite da alluvione	Tab. A, punto 6, TUA	0,50	0,50

N.	Nome	Norma di riferimento	Effetto finanziario (mln€)	
			2016*	2017*
5	Esenzione dall'accisa sui carburanti per il sollevamento delle acque allo scopo di agevolare la coltivazione dei fondi rustici sui terreni bonificati	Tab A, punto 7, TUA	0,50	0,50
6	Riduzione dell'accisa sui carburanti per le prove sperimentali e collaudo di motori di aviazione e marina	Tab. A, punto 8, TUA	0,50	0,50
7	Riduzione dell'accisa sul gas naturale impiegato negli usi di cantiere, nei motori fissi e nelle operazioni di campo per l'estrazione di idrocarburi	Tab. A, punto 10, TUA	0,27	0,27
8	Esenzione dall'accisa sull'energia elettrica prodotta da impianti di gassificazione	Tab. A, punto 11-bis, TUA	0,50	0,50
9	Riduzione dell'aliquota normale dell'accisa sui carburanti per i Taxi	Tab. A, punto 12, TUA, D.P.C.M. 20 feb. 2014, come richiesto da art. 1, co. 577, L. n. 147/2013; art 1, co. 242, L. n. 190/2014	12,66	10,76
10	Riduzione dell'accisa sui carburanti per le autoambulanze	Tab. A, punto 13, TUA	2,90	2,60
11	Esenzione dall'accisa sui prodotti energetici impiegati per la produzione di magnesio da acqua di mare	Tab. A, punto 14, TUA	0,50	0,50
12	Riduzione dell'accisa sul GPL utilizzato negli impianti centralizzati per usi industriali e utilizzato dagli autobus urbani ed extraurbani adibiti al servizio pubblico	Tab. A, punto 15, TUA	11,66	11,40
13	Esenzione dall'accisa su prodotti energetici iniettati negli altiforni per la realizzazione dei processi produttivi	Tab. A, punto 16, TUA	1,00	d.q
14	Riduzione dei costi per le Forze armate nazionali	Tab. A, punto 16bis, TUA	24,90	29,60
15	Deduzione forfetaria dal reddito di impresa a favore degli esercenti impianti di distribuzione carburante	Art. 21, comma 1, legge n. 448/1998; Art. 6, comma 3, legge n. 388/2000; Art. 1, comma 129, legge n. 266/2005; Art. 1, comma 393, legge n. 296/2006; Art.1, comma 168, legge n. 244/2007; Art.1, comma 8, D.L. n.194/2009; Art. 2, comma 5, D.L. n. 225/2010; art. 34, co. 1-3, legge n. 183/2011	51,00	51,00
16	Rimborso del maggior onere derivante dall'aumento dell'accisa sul gasolio impiegato come carburante per l'autotrasporto merci e altre categorie di trasporto passeggeri	DPR n. 277/2000; Art. 6, co. 2, D.Lgs. n. 26/2007, e disposizioni collegate; 2) Art. 61 co. 4, D.L. n. 1/2012; art. 24-ter del TUA. Tale articolo è stato inserito nel medesimo TUA dall'art. 4-ter, co. 1, lett. f), D.L. n. 193/2016 convertito, con modificazioni,	1.264,42	1.257,34

N.	Nome	Norma di riferimento	Effetto finanziario (mln€)	
			2016*	2017*
		dalla L. n. 225/2016 (L'agevolazione deve intendersi come prosecuzione dell'art. 6, c. 2, D.Lgs. n. 26/2007)		
17	Riduzione dell'accisa sul gas naturale impiegato per usi industriali termoelettrici esclusi, da soggetti che registrano consumi superiori a 1.200.000 m <sup>3</sup> annui	Art. 4 L. n. 418/2001; art. 2, co. 11 L. n. 203/2008	58,11	58,11
18	Impiego dei prodotti energetici nei lavori agricoli e assimilati	Tab. A, punto 5, TUA	830,43	843,20
19	Gasolio e GPL impiegati per riscaldamento in aree geograficamente o climaticamente svantaggiate (zone montane, Sardegna, isole minori)	Art. 8, co. 10, let. c) L. n. 448/98 e art. 2, co. 12, L. n. 203/2008; art. 1, co. 242, L. 190/2014	219,40	159,60
20	Produzione, diretta o indiretta, di energia elettrica con impianti obbligati alla denuncia prevista dalle disposizioni che disciplinano l'imposta di consumo sull'energia elettrica	Tab. A, punto 11, TUA	365,60	365,60
21	Provvedimento 6/92 del Comitato Interministeriale dei Prezzi ("CIP6")	Disposizione n. 6/1992 del CIPE	582,50	445,90
22	IVA agevolata per l'energia elettrica per uso domestico	Tab. A, parte III, DPR n. n. 633/72 (Aliquota IVA ridotta al 10%)	1.008,90	d.q.
23	IVA agevolata per l'energia elettrica e gas per uso di imprese estrattive, agricole e manifatturiere	Tab. A, parte III, DPR n. n. 633/72 (Aliquota IVA ridotta al 10%)	d.q.	d.q.
24	IVA agevolata per oli minerali greggi, oli combustibili	Tab. A, parte III, DPR n. n. 633/72 (Aliquota IVA ridotta al 10%)	d.q.	d.q.
25	IVA agevolata per prodotti petroliferi per uso agricolo e per la pesca in acque interne	Tab. A, parte III, DPR n. n. 633/72 (Aliquota IVA ridotta al 10%)	233,00	d.q.
26	IVA agevolata per gas metano e GPL impiegati per usi domestici di cottura e la produzione di acqua calda	Tab. A, parte III, DPR n. n. 633/72 (Aliquota IVA ridotta al 10%)	d.q.	d.q.
27	Riduzione accise sui prodotti energetici per le navi che fanno esclusivamente movimentazione all'interno del porto	Art. 1, co. 367, 2 ter, L. n. 208/2015	1,80	d.q.
28	Franchigia sulle aliquote di prodotto della coltivazione di gas naturale e petrolio (royalties)	Art. 35, D. L. n. 83/2012	52,00	d.q.
29	Fondi per ricerca, sviluppo e dimostrazione per gli idrocarburi (petrolio e gas) e per il carbone		0	d.q.
30	Agevolazioni fiscali sui fringe benefit a favore del lavoratore che utilizza in maniera promiscua l'auto aziendale (company car lavoratore dipendente)	Art. 164 of D.P.R. 917/1986	d.q.	d.q.
	<b>Totale dei sussidi all'energia ambientalmente dannosi (inclusi i combustibili fossili) da riformare prioritariamente</b>		<b>4.737,40</b>	<b>3.248,68</b>

d.q. da quantificare

Fonte: G20 Fossil Fuels Subsidies Peer Review Self-Report of Italy (in corso di pubblicazione)

(\*) Note: le differenze da un anno all'altro possono derivare dalla diversa disponibilità di dati e stime. Va sottolineato, tuttavia, che la valutazione finanziaria riportata potrebbe non corrispondere a entrate potenziali che il Governo potrebbe riscuotere o risparmiare in caso di rimozione delle sovvenzioni alle stesse fonti fossili.

Tabella 55 - Elenco dei sussidi all'energia ambientalmente dannosi (inclusi i combustibili fossili): lista secondaria da approfondire tecnicamente

N.	Nome	Norma di riferimento	Effetto finanziario (mln€)	
			2016*	2017*
1	Differente trattamento fiscale fra benzina e gasolio (inclusa Iva)	Annex I del TUA	6061,29	5990,20
2	Esenzione dall'accisa sull'energia elettrica impiegata nelle ferrovie	Art. 52, co. 3, lett. c), D.Lgs. n. 504/ 1995 (TUA)	64,50	67,50
3	Esenzione dall'accisa sull'energia elettrica impiegata nell'esercizio delle linee di trasporto urbano e interurbano	Art. 52, co. 3, lett. d), D.Lgs. n. 504/ 1995 (TUA)	7,70	7,70
4	Esenzione dall'accisa sull'energia elettrica impiegata nelle abitazioni di residenza con potenza fino a 3 kW fino a 150 kWh di consumo mensile	Art. 52, co. 3, lett. e), D.Lgs. n. 504/ 1995 (TUA)	634,08	634,08
5	Garanzie sul credito all'esportazione per impianti di produzione di energia alimentati a carbone, petrolio e gas naturale nei paesi terzi	D.Lgs. n.143/1998 Titolo I integrato con D.Lgs. n. 170/1999	d.q.	d.q.
6	Esenzione sul prelievo di energia elettrica per i clienti finali che prestano servizi di interrompibilità istantanea o di emergenza	Art. 30, co. 19, L. n. 99/2009	98,00	98,00
7	Aiuti a operatori a rischio di carbon leakage	Art. 10, L. n. 221/2015; par. 26 della Comunicazione europea C(2012) 3230 D.Lgs. n. 79/1999; D. M. 5 aprile 2013; Delib. ARERA n. 921/2017/R/eel	d.q.	d.q.
8	Agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica	Art. 10, co. 1, n. 14), D.P.R. n. 633/1972	0,00	626,00
9	Esenzione IVA del servizio taxi di trasporto urbano	Tab. A, parte III, DPR n. n. 633/72 (Aliquota IVA ridotta al 10%)	d.q.	12,70
10	IVA agevolata per somministrazione di gas metano usato per combustione per usi civili limitatamente a 480 m <sup>3</sup> annui		d.q.	d.q.
Totale dei sussidi all'energia ambientalmente dannosi (inclusi i combustibili fossili): lista secondaria da approfondire tecnicamente			6.865,57	7.436,18

d.q. da quantificare

Fonte: G20 Fossil Fuels Subsidies Peer Review Self-Report of Italy (in corso di pubblicazione) a cui sono state aggiunte le stime sulle misure 7-10 che sono sussidi all'energia ma non ai FFS.

(\*) Note: le differenze da un anno all'altro possono derivare dalla diversa disponibilità di dati e stime. Va sottolineato, tuttavia, che la valutazione finanziaria riportata potrebbe non corrispondere a entrate potenziali che il Governo potrebbe riscuotere o risparmiare in caso di rimozione delle sovvenzioni alle stesse fonti fossili.

Tabella 56 - Elenco dei sussidi all'energia ambientalmente dannosi (inclusi i combustibili fossili) da riformare a livello internazionale

N.	Nome	Norma di riferimento	Effetto finanziario (mln€)	
			2016*	2017*
1	Esenzione dall'accisa sui prodotti energetici impiegati come carburanti per la navigazione aerea diversa dall'aviazione privata e per i voli didattici	Tab. A, punto 2, D.Lgs. n. 504/1995 (TUA)	1.551,10	1.605,90
2	Esenzione dall'accisa sui prodotti energetici impiegati come carburanti per la navigazione marittima	Tab. A, punto 3, D.Lgs. n. 504/1995 (TUA)	456,90	496,00
3	Rilascio delle quote Ets assegnate a titolo gratuito	Artt.20-23 D.Lgs. n. 30/2013; Decisione della Commissione del 27 aprile 2011 n. 2011/278/UE, Decisione della Commissione del 5 settembre 2013 n. 2013/448/UE	444,00	394,63
Totale dei sussidi ai combustibili fossili da riformare a livello internazionale			2.451,99	2.496,53

d.q. da quantificare

Fonte: G20 Fossil Fuels Subsidies Peer Review Self-Report of Italy (in corso di pubblicazione).

