

2019

CONTESTO ED EVOLUZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO

TERNA S.P.A. E GRUPPO TERNA



**Trasmettiamo
energia**



2019

CONTESTO ED EVOLUZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO

TERNA S.P.A. E GRUPPO TERNA



Sommario

10	Executive Summary
19	1. Lo scenario energetico
19	1.1. Contesto energetico mondiale: l'evoluzione dei consumi e i cambiamenti climatici
24	1.2. Strategie globali di contrasto ai cambiamenti climatici
25	1.3. Obiettivi Europei per la decarbonizzazione
28	1.4. Proposta Italiana del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima
33	1.5. Centralità del vettore elettrico negli scenari di decarbonizzazione
37	2. Il Contesto del Sistema Elettrico Italiano
37	2.1. Domanda elettrica e profili di carico
40	2.2. Copertura del fabbisogno elettrico
42	2.3. Mix di generazione nazionale
44	2.4. Consistenza ed evoluzione del parco di generazione
47	2.5. Generazione da fonti rinnovabili ed evoluzione del "residual load"
50	2.6. La Rete di Trasmissione Nazionale e le Zone di mercato
53	2.7. Sviluppo delle FER e fenomeno della decentralizzazione
58	2.8. I mercati dell'energia e dei servizi
62	2.9. Elementi chiave di Benchmarking: indicatori principali a confronto
65	2.10. Elementi chiave di Benchmarking: sfide principali per Germania e Francia
68	3. Impatti e implicazioni per il Sistema Elettrico
70	3.1. Sicurezza
78	3.2. Adeguatezza
83	3.3. Qualità
85	3.4. Efficienza
88	3.5. Resilienza

92	4. Fattori abilitanti per la transizione energetica
92	4.1. Investimenti di rete
94	4.1.1. Interventi del Piano di Sviluppo
98	4.1.2. Interventi per la resilienza
102	4.1.3. Fast tracking autorizzativo
104	4.1.4. Sostenibilità
108	4.2. Segnali di prezzo di lungo termine
109	4.2.1. Segnali di prezzo di lungo termine per investimenti in capacità convenzionale - Capacity Market
112	4.2.2. Segnali di prezzo di lungo termine per investimenti in capacità di accumulo – contrattualizzazione a termine
119	4.2.3. Segnali di prezzo di lungo termine per investimenti in capacità rinnovabile – PPA e aste
122	4.3. Evoluzione e integrazione dei mercati
131	4.4. Fattori abilitanti per il phase-out dal carbone al 2025
134	4.5. Digitalizzazione e Innovazione del Sistema

Il documento degli scenari condivisi Terna – Snam è un'appendice e parte integrante del presente e contiene anche una descrizione dello scenario PNIEC.

Indice delle figure

- 11 Figura 1. Consumi finali per vettore energetico e penetrazione FER nei consumi finali elettrici e nei consumi finali complessivi di energia
- 11 Figura 2. Evoluzione del fabbisogno elettrico e distinzione per fonte
- 12 Figura 3. Il nuovo contesto energetico e gli impatti sul Sistema Elettrico
- 13 Figura 4. Potenza fotovoltaica ed eolica installata in Italia per zona di mercato
- 14 Figura 5. Dimensioni chiave del Sistema Elettrico
- 15 Figura 6. Fattori abilitanti per la transizione del sistema elettrico
- 17 Figura 7. Evoluzione del sistema elettrico e apertura del mercato dei servizi a nuove risorse
- 18 Figura 8. Recap azioni minime necessarie al 2025 (rispetto al 2017) per il phase out dal carbone
- 19 Figura 9. Variazione dell'Earth Overshoot day dal 1971 ad oggi
- 20 Figura 10. Impatto dei diversi fattori sulla Global Footprint
- 20 Figura 11. Consumi di energia primaria mondiali e tasso medio di crescita dal 1800 ad oggi
- 21 Figura 12. Consumi di energia primaria mondiali per fonte
- 21 Figura 13. Evoluzione del GDP ed emissioni di CO₂ a livello mondiale
- 22 Figura 14. Evoluzione storica dell'intensità carbonica
- 22 Figura 15. Cambiamenti climatici di origine antropica
- 23 Figura 16. Eventi climatici rilevanti registrati dal 1980 al 2018 a livello mondiale
- 24 Figura 17. Scenari di riduzione dell'intensità carbonica per raggiungimento degli obiettivi di Parigi
- 25 Figura 18. Scenari di riduzione delle emissioni di biossido di carbonio per settore di consumo
- 25 Figura 19. Timeline principali azioni Europee di contrasto ai cambiamenti climatici
- 26 Figura 20. Risultati conseguiti in Europa e distanza dagli obiettivi 2020
- 28 Figura 21. Obiettivi Clean Energy Package
- 28 Figura 22. Paragone tra i principali obiettivi UE e Italia al 2020 e 2030
- 29 Figura 23. Obiettivi riduzione emissioni di CO₂ nei settori ETS e ESR
- 30 Figura 24. Phase-out dal carbone al 2025
- 30 Figura 25. Andamento del valore e della quota percentuale FER sui consumi finali lordi di energia
- 31 Figura 26. Obiettivi di penetrazione da FER sui consumi di energia nel settore elettrico, termico e trasporti e nei consumi finali lordi – 2017 vs 2030
- 31 Figura 27. Evoluzione della domanda elettrica secondo il PNIEC
- 32 Figura 28. Evoluzione della produzione elettrica al 2030
- 33 Figura 29. Evoluzione della capacità installata al 2030
- 34 Figura 30. Consumi lordi di energia finale distinti per settore e per vettore energetico
- 35 Figura 31. Distribuzione dei consumi finali di energia per vettore energetico e distinzione tra fonti convenzionali e rinnovabili
- 37 Figura 32. Profilo di carico in un giorno feriale e in un giorno festivo di febbraio
- 38 Figura 33. Curva di durata della potenza oraria richiesta sulla rete nel 2018
- 38 Figura 34. Evoluzione domanda storica 2005 – 2018
- 39 Figura 35. Evoluzione Prodotto Interno Lordo (valori concatenati con anno di riferimento 2010)
- 39 Figura 36. Evoluzione della quota di elettrificazione sui consumi finali dal 1990 al 2017
- 40 Figura 37. Classifica dei paesi mondiali con il più alto punteggio in termini di politiche e performance di efficienza energetica

41	Figura 38. Evoluzione del fabbisogno e distinzione tra produzione nazionale e saldo con l'estero
41	Figura 39. Dettaglio per frontiera del saldo con l'estero e copertura rispetto al fabbisogno
42	Figura 40. Prezzo medio annuo 2018 dell'energia elettrica e capacità di interconnessione 2018 tra Italia e Paesi della frontiera Nord
43	Figura 41. Evoluzione della produzione nazionale netta e distinzione per fonte
43	Figura 42. Confronto della produzione netta rinnovabile per fonte nel 2005 e nel 2018 e tasso annuo medio di crescita (CAGR) delle diverse fonti
44	Figura 43. Picchi di copertura del fabbisogno da FER nel 2018
44	Figura 44. Trend di capacità installata lorda per fonte
45	Figura 45. Capacità Installata eolica e fotovoltaica nel 2008 e nel 2018
45	Figura 46. Evoluzione capacità installata eolica e fotovoltaica
46	Figura 47. Focus capacità installata netta termoelettrica
47	Figura 48. Evoluzione delle ore equivalenti di produzione da generazione termoelettrica
48	Figura 49. Profilo medio annuo di produzione da impianti fotovoltaici ed eolici 2017
49	Figura 50. Curve del fabbisogno giornaliero, della produzione fotovoltaica ed eolica e del residual load il 21 maggio 2017
49	Figura 51. Curva di durata del fabbisogno e del residual load nel 2017
50	Figura 52. Consistenza elementi RTN in esercizio al 30 giugno 2018
51	Figura 53. Distribuzione della rete a 380 kV e dei collegamenti HVDC Sardegna-Penisola Italiana (cd. SA.PE.I.) e Grecia-Italia (cd. GR.ITA.)
52	Figura 54. Zone di mercato nel sistema elettrico italiano
53	Figura 55. Potenza fotovoltaica ed eolica installata in Italia per zona di mercato nel 2018
54	Figura 56. Distribuzione potenza installata eolica e fotovoltaica per livello di tensione
54	Figura 57. Distribuzione impianti per livello di tensione di rete (numerosità e potenza)
55	Figura 58. Potenza installata e numerosità impianti GD per fonte
55	Figura 59. Produzione lorda della GD per fonte
56	Figura 60. Andamento autoconsumo e quota sui consumi di energia elettrica lordi
57	Figura 61. Energia autoconsumata da sistemi elettrici di autoconsumo censiti dal GSE nel 2017 distinta per fonte
57	Figura 62. Energia autoconsumata dalla GD distinta per fonte
59	Figura 63. Andamento del PUN medio annuo e delle sue determinanti
60	Figura 64. Prezzi nodali medi annui su MGP
61	Figura 65. Volumi Selezionati su MSD e prezzi medi accettati a salire e scendere
62	Figura 66. Capacità installata (% rispetto alla capacità totale, 2017)
63	Figura 67. Produzione elettrica (% rispetto al totale, 2017)
64	Figura 68. Prezzi medi mensili dell'energia elettrica nel MGP
65	Figura 69. Domanda elettrica*
70	Figura 70. Dimensioni chiave del Sistema Elettrico
71	Figura 71. Schematizzazione del generatore rotante: "motore primo-macchina elettrica rotante"
72	Figura 72. Andamento del transitorio di frequenza in caso di perdita di generazione su due sistemi caratterizzati da diversa inerzia

- 74 Figura 73. Schematizzazione della regolazione di frequenza in funzione del tempo di intervento
- 75 Figura 74. Schema semplificato della regolazione secondaria di tensione sulla rete AT
- 77 Figura 75. Dati di inversione dei flussi su sezioni AT/MT
- 79 Figura 76. Contributo delle diverse fonti all'adeguatezza in condizioni di stress per il sistema e definizione margine di adeguatezza
- 80 Figura 77. Tassi di derating FRNP per l'anno 2022
- 81 Figura 78. Riduzione della capacità di produzione degli impianti termici
- 82 Figura 79. Dipendenza della domanda di energia elettrica dalla temperatura
- 82 Figura 80. Evoluzione del margine di adeguatezza
- 84 Figura 81. Performance annuale ENSR RTN e relativo target Autorità
- 84 Figura 82. Rappresentazione del profilo della tensione al verificarsi di un cortocircuito
- 85 Figura 83. Effetti della penetrazione della Generazione Distribuita sull'estensione dell'area del buco di tensione in caso di guasto in rete
- 87 Figura 84. Incidenza dei volumi di Mancata Produzione Eolica sul totale della produzione eolica
- 87 Figura 85. Andamento del carico residuo in un giorno di aprile nello scenario PNIEC 2030
- 89 Figura 86. Manicotto di ghiaccio su conduttore
- 90 Figura 87. Mappa del rischio climatico in Italia
- 90 Figura 88. Eventi climatici severi negli ultimi anni con impatti sulla rete di trasmissione
- 91 Figura 89. I danni della perturbazione del 29 Ottobre 2018 nel Triveneto
- 93 Figura 90. Indicatori previsti per la nuova metodologia di Analisi Costi-Benefici da delibera ARERA 627/16
- 96 Figura 91. Principali interventi previsti sulla rete nazionale
- 97 Figura 92. Distribuzione geografica dei compensatori sincroni
- 98 Figura 93. Interconnessioni esistenti
- 98 Figura 94. Interconnessioni pianificate
- 99 Figura 95. Schema di sintesi delle fasi di disalimentazione e ripristino
- 101 Figura 96. Dispositivo antirotazionale
- 103 Figura 97. Fasi di evoluzione di un progetto di sviluppo rete
- 104 Figura 98. Sustainable Development Goals di riferimento per Terna e per lo svolgimento delle attività
- 105 Figura 99. Sintesi degli obiettivi al 2030 di sostenibilità ambientale individuate da Terna
- 105 Figura 100. Sintesi degli obiettivi al 2030 di Sostenibilità Sociale individuate da Terna
- 106 Figura 101. Sintesi degli obiettivi 2030 di Sostenibilità Economica individuate da Terna
- 106 Figura 102. Fasi della pianificazione della rete in cui vengono declinate gli assi di sostenibilità
- 108 Figura 103. Ripartizione acquisti di Terna per tipologia e provenienza
- 109 Figura 104. Andamento della Loss of Load Expectation (espressa in ore) al variare della potenza termica installata
- 113 Figura 105. Curva di durata del carico residuo in Italia e focus su overgeneration, scenario Decentralised 2030
- 114 Figura 106. Confronto tra PUN, energia media assorbita e immessa in rete dagli impianti di pompaggio (compreso il pompaggio di gronda) in Italia nel 2010 e nel 2018

- 115 Figura 107. Distribuzione della capacità di accumulo idroelettrico in Italia
- 118 Figura 108. Locazione dei progetti pilota delle tecnologie di storage di Terna: Energy intensive (grigio) e Power intensive (blu)
- 119 Figura 109. Evoluzione della capacità installata fotovoltaica, eolica e biomasse
- 120 Figura 110. Proiezione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili per diversi meccanismi di incentivazione
- 121 Figura 111. Volume globale di Corporate PPAs aggiornato a maggio 2019
- 122 Figura 112. Principali PPA siglati recentemente in Italia
- 123 Figura 113. Rappresentazione della capacità delle differenti risorse di rete di fornire servizi di regolazione di frequenza e tensione (esemplificativo)
- 124 Figura 114. Potenza termoelettrica dispacciata 2017 - 2030 PNIEC
- 125 Figura 115. Evoluzione del sistema elettrico e apertura del mercato dei servizi a nuove risorse
- 126 Figura 116. Beneficio della diversificazione delle risorse su MSD per il Sistema Elettrico (esemplificativo)
- 127 Figura 117. Tipologie di Unità Virtuali Abilitate
- 128 Figura 118. Potenza abilitata e contrattualizzata a termine su MSD
- 129 Figura 119. Benchmarking risorse distribuite in Europa
- 130 Figura 120. Grado di apertura del mercato dei servizi per le risorse distribuite SEDC / smartEn
- 131 Figura 121. Impianti termoelettrici a carbone in esercizio nel 2018 distinti per produttore
- 132 Figura 122. Recap azioni minime necessarie al 2025 (rispetto al 2017) per il phase out dal carbone
- 132 Figura 123. Principali interventi di Sviluppo entro il 2025
- 134 Figura 124. Evoluzione del Sistema Elettrico Italiano
- 135 Figura 125. Schematizzazione del modello gestionale UVAM
- 136 Figura 126. Schematizzazione dell'infrastruttura di raccolta dati Terna
- 137 Figura 127. Estensione della rete in Fibra Ottica
- 137 Figura 128. Schematizzazione della rete in Fibra Ottica
- 138 Figura 129. Diversi livelli di insights desumibili dai dati tramite Advanced Analytics
- 139 Figura 130. Situazione attuale degli impianti e della capacità collegata in Media e Bassa tensione, ad oggi fuori dal perimetro di monitoraggio di Terna
- 140 Figura 131. Schema funzionale del modello di stima per l'Osservabilità GD

Executive Summary

Nuovo contesto energetico

Nell'ultimo secolo, e in particolare a partire dalla seconda metà del Novecento, **i consumi globali di energia primaria sono cresciuti esponenzialmente**. Negli ultimi 70 anni l'umanità ha più che quintuplicato il consumo di energia, sostenendo la crescita economica e demografica tramite un sistema energetico basato principalmente sull'utilizzo di **combustibili fossili**, che ancora oggi rappresentano la principale fonte energetica a livello globale.

La produzione di energia da fonti fossili è tra i principali responsabili delle **emissioni di gas a effetto serra di origine antropica** (tra cui CO₂), largamente riconosciute come causa di significativi **impatti ambientali e climatici**, tra cui l'incremento della temperatura media globale e l'intensificarsi di eventi naturali catastrofici. Già oggi il surriscaldamento del pianeta causato dall'azione dell'uomo è stimato intorno a 1°C, con un trend di crescita di +0,2°C per decade.

La crescita demografica e lo sviluppo economico mondiale pongono, anche a prescindere dal surriscaldamento globale, un tema di sostenibilità complessiva del pianeta. **L'Earth Overshoot Day**¹, che misura l'impronta ecologica dell'uomo identificando la data in cui si consumano tutte le risorse a disposizione per un determinato anno, nel 2019 è risultato essere il 29 luglio; solo 20 anni fa era il 1° ottobre. Ciò significa che già oggi la popolazione mondiale avrebbe bisogno delle risorse di circa 1,75 terre per soddisfare i propri bisogni di un anno senza compromettere la sicurezza delle risorse future.

È evidente che il modello energetico su cui si è costruita la crescita del pianeta degli ultimi anni non è più sostenibile. Ciò impone un impegno a livello globale per una progressiva e quanto più rapida possibile **decarbonizzazione ed efficientamento** di tutti i settori energetici.

Tale urgenza ha fatto crescere l'attenzione sulle tematiche di tipo ambientale, spingendo alla stipula di **accordi internazionali** e alla definizione di politiche mirate al contenimento del surriscaldamento climatico causato dall'incremento di gas serra in atmosfera. Vanno in questa direzione gli **accordi di Parigi** del 2015 nell'ambito del COP21, in cui 185 paesi hanno proposto i loro impegni per contenere l'incremento della temperatura globale ben al di sotto dei 2°C rispetto ai livelli preindustriali.

A seguito degli accordi di Parigi, l'Unione Europea ha rinnovato il suo impegno per il clima, avviando un processo normativo che ha portato, a maggio 2019, all'approvazione definitiva di un pacchetto di proposte di direttive noto come **"Clean Energy for all Europeans Package" (CEP)**. Tale pacchetto declina ambiziosi obiettivi a livello europeo per il **2030**:

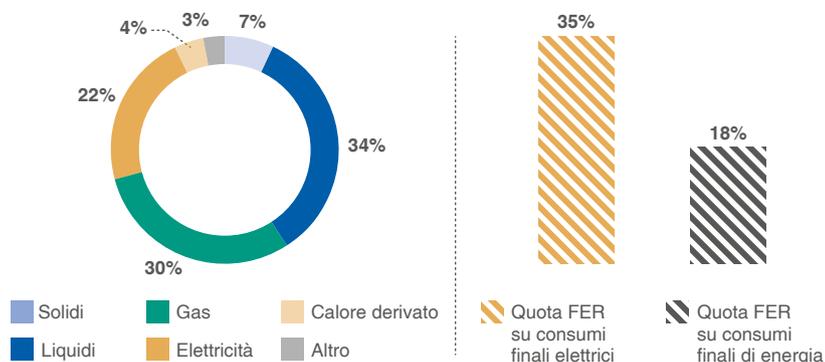
- **40% di riduzione di emissioni** di gas serra rispetto al 1990;
- **32% di quota di rinnovabile** sui consumi finali lordi di energia;
- **32,5% di riduzione dei consumi** di energia primaria rispetto allo scenario tendenziale.

(1) <https://www.overshootday.org/>

Ruolo del settore elettrico

Il settore elettrico riveste un **ruolo centrale per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione** del sistema energetico complessivo, grazie all'efficienza intrinseca del vettore elettrico e alla maturità tecnologica delle FER. Ad oggi l'elettricità, sebbene si collochi al terzo posto per copertura dei consumi energetici finali (circa 1/5 del totale), è caratterizzata infatti da una **penetrazione di fonti rinnovabili pari al 35%, molto superiore alla quota FER sui consumi complessivi del paese** (Figura 1).

Figura 1. Consumi finali per vettore energetico e penetrazione FER nei consumi finali elettrici e nei consumi finali complessivi di energia

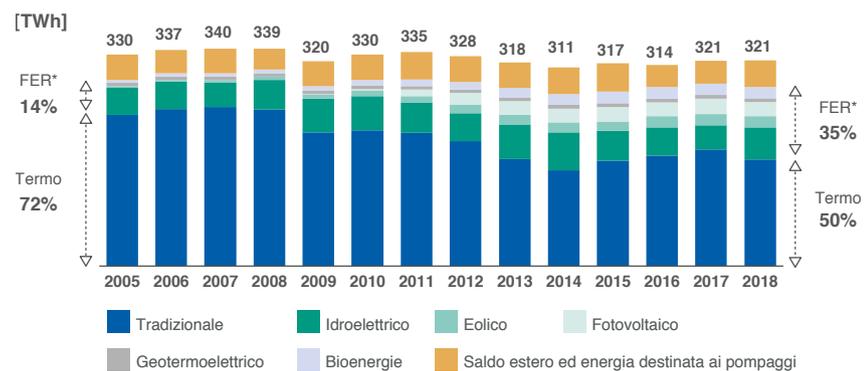


Fonte: elaborazione Terna su dati Eurostat 2017 e MiSE

Una **maggiore penetrazione del vettore elettrico** negli ambiti residenziale, industriale e nel settore della mobilità, insieme con **l'incremento della quota delle rinnovabili nel mix di produzione** di energia sono strumenti decisivi per modificare il paradigma energetico e migliorare la qualità della vita nelle grandi metropoli, in cui, già oggi ma sempre più in futuro, si concentrano importanti quote della popolazione mondiale.

I trend di elettrificazione e incremento delle rinnovabili sono già in atto da diversi anni in molti Paesi OCSE. In Italia, in particolare, la quota di elettrificazione dei consumi finali è cresciuta dal 17% nel 1990 al 22% nel 2017, mentre la **quota FER sul consumo di energia elettrica ha raggiunto nel 2018 il 35%** grazie all'integrazione di oltre 30 GW di nuovi impianti rinnovabili nel Sistema Elettrico (Figura 2).

Figura 2. Evoluzione del fabbisogno elettrico e distinzione per fonte



* FER non include energia prodotta da impianti idroelettrici di pompaggio

Fonte: Terna

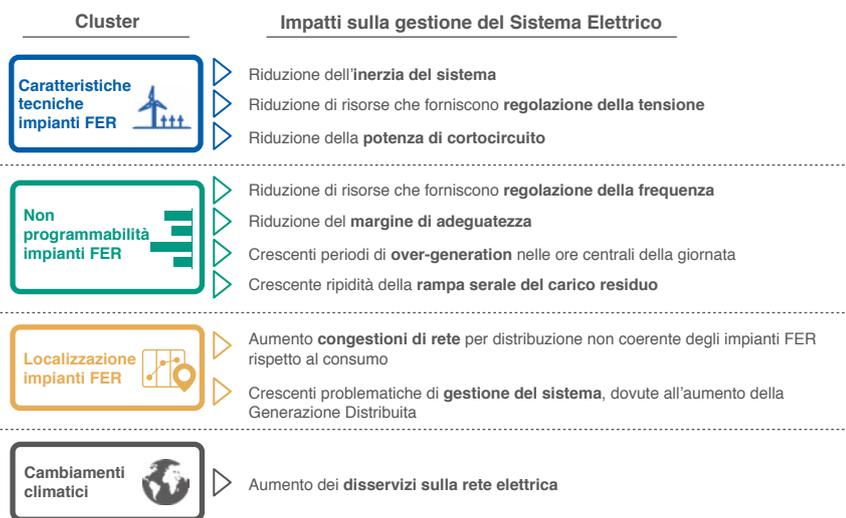
Impatti sul sistema elettrico

Nonostante questi risultati, la strada per la decarbonizzazione è ancora lunga e **gli obiettivi da raggiungere nei prossimi anni rimangono estremamente sfidanti**. Infatti, gli ambiziosi e condivisibili target fissati all'interno della proposta del **PNIEC** (Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima) prevedono, oltre al completo phase out dal carbone entro il 2025, che nel 2030 le FER coprano oltre la metà dei consumi lordi di energia elettrica (55,4%). A tale scopo entro il 2030 sarà necessaria l'installazione di **circa 40 GW di nuova capacità FER**, fornita quasi esclusivamente da fonti rinnovabili non programmabili come eolico e fotovoltaico. Inoltre, gli scenari Terna – Snam prevedono una ulteriore crescita della quota FER al 2040, compresa tra il 62% dello scenario Centralized e il 65% dello scenario Decentralized.

Tale trasformazione non è a impatto zero per il Sistema Elettrico e implica una serie di sfide da affrontare affinché il processo di transizione energetica si possa svolgere in maniera decisa ed efficace, mantenendo gli attuali elevati livelli di qualità del servizio ed evitando al contempo un aumento eccessivo dei costi per la collettività.

Le variazioni del contesto (incremento FER, dismissione di impianti termoelettrici, cambiamenti climatici) causano infatti già oggi - e in misura maggiore negli scenari prospettici - significativi **impatti sulle attività di gestione della rete da parte del TSO**, che si esplicano nel delicato compito di bilanciare in ogni istante produzione e domanda di energia elettrica, garantendo ai consumatori una fornitura di energia sicura, costante ed affidabile. **Tali impatti sono riconducibili a quattro macro-categorie** (Figura 3):

Figura 3. Il nuovo contesto energetico e gli impatti sul Sistema Elettrico

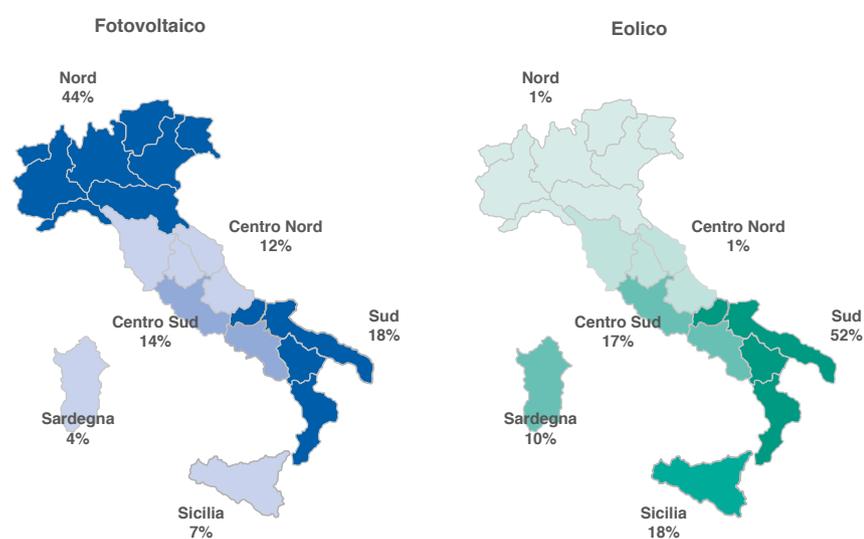


Fonte: Terna

- **Caratteristiche tecniche degli impianti:** gli impianti FER si interfacciano generalmente alla rete mediante l'utilizzo di macchine statiche (inverter), che, a differenza delle macchine rotanti tipiche della generazione tradizionale, non hanno la medesima capacità di sostenere la **stabilità dei parametri fondamentali di rete** (frequenza e tensione) e di resistere alle perturbazioni, come ad esempio la perdita improvvisa di impianti di generazione/carico o altri elementi di rete;

- Non programmabilità degli impianti:** la produzione di energia elettrica da FER non segue le dinamiche del fabbisogno di energia per il consumo, bensì dinamiche caratteristiche della disponibilità della fonte energetica primaria, ad esempio sole o vento, che sono per loro natura intermittenti. In un Sistema Elettrico a crescente penetrazione FER tale caratteristica genera **criticità nel bilanciamento tra consumo e produzione** a causa della riduzione del numero di risorse in grado di fornire servizi di regolazione, in particolare nei momenti critici per il Sistema Elettrico quali **picchi e rampe di carico**. Il Sistema inoltre è “strutturalmente” esposto a periodi in cui la produzione da FER supera il fabbisogno di energia elettrica (**overgeneration**), soprattutto nelle ore centrali della giornata quando il solare arriva al suo picco di produzione, con conseguente necessità di disporre di adeguata capacità di accumulo al fine di non dover ricorrere al taglio dell’energia prodotta;
- Localizzazione degli impianti:** gli impianti FER, in particolare l’eolico, sono spesso localizzati lontani dai centri di consumo, causando un aumento delle situazioni di **congestione di rete di trasmissione**, specialmente da Sud verso Nord (Figura 4). In aggiunta, il fatto che una parte consistente di impianti FER sia **connessa su reti di distribuzione MT/BT**, tradizionalmente caratterizzate da soli carichi elettrici, sta facendo emergere **nuove problematiche nella gestione del sistema elettrico**, come ad esempio la riduzione della selettività dei sistemi di protezione, la diminuzione dell’efficacia dei Piani di Difesa e la possibile inadeguatezza dei sistemi di monitoraggio e degli automatismi progettati per un funzionamento unidirezionale;

Figura 4. Potenza fotovoltaica ed eolica installata in Italia per zona di mercato



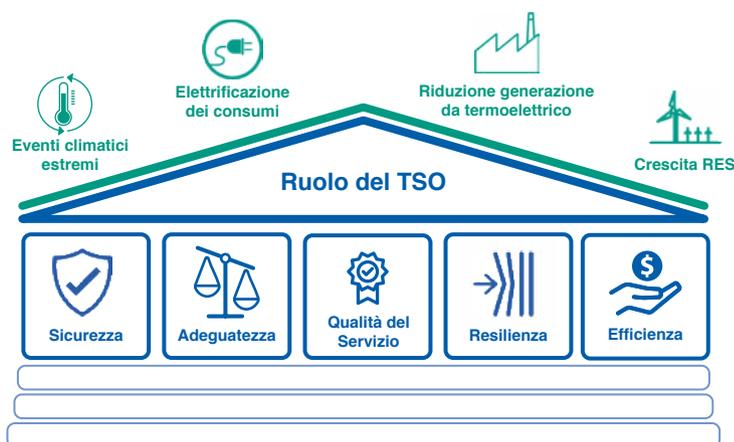
Fonte: Terna

- Cambiamenti Climatici:** la maggior frequenza di eventi climatici estremi, già oggi percepibile, causa una più alta probabilità di danni significativi per le infrastrutture del Paese, comprese quelle di trasmissione elettrica, che porta ad un rischio di **aumento dei disservizi** della rete.

Le problematiche citate sono amplificate nei loro effetti dalle **caratteristiche strutturali della rete elettrica italiana**, che, a causa del profilo geografico del paese (scarsa possibilità di interconnessione con il continente europeo, vincoli di transito tra il Nord e il Sud Italia e con le isole), renderanno ancora più complessa la gestione del Sistema Elettrico nelle nuove condizioni.

Il nuovo contesto mette sotto pressione tutte le **dimensioni chiave** che il TSO deve tenere sotto stretta osservazione per gestire correttamente il Sistema Elettrico (Figura 5):

Figura 5. Dimensioni chiave del Sistema Elettrico



Fonte: elaborazione Terna

- **Sicurezza**, ossia la capacità del sistema elettrico di resistere a modifiche dello stato di funzionamento a seguito di disturbi improvvisi, senza che si verifichino violazioni dei limiti di funzionamento del sistema stesso;
- **Adeguatezza**: il Sistema Elettrico è ritenuto adeguato se dotato di risorse di produzione, stoccaggio, controllo della domanda e capacità di trasporto sufficienti a soddisfare la domanda attesa, con un margine di adeguatezza in ogni dato periodo;
- **Qualità del servizio**, con cui si intende la capacità di garantire la continuità del servizio (mancanza di interruzioni nella fornitura di energia elettrica) e la qualità dello stesso (livello di tensione, forma d'onda, ecc.);
- **Resilienza**, ossia la capacità del Sistema di resistere a sollecitazioni che hanno superato i limiti di tenuta e di riportarsi nello stato di funzionamento normale, eventualmente mediante interventi provvisori;
- **Efficienza**, con cui si intende la capacità di gestire il Sistema Elettrico rispettando i requisiti di sicurezza, adeguatezza e qualità, al minimo costo complessivo per il cittadino/utente.

I fattori abilitanti per la transizione del Sistema Elettrico

Alla luce di quanto esposto, Terna ritiene che una piena integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico sia perseguibile solo tramite la realizzazione di **un set di azioni imprescindibili, coordinate e coerenti tra loro**. Le azioni e gli interventi individuati da Terna per il raggiungimento degli obiettivi nazionali di decarbonizzazione sono riconducibili a quattro categorie di intervento (Figura 6):

Figura 6. Fattori abilitanti per la transizione del sistema elettrico

1 Investimenti di Rete	<ul style="list-style-type: none"> • Potenziamento dorsali Nord-Sud e rinforzi di rete Sud e Isole • Investimenti per regolazione tensione ed aumento inerzia del sistema • Interconnessioni con estero • Interventi per la resilienza
2 Segnali di prezzo di lungo termine	<ul style="list-style-type: none"> • Capacity Market per promuovere investimenti in impianti termoelettrici di nuova generazione • Aste e contratti di acquisto di energia a lungo termine (PPA) per impianti rinnovabili • Contrattualizzazione a termine tramite procedure competitive per nuova capacità di accumulo, anche idroelettrico
3 Evoluzione e Integrazione dei Mercati	<ul style="list-style-type: none"> • Evoluzione della struttura e dei prodotti negoziati sul mercato dei servizi per far fronte alle nuove esigenze (regolazione di tensione, inerzia,...) • Partecipazione di «nuove» risorse di flessibilità al mercato dei servizi di dispacciamento: domanda, generazione distribuita, accumuli • Integrazione progressiva con i mercati dei servizi europei
4 Innovazione e digitalizzazione	<ul style="list-style-type: none"> • Digitalizzazione della rete di trasmissione (asset e processi) e della gestione del Sistema Elettrico

Fonte: Terna

- 1) **Investimenti sulla Rete di Trasmissione Nazionale e sulle Interconnessioni con l'estero**, come esposto nel Piano di Sviluppo redatto annualmente da Terna sulla base della situazione attuale della rete e sulle esigenze future del Sistema Elettrico. Tutti gli interventi di rete pianificati da Terna sono elaborati perseguendo i driver fondamentali di decarbonizzazione, sicurezza, qualità, efficienza di mercato e sostenibilità, nonché nell'ottica di avere una rete sempre più resiliente.
 - Nel dettaglio, gli interventi sulla **rete di trasmissione interna** saranno necessari per consentire il **miglior utilizzo del parco produttivo nazionale e ridurre al minimo i rischi di congestione interzonali**. Sono previsti, quindi, interventi di potenziamento degli asset esistenti e realizzazione di nuovi (esempio triterminale Continente - Sicilia - Sardegna e cavo HVDC Centro Sud - Centro Nord) ma anche interventi di installazione di dispositivi mirati a garantire elevati standard di qualità e sicurezza (ad esempio FACTS e nuovi compensatori sincroni).
 - In aggiunta, sarà necessario prevedere lo **sviluppo di capacità di interconnessione** con i sistemi elettrici dei Paesi confinanti al fine di **garantire una maggiore sicurezza e ridurre i costi di approvvigionamento** su mercati potenzialmente più vantaggiosi come per esempio Francia e Germania.
 - Inoltre, in un contesto di crescente intensità di eventi atmosferici estremi, si renderà necessario migliorare ed incrementare la resilienza della rete attraverso **interventi infrastrutturali, interventi di mitigazione e interventi per la gestione delle emergenze**.
 - Un fattore fondamentale per far sì che gli interventi di rete siano realizzati in linea con gli obiettivi nazionali è la necessità di un **fast track autorizzativo**, ossia un iter autorizzativo preferenziale per gli interventi strategici, al fine di ridurre i tempi di realizzazione.
- 2) **Introduzione di segnali di prezzo di lungo periodo**, fondamentali per stimolare gli investimenti in nuova capacità efficiente (termica, FER e accumulo) in un contesto di mercato che non fornisce sufficienti garanzie

per il rientro dei capitali a fronte di costi di investimento iniziali (“upfront cost”) dominanti rispetto ai costi di esercizio. Oggi, infatti, i mercati dell’energia e dei servizi hanno essenzialmente una natura spot e sono quasi esclusivamente focalizzati sulla remunerazione dell’energia (MWh) anziché della capacità (MW). Data la diversa natura della nuova capacità da installare, sono necessari differenti meccanismi per la fornitura di segnali di prezzo di lungo termine efficienti:

- **Capacity Market:** Per le caratteristiche intrinseche delle FER, il mantenimento in esercizio di una flotta termoelettrica rotante efficiente, in grado di sostenere il sistema anche in un contesto in cui la quota di energia fornita dalle FER diventa prevalente, come nello scenario PNIEC, continua ad essere fondamentale. Il Capacity Market, mediante la **remunerazione di capacità produttiva**, permetterà di fornire un segnale di prezzo a lungo termine in grado di stimolare la realizzazione di nuova capacità di generazione allo scopo di **mantenere l’adeguatezza del sistema** nel lungo termine.
 - **PPAs e meccanismi di aste FER:** la realizzazione di nuovi impianti FER, fondamentale ai fini del raggiungimento dei target nazionali e internazionali, è rallentata drasticamente negli ultimi anni, in particolare a causa di un contesto di forte incertezza sui prezzi futuri dell’energia. Strumenti utili per stimolare nuovi investimenti sono rappresentati da **incentivazioni mediante meccanismi di asta** (quali quelli previsti dal decreto FER) e **contrattualizzazioni a lungo termine tra i produttori e una controparte tipicamente non regolata** (long-term Power Purchase Agreements - PPAs).
 - La proposta di Piano Nazionale Integrato Energia e Clima prevede, entro il 2030, l’installazione di **nuova capacità di accumulo Utility-Scale** (da impianti di pompaggio idroelettrici e batterie elettrochimiche) per almeno 6 GW. La realizzazione di nuova capacità di accumulo, in particolare tecnologie di accumulo in grado di gestire cicli di carica-scarica nell’ordine di grandezza di ore/giorni/settimane, è infatti **fondamentale per gestire le esigenze del sistema elettrico nel breve-medio termine** (2030), sebbene ad oggi gli stimoli per gli investimenti in tale capacità non siano sufficienti. Sarà dunque necessario costruire un quadro regolatorio e contrattuale ad hoc, anche ricorrendo a forme contrattuali a lungo termine, con controparti selezionate mediante procedure competitive organizzate dal TSO. Data la complessità del tema e la pluralità di soggetti coinvolti, Terna ritiene che sia necessario a tale scopo istituire una **cabina di regia gestita a livello centrale** con tutti i Ministeri (Sviluppo Economico, Ambiente, Infrastrutture), istituzioni ed enti locali coinvolti nella realizzazione degli impianti di pompaggio. Sarebbe inoltre auspicabile che la normativa preveda la semplificazione dei processi autorizzativi per la costruzione degli impianti di pompaggio e l’utilizzo delle acque.
- 3) **Evoluzione e integrazione dei mercati**, allo scopo di esplicitare nuovi servizi necessari nel nuovo contesto e incentivare la partecipazione di nuove risorse di flessibilità ai mercati elettrici, favorendone l’integrazione a livello europeo.

Il Sistema elettrico fino ad oggi ha infatti potuto fare affidamento su una serie di **servizi “impliciti”**, forniti da una flotta di impianti rotanti, in particolare termoelettrici. Alla luce degli scenari prospettici, la disponibilità di risorse che continueranno a fornire servizi di questo tipo si ridurrà sensibilmente. Diventa quindi una **esigenza imprescindibile** per garantire la gestione in sicurezza del sistema elettrico introdurre nuovi servizi di regolazione e esplicitare servizi che in precedenza forniti implicitamente.

Inoltre, la **crescente penetrazione di rinnovabili e la conseguente riduzione delle ore di produzione degli impianti termoelettrici tradizionali aumentano la necessità di flessibilità** del sistema elettrico nel nuovo contesto, e rendono essenziale l’approvvigionamento di servizi di rete anche da nuove risorse di flessibilità. Risorse di consumo (demand response), generazione distribuita, rinnovabili oggi non abilitate e sistemi di storage costituiscono un ampio pool di risorse (oltre 800.000 impianti di produzione e circa 40 milioni di unità di consumo) potenzialmente utili per offrire servizi di flessibilità necessari a garantire l’adeguatezza e la sicurezza di un sistema elettrico sempre più ampio e complesso (Figura 7).

Figura 7. Evoluzione del sistema elettrico e apertura del mercato dei servizi a nuove risorse



Fonte: Terna

- 4) **Investimenti in digitalizzazione e innovazione** per la gestione di un Sistema Elettrico sempre più complesso, integrato e distribuito, contraddistinto da una molteplicità di soggetti e relazioni. Con l’aumento esponenziale degli impianti di produzione e consumo e con l’incremento del contributo delle FER non programmabili, stiamo già oggi assistendo ad una crescente complessità di gestione del Sistema e ad un livello di aleatorietà previsionale maggiore, che aumenteranno ulteriormente in futuro.

Al fine di mitigare opportunamente gli effetti di tali fenomeni è indispensabile garantire ai gestori di rete, e in primo luogo al gestore della rete di trasmissione nazionale (che ha la responsabilità della sicurezza del Sistema Elettrico), la **disponibilità di informazioni tempestive ed affidabili su un crescente numero di risorse connesse al Sistema Elettrico ed in grado di influenzarne il comportamento.**

Misure per il phase-out dal carbone entro il 2025

Fattori abilitanti di questa trasformazione sono da un lato le **nuove tecnologie digitali**, che consentono di raccogliere informazioni a basso costo (es. IoT, smart meter), di trasferire grandi flussi di dati con soluzioni affidabili di connettività (es. fibra ottica, 5G) e di stoccare e analizzare i dati in maniera efficace (es. advanced analytics), dall'altro gli **investimenti in progetti di innovazione** che mettono insieme le nuove soluzioni digitali permettendo di affrontare le nuove sfide del contesto energetico.

Terna ha inoltre definito le misure e soluzioni necessarie per raggiungere il **completo phase-out dal carbone entro il 2025**, assicurando i livelli standard di adeguatezza e sicurezza del sistema. Tali interventi sono riassunti nella Figura 8. In particolare, si evidenzia che, oltre allo sviluppo di circa 12 GW di energie rinnovabili, il **sistema elettrico italiano ha bisogno di nuova capacità** termoelettrica efficiente per sostituire quella di cui si prevede la dismissione (in primis quella alimentata a carbone). Le analisi di Terna mettono infatti in evidenza che il sistema elettrico necessita di una capacità installata di generazione termoelettrica non inferiore a circa 55 GW per rispettare i criteri di adeguatezza adottati a livello nazionale e comunitario. Per garantire questo livello di capacità termoelettrica installata al 2025, tenendo conto sia dell'evoluzione attesa della domanda sia della dismissione degli impianti a carbone e dei rimanenti impianti ad olio combustibile, sarà necessario realizzare 5,4 GW di generazione aggiuntiva alimentata a gas (in linea con il PNIEC). Tra le ulteriori misure necessarie per garantire l'adeguatezza e la sicurezza del sistema, si segnala anche l'installazione di circa 3 GW di nuova capacità di accumulo, sia idroelettrico che elettrochimico.

Al fine di raggiungere tali risultati entro il 2025, in linea con l'obiettivo di phase-out dal carbone, sarà necessario **comprimere i tempi di autorizzazione delle infrastrutture di rete** (soggette anche ai tempi di approvazione dei Piani di Sviluppo) e di **nuova capacità produttiva**, in particolare termoelettrica e di accumulo idroelettrico.

Figura 8. Recap azioni minime necessarie al 2025 (rispetto al 2017) per il phase out dal carbone

Azioni al 2025		
	Investimenti di Rete	▶ Piano di Sviluppo 2019 e Piano Sicurezza 2019 ▶ +4500 MVA _r compensatori sincroni
	Generazione flessibile	▶ +5,4 GW nuova capacità gas
	FER	▶ +12 GW nuova capacità FER
	DSR	▶ +1 GW demand-side response
	Storage	▶ +3 GW nuova capacità accumulo

Fonte: Terna

1. Lo scenario energetico

1.1. Contesto energetico mondiale: l'evoluzione dei consumi e i cambiamenti climatici

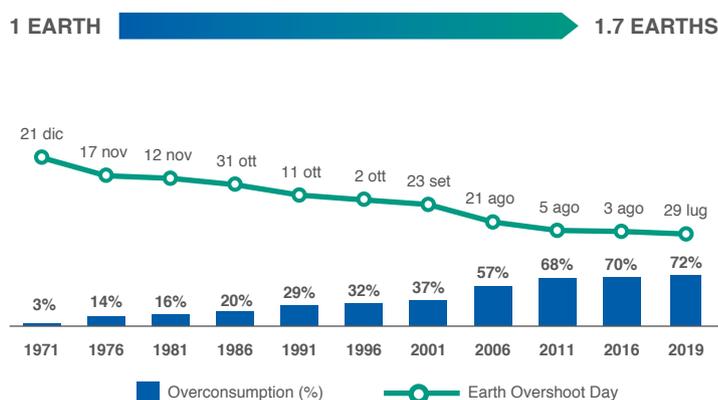
L'impatto dell'attività umana sulle risorse del pianeta

Le attività umane hanno da sempre comportato, in misura variabile, un impatto sull'ecosistema e sulle risorse del nostro pianeta. Tali impatti si manifestano principalmente come consumo di risorse naturali (ad esempio minerarie e idriche), come modifica dell'ecosistema (ad esempio tramite la cementificazione o la deforestazione a scopo agricolo) e come immissione nell'ambiente di prodotti di scarto (ad esempio emissioni di varia natura e rifiuti).

La magnitudo di tali impatti è andata storicamente crescendo, man mano che il progresso scientifico e la crescita economica favorivano una crescita demografica e un miglioramento del benessere e dello stile di vita (soprattutto nelle aree più sviluppate del pianeta). Tali fattori hanno come naturale conseguenza l'aumento dei consumi e quindi un progressivo incremento nello sfruttamento delle risorse naturali al fine di assecondarli, nonché nelle modifiche all'ecosistema.

La data in cui il consumo da parte del genere umano di risorse e servizi ecologici in un determinato anno supera quella che la Terra può rigenerare in quell'anno stesso è definita **Earth Overshoot Day**, e viene calcolata dal Global Footprint Network. Negli ultimi 50 anni tale data si è allontanata costantemente dalla fine dell'anno, passando **dal 21 dicembre nel 1971 al 29 luglio nel 2019**. In pratica, è come se l'umanità consumasse globalmente 1,7 volte le risorse che la Terra è annualmente capace di rigenerare (Figura 9). Si può stimare inoltre che procedendo di questo passo intorno al 2050 l'umanità consumerà ben il doppio della capacità rigenerativa del pianeta.

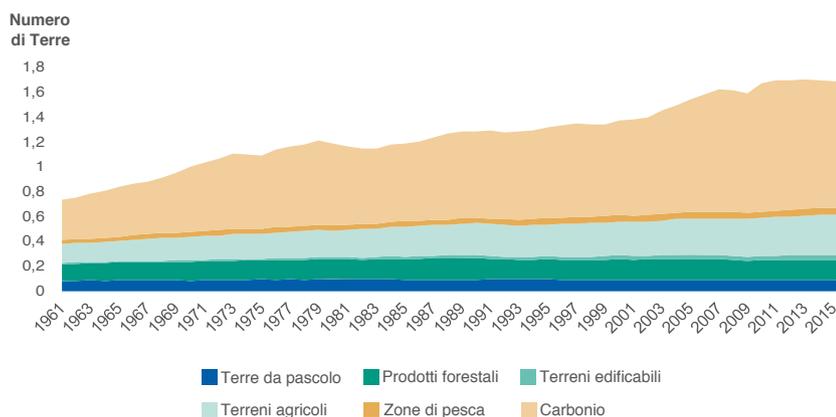
Figura 9. Variazione dell'Earth Overshoot day dal 1971 ad oggi



Fonte: elaborazione Terna su dati Global Footprint Network

Tale indicatore, al fine di dare una stima complessiva dell'impatto dell'attività umana sul pianeta, prende in considerazione diversi fattori, tra i quali le **emissioni di anidride carbonica**, che ricadono all'interno dell'indicatore "Carbonio" del grafico in Figura 10.

Figura 10. Impatto dei diversi fattori sulla Global Footprint



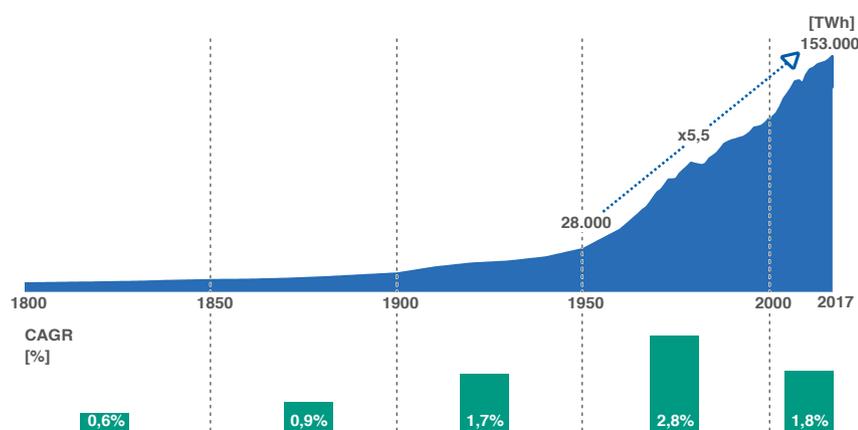
Fonte Global Footprint Network

Come riportato in Figura 10, **le emissioni di anidride carbonica rappresentano la quota maggioritaria nell'impatto** dell'attività umana sull'ambiente. Appare quindi chiara la necessità di intervenire su questo fattore, attraverso i settori che maggiormente ne influenzano le dinamiche, in primis il **settore energetico**.

Consumi energetici mondiali in costante crescita

Nell'ultimo secolo, e in particolare a partire dalla seconda metà del Novecento, **i consumi mondiali di energia primaria sono cresciuti esponenzialmente**, registrando una crescita complessiva pari a circa il 550% tra il 1950 e il 2017, da 28.000 a 153.000 TWh all'anno (Figura 11). L'aumento dei consumi è stato principalmente trainato dallo sviluppo industriale e tecnologico e dal miglioramento degli standard di vita nei Paesi sviluppati e in quelli in via di sviluppo.

Figura 11. Consumi di energia primaria mondiali e tasso medio di crescita dal 1800 ad oggi



Elaborazione Terna su fonte Our World in Data, 2019

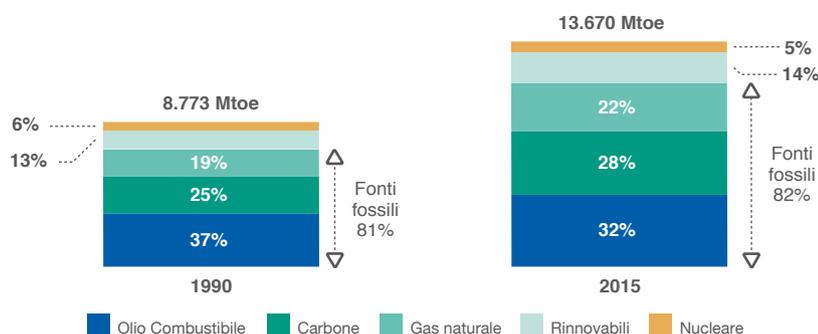
Quota rinnovabili su consumi primari costante negli ultimi 25 anni

La crescita dei consumi è stata sostenuta principalmente da combustibili fossili, che hanno rappresentato e rappresentano ancora oggi **la principale fonte energetica a livello globale** (oltre l'80% del totale). L'utilizzo di fonti

fossili per produrre energia, come noto, è tra i principali fattori responsabili di emissioni di gas a effetto serra di origini antropica, tra cui la CO₂.

Sorprendentemente, nonostante gli sforzi messi in atto, **la quota di consumi di energia primaria coperta da fonti rinnovabili (FER) è rimasta sostanzialmente invariata negli ultimi venticinque anni**, al di sotto del 15%. Infatti, la continua crescita dei consumi mondiali (+55% dal 1990 al 2015) ha permesso a stento di mantenere costante il contributo delle FER sul totale dei consumi (Figura 12), nonostante la crescita della produzione rinnovabile in valore assoluto.

Figura 12. Consumi di energia primaria mondiale per fonte



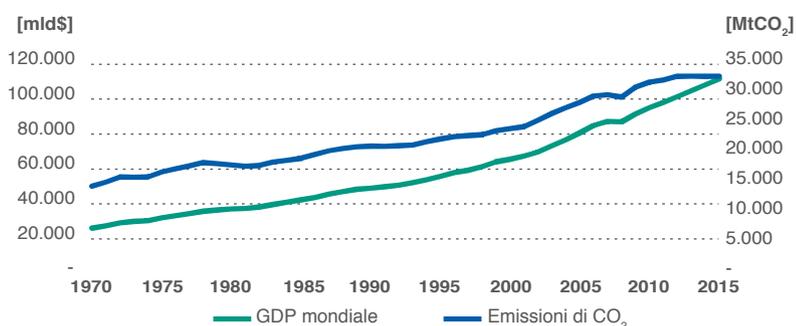
Fonte: "World Energy Outlook 2018", IEA.

Benessere economico ed emissioni climalteranti sono fortemente correlati

In modo analogo al consumo energetico, anche il benessere economico globale, misurato dalla combinazione della produzione domestica lorda di tutti i Paesi (GDP – Gross Domestic Product), è costantemente cresciuto nel tempo. Crescita economica e consumi energetici, infatti, hanno presentato, e presentano ancora oggi, una forte correlazione positiva. Conseguentemente, visto il mix di copertura dei consumi energetici fortemente sbilanciato verso le fonti fossili, anche **le emissioni di CO₂ risultano direttamente correlate alla crescita economica**.

I dati in Figura 13 mostrano gli andamenti delle due grandezze. Come emerge dal grafico, **la correlazione tra i due fattori sta lentamente riducendosi** negli ultimi anni, grazie alla crescente attenzione a tematiche di carattere ambientale che spingono verso un utilizzo più efficiente dell'energia e lo sviluppo di tecnologie "pulite". A partire dal 2014, le emissioni di CO₂ complessivamente prodotte annualmente sono rimaste sostanzialmente invariate, a fronte di un GDP globale in aumento.

Figura 13. Evoluzione del GDP ed emissioni di CO₂ a livello mondiale

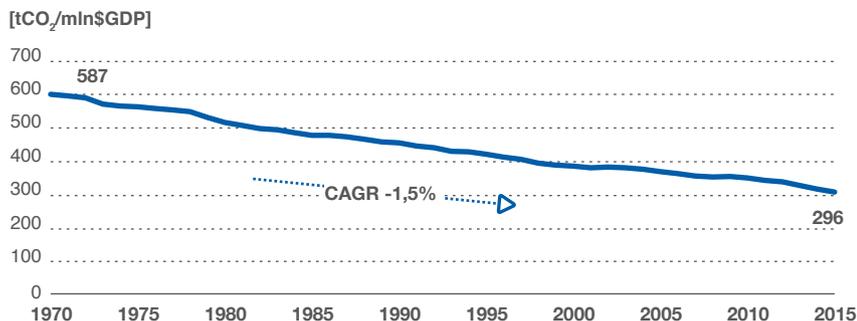


Fonte: "CO₂ Emissions from Fuel Combustion 2018", IEA 2018

Per studiare più approfonditamente la correlazione tra emissioni di CO₂ e GDP è possibile analizzare l'evoluzione storica dell'**intensità carbonica**, ottenuta come il rapporto tra le due grandezze. L'intensità carbonica indica infatti quante tonnellate di CO₂ sono necessarie per generare 1mln\$ di GDP.

La Figura 14 evidenzia come la dipendenza della crescita economica dalle emissioni di CO₂ sta progressivamente diminuendo, con un tasso medio di riduzione annuo pari all'1,5%. Per generare 1mln\$ di GDP, l'umanità immette oggi nell'atmosfera circa il 50% della CO₂ che immetteva nel 1970.