(\*) Note: le differenze da un anno all'altro possono derivare dalla diversa disponibilità di dati e stime. Va sottolineato, tuttavia, che la valutazione finanziaria riportata potrebbe non corrispondere a entrate potenziali che il Governo potrebbe riscuotere o risparmiare in caso di rimozione delle sovvenzioni alle stesse fonti fossili.

Tabella 57 - Elenco dei sussidi nel settore energia con impatto ambientale favorevole

N.	Nome	Norma di riferimento	Effetto finanziario (mln€)	
			2016*	2017*
1	Detrazione per l'acquisto di mobili e grandi elettrodomestici di classe non inferiore alla A+ (impatto incerto)	Art. 16, co. 2, D.L. n. 63/2013, come modificato dalla legge di conversione 3 agosto 2013, n. 90 modificato dall'art. 7, co. 2-bis, D.L. 28 marzo 2014, n. 47, convertito, con modificazioni, dalla L. n. 80/2014, e, da ultimo, dall'art. 1, co. 3, lett. b), n. 3), L. n. 205/2017	219,4	199,4
2	Regime di particolare favore per i SEU realizzati pre D.Lgs. n. 115/2008 e ai sistemi di autoproduzione di energia elettrica con ciclo ORC	Art. 12 legge n. 221/2015	d.q.	d.q.

N.	Nome	Norma di riferimento	Effetto finanziario (mln€)	
			2016*	2017*
3	Esenzione dall'accisa l'energia elettrica prodotta con impianti azionati da fonti rinnovabili con potenza disponibile superiore a 20 kW	a) Art. 1, co. 911, L. n. 208/2015; b) Art. 52, co. 3, lett. b), TUA	49,15	49,15
4	Credito d'imposta per l'acquisto di veicoli alimentati a metano o GPL o a trazione elettrica o per l'installazione di impianti di alimentazione a metano e GPL	Art. 1, co. 2, D.L. n. 324/97; art. 1, co. 54, L. n. 239/04; art. 5-sexies, D.L. n. 203/05; D.P.C.M. 20/02/2014 (cfr. Art. 1, 577 della L. n. 147/2013)	7,00	7,00
5	Credito d'imposta sulle reti di teleriscaldamento alimentato con biomassa ed energia geotermica	Art. 8, comma 10, lett. f), legge n. 448/1998	23,66	27,05
6	Produzione, diretta o indiretta, di energia elettrica con impianti obbligati alla denuncia prevista dalle disposizioni che disciplinano l'imposta di consumo sull'energia elettrica. Esenzione per gli oli vegetali non modificati chimicamente	Tab. A, punto 11, TUA	d.q.	d.q.
7	Incentivi sull'energia prodotta da impianti alimentati da biomasse, biogas e bioliquidi sostenibili	Art. 1, commi da 149 a 151, L. n. 208/2015	d.q.	d.q.
8	Incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico	D.M. 23 giugno 2016	5.761,00	5.628,40
9	Conto energia: sistema incentivante dedicato agli impianti solari fotovoltaici (dal 2005 al 2012)	DD.MM. 28/07/2005 e 06/02/2006 (I Conto Energia); D.M. 19/02/2007 (II Conto Energia); D.M. 06/08/2010 (III Conto Energia); D.M. 05/05/2011 (IV Conto Energia); D.M. 05/07/2012 (V Conto Energia)	6.297,00	6.404,00
10	Promozione di interventi di efficienza energetica e di produzione di energia da FER termiche (Cogenerazione e CAR)	D.Lgs. n. 102/2014; D. M. 5 settembre 2011; Decreto Interministeriale del 28 dicembre 2012, e D.Lgs. 102/2014 e Decreto Interministeriale 16 febbraio 2016 (Conto Termico 2.0)	d.q.	d.q.
11	Incentivazione degli interventi a favore dello sviluppo tecnologico e industriale	Art. 32, D.Lgs. n. 28/2011	d.q.	d.q.
12	Detrazione del 65% per interventi di riqualificazione energetica degli edifici esistenti di qualsiasi categoria catastale, anche rurale, posseduti o detenuti	Art. 1, commi 344-347, L. n. 296/2006 prorogato dall'art. 1, co. 48 della legge n.	984,4	1.397,20

N.	Nome	Norma di riferimento	Effetto finanziario (mln€)	
			2016*	2017*
		220/2010, art. 11, co. 2, D.L. 83/2012; art. 14 D.L. n. 63/2013 convertito dalla legge n. 90/2013 sostituito dall'art. 1, co. 139, lett.b), della L. n. 147/2013, e come, da ultimo, modificato dall'art. 1, co. 3 lett. a, L. n. 205/2017; co. 74 L. n. 208/2015		
Totale dei sussidi nel settore energia con impatto ambientale favorevole			13.341,61	13.712,20

d.q. da quantificare

(\*) Note: le differenze da un anno all'altro possono derivare dalla diversa disponibilità di dati e stime. Va sottolineato, tuttavia, che la valutazione finanziaria riportata potrebbe non corrispondere a entrate potenziali che il Governo potrebbe riscuotere o risparmiare in caso di rimozione delle sovvenzioni alle stesse fonti fossili.



## 5 VALUTAZIONE DI IMPATTO DELLE POLITICHE E DELLE MISURE PREVISTE<sup>46</sup>

### 5.1 Impatto delle politiche e delle misure previste, di cui alla sezione 3, sul sistema energetico e sulle emissioni e gli assorbimenti di gas a effetto serra, ivi incluso un confronto con le proiezioni con politiche e misure vigenti (di cui alla sezione 4).

*i. Proiezioni dell'evoluzione del sistema energetico e delle emissioni e degli assorbimenti di gas a effetto serra nonché, ove pertinente, delle emissioni di inquinanti atmosferici in conformità della direttiva (UE) 2016/2284 nel quadro delle politiche e delle misure previste almeno per i dieci anni successivi al periodo oggetto del piano (compreso l'ultimo anno del periodo coperto dal piano), comprese le pertinenti politiche e misure dell'Unione.*

L'azione combinata di politiche, interventi e investimenti previsti dal Piano energia e clima determina non solo una riduzione della domanda come effetto dell'efficientamento energetico, ma influenza anche il modo di produrre e utilizzare energia che risulta differente rispetto ai trend del passato o all'evoluzione del sistema con politiche e misure vigenti.

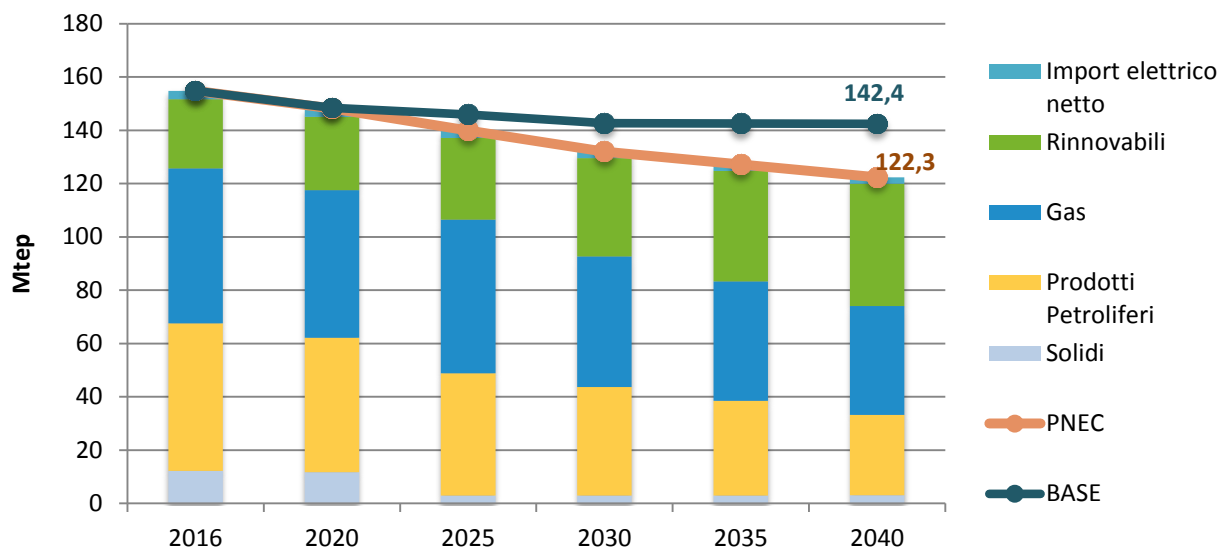
La sfida energetica pone problemi complessi che riguardano sia il tema dell'approvvigionamento, della dipendenza e della sicurezza, che quello dei costi dell'energia e, in primis, quello della decarbonizzazione dell'intero sistema energetico, non solo nell'immediato futuro ma anche in un'ottica di lungo periodo.

Come evidenziato nel capitolo 2, il Piano energia e clima produce un efficientamento che trasforma il sistema energetico e riguarda la sostituzione delle fonti fossili con rinnovabili, decarbonizzando il sistema produttivo nazionale.

L'impatto combinato di tutte le politiche si traduce in una minore intensità energetica delle attività economiche nel tempo insieme a una diminuzione dell'intensità di carbonio della domanda di energia nel tempo.

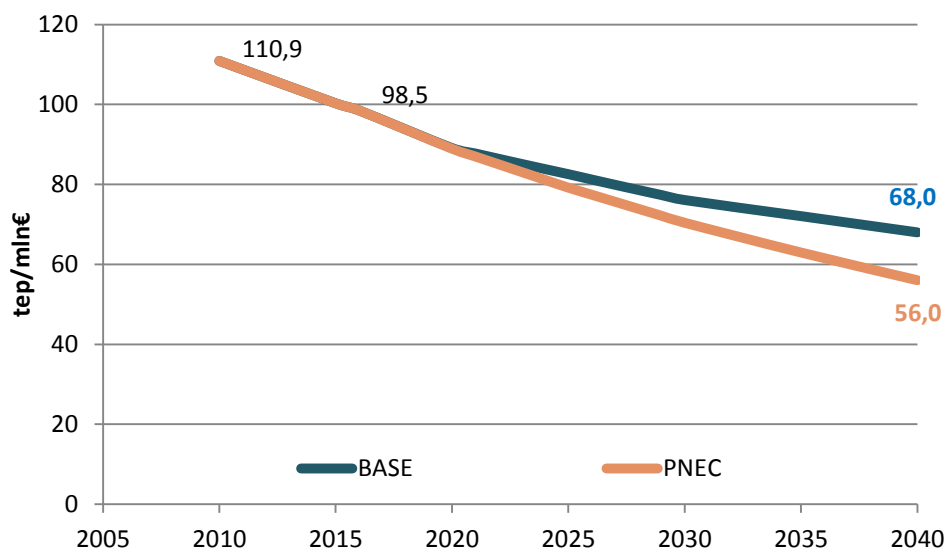
<sup>46</sup> *Le politiche e le misure previste sono opzioni in esame con prospettiva realistica di adozione e attuazione dopo la data di presentazione del piano nazionale. Le relative proiezioni di cui al punto 5.1.i comprendono pertanto non solo le politiche e le misure adottate e attuate (proiezioni sulla base delle politiche e delle misure in vigore), ma anche le politiche e le misure previste*

Figura 58 - Evoluzione dell'energia primaria negli scenari BASE e PNEC [fonte: RSE]



La contrazione della domanda di energia primaria non è dovuta alla riduzione del PIL o dei livelli di attività settoriali ma è principalmente il risultato di cambiamenti tecnologici e di cambio di combustibile dal lato della domanda e dell'offerta. L'efficienza energetica è uno dei principali fattori di decarbonizzazione nel lungo periodo, come si evince dalla intensità energetica in continua contrazione fino al 2040.