Figura 14. Evoluzione storica dell'intensità carbonica



Fonte: Elaborazioni Terna su dati IEA 2018, "CO₂ Emissions from Fuel Combustion 2018"

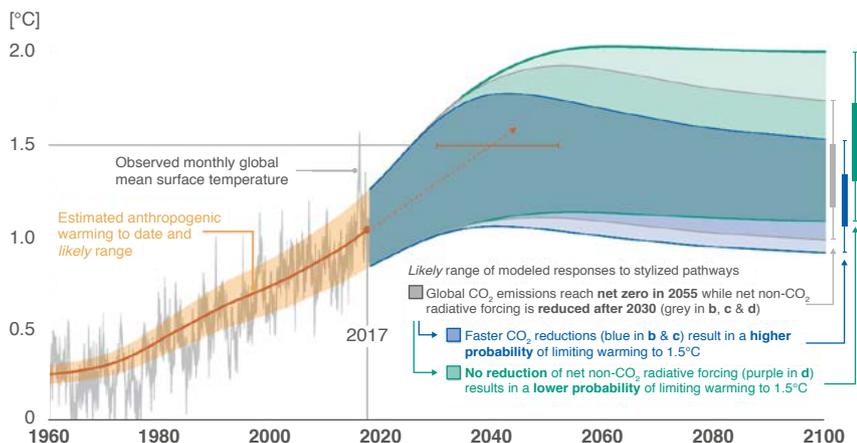
Impatti climatici e ambientali in atto

Le emissioni di CO₂ sono largamente riconosciute come causa di significativi impatti ambientali e climatici, tra cui l'incremento della temperatura media globale e l'intensificarsi degli eventi naturali rilevanti.

L'*Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC), principale organismo internazionale per la valutazione dei cambiamenti climatici, nel suo report «*Global Warming of 1,5°C*» pubblicato a ottobre 2018, ha ufficializzato un **surriscaldamento del pianeta causato dall'azione dell'uomo già raggiunto pari a 1°C** (nel range +0,8÷1,2°C), con un trend di crescita di +0,2°C per decade (Figura 15).

Il report mostra, inoltre, che, proseguendo con questo trend di emissioni, è probabile che si raggiunga un surriscaldamento pari a 1,5°C già a partire dal 2030.

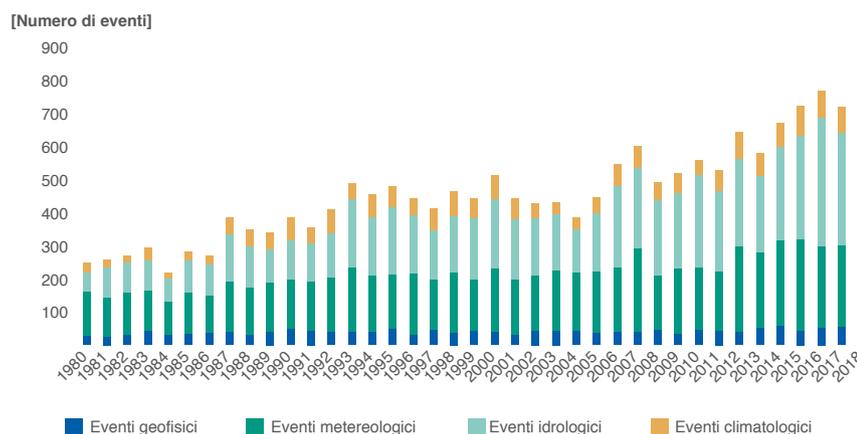
Figura 15. Cambiamenti climatici di origine antropica



Fonte: "Global Warming of 1,5°C", IPCC 2018

L'IPCC afferma che il riscaldamento causato dalle emissioni già generate dall'uomo persisterà per centinaia di anni, continuando a causare **cambiamenti climatici aggiuntivi nel lungo periodo** (innalzamento del livello dei mari e aumento di eventi estremi come ondate di calore, precipitazioni intense e periodi di siccità) soprattutto in alcune aree del pianeta. Tali tendenze sono confermate, ad esempio, dai dati pubblicati da MunichRe, che monitora le catastrofi naturali su scala globale. Il numero di eventi rilevanti annui che si verificano annualmente è in forte crescita negli ultimi 40 anni, come emerge chiaramente dal grafico sottostante (Figura 16).

Figura 16. Eventi climatici rilevanti registrati dal 1980 al 2018 a livello mondiale



Fonte: NatCatSERVICE - Munich.RE

La situazione europea

Passando a livello Europeo e Nazionale, l'*Agenzia Europea dell'Ambiente* (*European Environment Agency - EEA*) ha rilevato nel rapporto "*Climate change, impacts and vulnerability*" alcuni tra i principali impatti dei cambiamenti climatici sul nostro Continente:

- I cambiamenti climatici hanno **impatti negativi su ecosistema, benessere, salute ed economia dell'Europa**. L'innalzamento del livello dei mari ha incrementato il rischio di alluvioni e ha contribuito all'erosione delle coste. L'incremento di ondate di calore, invece, ha impatti sulla salute, aumenta i rischi di blackout elettrici e di incendi boschivi.
- Alcune regioni europee saranno maggiormente impattate di altre. Si prevede che **l'Europa meridionale e l'Est Europa diventeranno "zone calde"** e saranno, quindi, le aree con il più alto numero di settori fortemente impattati (agricoltura, silvicoltura, utilizzo dell'acqua, biodiversità). Il bacino del Mediterraneo sarà, invece, interessato da rilevanti impatti sulle attività di import/export di materie prime agricole con altri Paesi.
- **I cambiamenti climatici hanno modificato e continueranno a modificare la domanda energetica**, con incremento della domanda di riscaldamento nel Nord Europa e aumento del fabbisogno di raffreddamento nel Sud Europa. Anche le reti di trasporto dell'energia sono sottoposte a rischi sempre più frequenti ed intensi.

È evidente come la gravità della situazione imponga di prendere contromisure adeguate.

1.2. Strategie globali di contrasto ai cambiamenti climatici

Accordi internazionali per la lotta ai cambiamenti climatici

Il contesto appena analizzato ha fatto crescere l'attenzione globale sulle tematiche di tipo ambientale, spingendo alla stipula di **accordi internazionali** e alla definizione di **politiche mirate per il clima** con l'obiettivo di contenere il surriscaldamento climatico causato dall'incremento di gas serra in atmosfera.

Nel dicembre 2015, in esito alla ventunesima Conferenza sui cambiamenti climatici di Parigi (COP21), **185 Parti** hanno adottato il primo accordo universale per la lotta ai cambiamenti climatici, definendo un piano di azione finalizzato a **contenere l'incremento della temperatura globale ben al di sotto dei 2°C rispetto ai livelli preindustriali**, puntando a limitare tale aumento a 1,5°C.

Il raggiungimento degli obiettivi di Parigi implica un processo di **decarbonizzazione del sistema energetico mondiale**. I Paesi che hanno sottoscritto l'accordo hanno presentato i contributi volontari in cui sono declinate le intenzioni per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione (*Intended Nationally Determined Contributions - INDC*).

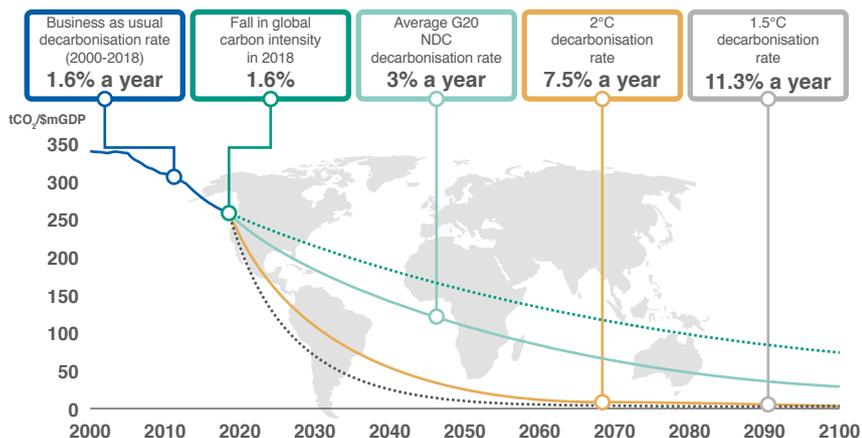
Purtroppo, i contributi promessi dai Paesi che hanno sottoscritto l'Accordo non risultano ancora sufficienti per mantenere il riscaldamento globale al di sotto di 2°C.

Scenari di decarbonizzazione

Come emerge dal report PWC "*Low Carbon Economy Index 2019*", infatti, una riduzione dell'intensità carbonica che rispecchia le intenzioni definite nei INDC corrisponde a una riduzione annua pari circa al 3%. **Il raggiungimento degli obiettivi di Parigi implica, invece, un tasso di riduzione dell'intensità carbonica almeno pari al 7,5% annuo**, circa cinque volte superiore al tasso di riduzione verificatosi negli ultimi anni (1,6% nel periodo 2000-2018) (Figura 17).

Tali risultati evidenziando l'insufficienza delle intenzioni già definite e, quindi, l'urgenza di intervenire con misure drastiche che superino di gran lunga gli impegni di Parigi, con l'obiettivo principale di **slegare la crescita del benessere economico dalle emissioni climalteranti**.

Figura 17. Scenari di riduzione dell'intensità carbonica per raggiungimento degli obiettivi di Parigi

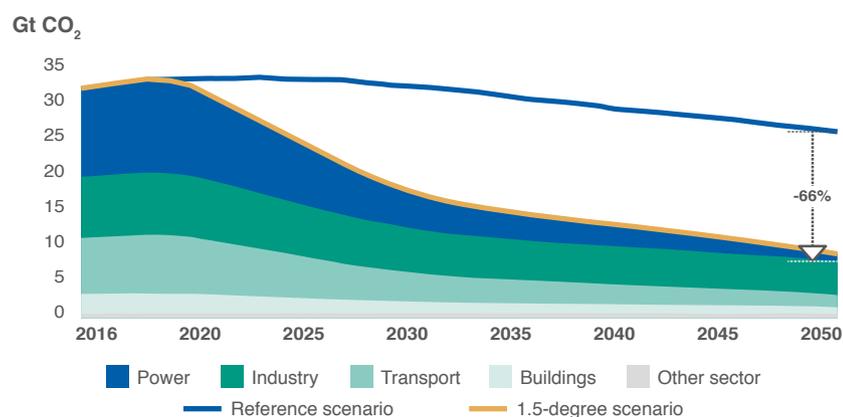


Fonte: "Low Carbon Economy Index 2019", PWC 2019

Ulteriori studi, come ad esempio il report *Global Energy Perspective 2019* pubblicato da McKinsey, analizzano le dimensioni dei cambiamenti da mettere in atto per ridurre le emissioni e raggiungere gli obiettivi di Parigi entro il 2050 (Figura 18). Rispetto allo scenario tendenziale, lo studio sostiene che, per contenere l'innalzamento della temperatura sotto 1,5°C, **sarà necessaria una riduzione di circa 2/3 delle emissioni previste al 2050.**

Questa riduzione implicherà l'attuazione di **azioni concrete in tutti i settori energetici, con particolari sforzi nei settori della produzione di energia elettrica e nel settore dei trasporti.** Per raggiungere gli obiettivi di Parigi, infatti, si ritiene che sia necessaria da un lato la dismissione del 90% degli impianti a carbone e dell'80% degli impianti a gas (o, in alternativa, la loro integrazione con sistemi di cattura della CO₂, che però ad oggi non sono ancora in fase commerciale), dall'altro la decarbonizzazione del 100% del trasporto su strada, dell'80% del trasporto marino e del 60% del trasporto aereo.

Figura 18. Scenari di riduzione delle emissioni di biossido di carbonio per settore di consumo



Fonte "Global Energy Perspective 2019", McKinsey 2019

1.3. Obiettivi Europei per la decarbonizzazione

Gli impegni europei per il contrasto dei cambiamenti climatici

L'Unione Europea è stata la prima potenza mondiale ad agire per abilitare un processo di transizione verso un'economia maggiormente pulita e sostenibile, mettendo in atto, a partire dal 2009, una serie di impegni per la decarbonizzazione dei consumi energetici dell'Unione (Figura 19).

Figura 19. Timeline principali azioni Europee di contrasto ai cambiamenti climatici



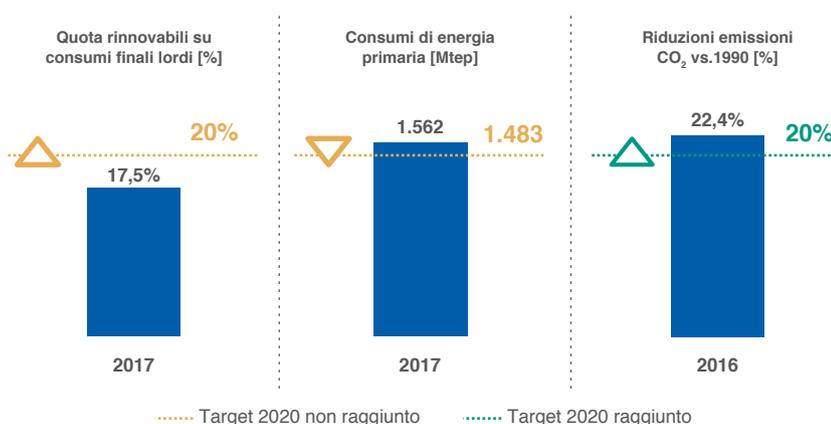
Pacchetto Clima - Energia 2020

Nel 2009, è stato pubblicato il noto “**Pacchetto Clima-Energia 2020**” in cui sono declinati i target energetici e climatici europei per il 2020:

- **20% di quota di rinnovabile** sui consumi finali lordi di energia;
- **20% di riduzione dei consumi di energia primaria** rispetto allo scenario tendenziale;
- **20% di riduzione di emissioni di gas serra** a livello UE rispetto al 1990.

Dieci anni dopo, **l'Europa è sulla giusta strada per raggiungere gli obiettivi al 2020** (Figura 20) con risvolti socio-economici positivi in termini di aumento dell'occupazione nel settore energetico e abbattimento dei costi dell'energia da fonti rinnovabili, al punto che fotovoltaico ed eolico cominciano a competere oggi nei mercati energetici con le fonti di generazione convenzionali.

Figura 20. Risultati conseguiti in Europa e distanza dagli obiettivi 2020



Fonte: Elaborazione Terna su dati Commissione Europea

Roadmap 2050

Successivamente, nel 2011, la Commissione Europea ha pubblicato la “*Roadmap 2050 per il passaggio a un’economia a basso contenuto di CO₂*”, in cui è stato assunto **l’impegno di ridurre entro il 2050 le emissioni di gas a effetto serra dell’80-95% rispetto ai livelli del 1990**, mantenendo la competitività dei prezzi e la sicurezza delle forniture energetiche.

Tali impegni non risultano vincolanti per gli Stati Membri, ma sono utili a definire e condividere la rotta che l’Unione Europea intende percorrere nel lungo termine. Nel dettaglio, le analisi svolte nell’ambito della Roadmap hanno evidenziato che:

- La decarbonizzazione del sistema energetico è tecnicamente ed economicamente fattibile;
- Il risparmio energetico e la crescente quota di fonti rinnovabili sono fattori imprescindibili;
- Sforzi congiunti a livello comunitario sono ritenuti più efficaci rispetto a singole iniziative a livello di Stati Membri.

In aggiunta, tali analisi hanno confermato che è praticamente **impossibile raggiungere una riduzione delle emissioni dell’80% senza decarbonizzare dal 95 al 100% il settore elettrico.**

Clean Energy Package for all Europeans

A seguito degli accordi climatici di Parigi, l'Europa ha rinnovato il suo impegno e punta ora a ridurre le emissioni di gas effetto serra di almeno il 40% nel 2030. Per fare ciò, nel 2016, ha avviato un nuovo processo di revisione del framework regolatorio con la presentazione di un pacchetto di proposte di direttive noto come "*Clean Energy Package for all Europeans*".

Tale pacchetto, definitivamente approvato a maggio 2019, si compone di regolamenti e revisioni di direttive esistenti ed è articolato sui **5 pilastri dell'Unione Energetica**: 1) sicurezza energetica, 2) mercati energetici, 3) efficienza energetica, 4) decarbonizzazione dell'economia, e 5) ricerca, innovazione e competitività.

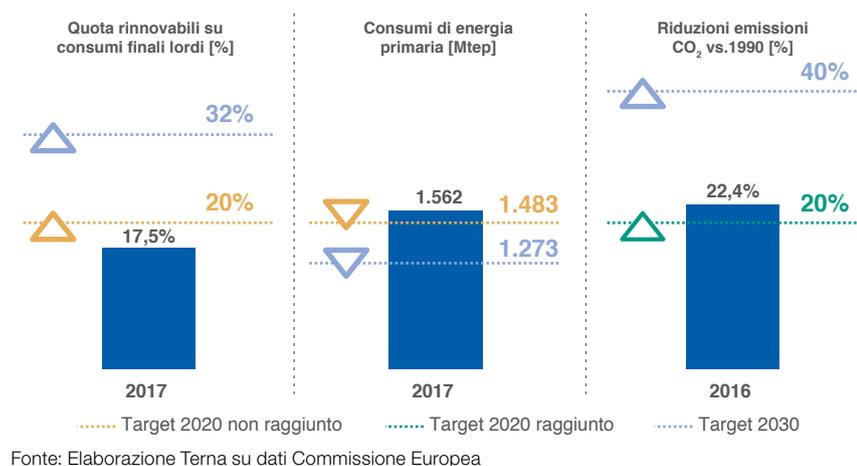
I principali obiettivi del pacchetto sono i seguenti:

- **Mettere al primo posto l'efficienza energetica.** La nuova direttiva sull'efficienza energetica (direttiva 2018/2002) ha definito **l'obiettivo di riduzione dei consumi finali di energia al 2030 pari al 32,5% rispetto allo scenario tendenziale PRIMES 2007.** In aggiunta, grande enfasi è stata posta al miglioramento delle performance energetiche degli edifici (direttiva 2018/844) che ad oggi coprono il 40% dei consumi europei, causando il 36% delle emissioni di CO₂.
- **Affermare la leadership europea nelle rinnovabili a livello globale.** La nuova direttiva sulle rinnovabili (direttiva 2018/2001, nota come RED II) ha fissato un **target di copertura dei consumi finali lordi di energia da rinnovabili pari al 32% al 2030.** Tale obiettivo sarà vincolante a livello Europa (e non a livello dei singoli Stati Membri) e darà la spinta per favorire nuovi investimenti pubblici e privati e mantenere la leadership globale dell'Europa nell'utilizzo delle rinnovabili.
- **Fornire un trattamento equo ai consumatori.** Le nuove regole di mercato dovranno favorire l'autoproduzione e rafforzare, al tempo stesso, i diritti dei consumatori in termini trasparenza delle bollette, possibilità di scelta e flessibilità di fornitura.
- **Stabilire una governance dell'Unione Energetica.** Partendo dagli obiettivi definiti dell'Unione Europea, gli Stati Membri devono redigere i loro **Piani Nazionali per l'Energia e il Clima** per il periodo 2021-2030, nei quali definiscono i loro obiettivi al 2030.
- **Migliorare la sicurezza degli approvvigionamenti grazie a un mercato elettrico più smart ed efficiente.** L'incremento delle rinnovabili nel sistema energetico genera nuove complessità e sfide. Il nuovo framework regolatorio dovrà puntare ad assicurare l'esercizio in sicurezza favorendo, al tempo stesso, l'integrazione delle rinnovabili e incrementando la cooperazione internazionale.

Per ricapitolare, i principali obiettivi declinati nel Clean Energy Package (CEP) sono così declinati (Figura 21):

- **40% di riduzione di emissioni di gas serra** a livello UE rispetto al 1990;
- **32% di quota di rinnovabile** sui consumi finali lordi di energia;
- **32,5% di riduzione dei consumi di energia primaria** rispetto allo scenario tendenziale.

Figura 21. Obiettivi Clean Energy Package



1.4. Proposta Italiana del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima

Obiettivi Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima

Come previsto dal Regolamento *Governance del Clean Energy Package*, a dicembre 2018 l'Italia ha trasmesso alla Commissione Europea la proposta di **Piano Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)** all'interno del quale sono delineate le linee di azione di contrasto ai cambiamenti climatici e gli obiettivi per energia e clima che l'Italia si impegna a raggiungere al 2030 (Figura 22).

Figura 22. Paragone tra i principali obiettivi UE e Italia al 2020 e 2030

	Obiettivi 2020		Obiettivi 2030	
	UE	ITALIA	UE	ITALIA (PNIEC)
ENERGIE RINNOVABILI				
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)
EFFICIENZA ENERGETICA				
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 trasporti)	- 1,5% annuo (senza trasporti)	- 0,8% annuo (con trasporti)	- 0,8% annuo (senza trasporti)
EMISSIONI GAS SERRA				
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 GHG rispetto ai livelli del 1990	- 20%		- 40%	

Fonte: PNIEC

In particolare, i principali obiettivi italiani sono così declinati:

- **Phase-out del carbone dalla produzione termoelettrica entro il 2025;**
- **30% di quota rinnovabile su consumi finali lordi di energia al 2030;**
- **43% di riduzione dei consumi di energia primaria al 2030 rispetto allo scenario tendenziale.**

Obiettivi di decarbonizzazione – Meccanismo ETS

Il target europeo di riduzione delle emissioni effetto serra al 2030 di almeno il 40%, di carattere comunitario e non differenziato per singolo Stato Membro, **è stato ripartito in due obiettivi**: target per i settori che ricadono all'interno del meccanismo ETS e target per i settori non ricadenti nel meccanismo ETS.

Il meccanismo *Emission Trading System (ETS)* è uno strumento introdotto dalla Commissione Europea per guidare la decarbonizzazione dei settori più inquinanti e in cui ricadono i soggetti di grande taglia (principalmente produzione di energia termoelettrica, industriale energivoro e aviazione) che sono responsabili oggi del 45% delle emissioni in Europa.

Tale meccanismo prevede che la Commissione Europea definisca annualmente un cap per le emissioni di CO₂ a cui è associato un certo numero di “permessi emissivi”, decrescente nel tempo. Tramite un meccanismo di mercato, che prevede un'asta e un mercato secondario, i soggetti ricadenti nei settori ETS sono obbligati ad acquistare tali permessi per coprire le emissioni generate nell'anno.

Il meccanismo è costruito in modo che il costo dei permessi emissivi cresca nel tempo, incentivando, quindi, i soggetti ricadenti nei settori ETS a ridurre le proprie emissioni di CO₂ tramite interventi di efficientamento o di fuel switching.

L'Europa ha fissato un target di riduzione delle emissioni nei settori ETS pari al 43% nel 2030 rispetto ai valori del 2005. Tale obiettivo è comunitario e, quindi, non recepito nel PNIEC come obiettivo specifico per l'Italia.

Per tutti gli altri settori non rientranti nel meccanismo ETS, ossia trasporti, residenziale, terziario, industria non ricadente nel settore ETS, agricoltura e rifiuti, che sono responsabili di oltre il 60% delle emissioni in Italia, è stato istituito a livello Europeo l'*Effort Sharing Regulation (ESR - Regolamento UE 2018/842)* per cui ogni Stato Membro si impegna a ridurre le proprie emissioni in tali settori.

Il Regolamento ESR prevede un obiettivo di riduzione per l'Italia nei settori non ETS pari al -33% nel 2030 rispetto ai livelli del 2005 (Figura 23).

Figura 23. Obiettivi riduzione emissioni di CO₂ nei settori ETS e ESR

	Target 2020	Scenario 2020	Target 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 all'interno del Capitolo 3 del PNIEC

Fonte: PNIEC

Il phase-out dal carbone al 2025

Sebbene il *Clean Energy Package* non abbia espresso una misura legislativa a riguardo, l'Italia, come altri paesi dell'Unione, ha fissato uno sfidante obiettivo di **phase-out degli impianti termoelettrici a carbone entro il 2025**.

Tale misura implica la chiusura di tutte le centrali termoelettriche a carbone attualmente in esercizio (Figura 24), obiettivo che dovrà essere realizzato in

condizioni di piena sicurezza del Sistema Elettrico prevedendo quindi 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.

Figura 24. Phase-out dal carbone al 2025



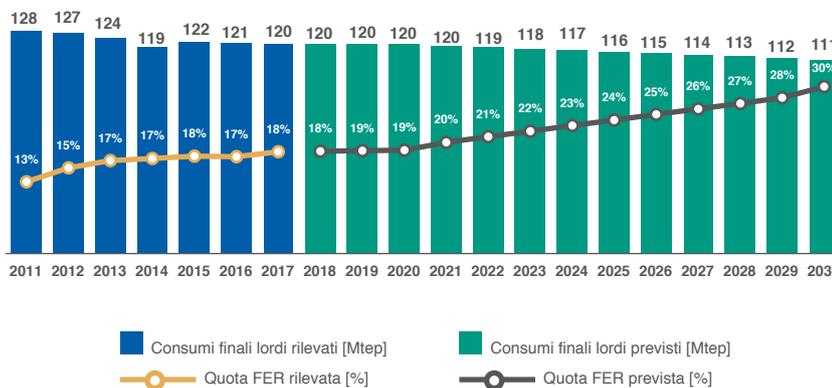
Fonte: Elaborazione Terna su dati PNIEC

Obiettivi sulle energie rinnovabili

Per quanto riguarda gli impegni nel settore delle rinnovabili, **l'Italia intende perseguire un obiettivo di copertura, nel 2030, del 30% del consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili**, puntando a una crescita sostenibile di tali fonti e garantendo la loro piena integrazione nel sistema energetico.

In particolare, per il 2030 è previsto un consumo finale lordo di energia di 111 Mtep, di cui circa 33 Mtep da fonti rinnovabili. L'evoluzione della quota fonti rinnovabili da oggi al 2030 (Figura 25) rispetta la traiettoria indicativa di minimo delineata nel Regolamento della Governance del *Clean Energy Package*.

Figura 25. Andamento del valore e della quota percentuale FER sui consumi finali lordi di energia

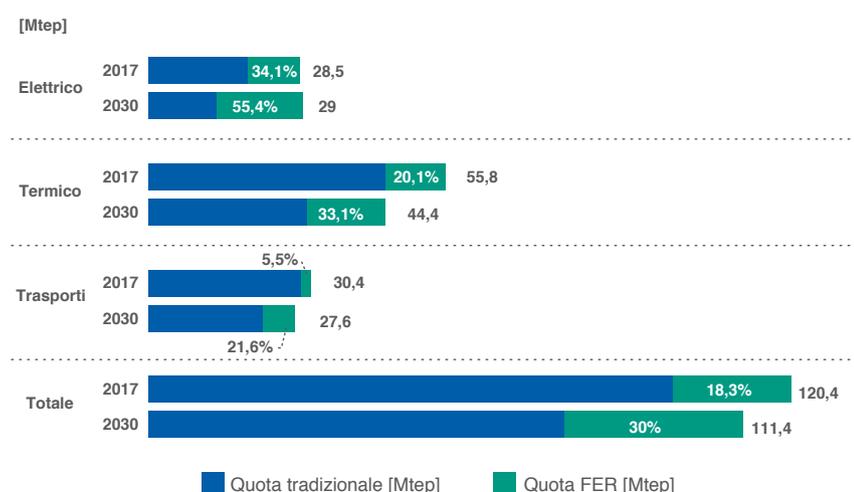


Fonte: PNIEC

L'obiettivo relativo alla penetrazione delle rinnovabili sui consumi finali lordi di energia è stato differenziato su tre differenti settori, elettrico, termico, trasporti, con i seguenti target (Figura 26):

- **55,4% di quota rinnovabili nel settore elettrico;**
- **33,1% 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 26. Obiettivi di penetrazione da FER sui consumi di energia nel settore elettrico, termico e trasporti e nei consumi finali lordi – 2017 vs 2030



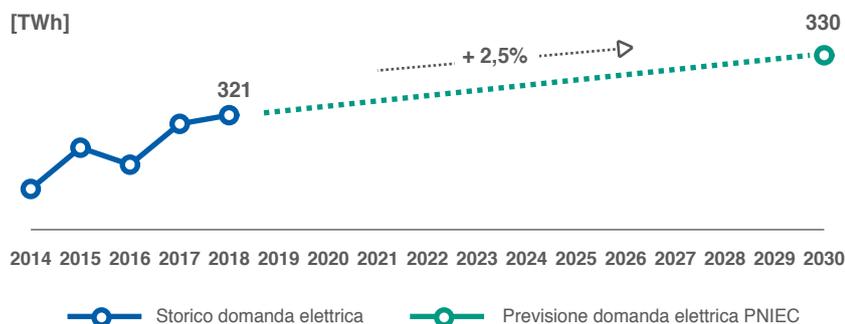
Elaborazione Terna su dati PNIEC

Nelle pagine seguenti saranno analizzati in particolare gli scenari relativi al Settore Elettrico.