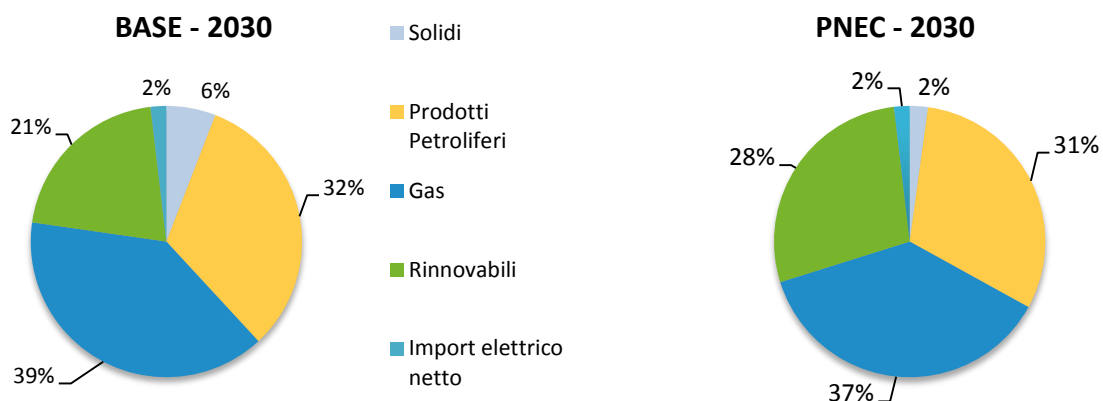
Figura 59 - Evoluzione dell'intensità energetica al 2040



Lo scenario BASE è già caratterizzato da miglioramenti dell'efficienza energetica che compensano l'aumento dei consumi trainato dalla crescita economica fino al 2040 ma che non sono sufficienti a mantenere lo stesso tasso di contrazione dei consumi dei fabbisogni primari del periodo 2010-2020.

Le politiche e misure del Piano energia e clima, invece, innescano una riduzione ancora più rapida dell'intensità energetica con riduzioni medie annue del 2,3% nel periodo 2020-40, tali da consentire il proseguimento del trend di contrazione dei consumi primari.

Figura 60 - Mix del fabbisogno primario al 2030



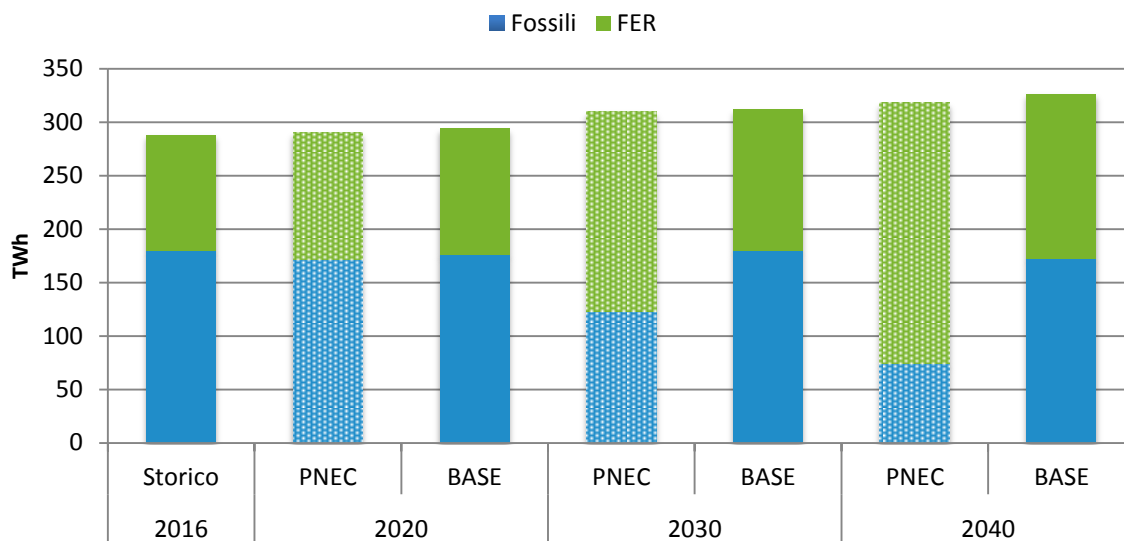
Le fonti rinnovabili sostituiscono progressivamente il consumo di combustibili fossili passando dal 16.7% del fabbisogno primario al 2016 a circa il 28% nello scenario PNEC.

I prodotti petroliferi dopo il 2030 continuano a essere utilizzati nei trasporti passeggeri e merci su lunghe distanze, ma il loro utilizzo è significativamente inferiore al 2040 (25% del mix primario). Il loro declino è maggiormente significativo negli ultimi anni della proiezione dello scenario quando il petrolio nel trasporto è sostituito cospicuamente da biocarburanti e veicoli ad alimentazione elettrica.

Nello scenario BASE, il consumo di gas naturale è abbastanza stabile a lungo termine, contribuendo al 39% della domanda di energia primaria nel 2030. Nella proiezione PNEC nel lungo periodo la competizione con le FER porta a una contrazione del ricorso al gas naturale fossile (passando dal 37% del 2030 a poco più del 33% al 2040).

Un driver molto importante di questo scenario è la decarbonizzazione sempre più spinta dei processi di generazione di energia elettrica. Già nello scenario BASE il meccanismo UE-ETS favorisce la penetrazione di fonti rinnovabili nella generazione. Gli obiettivi del piano amplificano il ricorso alle FER elettriche che al 2030 forniscono energia elettrica per 187 TWh. Il contributo FER continua a crescere fino al 2040, raggiungendo 244 TWh di produzione, grazie agli effetti della curva di apprendimento che vede nel tempo costi di investimento sempre più bassi e rende competitive tali tecnologie.

A crescere in maniera rilevante sono le fonti rinnovabili non programmabili, principalmente solare e eolico, la cui espansione prosegue anche dopo il 2030, e sarà gestita anche attraverso l'impiego di rilevanti quantità di sistemi di accumulo, sia su rete (accumuli elettrochimici e pompaggi) sia associate agli impianti di generazione stessi (accumuli elettrochimici).

Figura 61 - Evoluzione della generazione elettrica<sup>47</sup> al 2040 [Fonte: RSE]


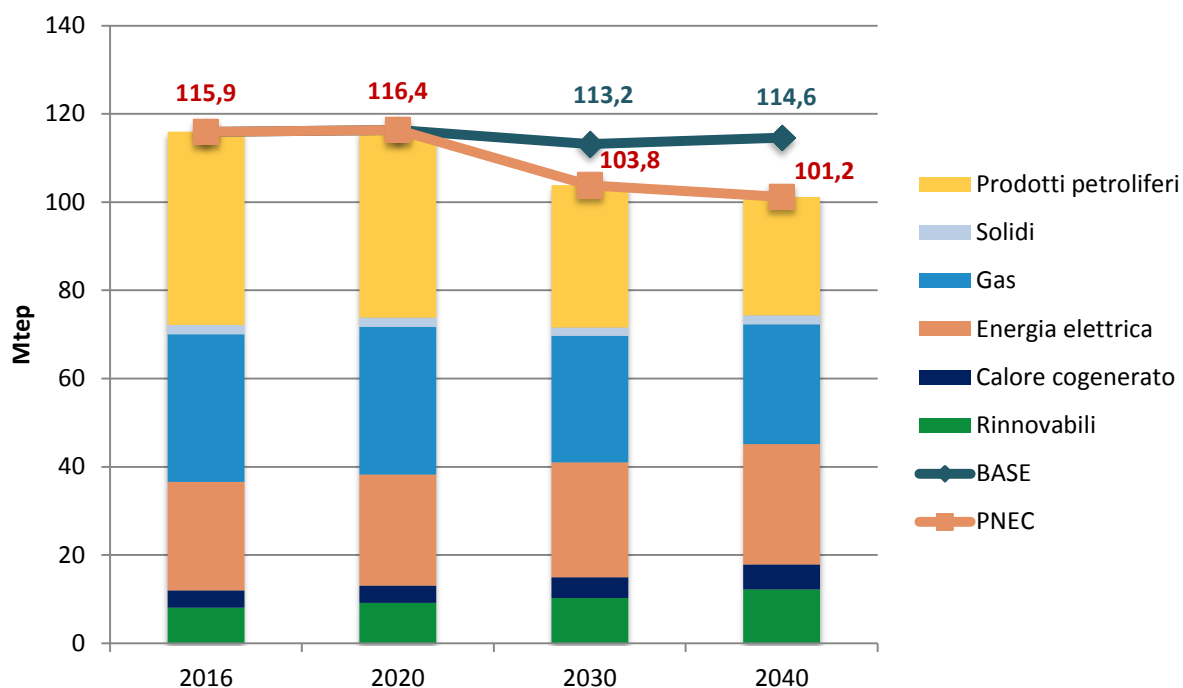
L'elettrificazione ha un ruolo centrale insieme con l'efficienza energetica soprattutto nel lungo periodo, coadiuvando la decarbonizzazione dei settori di uso finale. Mentre la domanda di elettricità è destinata a salire, l'efficienza energetica influenzerà lo sviluppo degli altri vettori energetici. In effetti, anche al 2040, le politiche individuate nel Piano, continuano a promuovere un forte miglioramento dell'efficienza energetica negli usi finali chiave (edifici, illuminazione, raffrescamento e riscaldamento, elettrodomestici e industria), nonché la sostituzione di fonti fossili con elettricità e rinnovabili.

Rilevanti nel lungo periodo, sono:

- i miglioramenti delle tecnologie e processi di uso finale (veicoli, residenziale, recupero calore nell'industria, ...);
- il proseguimento degli interventi di ristrutturazione e isolamento degli edifici (dato l'elevato potenziale) e la sostituzione dei sistemi di generazione del calore con altri più efficienti (pompe di calore);
- l'aumento dell'elettrificazione degli usi finali (in modo particolare nel settore trasporti);
- il contenimento dell'aumento di domanda di mobilità privata con misure e investimenti nella mobilità collettiva pubblica;
- il minor fabbisogno termico richiesto dagli edifici nuovi.

<sup>47</sup> Esclusa produzione elettrica da pompaggi

Figura 62 - Evoluzione dei consumi finali per fonte al 2040 [Fonte: RSE]



Con riferimento alle emissioni, di seguito si riporta l'andamento storico delle emissioni nazionali e l'evoluzione attesa nello scenario PNEC.