Domanda elettrica al 2030

Il PNIEC prevede nello scenario 2030 un **fabbisogno annuo di energia elettrica** pari a circa 330 TWh, in lieve crescita rispetto al 2018 (+2,5%) (Figura 27).

Figura 27. Evoluzione della domanda elettrica secondo il PNIEC



Elaborazione Terna su dati PNIEC

L'andamento della domanda elettrica è principalmente funzione di tre fattori concorrenti:

Scenari di produzione elettrica rinnovabile 2030

- **Crescita economica**, correlata positivamente alla domanda di energia elettrica come visto in precedenza, sebbene tale correlazione si stia indebolendo;
- **Elettrificazione dei consumi**, correlata positivamente alla domanda di energia elettrica. In particolare, i settori per i quali è prevista una accelerazione nella elettrificazione al 2030 sono quelli del riscaldamento e dei trasporti;
- **Efficienza energetica**, correlata negativamente alla crescita della domanda elettrica: il PNIEC prevede un importante target di riduzione dei consumi di energia primaria del 43% al 2030 rispetto allo scenario PRIMES 2007.

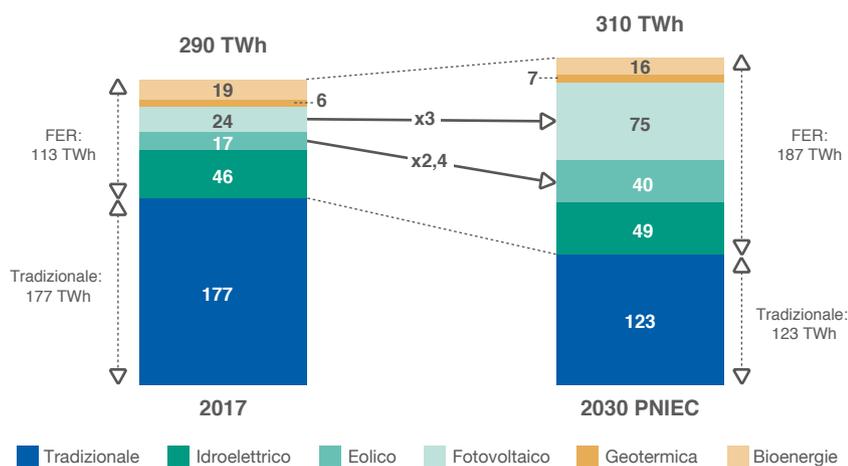
L'effetto combinato di tali fattori porta ad una previsione di domanda elettrica al 2030 di poco superiore rispetto al dato del 2018.

Come si evince dai target illustrati in Figura 26, **allo sviluppo delle fonti rinnovabili per la copertura dei consumi elettrici è affidato un ruolo fondamentale per il raggiungimento degli obiettivi del PNIEC.**

Nel 2030, infatti, il PNIEC prevede che le FER coprano oltre la metà dei consumi lordi di energia elettrica (55,4% vs 34,1% nel 2017), a cui corrispondono circa 187 TWh di energia prodotta. Parlando esclusivamente di generazione italiana (escluso saldo estero ed energia destinata ai pompaggi), si prevede che le FER copriranno oltre il 60% della produzione netta. Oggi tale quota è pari a circa il 39%.

Ciò implica un'importante trasformazione del parco di generazione a favore di un forte sviluppo FER. Tale sviluppo sarà principalmente guidato da impianti fotovoltaici ed eolici, la cui produzione dovrà rispettivamente triplicare e più che duplicare entro il 2030 (Figura 28).

Figura 28. Evoluzione della produzione elettrica al 2030



Elaborazione Terna su dati PNIEC

Scenari di capacità installata 2030

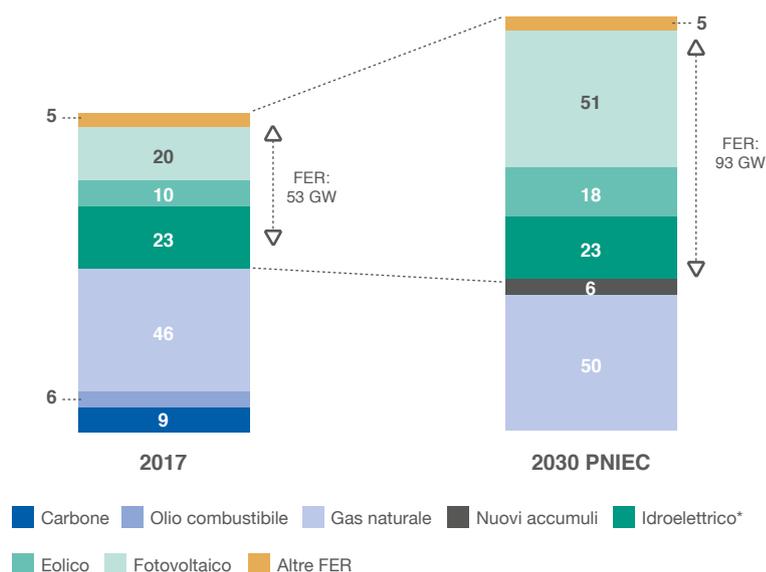
Dal punto di vista del parco di generazione elettrica, è prevista **una crescita della capacità rinnovabile installata al 2030 nell'ordine di circa 40 GW rispetto ad oggi**, principalmente associata a eolico e fotovoltaico.

A fronte di una crescita esponenziale delle rinnovabili, **si conferma l'essenzialità del parco termico a gas, la cui capacità cresce nello scenario**

PNIEC contestualmente alla dismissione degli impianti più inquinanti, principalmente impianti alimentati da carbone e olio (Figura 29).

Il ruolo del gas nella transizione energetica è quello, fondamentale, di assicurare una ottimale integrazione delle FER, mantenendo un elevato standard di qualità del servizio e permettendo di gestire l'intermittenza e non programmabilità ed il ridotto contributo ai servizi di regolazione fornito dalle FER, garantendo di fatto una capacità di generazione adeguata alla copertura del carico e soprattutto stabile, ma con un utilizzo limitato in termini di ore equivalenti di produzione (si stima dal 30 al 50% in meno di quelle attuali) e quindi con abbattimento della incidenza di CO₂. Tali tematiche saranno affrontate nel dettaglio nei capitoli successivi.

Figura 29. Evoluzione della capacità installata al 2030



* Idroelettrico include pompaggio (7,6 GW in produzione e 6,5 GW in assorbimento)

Elaborazione Terna su dati PNIEC

1.5. Centralità del vettore elettrico negli scenari di decarbonizzazione

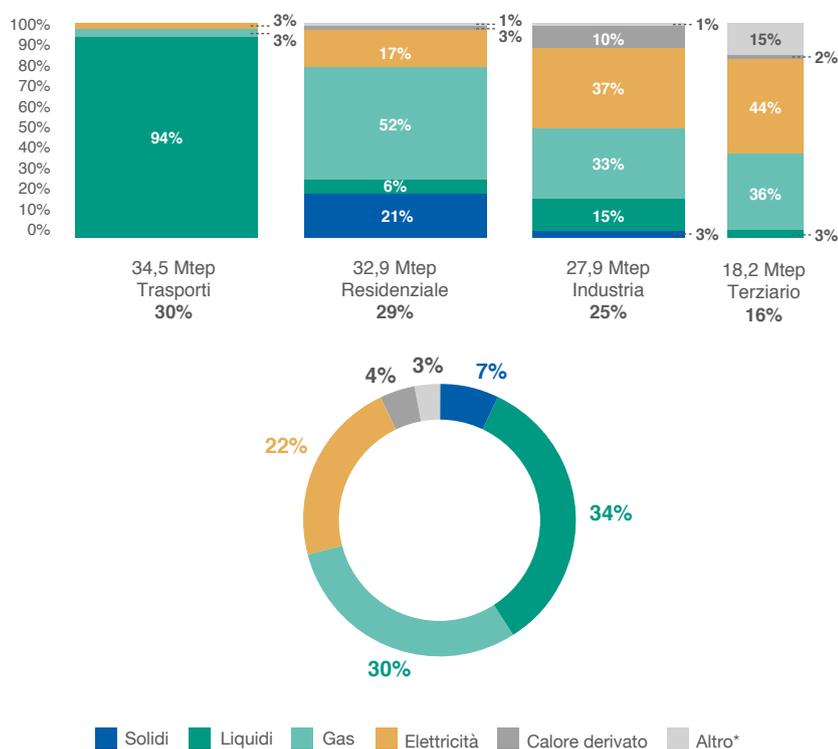
Consumi energetici nazionali

Gli impegni di decarbonizzazione assunti e analizzati nei paragrafi precedenti vanno valutati tenendo in considerazione la **situazione attuale del sistema energetico italiano**.

Una prima analisi del sistema energetico può essere condotta esaminando i **consumi lordi di energia finale del Paese** nei diversi settori: trasporti, residenziale, industriale, terziario.

Nel 2017, i settori dei trasporti e residenziale hanno assorbito circa 1/3 del totale dei consumi di energia finale ciascuno, seguiti dal settore industriale che ha coperto il 25% dei consumi e dal settore terziario che risulta essere quello meno energy-intensive, con una quota del 16% (Figura 30).

Figura 30. Consumi lordi di energia finale distinti per settore e per vettore energetico



*Solare termico, geotermico, rifiuti non rinnovabili, pompe di calore

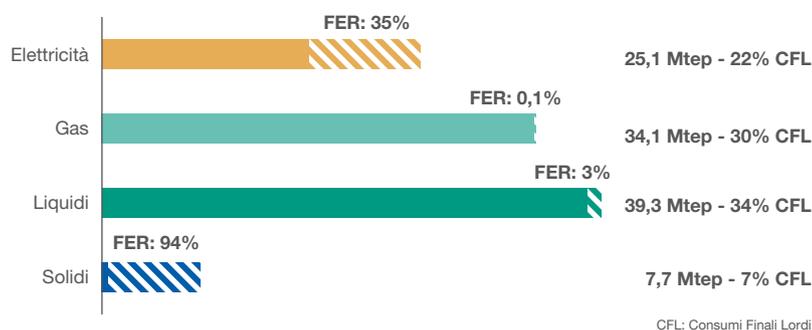
Elaborazione Terna su dati Eurostat 2017

Estendendo l'analisi ai **vettori energetici tramite i quali sono coperti i consumi** lordi di energia nei differenti settori, ossia sui mezzi con cui viene effettivamente ricevuta l'energia per gli usi finali, emergono le seguenti considerazioni:

- **Il settore dei trasporti**, che copre circa un terzo dei consumi energetici, è oggi **quasi totalmente dipendente da combustibili liquidi** (principalmente derivati del petrolio);
- **Il gas copre oltre la metà dei consumi residenziali** (impiego principalmente associato al riscaldamento domestico) ed una quota importante dei consumi industriali e del settore terziario (rispettivamente 33% e 36%);
- **L'elettricità è il principale vettore energetico utilizzato nei settori industriale e terziario** (rispettivamente 37% e 44%), oltre a coprire circa il 17% dei consumi residenziali;
- **Complessivamente, l'elettricità copre oltre 1/5 dei consumi energetici finali, mentre il restante 80% è soddisfatto principalmente da combustibili liquidi (circa 34% del totale), gassosi (circa 30%) e solidi (circa 7%).**

Un ulteriore approfondimento consente di rilevare la quota di energia proveniente da fonti rinnovabili sui quattro principali vettori energetici (elettricità, gas, liquidi, solidi) (Figura 31).

Figura 31. Distribuzione dei consumi finali di energia per vettore energetico e distinzione tra fonti convenzionali e rinnovabili



Elaborazione Terna su fonte Eurostat

Di seguito le principali evidenze:

- **I vettori liquidi e gassosi, che insieme coprono circa i 2/3 dei consumi energetici complessivi, sono oggi principalmente riconducibili a combustibili fossili** (derivati del petrolio per il settore dei trasporti, gas naturale per riscaldamento residenziale e consumi industriali). Solo una quota marginale, rispettivamente pari al 3% nei liquidi e lo 0,1% del gas, proviene da fonti rinnovabili ed è principalmente associata a biodiesel;
- **Il vettore elettrico, come già analizzato in precedenza, ha una penetrazione di FER pari al 35% circa**, principalmente proveniente da produzione di energia tramite impianti idroelettrici, fotovoltaici ed eolici, a fronte di una copertura complessiva dei consumi del 22% circa;
- **I combustibili solidi presentano una alta quota di FER** (quasi il 95%, derivanti principalmente da biomasse), **sebbene siano poco utilizzati nel paniere complessivo**, con un utilizzo prevalente per il riscaldamento domestico.

Vision di decarbonizzazione del sistema energetico al 2050

Alla luce del contesto energetico nazionale e dell'attuale stato di penetrazione delle FER, il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione per il 2050 risulta molto ambizioso. Ad oggi, infatti, il processo di decarbonizzazione dei consumi finali risulta maggiormente avanzato nel settore elettrico e nei combustibili solidi, che tuttavia rappresentano la parte minoritaria dei consumi energetici, rispettivamente pari al 22% e 7% dei consumi finali lordi.

In linea con quanto esposto nella Roadmap 2050 e considerando ulteriori trend emersi negli ultimi anni, gli obiettivi di decarbonizzazione potranno essere raggiunti solo mettendo in atto un mix coordinato di differenti approcci di decarbonizzazione:

- **Elettrificazione dei consumi**, ossia l'acquisto di quote da parte dell'energia elettrica all'interno di settori in cui il vettore elettrico copre percentuali minoritarie, ad esempio nel settore termico e nei trasporti, attraverso una crescente diffusione di tecnologie quali pompe di calore o veicoli a trazione elettrica.

L'elettrificazione dei consumi dovrà necessariamente essere accompagnata da:

Centralità del vettore elettrico

- Crescente quota **rinnovabile** nella produzione di energia elettrica;
- Ricorso a tecnologie di **storage** per ottimizzare la produzione rinnovabile, assorbendo energia nei momenti di overgeneration² e rilasciandola nei momenti di scarsa produzione.
- **Misure di efficienza energetica**, in quanto il risparmio energetico oltre a causare immediati vantaggi in termini economici, rende i tentativi di decarbonizzazione del sistema energetico più efficaci e meno onerosi a livello tecnico ed economico;
- **Combustibili “puliti”** in sostituzione dei combustibili fossili nei settori particolarmente resistenti all'elettrificazione (es: aviazione, settore navale, trasporto pesante su gomma, ecc.):
 - **Biocombustibili liquidi e gassosi** ricavati da colture, rifiuti organici, scarti industriali, etc.;
 - **Combustibili sintetici** quali metano ed idrogeno **prodotti da elettrolizzatori alimentati da energia elettrica rinnovabile** (P2G, P2L);
 - **Idrogeno blu**, prodotto dal gas naturale attraverso il processo di *steam reforming* abbinato a tecnologie di CCS (Carbon Capture and Storage).
- **Combustibili fossili abbinati a CCS** come soluzione per i settori per cui sarà necessario continuare a fare ricorso ai combustibili fossili, come ad esempio nei processi industriali ad altissime temperature.

Risulta evidente come **il vettore elettrico sia uno strumento chiave** per raggiungere i target fissati dal Piano Energia e Clima e abilitare la transizione verso un sistema decarbonizzato.

Una maggiore penetrazione del vettore elettrico negli ambiti residenziale, industriale e nel settore della mobilità, insieme con l'incremento della quota delle rinnovabili nel mix di produzione di energia sono strumenti decisivi per modificare il paradigma energetico e migliorare la qualità della vita nelle grandi metropoli, in cui, già oggi ma sempre più in futuro, si concentrano importanti quote della popolazione mondiale. Ad esempio, la mobilità elettrica nelle città permette di evitare, oltre alle emissioni dirette di CO₂, anche la diffusione locale di altri agenti inquinanti dannosi per l'uomo, come ad esempio il PM10.

Nei prossimi capitoli sarà analizzato nel dettaglio il contesto in cui si trova oggi il Sistema Elettrico e quali sono gli impatti derivanti dalla transizione energetica in atto.

(2) Eccesso di produzione rispetto al fabbisogno o alla potenza effettivamente dispacciabile

2. Il Contesto del Sistema Elettrico Italiano

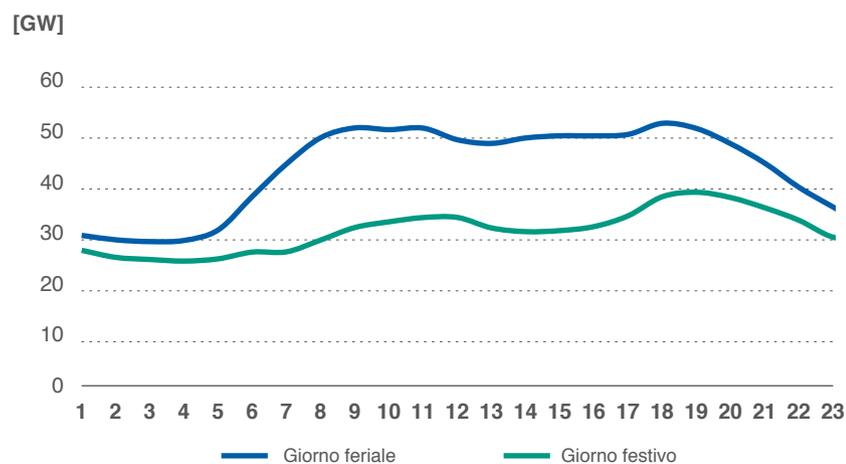
2.1. Domanda elettrica e profili di carico

Profili di domanda elettrica

La caratteristica peculiare del Sistema Elettrico è quella di dover assicurare, in ogni istante, **l'equilibrio tra il fabbisogno e la produzione di energia elettrica**.

Il **fabbisogno di energia elettrica** è caratterizzato da un profilo orario variabile sulla base di condizioni specifiche quali, ad esempio, la stagionalità, la temperatura, le festività o eventi socio-politici. Non è, quindi, possibile definire un profilo tipico giornaliero del fabbisogno. A titolo di esempio, si riportano in Figura 32 i profili di fabbisogno in un giorno feriale e in un giorno festivo nel mese di febbraio. Come si evince dalla figura, entrambi i profili sono caratterizzati da una rampa di crescita mattutina, una lieve flessione nelle ore centrali della giornata seguita da una graduale risalita nelle ore serali (rampa serale) maggiormente marcata nei giorni festivi.

Figura 32. Profilo di carico in un giorno feriale e in un giorno festivo di febbraio



Fonte: Terna

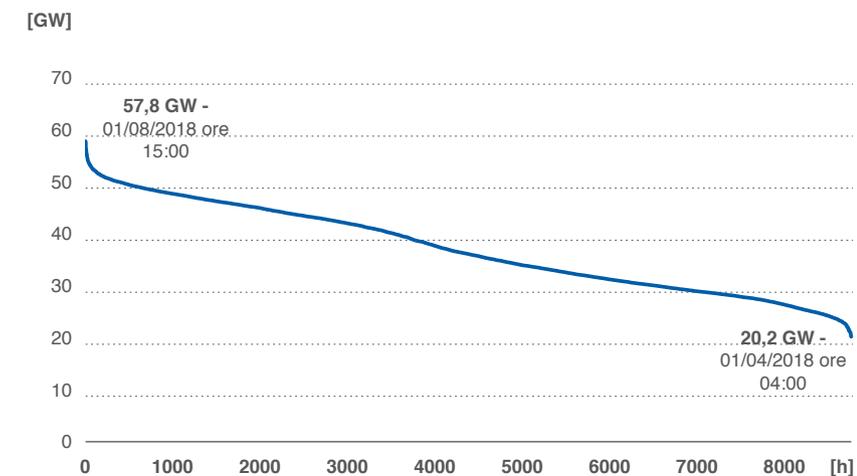
Il Sistema Elettrico deve essere in grado di gestire in ogni istante tali variazioni del fabbisogno in un range di valori che, nel 2018, è oscillato tra **20,2 GW** (il 1/4/2018 alle ore 4:00) e **57,8 GW** (il 1/8/2018 alle ore 15:00).

Nella Figura 33 è riportata la **curva di durata della potenza oraria** del 2018 richiesta sulla rete italiana. Ogni valore della scala delle ascisse rappresenta il numero di ore dell'anno in cui la potenza richiesta è stata uguale o superiore al corrispondente valore riportato in ordinata. Storicamente, il **picco di fabbisogno** in Italia si è verificato nell'estate del 2015, quando la domanda ha raggiunto i **60,5 GW**.

Evoluzione della domanda elettrica italiana

Fattori che influenzano l'andamento della domanda elettrica

Figura 33. Curva di durata della potenza oraria richiesta sulla rete nel 2018



Fonte: Terna

Sommando il fabbisogno orario di energia nell'arco di un anno, si ottiene la **domanda elettrica annuale**.

La **domanda elettrica italiana**, dopo anni di crescita costante e significativa fino al 2007, quando ha toccato il picco storico di circa 340 TWh, ha subito una considerevole contrazione, fino a toccare il minimo nel 2014 (311 TWh), soprattutto per effetto della congiuntura economica negativa.

Negli ultimi anni, la domanda è lievemente aumentata, fino ad attestarsi a **un valore pari a 321 TWh nel 2018**, sostanzialmente in linea con il dato del 2017 (+0,3%), ma ancora al di sotto dei livelli pre-crisi (Figura 34).

Figura 34. Evoluzione domanda storica 2005 – 2018



Fonte: Terna

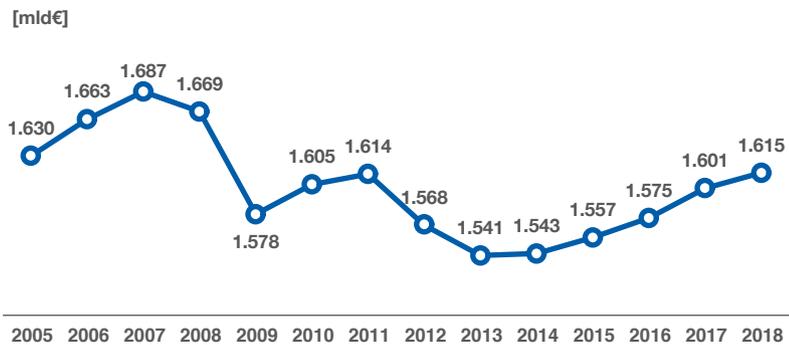
La **variazione della domanda è principalmente guidata da tre variabili** che operano in direzioni diverse:

- **Crescita economica:** l'incremento del Prodotto Interno Lordo (PIL) tende ad aumentare i consumi di energia totali, nonché i consumi elettrici;
- **Elettrificazione dei consumi:** la transizione verso tecnologie ad alimentazione elettrica (es: auto elettriche, cucine a induzione, pompe di calore) tende ad accrescere la domanda elettrica;

- **Efficienza Energetica:** le tecnologie per l'efficientamento energetico dei consumi elettrici, sia a livello industriale che domestico, tendono a ridurre la domanda elettrica.

In particolare, l'andamento del PIL risulta ancora essere il fattore con la più alta incidenza sulla variazione dei consumi elettrici. Come si evince dal confronto tra la Figura 34 e la Figura 35, **i trend di PIL e domanda elettrica hanno presentato un andamento fortemente correlato negli ultimi anni.**

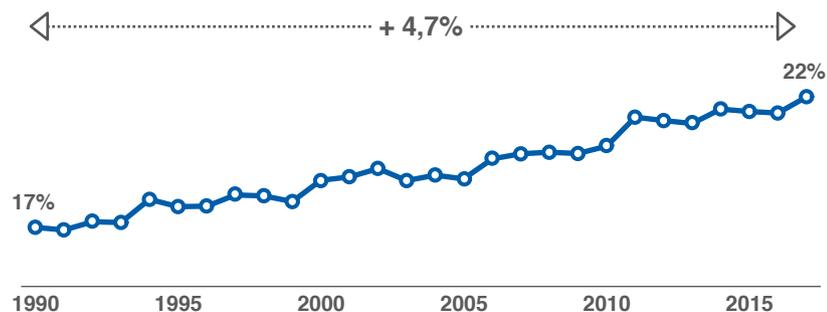
Figura 35. Evoluzione Prodotto Interno Lordo (valori concatenati con anno di riferimento 2010)



Fonte: Istat

Ulteriore fattore di influenza sui consumi elettrici è il crescente ricorso al vettore elettrico nei consumi energetici finali. Dal 1990 al 2017, **la quota di elettrificazione**, ossia il rapporto tra i consumi elettrici e i consumi energetici finali, **è cresciuta di circa 5 punti percentuali**, come mostra la Figura 36.

Figura 36. Evoluzione della quota di elettrificazione sui consumi finali dal 1990 al 2017



Fonte: Elaborazione Terna su dati Eurostat

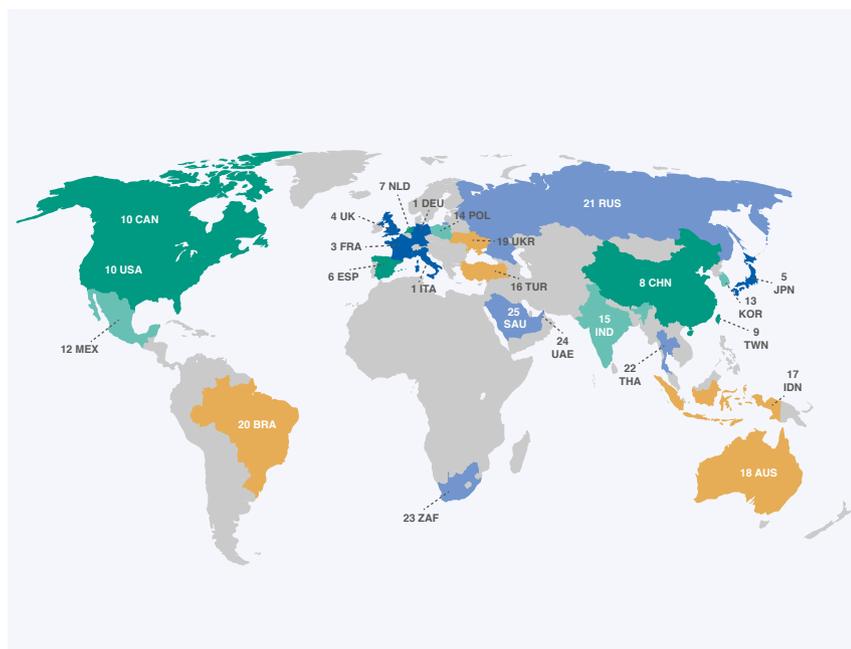
Infine, come detto, il principale fattore che tende a ridurre i consumi di energia elettrica è la spinta verso **l'efficientamento energetico**.

L'Italia è riconosciuta come un Paese ad alta efficienza ed è caratterizzata da valori di intensità energetica (definita come rapporto tra consumi di energia primaria e PIL) inferiori alla media dei Paesi europei. Negli scorsi anni sono state **promosse diverse iniziative e meccanismi a sostegno della riduzione dei consumi**, alcuni dei quali sono considerati come benchmark di riferimento per le politiche di efficientamento energetico (es. meccanismo dei Certificati Bianchi). Dal 2014 ad oggi, mediante l'utilizzo dei meccanismi di incentivazione

dell'efficienza energetica presenti in Italia (Certificati Bianchi, Conto Termico, Detrazioni Fiscali, ecc.) sono stati conseguiti circa **12 Mtep di risparmi cumulati di energia (consumi finali)**.

Nel suo rapporto 2018, l'**ACEEE** (American Council for an Energy-Efficient Economy), prendendo in considerazione 36 indicatori di performance energetiche e politiche di sostentamento dell'efficienza energetica, **posiziona l'Italia insieme alla Germania al primo posto del ranking di efficienza energetica** tra i Paesi oggetto di analisi (Figura 37).