 Tabella 58 - Emissioni nazionali di gas serra e obiettivi europei (Mt CO<sub>2</sub>eq) – scenario PNEC (fonte ISPRA)

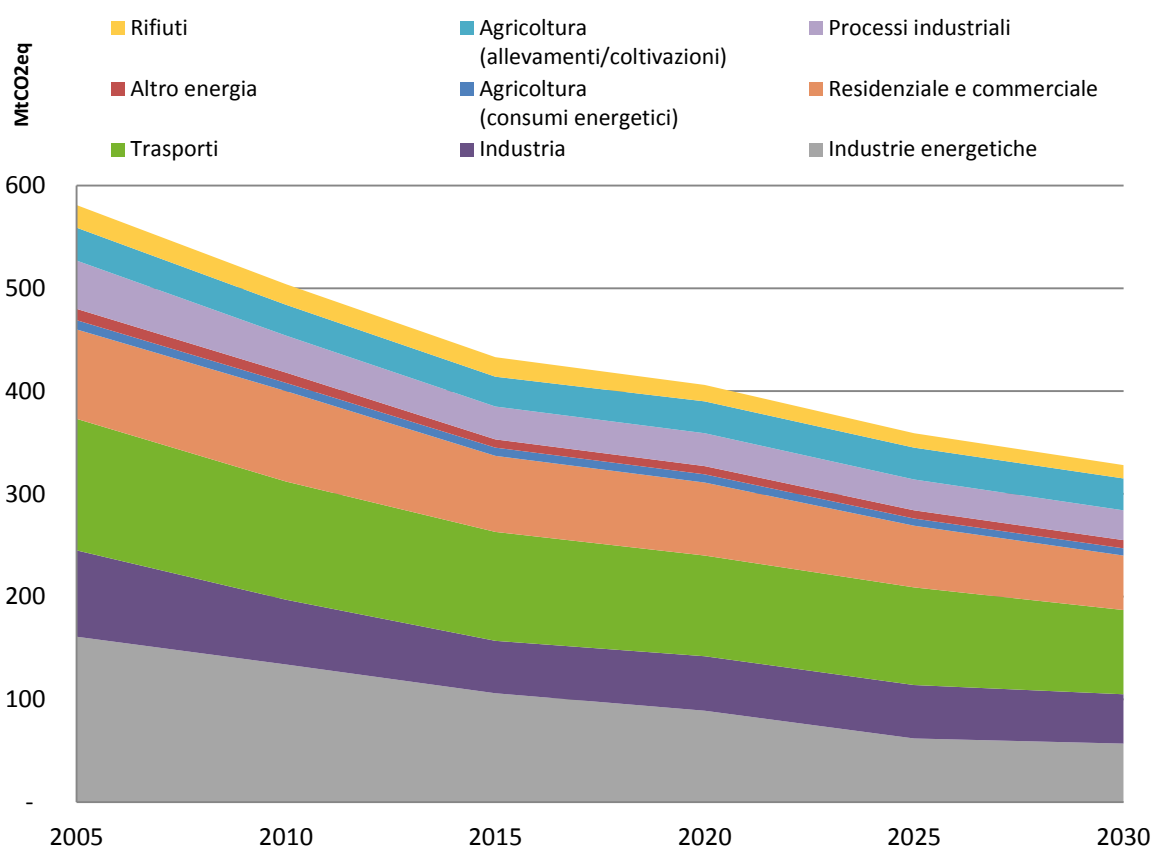
	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
<b>Emissioni nazionali</b>	520	581	504	433	406	358	328
<b>Settori ETS</b>		248	200	156	144	115	109
<b>Settori ESD/ESR</b>		330	301	274	260	241	216
<b>Voli nazionali non soggetti a ETS</b>		3	3	2	2	2	2
<b>Obiettivi ESD/ESR *</b>				304	291	243	221
<b>Differenza rispetto agli obiettivi</b>				-30	-31	-3	-5

\*Obiettivo al 2020 come stabilito dalla Decisione ESD (*Effort Sharing Decision*) (UE) 2017/1471, obiettivo al 2030 come stabilito dal Regolamento ESR (*Effort Sharing Regulation*) (UE) pari a una riduzione del 33% delle emissioni rispetto al livello del 2005. L'obiettivo al 2025 è solo indicativo perché dipenderà dai livelli emissivi effettivamente registrati negli anni 2016-2018. Le emissioni di NF3 sono incluse negli obiettivi ESD/ESR post-2020.

Tabella 59 - Emissioni di gas serra storiche fino al 2015 e secondo lo scenario PNEC disaggregate per settore (MtCO<sub>2</sub>eq) [fonte ISPRA]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
<b>DA USI ENERGETICI, di cui:</b>	<b>480</b>	<b>417</b>	<b>353</b>	<b>328</b>	<b>283</b>	<b>256</b>
Industrie energetiche	161	134	106	89	62	57
Industria	84	63	51	53	52	48
Trasporti*	128	115	106	98	95	82
Residenziale e commerciale	87	88	74	71	60	53
Agricoltura cons. energetici	9	8	8	8	7	7
Altro energia	11	10	8	8	8	8
<b>DA ALTRE FONTI, di cui:</b>	<b>101</b>	<b>87</b>	<b>80</b>	<b>78</b>	<b>75</b>	<b>72</b>
Processi industriali	47	36	32	32	30	29
Agricoltura coltivazioni e allevamenti	32	30	29	31	31	31
Rifiuti	22	20	19	16	14	13
<b>TOTALE</b>	<b>581</b>	<b>504</b>	<b>433</b>	<b>406</b>	<b>358</b>	<b>328</b>
<b>Di cui soggetto a ESD/ESR</b>	<b>330</b>	<b>301</b>	<b>274</b>	<b>260</b>	<b>241</b>	<b>216</b>

\* Per quanto riguarda la navigazione il dato è riferito alle navi nazionali e ai movimenti nei porti, le navi internazionali non sono incluse

 Figura 63 - Emissioni di gas serra storiche fino al 2015 e secondo lo scenario PNEC disaggregate per settore (MtCO<sub>2</sub>eq) [fonte ISPRA]


L'analisi settoriale nel periodo 2005 - 2030 mostra:

- una fortissima contrazione delle emissioni nelle industrie energetiche (-65%), principalmente dovuta alla riduzione delle emissioni del settore elettrico. In questo settore le emissioni sono direttamente legate alla produzione elettrica da combustibili fossili. La notevole crescita della produzione elettrica da fonti rinnovabili necessaria per raggiungere gli obiettivi è il fattore determinante;
- nel settore dei trasporti una diminuzione delle emissioni del 36% dovuta alla imponente elettrificazione del trasporto auto e, in misura minore, alla penetrazione di biocarburanti;
- nel settore residenziale una diminuzione delle emissioni del 39% per il notevole tasso di ristrutturazione degli edifici, il costante efficientamento e la progressiva elettrificazione del settore soprattutto con riferimento al riscaldamento;
- una notevole contrazione (-41%) delle emissioni dall'industria, sia per quanto riguarda i consumi energetici che per quanto riguarda i processi, concentrata soprattutto nel periodo 2005 – 2015, in parte dovuta alla crisi economica e in parte alla variazione strutturale delle attività e all'incremento di efficienza dei processi produttivi i cui effetti sono evidenti anche nella riduzione delle emissioni degli anni di proiezione (-7% dal 2015 al 2030), nonostante l'ipotesi di una importante ripresa produttiva
- emissioni dai rifiuti sostanzialmente inalterate rispetto allo scenario base per l'assenza di ulteriori obiettivi e misure;
- per quanto riguarda l'agricoltura al momento le misure individuate sono ancora in fase di valutazione, pertanto in via conservativa si sono riportate emissioni pari a quelle dello scenario base.

Tabella 60 - Emissioni di gas serra storiche fino al 2015 e secondo lo scenario PNEC disaggregate per gas (MtCO<sub>2</sub>eq) [fonte ISPRA]

Emissioni di GHG, Mt di CO <sub>2</sub> eq	2005	2010	2015	2020	2025	2030
<b>Anidride carbonica</b>	<b>495</b>	<b>425</b>	<b>356</b>	<b>331</b>	<b>288</b>	<b>261</b>
Metano	48	47	43	41	39	37
Protossido di azoto	28	19	18	19	18	18
HFCs	7.1	11.4	14.5	14.1	11.6	9.2
PFCs	1.9	1.5	1.7	1.6	1.6	1.6
SF6	0.6	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3
NF3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>TOTALE</b>	<b>581</b>	<b>504</b>	<b>433</b>	<b>406</b>	<b>358</b>	<b>328</b>

*ii. Valutazione delle interazioni programmatiche (tra politiche e misure vigenti e previste all'interno di una dimensione strategica e tra politiche e misure vigenti e previste appartenenti a diverse dimensioni) almeno fino all'ultimo anno del periodo coperto dal piano, in particolare per sviluppare una solida comprensione dell'impatto delle politiche in materia di efficienza energetica / risparmio energetico sul dimensionamento del sistema energetico e ridurre il rischio di investimenti incagliati nell'approvvigionamento energetico*

*iii. Valutazione delle interazioni tra le politiche e le misure esistenti e previste, e tra tali politiche e misure e le misure di politica climatica ed energetica dell'Unione*

## 5.2 Impatto macroeconomico e, nella misura del possibile, sulla salute, l'ambiente, l'occupazione e l'istruzione, sulle competenze e a livello sociale compresi gli aspetti della transizione equa (in termini di costi e benefici nonché di rapporto costi/efficacia) delle politiche e delle misure previste, di cui alla sezione 3, almeno fino all'ultimo anno del periodo contemplato dal piano, incluso un confronto con le proiezioni con politiche e misure vigenti

Lo scenario PNEC può essere analizzato dal punto di vista dei suoi impatti macroeconomici rispetto allo scenario a politiche correnti (o BASE).

La valutazione definitiva sarà condotta in sede di stesura della versione finale del piano nel 2019. Nel frattempo si riportano i risultati preliminari ottenuti utilizzando tre diversi approcci:

- mediante un modello standard Input/Output basato sulle matrici delle interdipendenze settoriali pubblicate dall'Istituto Nazionale di Statistica (elaborazioni GSE);
- mediante le matrici di contabilità sociale (SAM) per esaminare l'impatto generato dai nuovi investimenti sia del settore delle imprese sia delle famiglie (elaborazioni ENEA);
- mediante un modello di equilibrio economico Generale (GTAP-GDynE) per valutare l'impatto dei nuovi obiettivi sulla crescita economica dell'Italia e sul suo posizionamento competitivo nel commercio internazionale (elaborazioni ENEA).

### L'analisi secondo il modello standard Input/Output

Il modello si basa sulle matrici delle interdipendenze settoriali (tavole Input/Output). Esse rappresentano un quadro contabile che schematizza la struttura economica di un Paese in un determinato arco temporale, mettendo in evidenza in maniera sintetica e immediata le interdipendenze tra i diversi settori che compongono l'economia. Le matrici, opportunamente trasformate attraverso specifici procedimenti, permettono di stimare gli impatti macroeconomici (valore aggiunto, occupazione) dovuti a variazioni della domanda finale in un determinato settore in un dato anno. Le matrici sono costruite a partire dalle tavole delle risorse e degli impieghi pubblicate dall'Istituto Nazionale di Statistica (Istat) con cadenza annuale. Le ultime tavole disponibili al momento in cui si scrive fanno riferimento all'anno 2014 e sono disaggregate in 63 settori economici.

Uno degli ostacoli metodologici che presenta questo tipo di analisi è dovuto al fatto che ai 63 settori economici della matrice, in certi casi, non sono associabili per intero gli interventi valutati negli scenari del presente piano (a politiche correnti e PNEC). È il caso, ad esempio, degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili. Per superare il problema le spese per la realizzazione degli interventi (e le spese di esercizio e manutenzione - O&M - nel caso degli impianti per la produzione di energia elettrica e termica) sono state disaggregate in modo da poterle ricondurre ai 63 settori economici considerati nella matrice. Ad esempio, le spese per l'investimento in nuovi impianti fotovoltaici sono state scomposte e attribuite in parte al settore della fabbricazione di apparecchiature elettriche (inverter, cavi, ecc.), in parte a quello della fabbricazione di prodotti in metallo (strutture di supporto) e così via, assegnando a ciascuna voce di costo un peso variabile a seconda della specifica incidenza rispetto alla spesa totale. Così facendo si è stati in grado di simulare l'impatto sul sistema economico nazionale della domanda di nuovi interventi, legati alle fonti rinnovabili o all'efficienza energetica, inclusi negli scenari del piano.