Figura 37. Classifica dei paesi mondiali con il più alto punteggio in termini di politiche e performance di efficienza energetica



Fonte: ACEEE - The 2018 International Energy Efficiency Scorecard

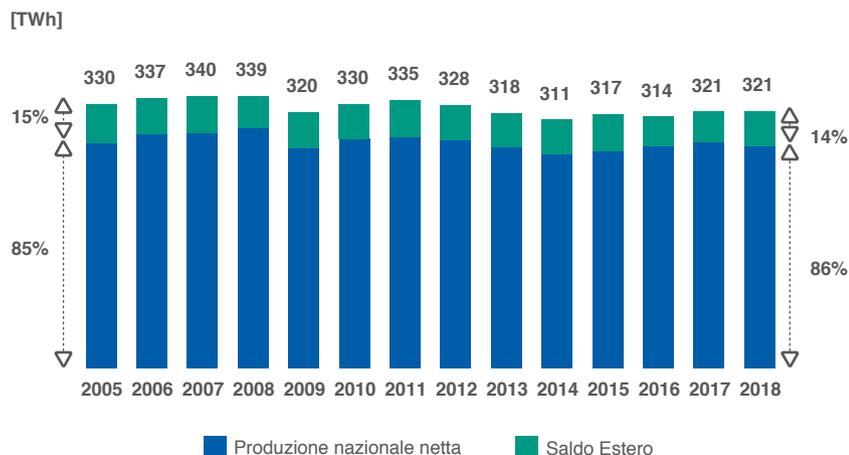
2.2. Copertura del fabbisogno elettrico

Evoluzione della produzione nazionale e del saldo import

La copertura della domanda elettrica in Italia dal 2005 ad oggi è stata soddisfatta da un **mix pressoché costante di produzione interna e import estero**.

In particolare, **circa l'85% del fabbisogno è assicurato da produzione nazionale**, pari alla produzione netta del parco di generazione decurtata dell'energia destinata ai pompaggi. Sebbene tale quota sia rimasta praticamente costante nel tempo (Figura 38), il contributo delle diverse fonti alla produzione interna è fortemente variato negli ultimi anni, come si vedrà nel dettaglio del prossimo paragrafo.

Figura 38. Evoluzione del fabbisogno e distinzione tra produzione nazionale e saldo con l'estero

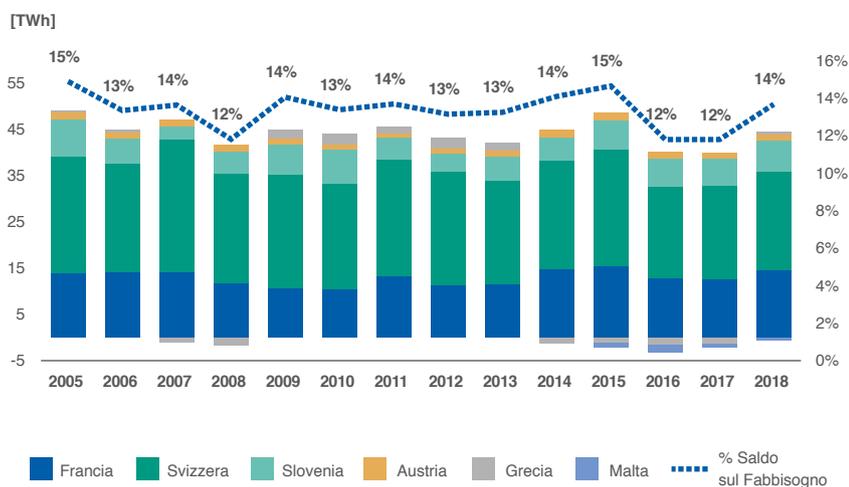


Fonte: Terna

Contributo dell'import alla copertura della domanda

La quota di fabbisogno non assicurata dalla produzione nazionale, pari al 14% nel 2018, è garantita dall'**interscambio con l'estero**, grandezza che, come accennato, ha mantenuto una quota percentuale sostanzialmente costante negli ultimi anni. **Storicamente, l'Italia è un Paese importatore di energia elettrica**, con uno scambio prevalentemente associato alle frontiere svizzere e francesi (oltre l'80% nel 2018) sulle quali la capacità di interconnessione è maggiore (Figura 39 e Figura 40).

Figura 39. Dettaglio per frontiera del saldo con l'estero e copertura rispetto al fabbisogno



Fonte: Terna

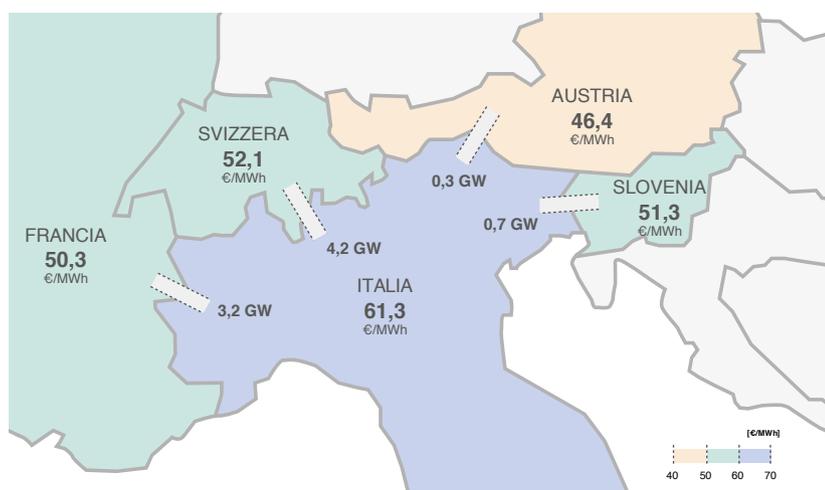
Il contributo dell'import, infatti, è principalmente guidato da due fattori fondamentali: il **differenziale di prezzo tra l'Italia e i Paesi confinanti** e la **capacità delle interconnessioni transfrontaliere**.

L'Italia presenta da anni uno spread positivo di prezzo dell'energia elettrica con i Paesi della frontiera Nord. Nel 2018 **lo spread medio rispetto a questi Paesi è stato superiore agli 11 €/MWh**, con un differenziale massimo sulla frontiera

austriaca (circa 15 €/MWh) e un differenziale minimo di oltre 9 €/MWh con la frontiera francese (Figura 40).

Tale differenza di prezzo è principalmente dovuta alla presenza di un **parco di generazione caratterizzato da tecnologie marginali con costi variabili generalmente più bassi nei Paesi della frontiera Nord rispetto all'Italia**: in Francia oltre il 70% della produzione elettrica proviene da nucleare, l'Austria copre il 60% dell'energia prodotta con idroelettrico, la Slovenia, invece, è caratterizzata da un mix di produzione in cui i 2/3 dell'energia prodotta provengono da idroelettrico e nucleare. Anche la Svizzera presenta uno spread negativo con l'Italia, essendo di fatto un ponte che collega l'Italia con Francia e Germania (che presenta elevati livelli di produzione da lignite ed eolico).

Figura 40. Prezzo medio annuo 2018 dell'energia elettrica e capacità di interconnessione 2018 tra Italia e Paesi della frontiera Nord



Fonte: Dati Terna ed elaborazione Terna su dati Bloomberg

2.3. Mix di generazione nazionale

Evoluzione del mix di generazione nazionale

Il mix di risorse che contribuiscono alla produzione elettrica nazionale è fortemente variato negli ultimi anni.

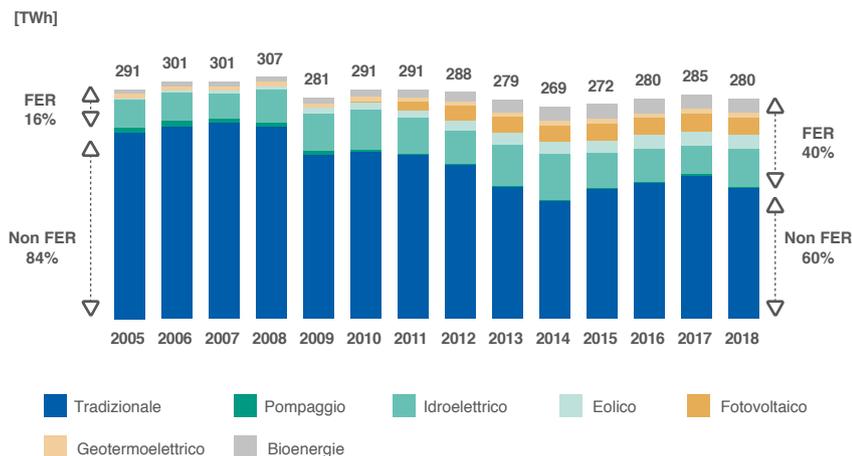
Se nel 2005 le fonti rinnovabili coprivano circa il 16% della produzione netta (contributo prevalentemente associato a impianti idroelettrici), nel 2018 tale percentuale si è più che duplicata, con **le fonti rinnovabili che oggi coprono circa il 40% della produzione nazionale** (113 TWh su un totale di 280 TWh nel 2018).

Ampliando l'analisi e considerando anche lo scambio con l'estero, **la quota FER sul fabbisogno elettrico totale (321 TWh nel 2018) è stata pari a oltre il 35% nel 2018**. Il valore massimo di copertura FER, pari al 39%, si è registrato nel 2014, anno caratterizzato da un eccezionale apporto idrico.

La quota di produzione da impianti non rinnovabili sulla produzione nazionale si è ridotta dal 84% del 2005 al 60% del 2018 (Figura 38). In termini assoluti, tale riduzione risulta ancora più evidente con la generazione

termoelettrica che è passata da un valore di 236 TWh nel 2005 a 167 TWh nel 2018 (ca. -30%).

Figura 41. Evoluzione della produzione nazionale netta e distinzione per fonte



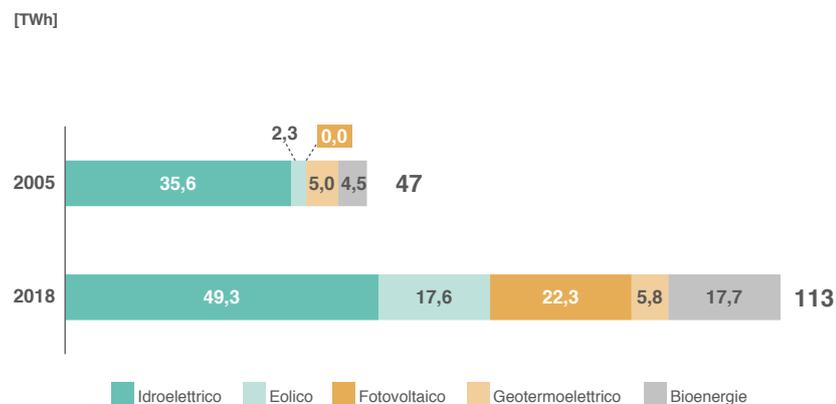
Fonte: Terna

Evoluzione della produzione rinnovabile

Un'analisi di dettaglio evidenzia come la crescita della produzione rinnovabile tra il 2005 e il 2018 (+140%) sia stata fortemente influenzata dall'**incremento di produzione da impianti fotovoltaici ed eolici**.

In particolare, la produzione fotovoltaica, quasi nulla nel 2005, è cresciuta con un tasso medio annuo pari al 95%, raggiungendo nel 2018 il valore di circa 23 TWh, pari a oltre il 7% del fabbisogno elettrico. Anche la produzione eolica e la produzione da bioenergie sono aumentate, crescendo rispettivamente con un CAGR del 17% e del 11%, arrivando a coprire nel 2018 una quota simile del fabbisogno, pari a circa il 5,5% ciascuna.

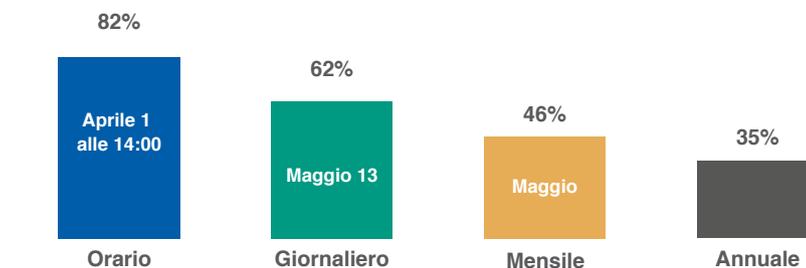
Figura 42. Confronto della produzione netta rinnovabile per fonte nel 2005 e nel 2018 e tasso annuo medio di crescita (CAGR) delle diverse fonti



Fonte: Terna

A fronte di una copertura annua del fabbisogno da FER del 35% nel 2018, in alcuni momenti dell'anno le rinnovabili hanno coperto la domanda con quote ben maggiori. La copertura media FER nel mese di maggio è stata pari al 46% e il picco della copertura giornaliera è risultato pari al 62% il 13 dello stesso mese. **A livello orario, il valore massimo di copertura del fabbisogno da FER si è registrato il 1° Aprile** (coincidente con la festività pasquale) alle 14.00, **con una quota FER pari all'82% della domanda elettrica** (Figura 43).

Figura 43. Picchi di copertura del fabbisogno da FER nel 2018



Fonte: Terna

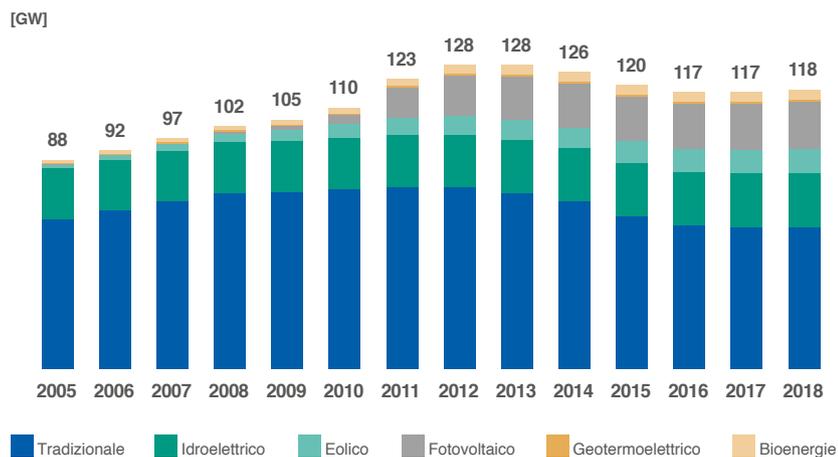
2.4. Consistenza ed evoluzione del parco di generazione

Evoluzione del parco di produzione di energia elettrica italiano

Il parco di generazione elettrica italiano ha subito un profondo mutamento negli ultimi anni, sia in termini di **consistenza complessiva**, sia in termini di **mix di capacità installata**.

In termini di consistenza totale, la potenza efficiente lorda è progressivamente cresciuta fino a raggiungere un massimo nel 2012, per poi ridursi negli ultimi anni (Figura 44). Tale fenomeno si spiega analizzando i trend che hanno guidato le installazioni degli impianti FER e le dismissioni degli impianti tradizionali.

Figura 44. Trend di capacità installata lorda per fonte



Fonte: Terna

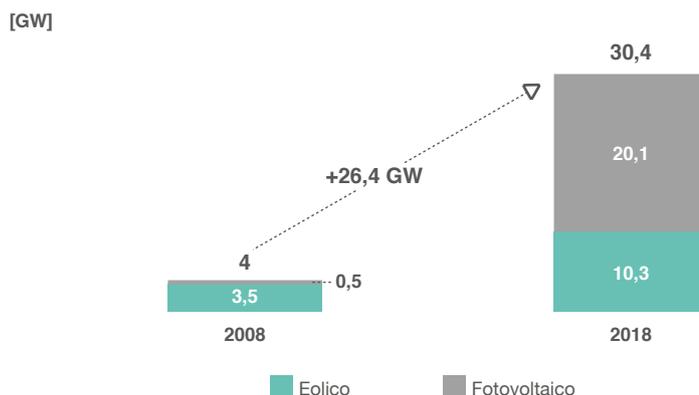
Sviluppo delle fonti rinnovabili

Come anticipato, il principale trend che ha contraddistinto l'ultimo decennio è stato lo sviluppo senza precedenti del parco di generazione da fonte rinnovabile.

In particolare, **tra il 2008 e il 2018, la capacità di produzione da fonte eolica è triplicata, fino a raggiungere oltre 10 GW (3,5 GW nel 2008), mentre il parco fotovoltaico italiano ha raggiunto complessivamente i 20 GW nel 2018, partendo da una quota di appena 0,5 GW nel 2008.**

Nel complesso, la capacità installata eolica e fotovoltaica è aumentata di oltre 26 GW negli ultimi dieci anni, raggiungendo un valore di installato complessivo superiore a 30 GW (Figura 45).

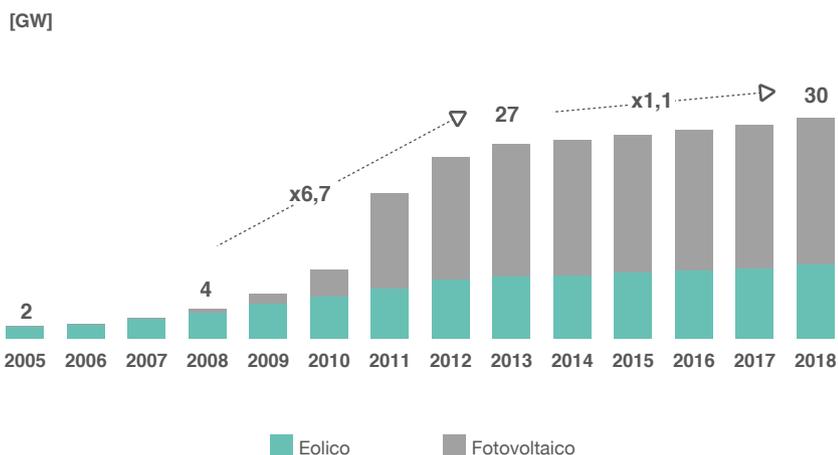
Figura 45. Capacità Installata eolica e fotovoltaica nel 2008 e nel 2018



Fonte: Terna

La crescita del parco rinnovabile è stata sostenuta da un **quadro legislativo particolarmente incentivante** promosso tra gli anni 2008 e 2013. In questo lasso temporale, la potenza installata eolica e fotovoltaica è esponenzialmente cresciuta con un aumento di oltre 6 volte, fenomeno che si è invece arrestato negli anni successivi, caratterizzati da tassi di crescita molto più ridotti (Figura 46).

Figura 46. Evoluzione capacità installata eolica e fotovoltaica

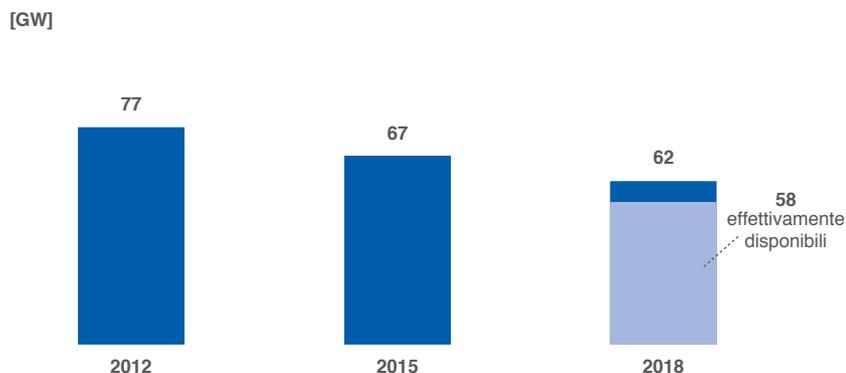


Fonte: Terna

Dismissioni di impianti termoelettrici

Per quanto riguarda il parco di generazione tradizionale, fino al 2012 la capacità termoelettrica italiana ha vissuto una fase di ammodernamento e sviluppo, guidata dalle aspettative di crescita della domanda e dei prezzi dell'energia, arrivando a 77 GW di potenza installata. A partire dal 2013, però, il trend di installazioni ha subito una brusca frenata e negli anni successivi il **parco termoelettrico complessivo si è fortemente ridotto** a seguito di numerose dismissioni che hanno portato la capacità effettivamente disponibile al di sotto dei 60 GW (Figura 47).

Figura 47. Focus capacità installata netta termoelettrica



Fonte: Terna

Riduzione delle ore di utilizzo degli impianti termoelettrici

La dismissione di un'ampia quota del parco termico è connessa principalmente alla riduzione della profittabilità di tali impianti negli ultimi anni, causata da un lato dal rallentamento della domanda di energia elettrica, dall'altro dalla crescita del parco rinnovabile che ha spiazzato gli impianti termici riducendone le ore equivalenti di produzione (Figura 48).

Nello specifico, l'evoluzione del parco termoelettrico dal 2005 ad oggi può essere sintetizzata nelle seguenti tre fasi:

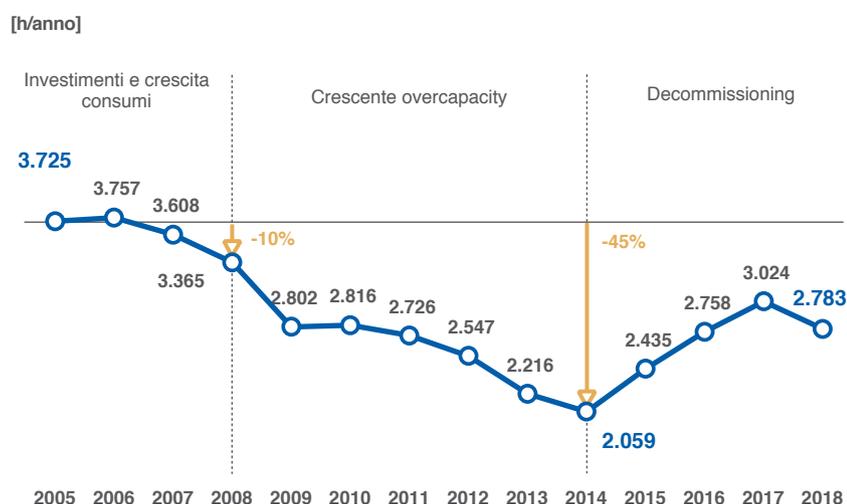
- **Fase 1 - Investimenti e crescita dei consumi:** fino al 2007, le previsioni di crescita dei consumi di energia elettrica e dei prezzi della commodity hanno spinto alla realizzazione di importanti investimenti in nuova capacità produttiva efficiente a gas, anche in sostituzione degli impianti alimentati da prodotti petroliferi. La crescita dei consumi ha mantenuto le ore equivalenti di funzionamento³ degli impianti ad un livello elevato, intorno alle **3.700 ore annue**.
- **Fase 2 - Crescente Overcapacity:** tra il 2008 e il 2014, la brusca riduzione dei consumi di energia elettrica causata dalla crisi economica, unita all'acquisizione di quote di mercato da parte delle FER, hanno portato ad una condizione di crescente "overcapacity" del parco termoelettrico. Ciò ha **frenato gli investimenti** in nuova capacità termoelettrica e ha causato una **rilevante riduzione delle ore equivalenti di produzione** degli impianti in esercizio, che hanno raggiunto nel 2014 un picco

(3) Calcolate come il rapporto tra produzione netta dell'anno e la media della potenza lorda termoelettrica installata a inizio e fine dello stesso anno

negativo intorno alle **2.000 ore annue**, poco più della metà delle ore equivalenti del 2005.

- **Fase 3 - Decommissioning:** a partire dal 2013, la prolungata condizione di ridotta profittabilità di molti impianti termoelettrici ha comportato l'avvio di una fase di **dismissione di una importante quota di essi**. Tale fenomeno, assieme ad una parziale ripresa della domanda e al rallentamento delle installazioni di impianti FER, ha portato ad un incremento delle ore equivalenti di funzionamento del parco convenzionale, che nel 2018 si sono attestate nell'intorno delle **2.800 ore**, ma con un livello di profittabilità inferiore rispetto al passato derivante dalla riduzione del clean spark spread (differenza tra il prezzo dell'energia elettrica e il costo variabile di una centrale a gas).

Figura 48. Evoluzione delle ore equivalenti di produzione da generazione termoelettrica



Fonte: Terna

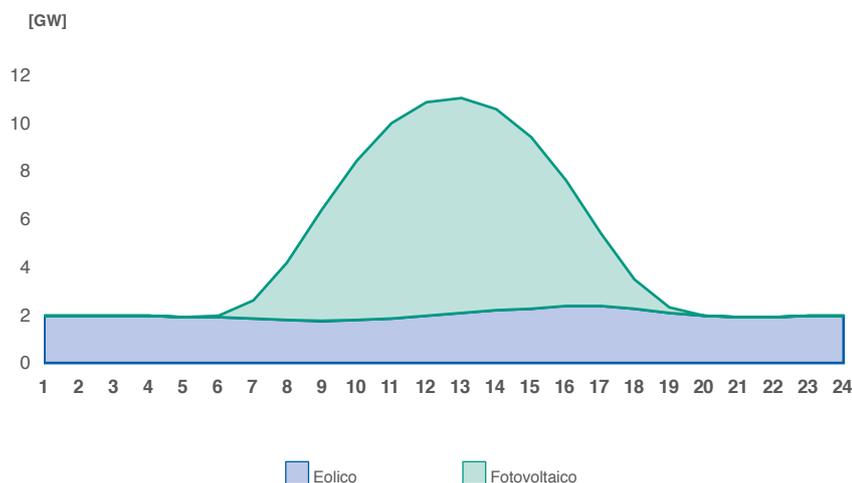
2.5. Generazione da fonti rinnovabili ed evoluzione del “residual load”

Impianti a fonte rinnovabile non programmabile

Una delle principali caratteristiche di alcune tipologie di impianti FER è la **non programmabilità dei profili di produzione**. Impianti eolici e fotovoltaici, ad esempio, producono energia in funzione della disponibilità di vento e sole, indipendentemente dai livelli di domanda elettrica o dalle necessità del sistema. Per via di tale caratteristica **non è possibile comandarne la produzione quando richiesto**, se non per ridurne la potenza erogata rinunciando, quindi, all'energia che potrebbero produrre. Gli impianti rinnovabili di questo tipo (es. eolici, fotovoltaici, idroelettrici ad acqua fluente), vengono definiti a **Fonte Rinnovabile Non Programmabile (FRNP)**.

Il profilo di produzione giornaliero di impianti non programmabili, e in particolare fotovoltaici ed eolici, ha assunto, nel 2017, l'andamento medio riportato in Figura 49. Come si evince dal grafico, la produzione di tali impianti presenta un andamento a campana, con un **picco concentrato nelle ore centrali della giornata**. Tale trend è strettamente correlato al profilo di produzione del fotovoltaico.

Figura 49. Profilo medio annuo di produzione da impianti fotovoltaici ed eolici 2017



Fonte: Terna

Carico Residuo

A partire dal concetto di FRNP, si definisce il **carico residuo** (*residual load*) la differenza tra fabbisogno di energia elettrica e produzione proveniente da fonte rinnovabile non programmabile. Tale grandezza assume **un'importanza rilevante per la gestione del sistema elettrico**, essendo di fatto **l'effettivo carico che deve essere coperto da impianti "programmabili" per soddisfare il fabbisogno**.

Con la crescente penetrazione di produzione da fonti rinnovabili la "forma" del carico residuale si discosterà sempre di più dalla forma della domanda elettrica complessiva. Quest'ultima è caratterizzata da picchi nelle ore diurne e serali (cf. Figura 32), mentre la curva di produzione di impianti fotovoltaici ha un picco di produzione durante le ore diurne. Di conseguenza, l'andamento del carico residuale sarà diverso da quello del fabbisogno complessivo soprattutto in giornate caratterizzate da un'elevata produzione di fotovoltaico e di rinnovabile in generale.

In tali giornate, **la curva del carico residuo assume forme del tipo "duck curve", estremamente differenti rispetto a quelle del fabbisogno totale**, con forti variazioni nel corso della giornata e un incremento della ripidità della rampa serale a causa del contemporaneo aumento del fabbisogno e riduzione della produzione fotovoltaica, che determina la necessità di un rapido aumento della produzione da fonti programmabili (Figura 50).

Figura 50. Curve del fabbisogno giornaliero, della produzione fotovoltaica ed eolica e del residual load il 21 maggio 2017



* Fabbisogno al netto della produzione eolica e fotovoltaica

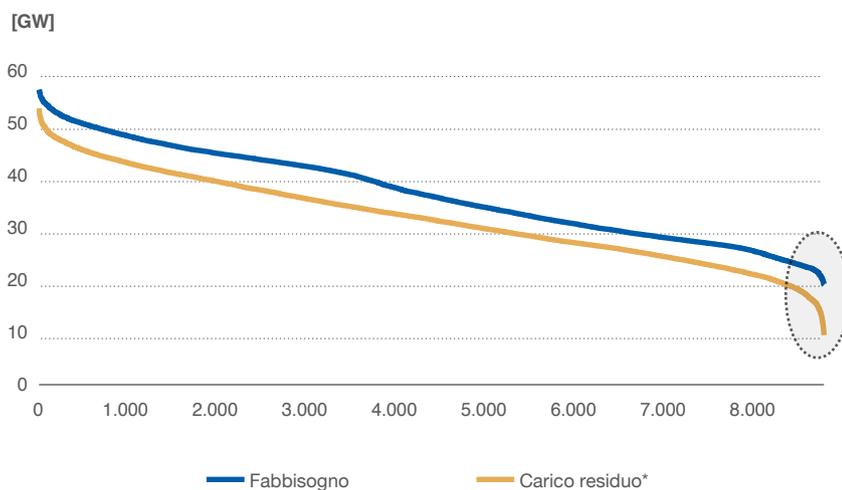
Fonte: Terna

Curve di durata

Il trend appena descritto può essere osservato anche su base annuale, attraverso il confronto delle **curve di durata del fabbisogno e del carico residuo**.

La curva di durata del carico residuo si posiziona al di sotto di quella del fabbisogno, e raggiunge valori molto più bassi in prossimità del minimo (Figura 51). Tale condizione si verifica nelle ore in cui le FRNP coprono un'ampia quota del fabbisogno complessivo, con impatti sulla gestione del Sistema Elettrico, come approfondito nei prossimi capitoli.

Figura 51. Curva di durata del fabbisogno e del residual load nel 2017



* Fabbisogno al netto della produzione eolica e fotovoltaica

Fonte: Terna

2.6. La Rete di Trasmissione Nazionale e le Zone di mercato

La Rete di Trasmissione Nazionale

La **Rete di Trasmissione Nazionale** di proprietà Terna registra una consistenza di oltre **66.000 km di linee** (corrispondenti a circa 73.000 km di circuiti elettrici) e **circa 870 stazioni elettriche** (Figura 52).

In particolare, la rete di trasmissione italiana è caratterizzata da **cinque livelli di tensione: 380 kV, 220 kV, 150 kV, 132 kV e 60 kV**.

Figura 52. Consistenza elementi RTN in esercizio al 30 giugno 2018

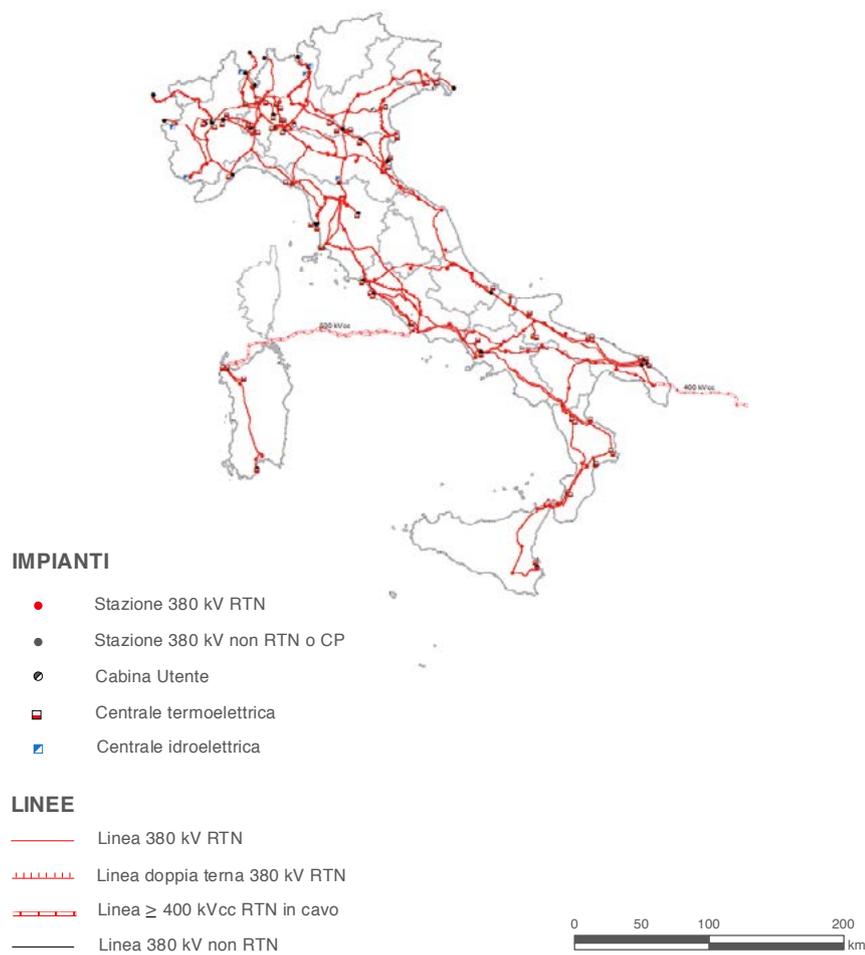
LINEE			
Livello di tensione	Linee aeree (km)	Linee in cavo interrato (km)	Linee in cavo sottomarino (km)
≥ 380 kV	9.961	187	1.152
220 kV	8.751	338	243
≤ 150 kV	44.314	1.353	68
Totale	63.025	1.878	1.463

STAZIONI E TRASFORMATORI			
Livello di tensione	Stazioni (#)	Trasformatori (#)	Potenza trasform. (MVA)
≥ 380 kV	164	394	114.408
220 kV	150	207	31.217
≤ 150 kV	559	188	3.890
Totale	873	719	149.615

Fonte: Piano di Sviluppo 2019 - Terna

Generalmente, le reti esercite a tensione 380 kV e 220 kV (cd. di **Altissima Tensione, AAT**) rappresentano il *backbone* della rete di trasmissione italiana e servono a trasportare in sicurezza grandi quantità di energia elettrica su grandi distanze. I livelli di tensione 150 kV, 132 kV e 60 kV sono, invece, riservati alle reti di subtrasmissione (cd. di **Alta Tensione, AT**) e rendono capillare la distribuzione sul territorio dell'energia elettrica. Nella Figura 53 è mostrata la distribuzione geografica delle reti a 380 kV.

Figura 53. Distribuzione della rete a 380 kV e dei collegamenti HVDC Sardegna-Penisola Italiana (cd. SA.PE.I.) e Grecia-Italia (cd. GR.ITA.)



Fonte: Terna

Suddivisione in zone di mercato

Il Sistema Elettrico italiano presenta alcune caratteristiche uniche, derivanti dalla sua **configurazione geografica**. Infatti, il Paese è caratterizzato dal fatto di confinare con l'Europa Continentale solamente tramite la frontiera Nord, di essere attraversato longitudinalmente da catene montuose e di presentare due grandi isole.

Di conseguenza, la quasi totalità della capacità di interconnessione con l'Estero insiste sulla frontiera Nord, mentre a livello nazionale si determinano presenze strutturali di **colli di bottiglia** tra le diverse aree del paese, che causano difficoltà nell'ottimizzazione dei flussi di energia, in particolare verso le isole e tra il Nord e il Sud dell'Italia.

Lo scarso livello di capacità di trasmissione determina la necessità di separare il sistema elettrico in diverse "**zone di mercato**".

L'attuale disegno dei mercati elettrici in Italia prevede infatti, in linea con il quadro europeo, una rappresentazione della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) attraverso una struttura semplificata che aggrega in modo opportuno i nodi della rete elettrici. I possibili scambi di energia tra zone di mercato attigue

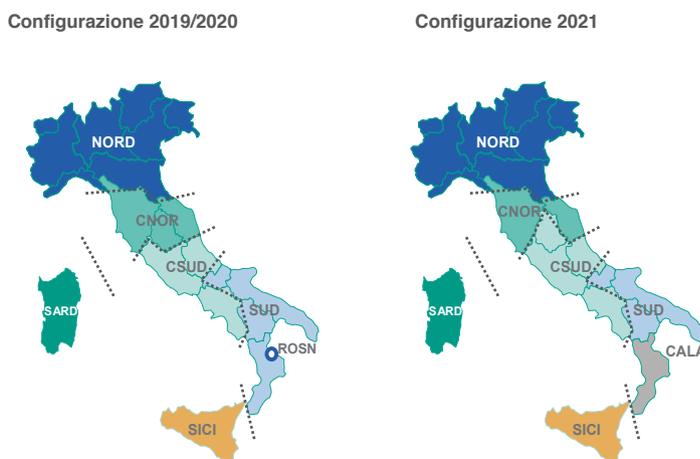
sono opportunamente limitati in modo da implementare negli algoritmi di selezione delle offerte per i mercati dell'energia i vincoli derivanti dalla limitata capacità di trasporto della rete. Sono invece libere da vincoli le contrattazioni di energia all'interno di ciascuna zona di mercato.

Nel corso del 2018, Terna ha completato, ai sensi del Regolamento Europeo CACM⁴, un processo di revisione a valle del quale ARERA ha approvato un percorso di progressivo adattamento della struttura zonale alle nuove esigenze ed evidenze del Sistema Elettrico Nazionale (Figura 54).

In particolare:

- nel 2019 sono stati eliminati i poli di produzione limitata⁵ di Brindisi, Foggia e Priolo; Attualmente l'Italia è costituita da 6 zone di mercato, Nord (NORD), Centro Nord (CNOR), Centro Sud (CSUD), Sud (SUD), Sicilia (SICI), Sardegna (SARD), più il polo di produzione limitata Rossano.
- nel 2021 il polo di produzione limitata di Rossano sarà sostituito dalla zona Calabria, e la regione Umbria sarà spostata dalla zona Centro Nord alla zona Centro Sud.

Figura 54. Zone di mercato nel sistema elettrico italiano



Fonte: Terna

La capacità di scambio tra le diverse zone dipende dalle condizioni di disponibilità degli elementi di rete, nonché dalle condizioni di carico e generazione.

Terna tiene conto dei segnali provenienti dal mercato elettrico nel processo di pianificazione della RTN, nell'ottica di risolvere le problematiche legate alla presenza di congestioni di rete.

A tale riguardo, **gli obiettivi della pianificazione** consistono principalmente nella **riduzione delle congestioni tra zone di mercato** e delle **congestioni intrazonali**, per consentire un migliore utilizzo del parco di generazione nazionale e una maggiore integrazione e competitività del mercato.

(4) Regolamento (UE) 2015/1222 della Commissione del 24 luglio 2015 che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità e di gestione della congestione

(5) Un polo di produzione limitata identifica un insieme di impianti di generazione la cui massima immissione complessiva viene limitata per evitare congestioni di rete.

2.7. Sviluppo delle FER e fenomeno della decentralizzazione

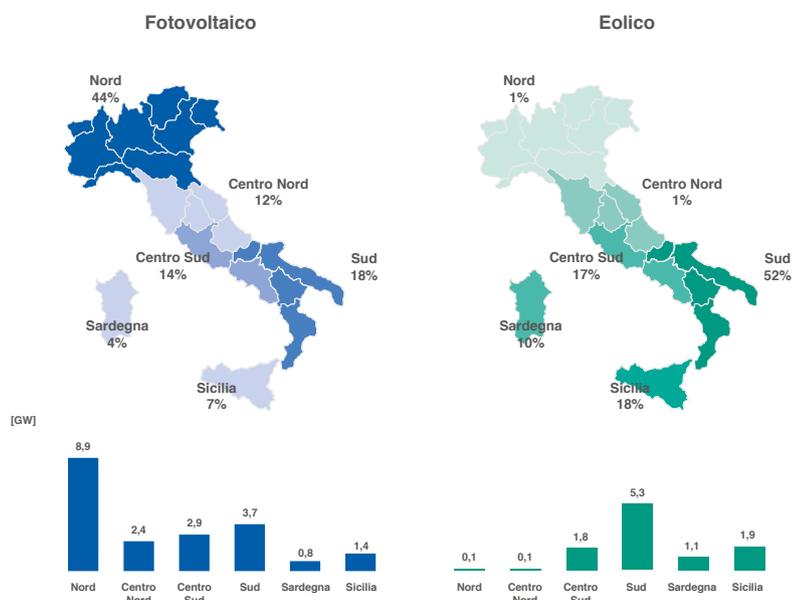
Distribuzione delle FER sul territorio

Lo sviluppo degli impianti a fonte rinnovabile non è avvenuto in maniera uniforme sul territorio italiano.

In generale, la realizzazione degli impianti FER avviene secondo logiche che prediligono il posizionamento nelle aree che offrono le migliori condizioni di producibilità, disponibilità di aree e semplicità del percorso autorizzativo, tenendo poco in considerazione le potenzialità della rete di dispacciare l'immissione di potenza verso i luoghi di consumo.

La costruzione di impianti a fonte eolica, ad esempio, si è fortemente concentrata nel Sud e nelle Isole, dove è installato circa l'80% della potenza eolica nazionale. Il fotovoltaico, invece, è maggiormente distribuito sul territorio, con una concentrazione più elevata nella zona Nord, dove è installato oltre il 40% della potenza (Figura 55).

Figura 55. Potenza fotovoltaica ed eolica installata in Italia per zona di mercato nel 2018



Fonte: Terna

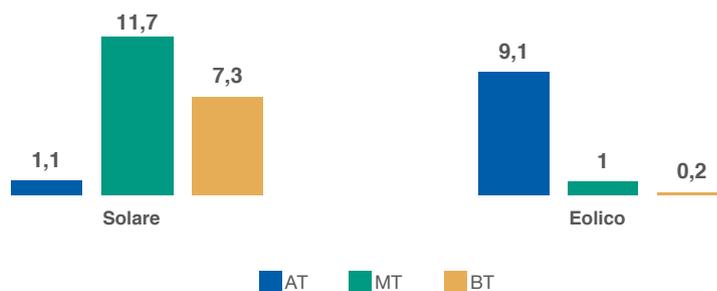
Distribuzione FER per livello di tensione

In aggiunta, per via delle caratteristiche tecnologiche degli impianti, **lo sviluppo di impianti eolici e fotovoltaici è avvenuto in maniera disuniforme anche rispetto ai livelli di tensione di connessione**, con l'eolico principalmente installato su reti ad Alta Tensione (AT) e il fotovoltaico su reti di distribuzione a Media e Bassa Tensione (MT - BT) (Figura 56).

Nel dettaglio, circa il 90% della generazione eolica è connessa sulla rete di trasmissione in alta tensione. L'eolico di piccola taglia (c.d. mini-eolico), infatti, non è ad oggi particolarmente sviluppato a causa della complessità di identificare, nei pressi dei centri abitati o nei centri urbani/industriali, aree in cui la ventosità è tale da ripagare l'investimento.

Gli impianti fotovoltaici, invece, sono stati principalmente installati sulle reti di distribuzione, dove è connesso oltre il 96% della potenza installata.

Figura 56. Distribuzione potenza installata eolica e fotovoltaica per livello di tensione



Fonte: Terna

Decentralizzazione
delle risorse e
Generazione
Distribuita

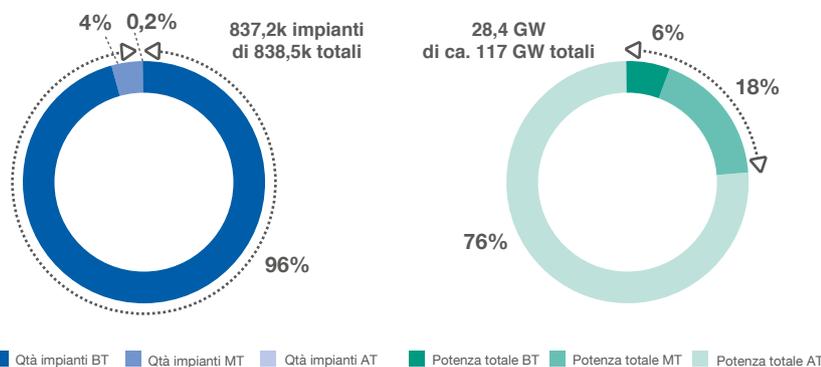
Lo sviluppo degli impianti rinnovabili e le modalità con cui sta avvenendo comportano un radicale cambiamento per il Sistema Elettrico.

Ciò a cui si sta assistendo è, infatti, un passaggio da un sistema “monodirezionale” basato su pochi grandi impianti termoelettrici connessi sulle reti di alta e altissima tensione e localizzati lontano dai punti di consumo, a un sistema “multidirezionale”, estremamente più complesso.

Per comprendere la portata di tale cambiamento, basti analizzare la crescita della numerosità degli impianti di produzione di energia elettrica in Italia: **da circa 3.000 unità di produzione agli inizi del 2000, si è passati a oltre 800.000 unità di produzione connesse al Sistema elettrico.**

La quasi totalità degli impianti di generazione (oltre il 99%) sono installati su reti a media e bassa tensione (la cosiddetta **Generazione Distribuita - GD**). Molto differente, invece, è la ripartizione della potenza di generazione, con la GD che copre ad oggi circa il 25% della potenza di generazione italiana, ossia circa 28 GW a fronte dei circa 117 GW installati complessivamente (Figura 57).

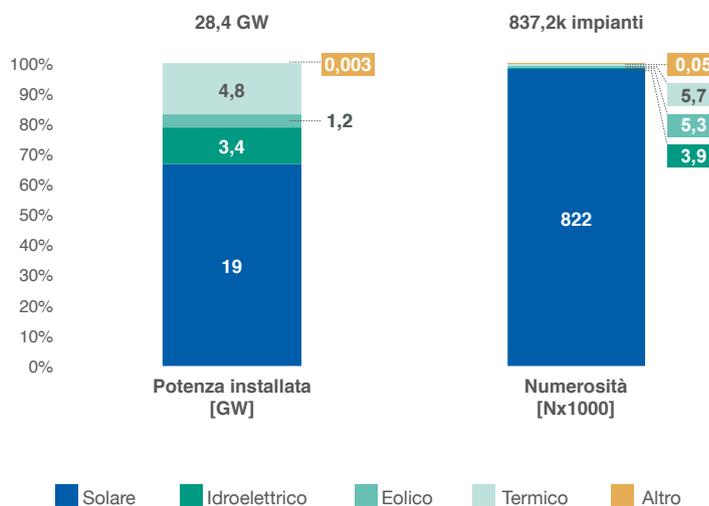
Figura 57. Distribuzione impianti per livello di tensione di rete (numerosità e potenza)



Fonte: Terna

Il fotovoltaico rappresenta la quasi totalità degli impianti connessi sulle reti di distribuzione (822.000 impianti contro 837.000 impianti sulla GD), coprendo oltre il 65% della potenza installata GD (Figura 58). Ne emerge, quindi, un parco solare estremamente frammentato, e prevalentemente caratterizzato da impianti di piccola taglia, come già accennato in precedenza.

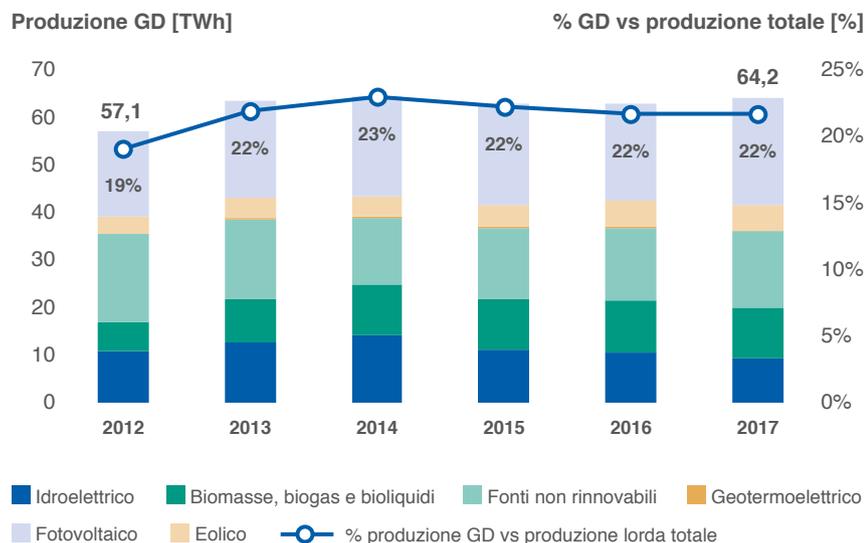
Figura 58. Potenza installata e numerosità impianti GD per fonte



Fonte: Terna

Negli ultimi anni, la **generazione distribuita ha assunto un peso rilevante** anche in termini di produzione di energia elettrica, arrivando nel 2017 a coprire circa il 22% della produzione lorda nazionale (oltre 64 TWh) (Figura 59). A fronte di una quota installata sulla GD del 65%, il fotovoltaico contribuisce per circa il 35% dell'energia prodotta su reti di distribuzione.

Figura 59. Produzione lorda della GD per fonte



Fonte: Elaborazione Terna su dati ARERA

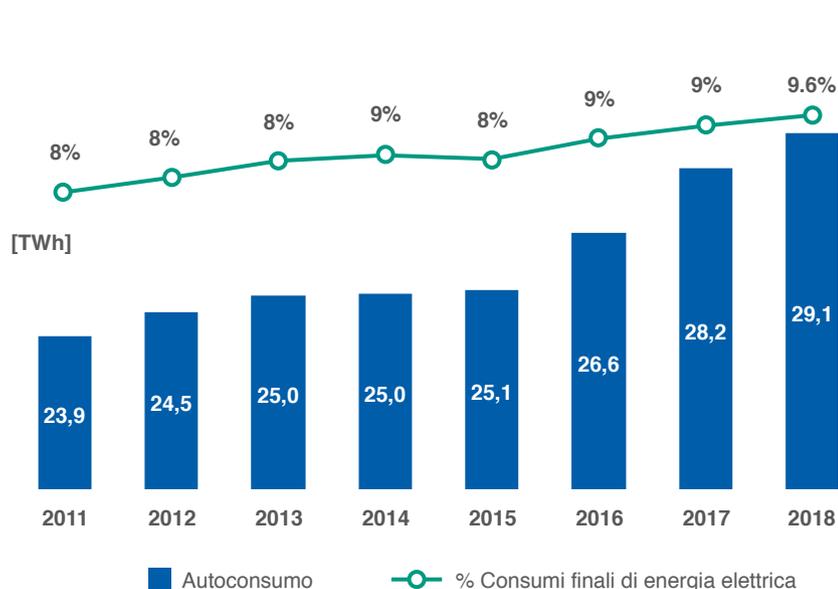
Il ruolo della GD nel Sistema Elettrico crescerà nei prossimi anni, soprattutto in vista degli scenari di evoluzione previsti nella proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), che prevedono un consistente sviluppo degli impianti FER, molti dei quali saranno installati su reti MT-BT.

Questo fenomeno di decentralizzazione della generazione porta con sé una serie di rilevanti implicazioni relative alla sicurezza del Sistema Elettrico, che tratteremo nel capitolo successivo.

Autoconsumo

Insieme alla Generazione Distribuita, nel nuovo contesto elettrico assume rilevanza crescente l'**autoconsumo** di energia, che **è aumentato negli ultimi 7 anni** con un tasso medio del 2,5% ed ha rappresentato, nel 2018, circa il **10% dei consumi** di energia elettrica finale (Figura 60).

Figura 60. Andamento autoconsumo e quota sui consumi di energia elettrica lordi



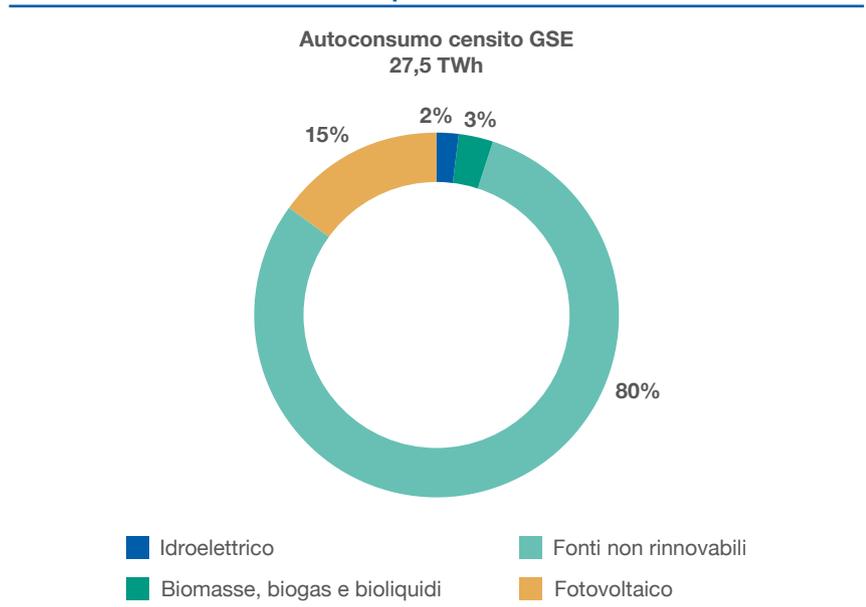
Fonte: Terna

Ad oggi l'autoconsumo è principalmente incentivato mediante l'esenzione dal pagamento degli oneri di sistema e trasporto (**incentivo implicito**), in quanto la regolazione prevede la copertura di tali oneri tramite una tariffa proporzionale ai prelievi. Ciò comporta un aumento degli oneri di sistema a carico della platea di utenti non autoconsumatori, con evidenti effetti redistributivi. Al crescere dell'autoconsumo esentato, cresce infatti l'incentivo ad autoconsumare, innestando un circolo vizioso che mette a rischio la sostenibilità dell'attuale sistema tariffario senza necessariamente incentivare impianti rinnovabili ed efficienti, come si osserva dall'analisi di seguito. Terna ritiene che **forme esplicite di incentivazione** consentirebbero una maggiore selettività delle soluzioni e controllabilità dei costi, al fine di raggiungere una maggiore efficienza ed efficacia complessiva.

Nel dettaglio, un'analisi svolta sui sistemi elettrici in autoconsumo censiti dal GSE (che rappresentano la quasi totalità dei sistemi in autoconsumo) mostra che dei 27,5 TWh censiti nel 2017, circa **l'80% è prodotto da impianti a fonte non rinnovabile**. Rientrano in questa categoria gli impianti di cogenerazione

che producono sia energia elettrica che calore per processi produttivi-industriali e/o per riscaldamento di edifici. Il restante 20% è principalmente prodotto da impianti fotovoltaici e, in misura minore, da impianti idroelettrici e a biomasse (Figura 61).

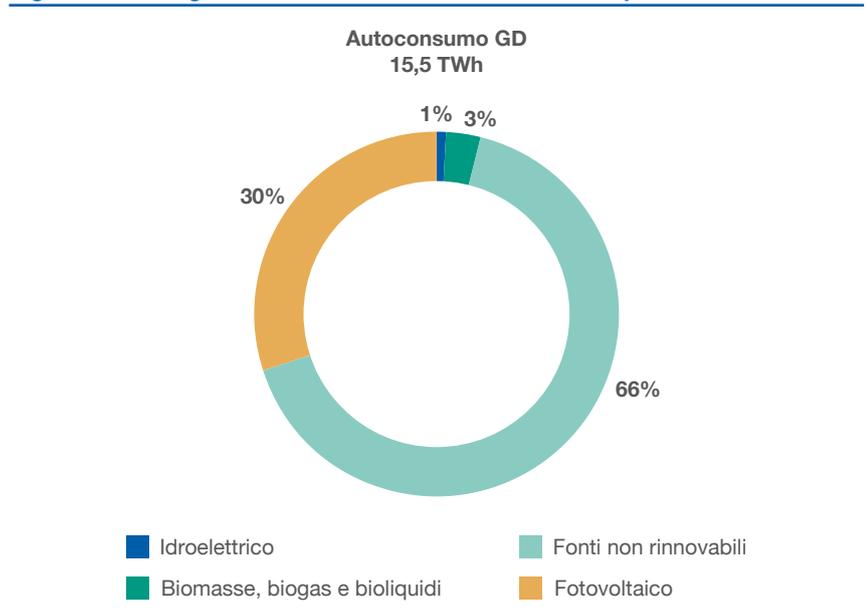
Figura 61. Energia autoconsumata da sistemi elettrici di autoconsumo censiti dal GSE nel 2017 distinta per fonte



Fonte: GSE

Spostando il focus sulle reti MT-BT, l'analisi mostra risultati differenti in termini di contributo per fonte. A fronte di un **autoconsumo sulla GD pari a 15,5 TWh** (circa il 55% della quota totale, 28,2 TWh), il fotovoltaico assume un ruolo più rilevante, coprendo circa 1/3 dell'autoconsumo (Figura 62).