Altro elemento di attenzione riguarda la quota di import di prodotti necessari per la realizzazione degli interventi valutati negli scenari del Piano che in alcuni casi ha un peso rilevante. Le matrici già includono al loro interno valori e coefficienti che tengono conto della quota di import nei vari settori, tuttavia, non si può escludere che, in particolari settori di attività economica (ad esempio



quelli che, combinati, ricostruiscono il settore fotovoltaico) tale quota, pur già considerata, possa essere sottostimata. Per ovviare al problema sono stati utilizzati i dati rilevati dall'Istat nell'ambito dell'indagine PRODCOM sul commercio internazionale.

I risultati ottenuti con l'applicazione del modello Input/Output riguardano le ricadute economiche, in termini di valore aggiunto, e occupazionali, temporanee e permanenti, dirette e indirette. Le ricadute permanenti si riferiscono all'occupazione correlata all'utilizzo e alla manutenzione dei beni per l'intera durata del loro ciclo di vita, mentre le ricadute temporanee riguardano l'occupazione temporalmente limitata alla fase di progettazione, sviluppo, installazione e realizzazione del bene. Le ricadute occupazionali sono distinte in dirette, riferite all'occupazione direttamente imputabile al settore oggetto di analisi, e indirette, relative ai settori fornitori dell'attività analizzata sia a valle sia a monte. L'occupazione stimata non è da intendersi in termini di addetti fisicamente impiegati nei vari settori, ma di ULA (Unità di Lavoro), che indicano la quantità di lavoro prestato nell'anno da un occupato a tempo pieno. Di conseguenza è importante tenere presente che le apparenti variazioni che si possono riscontrare tra un anno e l'altro non corrispondono necessariamente a un aumento o a una diminuzione di "posti di lavoro", ma a una maggiore o minore quantità di lavoro richiesta per realizzare gli investimenti o per effettuare le attività di esercizio e manutenzione specifici di un certo anno.

Mediante il modello Input/Output sono state valutate le ricadute economiche e occupazionali lorde (ossia senza considerare eventuali effetti negativi in settori che potrebbero essere considerati concorrenti) degli investimenti negli interventi previsti nello scenario PNEC. A tali ricadute sono state sottratte quelle ottenute per gli investimenti nei medesimi interventi, ma secondo quanto previsto nello scenario a politiche correnti; in tal modo si possono apprezzare gli impatti dei maggiori investimenti attivati nello scenario PNEC, pari a circa 13 mld€ nel periodo 2017-2030<sup>48</sup>.

In sintesi:

- si stima in oltre 7 mld€ il contributo addizionale medio annuo nel periodo 2017-2030 alla creazione di Valore Aggiunto rispetto a quanto avverrebbe nello scenario a politiche correnti;
- si stimano in circa 115 mila gli occupati temporanei medi annui (ULA dirette e indirette), aggiuntivi rispetto a quelli calcolati per lo scenario a politiche correnti nel periodo 2017-2030.

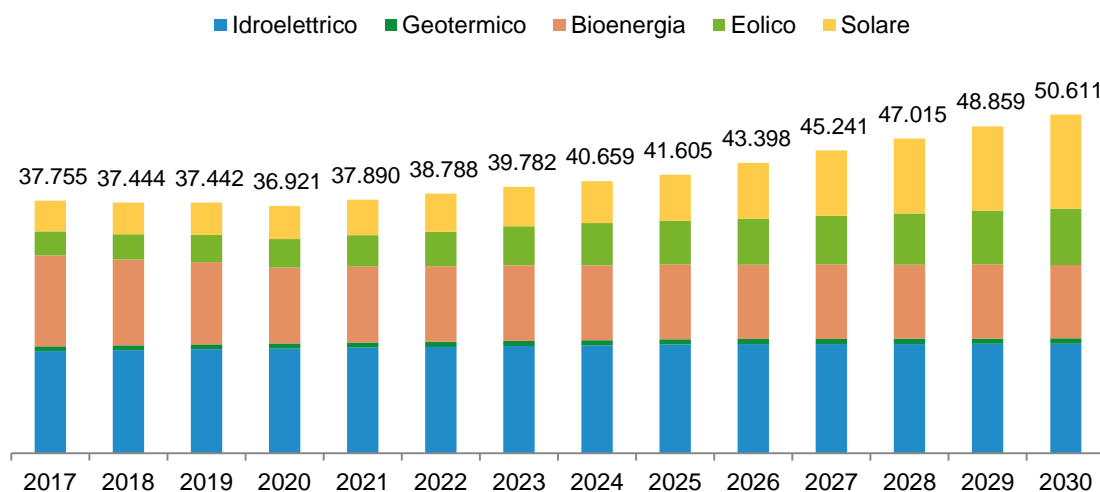
<sup>48</sup> I risultati ottenuti con il modello Input/Output non sono immediatamente confrontabili con quelli ricavati mediante l'utilizzo della SAM. Nel caso del modello Input/Output gli impatti sono calcolati come differenza tra le ricadute dello scenario PNEC e quelle dello scenario a politiche correnti. Nella SAM, invece, le valutazioni di impatto sono effettuate al netto di uno scenario controfattuale che considera i possibili impieghi alternativi delle risorse destinate agli investimenti addizionali richiesti dallo scenario PNEC, ipotizzando che gli investimenti siano ripartiti secondo proporzioni di spesa "storiche" degli agenti economici che operano la decisione di spesa.

Tabella 61 - Sintesi dei principali risultati ottenuti dall'applicazione del modello input – output [Fonte RSE, GSE]

SETTORE		Δ investimenti annui mld€ (2017- 2030)	Δ VA medio annuo mld€ (2017-2030)	Δ ULA temporanee medie annue (2017-2030)
<b>Residenziale</b>	Riqualificazione edilizia	3,1	2,1	39.000
	Pompe di calore (riscaldamento e raffrescamento)	0,4	0,2	4.000
	Riscaldamento e Acqua calda sanitaria	-0,2	-0,1	-2.000
	Cucina	0,0	0,0	0
	Apparecchiature elettriche	1,1	0,8	13.000
<b>Teleriscaldamento</b>	Distribuzione	0,6	0,03	1.000
<b>Terziario</b>	Riqualificazione edilizia	1,7	1,2	22.000
	Pompe di calore (riscaldamento e raffrescamento)	0,1	0,1	1.000
	Riscaldamento e Acqua calda sanitaria	-0,1	-0,0	-1.000
	Cucina	0,0	0,0	0
	Apparecchiature elettriche	0,0	0,0	0
	Illuminazione	0,7	0,5	4.000
<b>Industria</b>	Motori e usi elettrici	0,1	0,0	1.000
	Cogenerazione e caldaie	0,1	0,1	1.000
	Processi, incluso il recupero termico	0,3	0,2	3.000
<b>Trasporti</b>	Auto, motocicli, furgoni, bus, camion	1,9	0,2	3.000
<b>Settore elettrico</b>	Bioenergie	0,2	0,1	1.000
	Fossili	-0,2	-0,1	-1.000
	Geotermoelettrico	0,0	0,0	0
	Idroelettrico	0,0	0,0	0
	Fotovoltaico	2,0	0,8	13.000
	Solare termodinamico	0,1	0,0	1.000
<b>Sistema elettrico</b>	Eolico	0,6	0,3	4.000
	Sviluppo Rete di trasmissione nazionale	0,1	0,1	1.000
	Riqualificazione delle reti di distribuzione	0,3	0,2	2.000
	Impianti di pompaggio e accumuli elettrochimici	0,7	0,5	5.000
<b>Totale</b>		<b>13,2</b>	<b>7,2</b>	<b>115.000</b>

Il seguente istogramma mostra invece l'evoluzione per fonte degli occupati permanenti (ULA dirette e indirette) conseguenti all'installazione di nuovi impianti FER – E dal 2017 al 2030 secondo lo scenario PNEC. Le stime effettuate mostrano come, in termini di ULA, gli occupati crescano da 37.775 unità nel 2017 a 50.611 nel 2030, con un saldo positivo pari a 12.836 ULA (+34% circa).

Figura 64 - Andamento per fonte degli occupati permanenti conseguenti all'evoluzione del parco impianti FER-E secondo lo scenario PNEC [Fonte GSE]



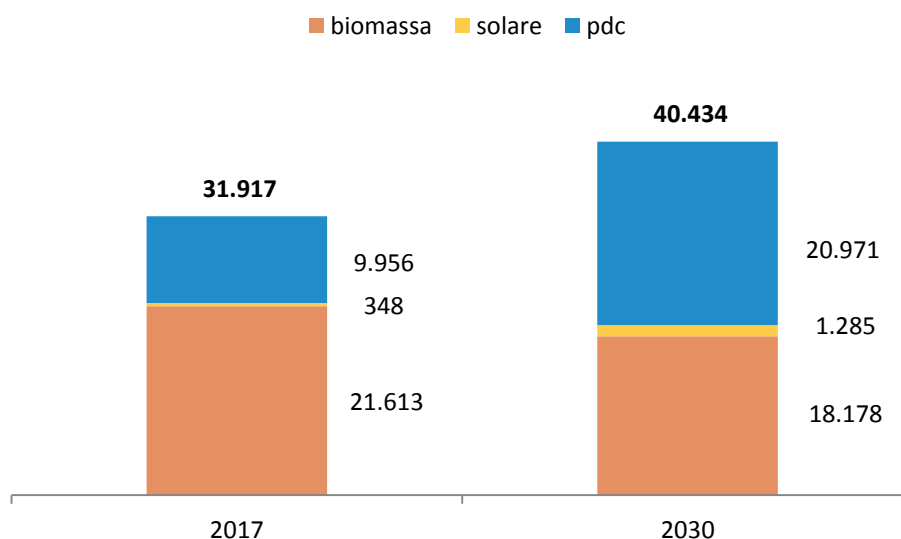
Considerando anche l'evoluzione del parco impianti alimentato a fonti fossili, il saldo occupazionale complessivo del settore della produzione di energia elettrica, in termini di ULA, risulta positivo e pari a 6.675 unità. Nel comparto fossile si riscontra una diminuzione degli occupati tra il 2030 e il 2017 pari a 6.067 ULA, in particolare dovuto al *phase-out* del carbone.

Tabella 62 - Occupati permanenti per fonte nel 2017 e nel 2030 in seguito all'evoluzione del parco impianti per la produzione di energia elettrica secondo lo scenario PNEC [Fonte GSE]

Tecnologia	ULA Permanenti 2017	ULA Permanenti 2030	Δ ULA permanenti 2030 - 2017
<b>FER</b>	<b>37.869</b>	<b>50.611</b>	<b>12.742</b>
Idroelettrico	15.278	16.375	1.097
Eolico	3.719	8.406	4.687
Solare	4.602	14.052	9.450
Geotermico	689	789	100
Bioenergia	13.580	10.990	-2.590
<b>Fossili</b>	<b>17.904</b>	<b>11.837</b>	<b>-6.067</b>
Carbone	3.841	-	-3.841
Gas Naturale	13.583	11.408	-2.175
Prodotti Petroliferi	481	429	-52
<b>Totale</b>	<b>55.773</b>	<b>62.448</b>	<b>6.675</b>

Il seguente istogramma mostra l'evoluzione per fonte degli occupati permanenti (ULA dirette e indirette) conseguenti all'installazione di nuovi impianti FER-T nel 2017 e nel 2030 secondo lo scenario PNEC. Le stime effettuate mostrano come, in termini di ULA, gli occupati crescano da 31.917 unità nel 2017 a 40.434 nel 2030, con un saldo positivo pari a 8.517 ULA (+27% circa).