Figura 62. Energia autoconsumata dalla GD distinta per fonte



Fonte: ARERA

2.8. I mercati dell'energia e dei servizi

Mercati dell'Energia e Mercato dei Servizi

In estrema sintesi, il mercato elettrico italiano è distinguibile in due macro-categorie:

- **Mercati dell'energia** (gestiti da GME): sono i mercati per lo scambio di energia elettrica all'ingrosso, in cui si definiscono i prezzi e i programmi di immissione e prelievo per ciascuna ora del giorno. Questi mercati (**Mercato del Giorno Prima [MGP]** e **Mercato Infragiornaliero [MI]**) ospitano la maggior parte delle transazioni di compravendita di energia elettrica. Sul MGP le offerte di vendita sono valorizzate al prezzo marginale (**pay-as-clear**) della zona di mercato a cui appartengono. Le offerte di acquisto, ad esclusione di quelle presentate dagli impianti di pompaggio, sono valorizzate al **prezzo unico nazionale (PUN)**, pari alla media ponderata dei prezzi delle zone.
- **Mercato dei Servizi di Dispacciamento** (gestito da Terna): mercato attraverso il quale Terna si approvvigiona delle risorse necessarie alla gestione e al controllo del sistema elettrico fino al tempo reale, per mantenere in costante equilibrio la produzione e il consumo di energia elettrica. Su MSD le offerte sono accettate sulla base del merito economico, compatibilmente con la necessità di assicurare il corretto funzionamento del Sistema, e sono remunerate al prezzo presentato (**pay-as-bid**). Il Mercato dei Servizi di Dispacciamento si divide in una fase di **programmazione (MSD ex-ante)**, nella quale Terna accetta offerte per modificare i programmi risultanti in esito ai mercati dell'energia per la risoluzione dei vincoli di rete e l'approvvigionamento della riserva, e una **fase di bilanciamento in tempo reale (MB)** nella quale Terna si approvvigiona delle risorse per svolgere i servizi di regolazione e mantenere l'equilibrio in tempo reale tra domanda e offerta di energia elettrica.

Andamento del prezzo dell'energia

Nel 2018, gli **scambi di energia nel MGP** si sono attestati al valore di circa 296 TWh (92% del fabbisogno⁶⁾, in crescita di un +1,1% rispetto al 2017, registrando il livello massimo dell'ultimo quinquennio.

Anche il PUN è risultato in crescita ad un valore medio superiore ai **60 €/MWh**, confermando un trend di crescita avviato nel 2017, dopo aver toccato il minimo storico a un valore pari a 43 €/MWh nel 2016.

La crescita del PUN nel 2018 è stata principalmente influenzata dalla ripresa dei costi di generazione degli impianti termoelettrici e dal lieve incremento della domanda. In generale, infatti, l'andamento del PUN è principalmente influenzato da cinque fattori (Figura 63):

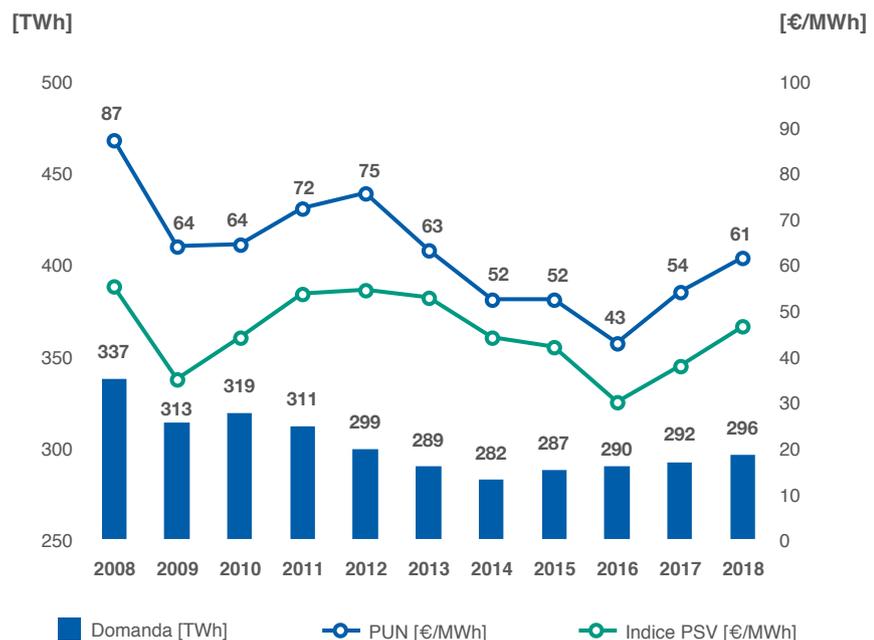
- **Andamento dei prezzi dei combustibili**, principalmente riconducibili al prezzo del gas (misurato dall'indice PSV) e al prezzo della CO₂. Per come sono configurati il mercato dell'energia e il parco di generazione italiano, infatti, il prezzo marginale è generalmente definito dagli impianti termoelettrici che basano le loro strategie di offerta sul costo variabile del combustibile e sul prezzo della CO₂. Negli ultimi due anni, il prezzo

(6) Gli scambi su MGP risultano inferiori al fabbisogno per la quota relativa all'autoconsumo e agli errori di previsione del fabbisogno, mentre considerano le transazioni bilaterali Over-The-Counter.

del gas è aumentato anche a causa della ripresa della domanda europea di gas (sia per produzione elettrica sia per riscaldamento), mentre il prezzo della CO₂ è triplicato nel 2018 rispetto all'anno precedente (circa 15€/t nel 2018 rispetto a circa 5€/t nel 2017).

- **Disponibilità del parco termoelettrico:** a parità di domanda e di produzione da fonti a basso costo variabile, la riduzione della produzione offerta dal parco termoelettrico causa un incremento del prezzo di equilibrio.
- **Domanda elettrica su MGP:** a parità di offerta, un aumento della domanda di energia sul mercato implica un incremento del prezzo di equilibrio.
- **Quota di copertura della domanda elettrica da FER,** e in particolare da fonti rinnovabili non programmabili. Gli impianti FRNP, a causa di costi variabili di produzione sostanzialmente nulli, offrono generalmente energia sul mercato a prezzi estremamente bassi, anche prossimi allo zero, causando una traslazione della curva di offerta che, a parità di domanda, riduce i prezzi di equilibrio. È quindi ipotizzabile che un ulteriore consistente sviluppo delle FER tenda in futuro a rendere il prezzo dell'energia elettrica estremamente volatile e soggetto in alcune ore del giorno a forti pressioni al ribasso.
- **Disponibilità delle importazioni dall'estero:** la disponibilità nel sistema europeo ed in particolare nei paesi limitrofi di capacità di produzione in eccesso offerta a basso prezzo, non è più un elemento certo e costante nel tempo. Questi episodi sempre più frequenti ma quantitativamente variabili di riduzione delle importazioni contribuiscono anch'essi alla volatilità del prezzo ma, al contrario delle FER, possono dare origine in alcuni periodi a forti pressioni al rialzo.

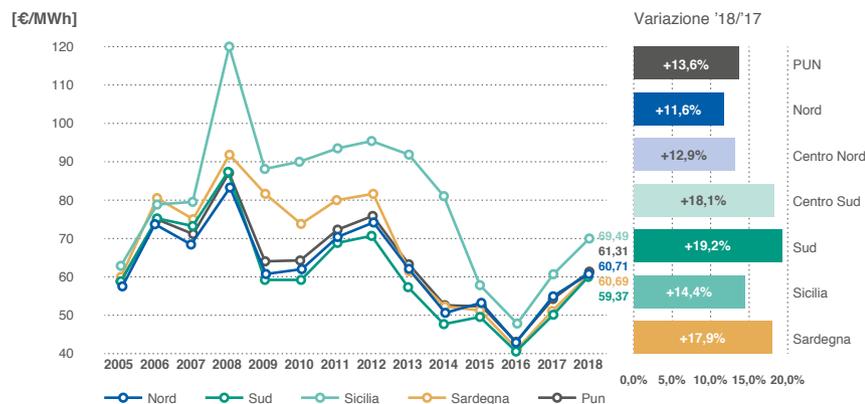
Figura 63. Andamento del PUN medio annuo e delle sue determinanti



Fonte: Elaborazione Terna su dati GME

Un'analisi di dettaglio sui prezzi zonal evidenzia un **progressivo allineamento dei prezzi nelle differenti aree di mercato e una convergenza verso il PUN** (Figura 64). Il divario storico tra il prezzo nella zona Sicilia e nelle restanti aree di mercato si è notevolmente ridotto con l'entrata in esercizio del collegamento sottomarino Sorgente-Rizziconi che ha incrementato la capacità di interconnessione dell'isola con il continente da 300 MW a 1.100 MW attuali. La zona Sud, invece, caratterizzata da una consistente penetrazione di generazione, sia rinnovabile che termoelettrica, risulta essere l'area di mercato a prezzo minimo in Italia.

Figura 64. Prezzi nodali medi annui su MGP



Fonte: Relazione Annuale 2018, GME

Trend delle movimentazioni sul Mercato dei Servizi

Più complessa è l'analisi dell'andamento delle quantità movimentate su MSD e dei prezzi ad esse associate.

Il Mercato dei Servizi del Dispacciamento, infatti, a differenza dei mercati dell'energia, è influenzato anche da **dinamiche caratteristiche della rete elettrica**, che possono incidere fortemente su volumi e prezzi dell'energia acquistata da Terna per i servizi di risoluzione delle congestioni, approvvigionamento della riserva e bilanciamento in tempo reale e, implicitamente, per i servizi di regolazione di tensione.

In generale, si può affermare che le variabili che incidono maggiormente su volumi e prezzi di MSD sono le seguenti:

- **Quota di copertura della domanda elettrica da FER** che determina da un lato una riduzione del numero degli impianti tradizionali in funzionamento in esito a MGP che causa una scarsità di risorse per regolazione di tensione, da approvvigionare di conseguenza su MSD; dall'altro una forte variabilità del carico residuo con conseguente aumento del fabbisogno di riserva e regolazione in tempo reale;
- **Potere di mercato di alcuni operatori** derivante da particolari configurazioni di rete, che possono determinare la possibilità per i produttori di aumentare il livello dei prezzi delle offerte sul mercato dei servizi con conseguente incremento dei prezzi in alcuni periodi o giorni dell'anno in particolare;
- **Indisponibilità di risorse di import**, che determina la necessità di incrementare le riserve e spinge i prezzi verso l'alto. Tale condizione ha effetti anche su MGP;

- **Indisponibilità di elementi di rete** (ad es. interconnessioni con l'estero e tra zone di mercato o impianti di produzione), che aumentano i vincoli, con effetti negativi su prezzi e quantità da approvvigionare e movimentare. Tale condizione può avere effetti anche su MGP;
- **Andamento dei prezzi dei combustibili**, che sebbene non rappresentino un fattore chiave come su MGP, possono influenzare le dinamiche di offerta dei produttori.

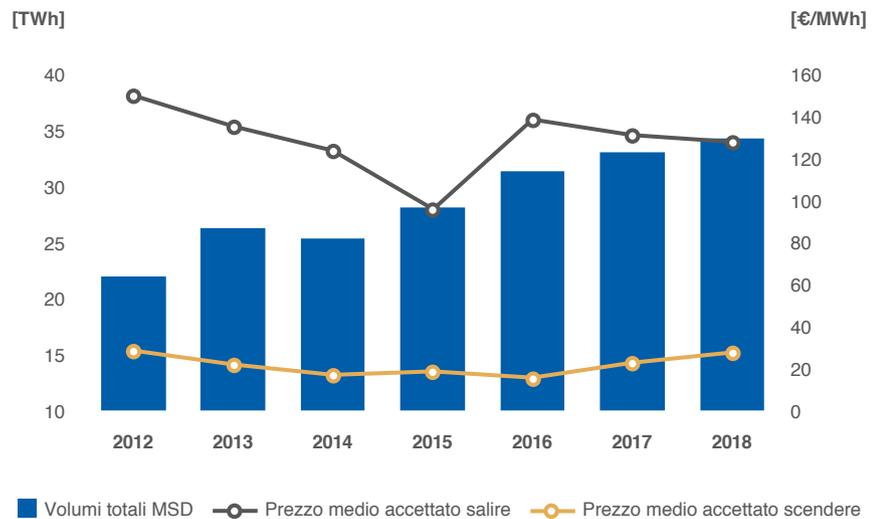
Alla luce di quanto appena rappresentato, risulta evidente come una analisi puntuale dei costi complessivi del mercato dei servizi non possa prescindere dallo studio delle dinamiche, anche locali o limitate nel tempo, che influenzano gli andamenti delle variabili in gioco.

In generale, è però possibile affermare che, **con l'aumento della produzione rinnovabile, aumentano le esigenze di approvvigionamento di risorse per la gestione in sicurezza del Sistema Elettrico** (Figura 65).

I volumi e la tipologia di risorse approvvigionate sul mercato dei servizi, infatti, sono strettamente correlati alle esigenze di integrazione delle fonti rinnovabili in un contesto che fornisce, in esito ai mercati dell'energia, minori risorse convenzionali in grado di fornire regolazione di tensione e frequenza ed altri servizi fondamentali per la gestione in sicurezza della rete, come sarà analizzato nel capitolo successivo.

In un mercato caratterizzato da un crescente numero di rinnovabili non programmabili, **la disponibilità di servizi di rete diventa cruciale per continuare a gestire il Sistema Elettrico con gli stessi livelli di sicurezza e qualità che lo hanno contraddistinto fino ad oggi.**

Figura 65. Volumi Selezionati su MSD e prezzi medi accettati a salire e scendere



Fonte: Terna

2.9. Elementi chiave di Benchmarking: indicatori principali a confronto

Capacità installata

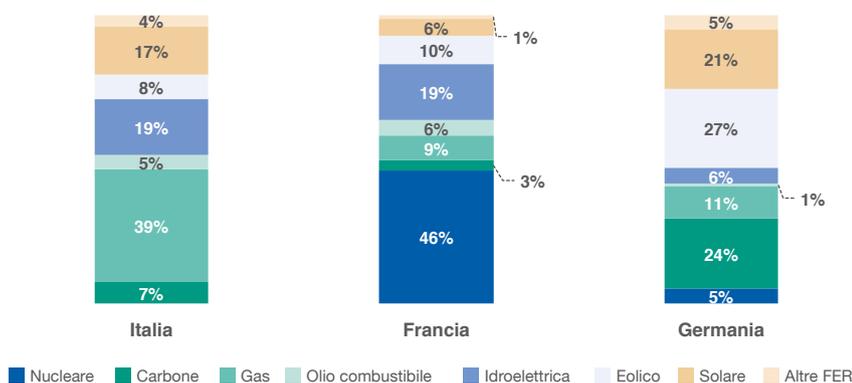
Effettuando un confronto tra i sistemi elettrici delle tre maggiori economie europee (Germania, Francia, Italia) emergono rilevanti differenze nella composizione del parco di generazione.

Il **nucleare** è la **fonte dominante del parco francese**, frutto di una scelta politica negli anni 1970 per rendere il paese meno dipendente dal petrolio. La crisi petrolifera del 1973 vide il prezzo del petrolio schizzare da \$3 a \$12 al barile, portando le nazioni dipendenti dal petrolio a ridurre i loro consumi o a cercare una risorsa alternativa per coprire il fabbisogno energetico. Di conseguenza, il Primo Ministro francese allora in carica, Pierre Messmer decise di avviare un piano, chiamato appunto Piano Messmer, che prevedeva l'apertura di dozzine di reattori nucleari entro il 1985 e 170 entro il 2000. Il risultato di tale piano fu che la Francia costruì 56 reattori tra il 1974 e il 1989.

Il settore elettrico in **Germania**, invece, è stato **storicamente dominato da carbone e lignite**. Soltanto negli **ultimi dieci anni** si è avuto un **forte incremento delle rinnovabili**, con un boom di solare intorno al 2008/2009 in seguito agli incentivi, mentre la capacità di eolico è cresciuta notevolmente negli ultimissimi anni (20GW aggiunti dal 2013 al 2017). Al 2017, la **maggior parte della capacità installata in Germania** è costituita **da fonti rinnovabili**, rappresentando il 59% di tutta la capacità installata nel paese. Valori inferiori si registrano in Italia e in Francia, dove la capacità installata rinnovabile al 2017 ammonta rispettivamente al 48% e al 36% della capacità installata totale.

La capacità termoelettrica tradizionale è quindi costituita principalmente da impianti a gas in Italia, impianti nucleari in Francia e impianti a carbone e lignite in Germania.

Figura 66. Capacità installata (% rispetto alla capacità totale, 2017)



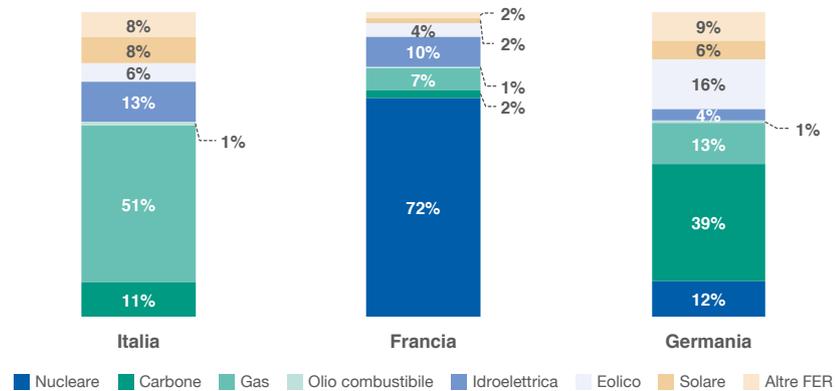
Fonte: Terna, Enerdata

Produzione ed emissioni di CO₂

Il quadro della **produzione** cambia notevolmente rispetto alla capacità installata, perché il solare e l'eolico possono produrre soltanto quando sono disponibili rispettivamente sole e vento. Le ore equivalenti di tali impianti sono pertanto inferiori a quelle degli impianti tradizionali, i quali sono invece indisponibili a generare soltanto durante i periodi di manutenzione o in rari casi di indisponibilità del combustibile.

La **quota di energia rinnovabile**⁷ rispetto alla produzione totale in Italia, Francia e Germania durante il 2017 è stata rispettivamente del **35% per l'Italia e la Germania e del 18% per la Francia**. Nonostante la bassa percentuale di generazione rinnovabile, **la Francia risulta essere il paese a più bassa emissione di CO₂** se paragonato alla Germania e all'Italia. In Francia le emissioni di CO₂ del settore elettrico nel 2016 sono state pari a 28 milioni di tonnellate di CO₂, contro i 104 milioni di tonnellate dell'Italia e i 300 milioni di tonnellate della Germania (paese quest'ultimo dove il 39% della generazione proviene da impianti a carbone e a lignite).

Figura 67. Produzione elettrica (% rispetto al totale, 2017)



Fonte: Terna, Enerdata

Prezzi

La maggior parte degli scambi di compravendita di energia elettrica vengono effettuati il giorno prima rispetto alla consegna fisica della stessa, nel Mercato del Giorno Prima (MGP). Per tale motivo i prezzi dell'elettricità nel MGP rappresentano un benchmark importante per tutti gli altri mercati (es. quello infragiornaliero o quelli forward).

La Figura 68 mostra come i **prezzi dell'energia nel MGP in Italia siano generalmente più alti rispetto alla Francia e alla Germania**. Ciò è dovuto a:

- **Presenza di nucleare sia in Germania che in Francia**, soprattutto in Francia dove il nucleare rappresenta il 72% della produzione totale. Il costo del combustibile nucleare è piuttosto basso, pertanto l'energia nucleare viene offerta nel mercato elettrico a un prezzo più basso rispetto a quella delle centrali a combustibili fossili.
- **Presenza di impianti a carbone⁸ e lignite in Germania**, il cui costo è molto più basso rispetto al gas utilizzato nelle centrali termoelettriche italiane a ciclo combinato.

(7) La quota di energia rinnovabile prodotta nei tre paesi ha subito notevoli variazioni di anno in anno, in funzione della capacità installata e della domanda elettrica, nonché delle variazioni climatiche. Ad esempio, il 2015 è stato un anno meno ventoso in Italia rispetto al 2014, pertanto la generazione eolica è diminuita rispetto al 2014, nonostante la capacità installata sia aumentata di 0,3GW.

(8) Gli impianti a carbone producono energia a un costo tipicamente più basso rispetto alle centrali a gas a ciclo combinato. Fine 2018, l'aumento del costo della CO₂ ha portato ad una perdita di competitività delle centrali a carbone rispetto alle centrali a gas a ciclo combinato in Germania. In Italia invece le centrali a carbone risultano essere ancora più competitive rispetto alle centrali perché il gas italiano costa di più rispetto a quello tedesco.

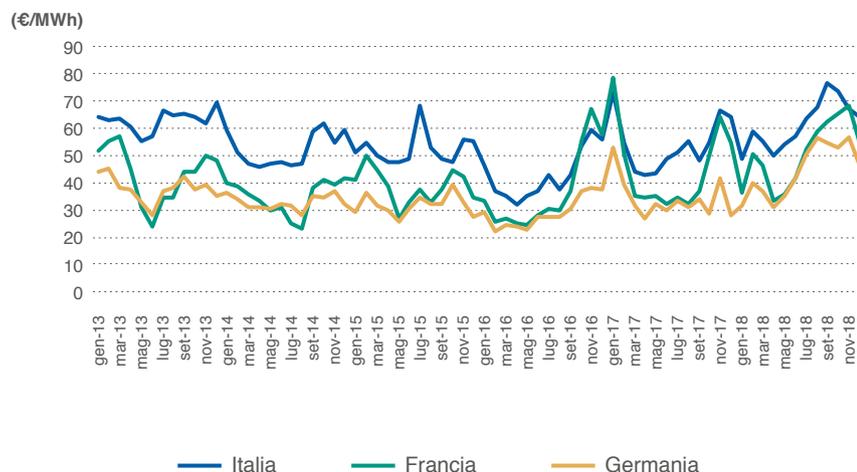
- **Forte penetrazione da eolico e solare in Germania**, pari al 22% della produzione totale, mentre in Italia e in Francia la penetrazione di energia eolica e solare si attesta rispettivamente al 14% e al 6% del totale.

Altri fattori da tenere in considerazione per spiegare l'andamento del prezzo elettrico sono:

- **Stagionalità dei prezzi dei combustibili.** Il gas in particolare è più caro in inverno, a causa del forte aumento della domanda di gas per il riscaldamento domestico.
- **Stagionalità della domanda elettrica.** La domanda elettrica per esempio è particolarmente elevata in Francia durante l'inverno rispetto all'estate in quanto in Francia è fortemente diffuso il riscaldamento elettrico all'interno delle abitazioni. In Italia invece si verifica normalmente un picco di domanda durante l'estate, in concomitanza con le ondate di calore durante le quali la domanda di elettricità per il condizionamento domestico risulta particolarmente alta.
- **Profilo di generazione delle fonti rinnovabili.** Eolico e idroelettrico ad esempio sono tipicamente più abbondanti in inverno, viceversa il solare si concentra nei mesi estivi. Notevoli sono anche le variazioni di anno in anno, con alcuni anni che possono risultare particolarmente ventosi e/o piovosi.

Nonostante questo, ci sono dei periodi in cui il prezzo francese sale al di sopra di quello italiano (es. inverno 2016/17 a causa di ridotta disponibilità della generazione nucleare).

Figura 68. Prezzi medi mensili dell'energia elettrica nel MGP



Fonte: Bloomberg

Fabbisogno e saldo estero

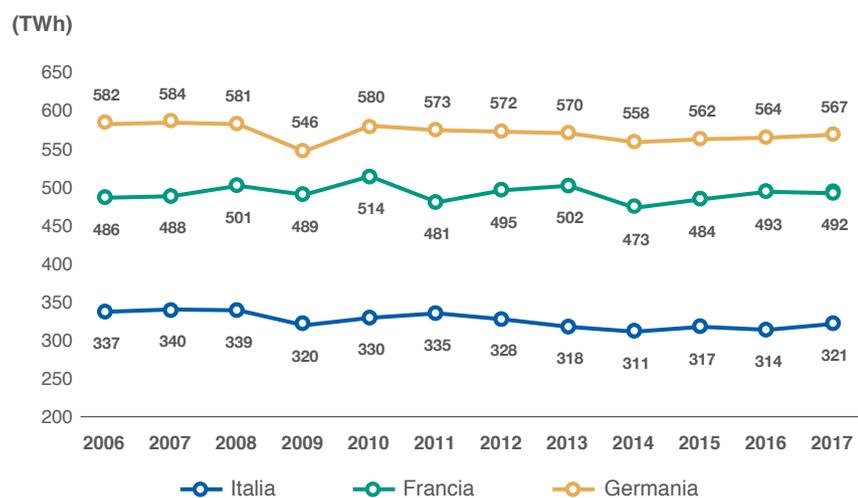
La Figura 69 mostra l'andamento della **domanda elettrica annuale** in Italia, Francia e Germania. Si osserva un crollo della domanda elettrica in questi paesi nel 2009, a seguito della crisi economica del 2008. Dal 2009 in poi la domanda elettrica si è grosso modo stabilizzata, senza però mai raggiungere i livelli di crescita pre-crisi.

Le variazioni della domanda elettrica di anno in anno, oltre a dipendere dalle condizioni economiche del paese come già accennato, variano anche in funzione di eventi di tipo climatico, come ad esempio:

- Un'estate particolarmente calda che porta ad un utilizzo elevato dei condizionatori domestici.
- Un inverno particolarmente freddo con conseguente necessità di aumentare i consumi per il riscaldamento domestico.

L'Italia, a causa dei prezzi dell'energia particolarmente elevati come già accennato nella sezione precedente, è tipicamente un importatore di energia (nel 2017 l'Italia ha importato 38TWh di energia). Viceversa, Francia e Germania nel 2017 hanno esportato rispettivamente 40 e 52 TWh di energia elettrica.

Figura 69. Domanda elettrica*



*I valori includono le perdite di rete e i consumi dei pompaggi

Fonte: Enerdata

2.10. Elementi chiave di Benchmarking: sfide principali per Germania e Francia

Come si evince dal paragrafo precedente il sistema elettrico tedesco si basa fortemente sul carbone, mentre il nucleare domina il sistema francese. In vista della transizione energetica il contributo di queste fonti è destinato a diminuire, per essere sostituito da fonti rinnovabili. Questo "phase-out" crea una serie di sfide al livello di reti, di investimenti e, infine, di occupazione nelle regioni in cui si trovano queste centrali.

Di seguito riportiamo i principali obiettivi che Francia e Germania intendono raggiungere nei prossimi anni e le sfide che ne risultano.

Germania: doppio phase-out di nucleare e carbone

In seguito alla catastrofe nucleare di Fukushima nel 2011, il governo tedesco decise di **chiudere definitivamente tutti i reattori nucleari in Germania entro il 2023**. Il nucleare attualmente rappresenta il 12% della produzione elettrica del paese con forte concentrazione al sud del paese dove si trovano importanti siti industriali e dove il potenziale per costruire impianti eolici è relativamente basso. Il phase-out nucleare comporta dunque massicci investimenti non solo in rinnovabili (eolico al nord) ma anche in linee di trasmissione.