Figura 65 - Occupati permanenti per fonte conseguenti all'evoluzione del parco impianti FER-T secondo lo scenario PNEC [Fonte GSE]



### L'analisi secondo la matrice di contabilità sociale (SAM)

La Matrice di Contabilità Sociale formalmente si presenta come una matrice quadrata, che registra in termini quantitativi i rapporti di scambio che intercorrono in un sistema economico. Le colonne della matrice indicano gli impieghi del reddito di ciascun settore produttivo o istituzionale, le righe evidenziano le fonti di reddito di ciascun settore.

La struttura della SAM include al suo interno la matrice Input-Output (I/O) degli scambi intermedi tra settori produttivi, ma a essa aggiunge i conti intestati alle Istituzioni (Famiglie, Imprese, Governo), ai Fattori della produzione (Lavoro e Capitale), alla Formazione di capitale e al Resto del Mondo. In questo modo, la SAM permette di cogliere tutto l'insieme di relazioni che caratterizzano un sistema economico nelle varie fasi del processo di produzione, distribuzione, utilizzazione e accumulazione del reddito.

La SAM è uno strumento che può rendere evidente l'adattamento che il sistema economico deve effettuare per sostenere una variazione di uno dei vettori di equilibrio. Lo strumento può valutare gli effetti a livello di sistema di una misura di incentivazione fiscale, di un investimento aggiuntivo, di una variazione della spesa da parte di una delle istituzioni coinvolte.

Per analizzare l'impatto di una variazione comportamentale sull'intero sistema economico è necessario innanzitutto individuare il conto esogeno (formazione di capitale o famiglie) e costruire il corrispondente vettore di impatto.

La costruzione dei vettori di impatto si basa su ipotesi semplificate che riguardano i settori direttamente attivati, quali fornitori dei beni e dei servizi necessari all'investimento o alla spesa aggiuntiva necessari per l'attuazione dello scenario PNEC. L'analisi di impatto tiene conto di due circuiti moltiplicativi: quello della produzione e quello della redistribuzione del reddito.

Nel primo circuito l'incremento di domanda finale (ad esempio le spese di ristrutturazione degli edifici, gli investimenti in nuove tecnologie, ecc.) determina un incremento di produzione del

settore direttamente interessato e, tramite la catena di approvvigionamento dei beni intermedi, anche in tutti gli altri settori che forniscono beni intermedi.

Il meccanismo di trasmissione si propaga nel secondo circuito: l'incremento di produzione, infatti, determina un incremento della remunerazione dei fattori produttivi; i redditi dei fattori vengono ridistribuiti tra le istituzioni, che a loro volta aumentano la domanda finale di beni e servizi. È questo secondo circuito moltiplicativo che differenzia la SAM dalla matrice di Leontief e che spiega i moltiplicatori maggiori della SAM rispetto alla matrice Input - Output.

Nelle stime che seguono sono stati considerati esogeni di volta in volta diversi settori. Ogni volta che viene reso esogeno un settore i moltiplicatori cambiano, ne consegue che il rapporto Investimento/impatto non è omogeneo tra tutte le simulazioni<sup>49</sup>.

A parità di altre condizioni, vettori di spesa più elevati generano effetti moltiplicativi più elevati su tutta l'economia. Per valutare l'impatto dello scenario PNEC, in cui gli investimenti complessivi in nuove tecnologie energetiche sono maggiori che nello scenario a politiche correnti, le valutazioni di impatto sono effettuate al netto di uno scenario controfattuale che considera i possibili impieghi alternativi delle risorse destinate agli investimenti addizionali richiesti dallo scenario PNEC. Lo scenario controfattuale è stato costruito ipotizzando che gli investimenti siano ripartiti secondo proporzioni di spesa "storiche" degli agenti economici che operano la decisione di spesa. In tal modo i diversi impatti economici individuati sono dovuti non alla dimensione dell'investimento ma a quali settori economici vengono attivati nei due casi.

In questa fase l'analisi si è concentrata sull'impatto degli investimenti in nuove tecnologie energetiche, trascurando gli impatti relativi alle modifiche nella ripartizione dei consumi, conseguenti alla realizzazione di risparmi dal lato delle bollette energetiche di imprese e famiglie e a una diversa utilizzazione dei redditi disponibili. Tale aspetto sarà sviluppato nel corso del 2019.

Per queste analisi di impatto è stata utilizzata la SAM stimata per l'anno 2010 dal CEIS - Tor Vergata con la seguente disaggregazione:

- 58 settori produttivi (25 servizi, 29 industria, 1 edilizia, 3 agricoltura),
- 2 fattori della produzione (Lavoro e Capitale),
- 4 istituzioni (Famiglie, Imprese, Governo, Formazione di Capitale)
- Resto del mondo.

La tabella che segue mostra un quadro sintetico delle stime di impatto effettuate con la SAM. La tabella esamina esclusivamente l'impatto degli investimenti (non scontati)<sup>50</sup>. Gli effetti a regime non sono inclusi.

La prima colonna riporta gli investimenti addizionali previsti dallo scenario PNEC. Gli investimenti sono calcolati per il periodo 2017-2030, raggruppati per categorie omogenee di tecnologie/interventi ed espressi in mld€/anno. Per alcune tipologie, lo scenario PNEC prevede livelli di investimento inferiori allo scenario a politiche correnti. In tali situazioni l'investimento ha segno negativo così come l'impatto sulle grandezze macroeconomiche e sull'occupazione.

Le colonne successive rappresentano l'impatto degli investimenti aggiuntivi al netto del controfattuale.

<sup>49</sup> Per ulteriori dettagli sull'utilizzo delle SAM:

[http://www.fao.org/docs/up/easypol/936/sam\\_policy\\_impact\\_analysis\\_130en.pdf](http://www.fao.org/docs/up/easypol/936/sam_policy_impact_analysis_130en.pdf)

<sup>50</sup> Sono esaminate soltanto le ricadute temporanee riguardo all'occupazione temporalmente limitata alla fase di progettazione, sviluppo, installazione e realizzazione del bene

Tabella 63 - Impatto netto degli investimenti aggiuntivi previsti dallo scenario Obiettivo. Media annua 2017-2030 [Fonte ENEA]

	Media annua 2017-2030 (mld€/anno)	Valore Aggiunto (mln€/anno)	Imposte dirette (mln€/anno)	Imposte indirette nette (mln€/anno)	ULA (numero medio di occupati full- time/anno)
Centrali elettriche a fonti fossili	-0,2	-212	-58	-27	-2.188
Fotovoltaico	2,0	542	163	21	6.441
Altre FER	0,9	686	189	79	7.271
Industria	0,4	417	117	47	4.931
Usi elettrici e pdc residenziale	1,6	137	94	-147	5.052
Riscaldamento e usi cucina settore residenziale	-0,2	-24	-13	14	-743
Riqualificazione edifici residenziale	3,1	1.093	384	-157	13.341
Usi elettrici e pdc terziario	0,9	777	219	79	8.857
Riqualificazione edifici terziario	1,7	2.111	559	300	20.120
Riscaldamento terziario	-0,1	-56	-16	-6	-659
Trasporti famiglie	1,3	428	156	-89	4.701
Trasporti merci e bus	0,6	846	226	110	7.809
<b>Totale</b>	<b>12,1</b>	<b>6.745</b>	<b>2.022</b>	<b>224</b>	<b>74.935</b>

L'impatto occupazionale in termini di Unità di Lavoro (ULA) tiene conto di tre componenti:

- occupazione diretta, ricavata moltiplicando il vettore delle spese di investimento per i coefficienti di fabbisogno di lavoro di ciascun settore produttivo direttamente attivato;
- occupazione indiretta, che dipende dalla catena di approvvigionamento dei settori attivati dall'investimento;
- occupazione indotta, che dipende dalla fase di redistribuzione dei redditi ai fattori produttivi i quali riattivano a loro volta la domanda finale di beni e servizi.

Dalla tabella precedente appare evidente come l'impatto degli investimenti aggiuntivi previsti nello scenario PNEC sia sempre maggiore dell'impatto dello scenario controfattuale in termini occupazionali, di incremento del valore aggiunto e di incremento delle entrate da imposte dirette.

Le imposte indirette nette in alcuni casi, ad esempio gli interventi nel settore residenziale o l'acquisto di autoveicoli, sono lievemente negative (perché nello scenario di intervento vengono attivati prevalentemente settori che ricevono contributi o che hanno aliquote IVA ridotte rispetto a quanto avviene nel controfattuale).

Complessivamente, l'insieme degli interventi valutati (11,6 mld€/anno di investimenti) potrebbe avere impatti netti positivi: 6,7 mld€/anno in più di valore aggiunto, un innalzamento della base

occupazionale di quasi 75.000 unità di lavoro/anno nell'arco del periodo in esame, e un incremento di gettito di circa 2,2 mld€/anno<sup>51</sup>.

Gli effetti netti sul bilancio dello Stato dipendono in maniera cruciale dall'onerosità delle misure e dal mancato gettito dell'imposizione sui prodotti energetici, elementi che richiedono maggiore approfondimento e una valutazione ad hoc.

### **L'analisi secondo il modello GTAP-GDynE**

Dopo avere osservato gli impatti degli interventi previsti nello scenario PNEC all'interno dei confini nazionali, si analizzano, per lo stesso periodo, gli impatti macroeconomici in un contesto competitivo transnazionale, calcolati come differenza tra lo scenario PNEC e quello a politiche correnti.

A tal fine, si è fatto ricorso a un modello di equilibrio economico generale ed è stata utilizzata una versione modificata del modello computazionale GDyn-E (Golub 2013), variante dinamico-ricorsiva del modello GTAP (Hertel 2017), con l'inclusione dell'elettricità prodotta da fonti rinnovabili (Peters, 2016).

Il modello rappresenta l'economia globale a scala multiregionale e multisettoriale grazie alla Base Dati GTAP v.9. Sono inclusi come agenti rappresentativi le imprese e famiglie, e sono modellati i mercati settoriali e quelli dei fattori produttivi. Le principali assunzioni del modello sono: ipotesi di concorrenza perfetta, economie di scala costanti e piena occupazione.

Il modello include in totale 31 settori, di cui 16 energetici, comprensivi dei combustibili fossili e dell'elettricità prodotta da fonti fossili e rinnovabili, distinguendo la domanda di base e di picco. Per quanto riguarda i settori produttivi, il modello include i settori: agricoltura, servizi, industria (suddivisa in nove branche manifatturiere e in costruzioni), e trasporti, suddivisi in aereo, marittimo e su terra. I paesi e macroregioni rappresentati sono 17, tra cui sette paesi UE oltre all'Italia, tre appartenenti al resto dell'OCSE e otto al resto del mondo. Questa versione del modello GDyn-E ha permesso la valutazione degli impatti macroeconomici dello scenario PNEC per l'Italia, con focus su PIL, valore aggiunto settoriale e competitività internazionale. Sebbene la decarbonizzazione possa comportare fenomeni di carbon leakage, nella modellazione non sono stati introdotti aggiustamenti tariffari o politiche di sostegno mirate a salvaguardare la competitività dei settori industriali nazionali.

L'armonizzazione del modello GDyn-E con il modello TIMES, utilizzato per la realizzazione degli scenari energetici per il PNEC, ha riguardato in primo luogo l'adozione di ipotesi omogenee nello scenario a politiche correnti: i tassi di crescita ipotizzati per emissioni di CO<sub>2</sub>, PIL, popolazione, forza lavoro e prezzi internazionali delle fonti fossili sono analoghi a quelli adottati nel modello TIMES, in linea con i trend dello scenario di Riferimento della Commissione Europea (EUref2016). Essendo GDyn-E un modello globale, i risultati ottenuti dalla sua applicazione dipendono molto dalle ipotesi fatte sugli altri Paesi e Regioni considerati nell'analisi. Per PIL, popolazione, forza lavoro ed emissioni dei Paesi UE sono state utilizzate le ipotesi contenute nello scenario EUref2016, mentre per tutti gli altri Paesi ci si è riferiti a proiezioni da World Bank, International Labour Organization e IEA (ETP 2017 Reference Scenario).

L'uso congiunto del modello GDyn-E con il TIMES Italia prevede l'allineamento della parte emissiva: lo scenario energetico è quindi usato come fornitore di input per GDyn-E sia nello scenario a

<sup>51</sup> Le imposte indirette (IVA al netto dei contributi alla produzione) sono calcolate attraverso l'applicazione della SAM; le imposte dirette, invece, sono ottenute applicando un'aliquota media IRPEF ai redditi da lavoro indotti e un'aliquota media IRES ai redditi da capitale/impresa. La variazione del gettito dipende dalle maggiori entrate fiscali dai settori produttivi attivati nello scenario PNEC rispetto al controfattuale. Gli effetti sul gettito dovuti alla contrazione dei consumi di combustibili e carburanti nello scenario PNEC non sono al momento stati presi in considerazione e saranno oggetto di approfondimento nel 2019, in occasione della redazione definitiva del Piano.

politiche correnti che in quello PNEC. Il sentiero emissivo dello scenario PNEC è stato di conseguenza replicato in GDyn-E. Per gli altri paesi UE sono stati ipotizzati percorsi di riduzioni delle emissioni come nello scenario EUCO30+35 (E3MLab & IIASA, 2016), mentre per il resto del mondo percorsi come nell'IEA ETP 2017 New Policy Scenario (2SD). Si è cercato, quindi, di simulare un quadro internazionale in cui ogni Paese contribuisce alla decarbonizzazione del proprio sistema energetico. Nel caso dell'Italia, l'uso congiunto dei due modelli vede anche un utilizzo dei consumi energetici primari e finali come variabili di controllo, cercando di allineare il più possibile i risultati del GDyn-E ai valori forniti da TIMES. A livello di misure specifiche è stato simulato in GDyn-E anche il *phase-out* del carbone nella generazione elettrica, l'incremento del GNL e dell'elettrificazione nel settore dei trasporti e il mantenimento della producibilità del settore idroelettrico.

I risultati del modello GDyn-E mostrano un impatto modesto sul PIL indotto dallo scenario PNEC. Fino al 2025 i tassi di crescita medi annui nei quinquenni di simulazione sono infatti in linea tra i due scenari, mentre nel quinquennio 2025-2030 si avrebbe un incremento minore del PIL nello scenario PNEC rispetto a quello a politiche correnti (1,31% vs 1,48%). Da evidenziare che l'intensità energetica del PIL, calcolata come consumi primari/PIL, al 2030 si dimezzerebbe nello scenario PNEC rispetto al 2011, riducendosi del 18% rispetto allo scenario a politiche correnti nello stesso anno, e favorendo un disaccoppiamento della crescita economica da consumi energetici ed emissioni.

Lo scenario PNEC non mostra forti impatti sul valore aggiunto settoriale, che rimarrebbe in crescita rispetto al 2011 in oltre metà dei settori considerati, con tassi di poco inferiori allo scenario a politiche correnti. In particolare, si evidenzia un'espansione nei settori chimico e petrolchimico, metalmeccanico, e metalli non ferrosi a fronte di una contrazione del settore siderurgia e minerali non metallici (materiali da costruzione). Nel 2030, in entrambi gli scenari, si osserva una contrazione del settore industria che passa da un peso sul totale del 25% nel 2011 a un valore del 22%, e un aumento del settore servizi (da 71% nel 2011 a 74%). Lo stesso fenomeno si può osservare in termini di redistribuzione dell'occupazione settoriale. Analogamente a quanto osservato per il PIL, anche per quanto riguarda le intensità energetiche settoriali (calcolate come consumi finali/valore aggiunto) lo scenario PNEC implicherebbe una riduzione generalizzata rispetto allo scenario a politiche correnti, così come una riduzione della quota delle spese energetiche sui costi di produzione settoriali.

In termini di commercio internazionale, si osserva in primo luogo una contrazione dell'import energetico, particolarmente nello scenario PNEC, dove nel 2030 le importazioni si contraggono del 14% in termini fisici e del 13% in valore rispetto allo scenario a politiche correnti. Di riflesso, anche la dipendenza energetica si riduce sia rispetto al valore 2011 che rispetto allo scenario a politiche correnti, in linea con lo scenario energetico PNEC. Le importazioni si riducono nella quasi totalità dei settori industriali considerati, a eccezione di siderurgia e minerali non metallici. Questi due settori vedono anche una riduzione delle esportazioni, coerentemente con quanto osservato in termini di valore aggiunto settoriale. Le esportazioni sono invece crescenti per tutti gli altri settori industriali analizzati, con tassi più elevati nel primo settore di export italiano, il metalmeccanico, e nel tessile.

Gli andamenti finora descritti implicano un complessivo miglioramento della competitività internazionale nel settore manifatturiero, come mostrato dal saldo della bilancia commerciale settoriale, in espansione nei settori cartario, alimentare, metalmeccanico e tessile. Analizzando il ranking dell'Italia nei suoi principali settori di export, lo scenario PNEC non produce impatti rispetto allo scenario a politiche correnti, non alterando il posizionamento del nostro Paese rispetto ai suoi principali partner commerciali. Per ciò che concerne la bilancia commerciale bilaterale si evidenzia un miglioramento generalizzato rispetto ai principali partner commerciali dell'Italia, una contrazione delle importazioni (-1% dalla Cina, -9% dalla Russia e -9% dai paesi OPEC) e una espansione delle esportazioni primariamente verso gli altri paesi europei.



### 5.3 Quadro delle necessità di investimenti

#### *i. Flussi di investimenti esistenti e previsioni di investimento per quanto riguarda le politiche e le misure previste*

Il conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione del Piano energia e clima (scenario PNEC) richiede un rilevante impegno in termini di investimenti incrementali rispetto allo scenario a politiche correnti.

Con riferimento all'intero sistema energetico nazionale, si stima che, nel periodo 2017-2030, occorrano oltre 180 mld€ di investimenti aggiuntivi cumulati rispetto allo scenario a politiche correnti (pari a un incremento del 18% nel periodo considerato). Tali investimenti sarebbero indirizzati a soluzioni ad alto contenuto tecnologico e di innovazione, che dovrebbero incidere sia dal lato della trasformazione e dell'offerta dell'energia sia da quello del suo utilizzo finale. Di rilevante entità sono gli investimenti aggiuntivi per lo sviluppo delle fonti rinnovabili: si stima che nel solo settore fotovoltaico occorrano circa 27,5 mld€ di investimenti aggiuntivi nel periodo 2017 – 2030 per realizzare gli obiettivi dello scenario PNEC rispetto a quanto previsto nello scenario a politiche correnti.

Tabella 64 - Investimenti in tecnologie, processi e infrastrutture necessari per l'evoluzione del sistema energetico<sup>52</sup> [Fonte RSE]

Settore	Evoluzione a politiche correnti	Investimenti per il PNEC	Delta [mld€]
	Costi cumulati (2017 -2030) [mld€]	Costi cumulati (2017 -2030) [mld€]	
Residenziale	117	180	6
Terziario	55	90	35
Industria	27	33	6
Teleriscaldamento (solo distribuzione)	1	2	1
Trasporti (solo veicoli)	732	759	27
Settore elettrico (impianti di generazione)	47	83	36
Sistema elettrico (reti, accumuli)	30	46	16
<b>Totale</b>	<b>1.008</b>	<b>1.192</b>	<b>184</b>

Con riferimento al sistema elettrico, invece, si prevede di garantirne l'abilitazione allo sviluppo delle fonti rinnovabili non programmabili previsto nello scenario PNEC con investimenti nel periodo 2017-2030 non inferiori a 46 mld€ (+16 mld€ rispetto allo scenario a politiche correnti): 26 mld€ per interventi sulle reti di distribuzione, almeno 10 mld€ per lo sviluppo della rete di trasmissione nazionale e altri 10 mld€ per realizzare nuovi sistemi di accumulo sulle reti (pompaggi e batterie). Si

<sup>52</sup> Gli investimenti sono contabilizzati negli scenari energetici realizzati con il modello TIMES da RSE.

valuta che a tali investimenti si debbano aggiungere altri 3,7 mld€ per la diffusione di batterie direttamente accoppiate agli impianti da fonti rinnovabili (investimenti sostenuti direttamente da produttori a autoproduttori).

Tabella 65 - Investimenti necessari per l'esecuzione degli interventi di adeguamento del sistema elettrico  
[Fonte RSE]

<b>Settore</b>	<b>Voce di investimento</b>	<b>Investimenti cumulati 2017-30 [mln€]</b>
<b>Rete di distribuzione (MT / BT)</b>	Cabine primarie	2.250
	Cabine secondarie	4.100
	Linee MT+BT	9.850
	Telecontrollo	650
	Altro (incluso metering e resilienza)	8.850
	<b>Totale distribuzione</b>	<b>25.700</b>
<b>Sviluppo RTN (AT)</b>	PdS 2017	7.800
	Piano di difesa	700
	Ulteriori investimenti necessari per gli obiettivi 2030: potenziamento di almeno 1000 MW di capacità di trasporto della dorsale adriatica (inserito nel PdS 2018)	2.000
	<b>Totale RTN</b>	<b>10.500</b>
<b>TOTALE RETI</b>		<b>36.200</b>
<i>Altri investimenti in valutazione</i>	<i>Cavo HVDC Sardegna-Sicilia-Sud (proposto nel PdS 2018)</i>	2.600

*ii. Fattori di rischio del settore o del mercato oppure ostacoli nel contesto nazionale o regionale*

*iii. Analisi del sostegno o delle risorse finanziarie pubblici aggiuntivi per colmare le lacune identificate al punto ii)*

#### **5.4 Impatto delle politiche e delle misure previste di cui alla sezione 3 su altri Stati membri e sulla cooperazione regionale almeno fino all'ultimo anno del periodo contemplato dal piano, incluso un confronto con le proiezioni con politiche e misure vigenti**

*i. Impatto sul sistema energetico negli Stati membri limitrofi e nella regione nella misura del possibile*

*ii. Impatto sui prezzi dell'energia, sui servizi di pubblica utilità e sull'integrazione del mercato dell'energia*

*iii. Se del caso, impatto sulla cooperazione regionale*

## PARTE 2 - Elenco dei parametri e delle variabili da riportare nella sezione B dei piani nazionali <sup>53</sup> 54 55 56

La sezione B, "Base analitica", dei piani nazionali riporta i parametri, le variabili, i bilanci energetici e gli indicatori di seguito elencati, se utilizzati:

### 1 Parametri e variabili generali

- 1) Popolazione [milioni]
- 2) PIL [mln€]
- 3) Valore aggiunto lordo per settore (compresi i principali settori industriali, dell'edilizia, dei servizi e agricoli) [mln€]
- 4) Numero di famiglie [migliaia]
- 5) Dimensione delle famiglie [abitanti/nuclei familiari]
- 6) Reddito netto delle famiglie [euro]
- 7) Numero di passeggeri-chilometro: tutti i modi di trasporto, ossia ripartiti tra strada (automobili e autobus separatamente se possibile), ferrovia, aereo e navigazione interna (se del caso) [milioni di passeggeri/km]
- 8) Tonnellate-chilometro per il trasporto merci: tutti i modi di trasporto ad eccezione del trasporto marittimo internazionale, ossia ripartite tra strada, ferrovia, aereo, navigazione interna (vie navigabili interne e trasporto marittimo nazionale) [mln t/km]
- 9) Prezzi internazionali dell'importazione di petrolio, gas e carbone [EUR/GJ o euro/tep] sulla base delle raccomandazioni della Commissione
- 10) Prezzo del carbonio nell'ambito del sistema ETS dell'UE [EUR/quota di emissioni] sulla base delle raccomandazioni della Commissione
- 11) Ipotesi circa i tassi di cambio dell'euro e del dollaro USA (se del caso) [EUR/valuta e USD/valuta]
- 12) Numero di gradi-giorno di riscaldamento (HDD)
- 13) Numero di gradi-giorno di raffreddamento (CDD)
- 14) Ipotesi circa i costi tecnologici utilizzate nella modellizzazione per le principali tecnologie pertinenti

<sup>53</sup> Per il piano relativo al periodo 2021-2030: per ciascun parametro/variabile nell'elenco, le tendenze nel periodo 2005-2040 (o 2005-2050 ove opportuno), incluso per il 2030, a intervalli di cinque anni sono segnalate nelle sezioni 4 e 5. Indicare i parametri basati su ipotesi esogene o sulla modellizzazione della produzione

<sup>54</sup> Per quanto possibile, i dati comunicati e le proiezioni fornite si basano su i dati Eurostat e sulla metodologia utilizzata per la comunicazione dei dati statistici europei nelle rispettive legislazioni settoriali e sono coerenti con tali dati e tale metodologie, in quanto le statistiche europee sono la fonte primaria di dati statistici utilizzati per la comunicazione e il monitoraggio ai sensi del regolamento (CE) n. 223/2009 relativo alle statistiche europee

<sup>55</sup> N.B.: tutte le proiezioni devono essere effettuate sulla base di prezzi costanti (si utilizzano come riferimento i prezzi del 2016)

<sup>56</sup> La Commissione formula raccomandazioni per i parametri principali per le proiezioni, almeno relativamente ai prezzi delle importazioni di petrolio, gas e carbone, nonché ai prezzi del carbonio nell'ambito del sistema ETS dell'UE

Parametri e variabili generali	Unità	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Popolazione	milioni	57,9	59,2	60,8	61,2	62,2	63,3	64,4	65,4
PIL	mln€ (2010)	1.629.932	1.604.515	1.557.180	1.666.404	1.766.986	1.874.834	2.019.407	2.182.555
<b>Valore aggiunto lordo, per settore</b>									
Agricoltura	mln€ (2010)	28.574	28.417	29.221	28.673	29.464	29.973	30.632	31.395
Costruzioni	mln€ (2010)	92.122	81.207	63.627	67.443	70.621	75.028	81.704	89.549
Servizi	mln€ (2010)	1.053.895	1.063.043	1.055.278	1.125.810	1.203.401	1.284.487	1.392.898	1.513.262
Settore energetico	mln€ (2010)	27.462	25.238	19.745	19.656	20.228	21.161	22.058	23.415
Industria	mln€ (2010)	262.986	245.341	243.809	268.194	276.476	286.360	299.515	315.670
Numero di famiglie	milioni	23,6	24,5	25,9	26,3	27,0	27,7	28,4	29,2
Dimensione delle famiglie	abitanti/famiglia	2,5	2,4	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,2
Numero di passeggeri-km	milioni pkm	934.705	959.227	939.935	996.913	1.011.175	1.044.145	1.066.586	1.086.495
Trasporto pubblico su strada	milioni pkm	101.454	109.322	102.605	105.080	107.022	108.901	112.051	112.281
Auto private	milioni pkm	680.000	698.390	676.350	717.501	714.012	724.982	730.551	736.163
Motoveicoli	milioni pkm	49.212	41.480	41.300	40.966	41.442	42.321	44.314	46.401
Trasporto su rotaia	milioni pkm	56.400	54.300	58.900	64.919	73.433	87.268	91.549	96.040
Aerei	milioni pkm	42.655	50.904	55.919	63.446	70.138	75.439	82.748	90.020
Navigazione interna	milioni pkm	4.983	4.831	4.861	5.001	5.127	5.234	5.373	5.590
Numero di tonnellate-km	milioni di tkm	269.484	268.341	218.909	235.774	249.073	262.740	274.132	282.832
Strada	milioni di tkm	192.400	201.593	150.237	160.580	169.946	179.773	187.361	190.715
Rotaia	milioni di tkm	22.761	18.600	20.781	24.506	26.136	27.701	29.112	31.241
Navigazione interna	milioni di tkm	54.323	48.148	47.891	50.687	52.991	55.266	57.659	60.877
<b>Prezzi internazionali dei combustibili</b>									
Petrolio	€2013/GJ			7,5	11,6	13,2	14,5	15,1	16,0
Gas (GCV)	€2013/GJ			6,0	7,5	8,1	8,8	9,4	9,7
Carbone	€2013/GJ			1,8	2,2	2,6	3,2	3,4	3,5
Prezzo CO <sub>2</sub> - settore ETS	€2013/tCO <sub>2</sub>			7,8	15,5	23,3	34,7	43,5	51,7
Tassi di cambio dollaro/euro	Dollaro/Euro	1,2	1,3	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
gradi-giorno di riscaldamento (HDD)		2.051	1.992	1.818	1.802	1.787	1.775	1.763	1.753
gradi-giorno di riscaldamento (CDD)		519	534	569	583	597	611	623	636

## 2 Bilanci e indicatori energetici

### 2.1 Approvvigionamento energetico

- 1) Produzione interna per tipo di combustibile (tutti i prodotti energetici prodotti in quantità significative) [ktep]
- 2) Importazioni nette per tipo di combustibile (compresa l'energia elettrica e suddivise in importazioni nette intra ed extra UE) [ktep]
- 3) Dipendenza dalle importazioni da paesi terzi [%]
- 4) Principali fonti d'importazione (paesi) dei principali vettori energetici (compresi gas ed energia elettrica)
- 5) Consumo interno lordo per tipo di combustibile (inclusi i solidi, tutti i prodotti energetici: carbone, petrolio greggio e prodotti petroliferi, gas naturale, energia nucleare, energia elettrica, calore derivato, rinnovabili, rifiuti) [ktep]

## 2.2 Energia elettrica e termica

---

- 1) Produzione lorda di energia elettrica [GWh]
- 2) Produzione lorda di energia elettrica per combustibile (tutti i prodotti energetici) [GWh]
- 3) Quota di cogenerazione di calore ed energia elettrica sul totale di generazione di energia elettrica e calore [%]
- 4) Capacità di generazione di energia elettrica per fonte, compresi i ritiri e i nuovi investimenti [MW]
- 5) Calore prodotto dalla generazione di energia termica
- 6) Calore prodotto da impianti di cogenerazione, compreso il calore di scarto derivante da impianti industriali
- 7) Capacità di interconnessione transfrontaliere per il gas e l'energia elettrica [definizione per l'energia elettrica in linea con l'esito delle discussioni in corso sulla base dell'obiettivo di interconnessione del 15%] e tasso di utilizzo previsto

## 2.3 Settore delle trasformazioni

---

- 1) Combustibile di alimentazione per la generazione di energia termica (compresi solidi, petrolio, gas) [ktep]
- 2) Combustibile di alimentazione per altri processi di conversione [ktep]

## 2.4 Consumi energetici

---

- 1) Consumo di energia primaria e finale [ktep]
- 2) Consumo di energia finale per settore (compresi i settori industriale, residenziale, terziario, agricolo e dei trasporti - ripartito fra trasporto passeggeri e trasporto merci, se disponibile) [ktep]
- 3) Consumo di energia finale per combustibile (tutti i prodotti energetici) [ktep]
- 4) Consumo non energetico finale [ktep]
- 5) Intensità di energia primaria per l'economia nel suo insieme (consumo di energia primaria/PIL) [tep/euro]
- 6) Intensità di energia finale per settore (compresi i settori industriale, residenziale, terziario e dei trasporti – ripartito fra trasporto passeggeri e trasporto merci, se disponibile)

## 2.5 Prezzi

---

- 1) Prezzi dell'energia elettrica per tipologia di settore di utilizzo (residenziale, industriale, terziario)
- 2) Prezzi nazionali di vendita al dettaglio dei combustibili (incluse le imposte, per fonte e settore) [euro/ktep]

## 2.6 Investimento

---

Costi di investimento nei settori della trasformazione, dell'approvvigionamento, della trasmissione e della distribuzione di energia.

## 2.7 Energia rinnovabile

---

- 1) Consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili e quota di energia rinnovabile nel consumo finale lordo di energia, per settore (energia elettrica, riscaldamento e raffreddamento, trasporti) e per tecnologia
- 2) Cogenerazione di calore e di energia elettrica da energie rinnovabili negli edifici ; include, ove disponibili, dati disaggregati sull'energia prodotta, consumata e immessa in rete dai sistemi solari

fotovoltaici, dai sistemi solari termici, dalla biomassa, dalle pompe di calore, dai sistemi geotermici nonché da tutti gli altri sistemi di energia rinnovabile decentrati

- 3) Se del caso, altre traiettorie nazionali, incluse le traiettorie a lungo termine o settoriali (quota di biocarburanti prodotti da colture alimentari e di biocarburanti avanzati, quota di energia rinnovabile nel teleriscaldamento, nonché l'energia rinnovabile prodotta dalle città e dalle comunità produttrici/consumatrici di energia ai sensi dell'articolo 22 della [rifusione della Direttiva 2009/28/CE, proposta da COM(2016) 767])

### 3 Indicatori relativi alle emissioni e agli assorbimenti di gas a effetto serra

---

- 1) Emissioni di gas a effetto serra per settore programmatico (ETS UE, condivisione degli sforzi e LULUCF)
- 2) Emissioni di gas a effetto serra per settore dell'IPCC e per gas (se pertinente, suddivisi nei settori ETS UE e in quelli inclusi nella condivisione dello sforzo) [tCO<sub>2</sub>eq]
- 3) Intensità di carbonio dell'economia nel suo complesso [tCO<sub>2</sub>eq/PIL]
- 4) Indicatori relativi alle emissioni di CO<sub>2</sub>
  - a) Intensità di gas serra della generazione di energia elettrica e di calore domestica [tCO<sub>2</sub>eq/MWh]
  - b) Intensità di gas serra del consumo energetico finale per settore [tCO<sub>2</sub>eq/tep]
- 5) Parametri relativi alle emissioni diverse da CO<sub>2</sub>
  - a) Animali da allevamento: bestiame da latte [1000 capi], bestiame non da latte [1000 capi], ovini [1000 capi], suini [1000 capi], pollame [1000 capi]
  - b) Apporto di azoto dall'utilizzo di fertilizzanti sintetici [kt di azoto]
  - c) Apporto di azoto dall'utilizzo di letame [kt di azoto]
  - d) Azoto fissato dalle colture che fissano azoto [kt di azoto]
  - e) Azoto nei residui delle colture restituiti alla terra [kt di azoto]
  - f) Superficie dei suoli organici coltivati [ettari]
  - g) Produzione di rifiuti solidi urbani (RSU)
  - h) Rifiuti solidi urbani (RSU) da collocare a discarica
  - i) Quota di recupero di CH<sub>4</sub> nella produzione totale di CH<sub>4</sub> dalla messa in discarica [%]