Un'altra sfida molto importante per il paese è costituita dalla decisione, varata dal governo tedesco a fine gennaio 2019, di **chiudere definitivamente tutti gli impianti a carbone e a lignite entro il 2038**.

L'attuale governo tedesco si è dato l'obiettivo ambizioso di **superare il 65% di quota rinnovabile entro il 2030**. I quattro gestori di rete di trasmissione tedeschi di recente hanno pubblicato possibili scenari evolutivi del sistema elettrico. Gli elementi chiave che costituiranno il fulcro di tale transizione energetica sono:

- Forte incremento della capacità installata di eolico e solare, raggiungendo **entro il 2030 oltre 100 GW di solare e oltre 100 GW eolica**. Tali obiettivi potranno essere raggiunti soltanto con un tasso di crescita mai realizzato in precedenza e pari a +3,7 GW l'anno di eolico e +4,6 GW l'anno di solare.
- Forte sviluppo di risorse di flessibilità come accumuli ma anche Power To Gas e domanda attiva. Si prevede la **costruzione di 30 GW** di risorse di flessibilità "elettriche" **entro il 2030** e la **costruzione di 19 GW di Power To Gas e Power To Heat⁹**.
- La capacità installata di impianti a gas è prevista in aumento di circa 10 GW rispetto ai valori attuali e in futuro il **gas costituirà la fonte di produzione non rinnovabile dominante**.
- **Entro il 2030** si prevede di costruire **oltre 11.000 km di nuove linee di trasmissione** per connettere¹⁰ le zone di alta produzione di rinnovabili al nord del paese con i centri di consumo al sud della Germania. Gli operatori di rete stimano saranno necessari investimenti per circa 52 miliardi di € per realizzare queste linee interne. Inoltre, lo sviluppo di eolico in mare richiede la costruzione di **oltre 2.000 km di linee per connettere gli impianti eolici in mare con la rete di trasmissione nazionale**. Complessivamente i TSO tedeschi propongono un **Piano di Sviluppo di circa 76 miliardi di € entro il 2030**.

Francia: diversificazione del mix elettrico

La Francia è il paese con la più alta percentuale di energia nucleare nel mix di produzione al mondo. Molti critici hanno definito il nucleare francese una "storia di successo" per la bassa emissione di CO₂. Ciò nonostante, il disastro di Fukushima ha portato l'attenzione dei media sulla sicurezza dei reattori nucleari attivi, il che ha influenzato l'opinione pubblica francese rispetto al nucleare portando all'introduzione di una proposta di legge, passata in Parlamento nel 2014, che prevede una riduzione della quota nucleare nella produzione totale di energia elettrica. L'obiettivo del governo francese è ora quello di chiudere completamente gli impianti nucleari francesi diversificando il mix elettrico e incrementando la quota parte di energia prodotta da fonti rinnovabili.

Nei prossimi anni, in Francia come in altri paesi, si attende una forte crescita della fonte solare ed eolica (onshore e offshore) vista la loro competitività, mentre le altre fonti hanno un basso potenziale di crescita (es. idrico, geotermica) o sono svantaggiati dal punto di vista economico (es. biomassa, maremotrice) che

(9) Sistemi di trasformazione dell'energia elettrica in gas naturale (Power to Gas) e in calore (Power to Heat). Queste tecnologie consentono di utilizzare le reti del gas e di teleriscaldamento come sistemi per accumulare l'eccesso di energia rinnovabile non programmabile che, in alternativa, verrebbe sprecata o addirittura "tagliata" per risolvere eventuali congestioni di rete.

(10) La capacità di connessione fra il sud e il nord della Germania è limitata, rendendo difficile trasmettere l'eolico prodotto nel nord della Germania verso i grandi poli di consumo situati nella Germania meridionale.

rende uno scenario di sviluppo su vasta scala di queste risorse poco probabile. Tuttavia, la sfida consiste nel rimpiazzare una tecnologia programmabile e di alta disponibilità come il nucleare con fonti rinnovabili non programmabili che hanno una producibilità inferiore.

Gli ultimi sviluppi, come descritti all'interno della piano strategico francese per l'energia e il clima¹¹, prevedono la chiusura dai 4 ai 6 reattori nucleari (su un totale di 58 reattori esistenti) entro il 2028 e un totale di 14 **entro il 2035** con **l'obiettivo di ridurre al 50% la quota nucleare nel mix di produzione francese.**

Similarmente alla Germania, anche in Francia gli impianti nucleari in chiusura dovranno essere sostituiti da nuovi impianti e nuove tecnologie tali da garantire il raggiungimento degli obiettivi di produzione da fonti rinnovabili, nonché la sicurezza del sistema elettrico. Anche in Francia l'integrazione delle rinnovabili richiederà ulteriori investimenti nella rete di trasmissione. L'operatore RTE stima che saranno necessari **oltre 15 miliardi euro nei prossimi 10 anni**, valori decisamente inferiori a quelli tedeschi ma comunque superiore ai piani di sviluppo precedenti.

(11) Ministère de la transition écologique et solidaire, Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) 2019-2028.

3. Impatti e implicazioni per il Sistema Elettrico

Impatti derivanti da caratteristiche tecniche degli impianti

La transizione energetica in atto, discussa nei precedenti capitoli, non è a impatto zero per il Sistema Elettrico.

Le variazioni del contesto (incremento FER, decommissioning termoelettrico, cambiamenti climatici) causano infatti già oggi - e in misura maggiore negli scenari prospettici - significativi impatti sulle attività di gestione del Sistema Elettrico.

La principale **differenza “tecnica” tra impianti FER e impianti termoelettrici** è che i primi si interfacciano alla rete mediante l'utilizzo di **macchine statiche** (ad esempio gli inverter degli impianti fotovoltaici), i secondi mediante **macchine rotanti**.

Per le caratteristiche intrinseche di tali tecnologie, i gruppi statici presentano minore propensione a sostenere i parametri fondamentali per l'esercizio in sicurezza della rete rispetto ai gruppi rotanti.

Tali caratteristiche tecniche fanno sì che la crescente penetrazione delle FER e la contestuale riduzione degli impianti termoelettrici generano i seguenti impatti sulla rete:

- **Riduzione dell'inerzia** del Sistema Elettrico, indispensabile per garantire la stabilità della frequenza e la capacità di resistere alle perturbazioni di rete;
- Riduzione del numero di risorse di generazione in grado di fornire servizi di **regolazione della tensione** (regolazione della potenza reattiva);
- **Riduzione della potenza di cortocircuito** del Sistema Elettrico con effetti negativi sulla Power Quality e sulla sicurezza.

Impatti derivanti dalle caratteristiche di non programmabilità degli impianti FER

Per loro natura gli impianti FER sono caratterizzati da **profili di produzione non programmabile** (la produzione dipende dalla presenza o meno della risorsa che per sua natura è intermittente, come il sole o il vento). Ciò implica che l'energia elettrica prodotta da tali impianti non segue le dinamiche del fabbisogno di energia per il consumo, bensì dinamiche caratteristiche delle singole fonti energetiche (ad esempio la produzione fotovoltaica è massima nelle ore centrali della giornata e nulla nelle ore notturne).

Tali caratteristiche generano i seguenti impatti nella gestione della rete:

- Riduzione del numero di risorse di generazione in grado di fornire servizi di **regolazione della frequenza** (regolazione della potenza attiva);
- Riduzione del **marginale di adeguatezza** per coprire i picchi di carico, che si possono verificare in orari a bassa produzione di FER;
- Crescenti periodi di **over-generation** nelle ore centrali della giornata (produzione maggiore del fabbisogno) che possono portare a tagli dell'energia prodotta se il Sistema non è provvisto di capacità di accumulo o di riserva adeguate;

Impatti derivanti dalla localizzazione degli impianti FER

- Crescente ripidità della **rampa serale del carico residuo**, causata dalla drastica e repentina riduzione della produzione solare nelle ore serali, per cui è necessario un rapido aumento della produzione da impianti flessibili;
- Aumento del fabbisogno di **riserva** in assenza di un miglioramento nelle previsioni FRNP.

Infine, come osservato, la crescita degli impianti FER è avvenuta in **maniera disomogenea sul territorio italiano**, sulla base della presenza della fonte (es: eolico principalmente al Sud Italia), e spesso **non coerente con la localizzazione dei luoghi di consumo**. In molti casi, in particolare per il fotovoltaico, l'installazione degli impianti si è concentrata su reti a Media e Bassa Tensione, che tradizionalmente erano caratterizzate dalla presenza di soli carichi elettrici.

Ciò comporta per il Sistema Elettrico:

- Aumento delle situazioni di **congestioni di rete**, a causa della loro dislocazione non coerente con i luoghi di consumo;
- Nuove problematiche di gestione del sistema legate alla crescente presenza di impianti di generazione sulle **reti di media e bassa tensione**.

Impatti derivanti dai cambiamenti climatici

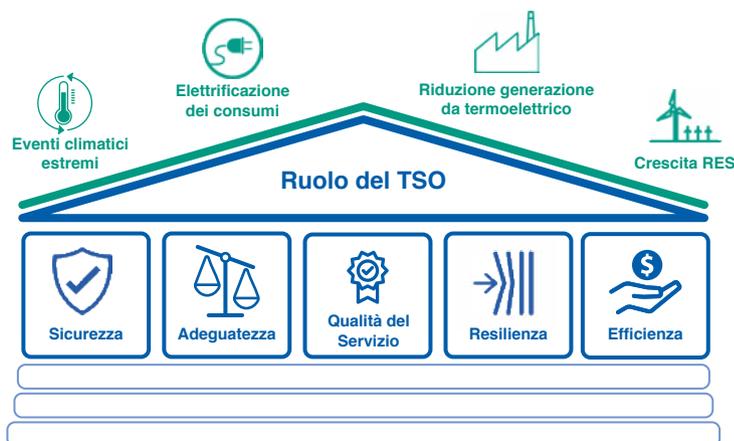
Oltre alla crescita delle FER, il Sistema Elettrico si trova ad affrontare ulteriori sfide derivanti dal contesto. In particolare, negli ultimi anni si è assistito ad un **aumento degli eventi climatici estremi** con importanti ripercussioni sulle infrastrutture e sui consumi, che ha portato ad un aumento di disservizi della rete elettrica e al raggiungimento di valori record di fabbisogno.

Dimensioni chiave del Sistema Elettrico

Gli impatti delle criticità appena citate sono amplificati nei loro effetti dalla crescente elettrificazione dei consumi energetici finali. Infatti, già oggi e in misura sempre crescente nei prossimi anni, l'interruzione della fornitura elettrica comporta l'indisponibilità di servizi essenziali, come ad esempio la mobilità, il riscaldamento e la climatizzazione, la cottura e la conservazione dei cibi. Il vettore elettrico rappresenta quindi una delle componenti chiave della transizione energetica; ciò determina la necessità di una attenzione ancora maggiore nella gestione delle criticità e degli impatti derivanti dal nuovo paradigma energetico.

I prossimi paragrafi analizzano tali aspetti, declinandoli nelle **cinque dimensioni chiave** per la gestione del Sistema Elettrico: **Sicurezza, Adeguatezza, Resilienza, Qualità ed Efficienza** (Figura 70).

Figura 70. Dimensioni chiave del Sistema Elettrico



Fonte: elaborazione Terna

Le soluzioni che Terna propone per affrontare tali sfide e abilitare concretamente la transizione energetica sono discusse invece al capitolo 4.

3.1. Sicurezza

Definizione

Per **Sicurezza** si intende la capacità del sistema elettrico di resistere a modifiche dello stato di funzionamento a seguito di disturbi improvvisi, senza che si verifichino violazioni dei limiti di funzionamento del sistema stesso.

I principali **parametri** che caratterizzano un Sistema Elettrico sono la **frequenza** e la **tensione** di rete. Tali grandezze, nelle condizioni di esercizio normale, rimangono all'interno di un range nell'intorno del loro valore nominale. La frequenza, a livello Europeo, assume un valore nominale pari a 50 Hz mentre il valore nominale della tensione è pari a 400-220 kV sulle reti di Altissima Tensione (AAT), e assume differenti valori (150-132-60 kV) sulle reti di Alta Tensione (AT).

La gestione in sicurezza del Sistema Elettrico implica, in primis, la necessità di mantenere la **stabilità della rete elettrica**, ossia far in modo che il sistema reagisca sin dai primi istanti al verificarsi di disturbi improvvisi, evitando di andare incontro a stati di funzionamento che possono causarne lo spegnimento.

La sola capacità del Sistema Elettrico di resistere a fenomeni transitori non è, però, condizione sufficiente per garantire la sicurezza della rete. A seguito di un evento perturbativo, infatti, i parametri elettrici non tornano naturalmente al loro valore nominale, ma è necessario mettere in atto **azioni, automatiche e non, che permettano di ripristinarli** al fine di riportare la rete nelle condizioni di funzionamento normali (e in grado di far fronte ad una nuova perturbazione). Le regolazioni fondamentali da attuare sono quelle relative al **controllo della frequenza e della tensione della rete**, gestendo rispettivamente la **potenza attiva** e la **potenza reattiva**.

Stabilità e inerzia di rete

La **capacità del sistema di “resistere” ad uno sbilanciamento** tra generazione e carico nei primissimi istanti a valle della perturbazione senza eccessive variazioni della frequenza di rete è misurata dal parametro **inerzia di rete**.

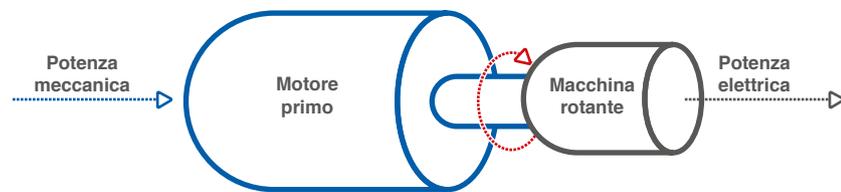
Nel seguito vengono fatte alcune considerazioni per chiarire come tale parametro risulti fondamentale al mantenimento della sicurezza di rete.

In caso di un **evento perturbativo**, rappresentato ad esempio dalla perdita di un impianto di generazione, il sistema elettrico è sede di un fenomeno transitorio in cui i **parametri elettrici subiscono delle oscillazioni rispetto ai valori nominali**. Maggiore è l'entità della perturbazione e maggiore sarà il fenomeno transitorio associato.

Tradizionalmente l'inerzia di rete è fornita dai gruppi termici convenzionali che rappresentano la stragrande maggioranza della generazione di tipo **“rotante”**. La generazione di tipo **“inverter-based”** invece dà attualmente un contributo limitato o nullo all'inerzia del sistema.

Il generatore rotante è rappresentabile (Figura 71) come un sistema composto da un motore primo (normalmente una turbina) accoppiato ad una macchina elettrica rotante (cd. alternatore). Trascurando le perdite del sistema, la potenza meccanica ceduta dal motore primo viene trasformata in potenza elettrica dalla macchina elettrica rotante. La velocità con cui gira la parte rotante della macchina elettrica (rappresentata dalla freccia rossa nello schema riportato in figura) è proporzionale alla frequenza di rete, pertanto, **ogni variazione di tale velocità comporta una variazione della frequenza** dell'energia elettrica in uscita.

Figura 71. Schematizzazione del generatore rotante: “motore primo-macchina elettrica rotante”



Fonte: elaborazione Terna

Una perdita di generazione viene vista dai restanti gruppi connessi alla rete come un incremento istantaneo del carico elettrico da alimentare. Analizzando il comportamento di un singolo gruppo rotante, è possibile osservare che, nei primi istanti, la potenza meccanica erogata dal motore primo risulta essere pressoché costante: questo provoca uno sbilanciamento tra la potenza meccanica e la potenza elettrica richiesta che **tenderà a frenare il gruppo** riducendo la frequenza di rete.

Sebbene la velocità di rotazione del generatore si riduca, questo continuerà a ruotare perché dotato di una sua inerzia meccanica; si può dire, quindi, che **questa tipologia di impianti sostiene il sistema elettrico in caso di perturbazioni di rete**. Il contributo di tutte le inerzie dei generatori rotanti determina l'**inerzia di rete**.

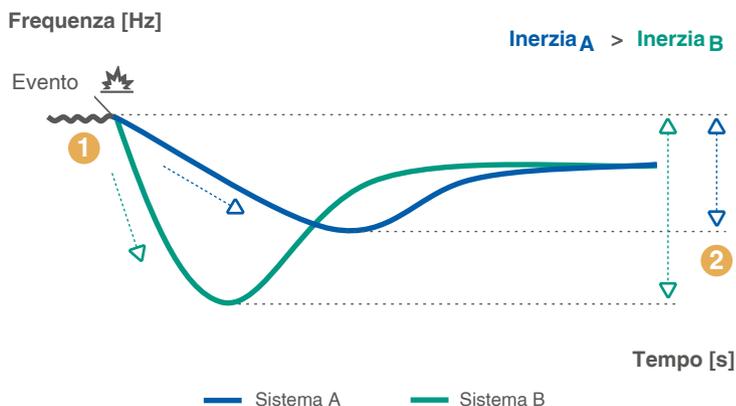
Al contrario di un generatore rotante, un **generatore statico** si interfaccia alla rete mediante una macchina elettrica in cui non ci sono parti in movimento (ad esempio gli inverter per gli impianti fotovoltaici). Per via di tale caratteristica

costruttiva, **un generatore statico non supporta al medesimo modo la rete al verificarsi di un evento analogo a quello appena descritto**. Se la frequenza varia rispetto al valore nominale, questi impianti non contrastano la variazione di frequenza e, al limite, se la variazione di frequenza supera una certa soglia, si distaccano dalla rete, causando un ulteriore **peggioramento delle condizioni di criticità del sistema**. Per questo motivo, gli impianti statici si dicono ad inerzia nulla.

In generale, quindi, si può affermare che la riduzione del numero di generatori rotanti sulla rete (come ad esempio gli impianti termoelettrici) riduce l'inerzia e, dunque, la stabilità del Sistema. A titolo esemplificativo, si consideri che il valore di inerzia della rete italiana nei momenti di minima produzione dei gruppi rotanti è stimato essere oltre quattro volte inferiore rispetto allo stesso valore nei momenti di massima produzione degli stessi (150 GVAs contro 650 GVAs). Di seguito si riporta un grafico che descrive in modo qualitativo la variazione di frequenza che si verifica a seguito di un evento perturbativo (perdita di una certa quantità di potenza prodotta) in due sistemi caratterizzati da diversi valori di inerzia (Figura 72). Come si evince dalla figura, i due sistemi reagiscono all'evento in maniera differente, con il **sistema a più bassa inerzia** che presenta una **variazione più rapida** (punto 1 in figura) e **drastica** (punto 2 in figura) **della frequenza** rispetto al sistema a inerzia più alta. In particolare:

- 1) Nel sistema a bassa inerzia la riduzione della frequenza è molto più veloce rispetto al sistema a inerzia maggiore. A tal proposito, si definisce il parametro **Rate of Change of Frequency (RoCoF)**, espresso in Hz/s) che dà indicazione della velocità di variazione della frequenza negli istanti immediatamente successivi all'evento. Sistemi a bassa inerzia presentano elevati valori di RoCoF e tale circostanza risulta estremamente critica per la rete, rendendo necessaria l'adozione di **sistemi di regolazione della frequenza sempre più rapidi**;
- 2) Nel sistema a bassa inerzia si verifica un maggiore **scostamento massimo di frequenza** (si raggiunge un valore minimo di frequenza più basso) rispetto al sistema a inerzia maggiore. Anche questo comportamento risulta critico per la gestione in sicurezza del Sistema in quanto **la frequenza può raggiungere valori oltre il range di ammissibilità**, con il rischio di innescare pericolosi eventi "a cascata".

Figura 72. Andamento del transitorio di frequenza in caso di perdita di generazione su due sistemi caratterizzati da diversa inerzia



Fonte: elaborazione Terna

Regolazione della frequenza

La transizione energetica implica un cambiamento radicale dei sistemi elettrici, caratterizzati da una inerzia sempre minore, una estrema variabilità dei flussi di potenza con una forte spinta dalle aree di produzione di tipo statico e, contemporaneamente, da un aumento dell'orizzonte di propagazione dei guasti dovuto al phase out dei gruppi convenzionali.

Tutti questi elementi influenzano la dinamica della rete europea e nazionale, interagendo con i fenomeni di propagazione di onde di energia da un estremo all'altro del sistema europeo; in taluni frangenti si innescano delle oscillazioni delle grandezze elettriche che si amplificano notevolmente e possono dar luogo a disservizi.

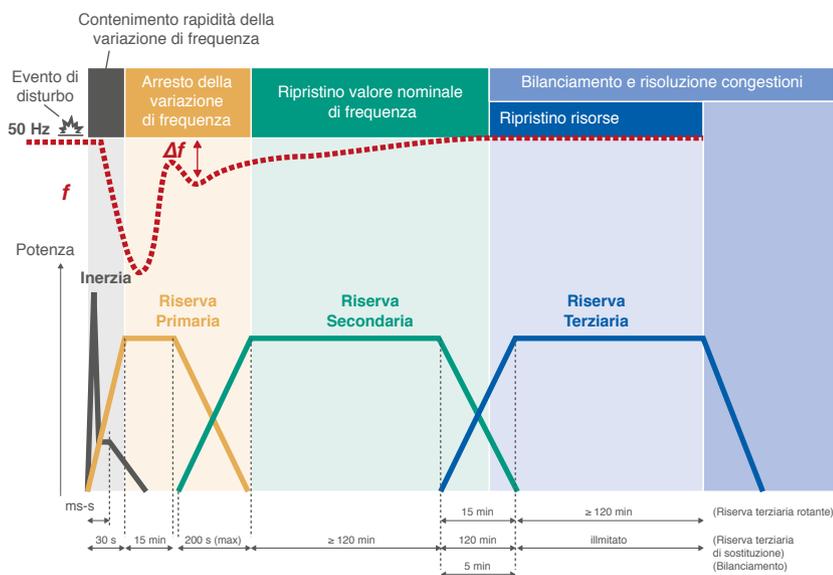
La Figura 72 mostra come a seguito di un evento perturbativo, la **frequenza** non torna naturalmente al suo valore nominale, ma si devono mettere in atto **azioni, automatiche e non, che permettano di ripristinare i normali valori di esercizio**.

Per fare ciò, Terna si approvvigiona della capacità di riserva necessaria per mettere in atto azioni per la **regolazione della frequenza** (Figura 73):

- *Regolazione Primaria:* si basa su azioni automatiche che **agiscono già dai primi secondi** successivi alla variazione della frequenza per mezzo di regolatori automatici a bordo dei generatori elettrici¹². Tale regolazione ha l'obiettivo di dare una prima risposta allo squilibrio tra potenze generate e assorbite e di **arrestare la conseguente variazione della frequenza**, ma non quello di ripristinare la frequenza al suo valore nominale, a causa dello statismo dei regolatori;
- *Regolazione Secondaria:* si basa su azioni automatiche e ha lo scopo di **riportare la frequenza al suo valore nominale**; interviene con tempi più lenti, nell'ordine delle **decine di secondi**;
- *Regolazione Terziaria:* la regolazione terziaria, a differenza delle precedenti, viene **eseguita su richiesta di Terna** (non sono previste azioni automatiche), per il **ripristino delle riserve**. A tale scopo, Terna impartisce disposizioni di esercizio come ad esempio l'entrata in servizio di centrali elettriche di riserva o la variazione della potenza prodotta da quelle già in servizio.

(12) Per erogare il servizio di regolazione primaria si rende necessario un dispositivo automatico di regolazione in grado di modulare la potenza erogata, sia in incremento che in decremento, in risposta ad una variazione di frequenza.

Figura 73. Schematizzazione della regolazione di frequenza in funzione del tempo di intervento



Fonte: Terna

La regolazione della frequenza è effettuata oggi esclusivamente¹³ da unità di produzione con **potenza nominale maggiore di 10 MVA, ad eccezione di quelle alimentate da Fonti Rinnovabili Non Programmabili**.

Pertanto, la riduzione dei gruppi termici abilitati a offrire servizi di regolazione sta causando una **graduale diminuzione della capacità regolante del sistema**, con impatti negativi sulla sicurezza.

Regolazione di tensione

Il secondo parametro fondamentale per cui deve essere garantita una adeguata regolazione è la **tensione**. Il controllo della tensione è strettamente correlato alla gestione della **potenza reattiva** circolante in rete.

Come per la regolazione della frequenza, anche la regolazione della tensione prevede una serie di azioni su più livelli gerarchici:

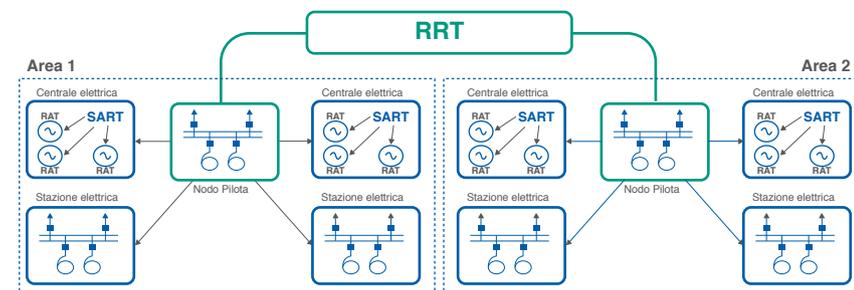
- **Regolazione primaria di tensione:** che consiste nella modulazione della potenza reattiva in uscita dal gruppo di generazione sulla base dello scostamento della tensione ai morsetti del medesimo gruppo. La regolazione primaria di tensione ha, quindi, **carattere prettamente locale** e viene fornita da tutti i gruppi di generazione rotanti mediante il Regolatore Automatico di Tensione (RAT) per la regolazione a livello di gruppo e mediante il Sistema Autonomo per la Regolazione della Potenza Reattiva e della Tensione (SART) a livello di centrale.
- **Regolazione secondaria di tensione:** che consiste nella modulazione della potenza reattiva in uscita dall'unità che effettua la regolazione sulla base dello scostamento della tensione su alcuni nodi predefiniti, chiamati "**nodi pilota**". Tale regolazione ha **carattere regionale** e viene effettuata mediante il **Regolatore Regionale di Tensione (RRT)** che

(13) Fanno eccezione i progetti pilota ex delibera 300/17

impartisce segnali di livello a centrali elettriche e stazioni afferenti alla stessa Area (Figura 74):

- **centrali elettriche** controllate inviando un livello di potenza reattiva che, mediante il SART di centrale, viene ripartito ai singoli gruppi di generazione. Partecipano alla regolazione secondaria di tensione tutti gli impianti di produzione con almeno un gruppo di potenza superiore a 100 MVA o impianti che Terna reputa rilevanti ai fini della sicurezza;
- **stazioni elettriche**, controllando dispositivi presenti in stazione direttamente gestiti da Terna quali, ad esempio, variatori di rapporto sotto carico, banchi di condensatori di rifasamento, reattanze di compensazione trasversale.

Figura 74. Schema semplificato della regolazione secondaria di tensione sulla rete AT



Fonte: Terna

In tale contesto, riveste particolare importanza il ruolo del **compensatore sincrono**, costituito da una macchina elettrica rotante (alternatore) del tutto analoga a quella utilizzata per i generatori rotanti, ma senza il motore primo. Tale strumento permette di regolare la potenza reattiva in maniera continua (non a gradini) e, analogamente ai gruppi rotanti, contribuisce al sostentamento dell'inerzia di rete.

Questi dispositivi risultano già oggi (e lo saranno sempre di più in futuro) uno strumento chiave per la gestione in sicurezza del Sistema Elettrico, soprattutto in condizioni di ridotto fabbisogno "residuo" (ovvero di ridotta domanda e/o elevata generazione FRNP), supportando l'inerzia, la regolazione di tensione e la potenza di corto circuito ai nodi della rete, senza però immettere potenza attiva (ovvero senza richiedere l'eventuale riduzione di generazione FRNP).

Il servizio di regolazione della tensione ad oggi è **effettuato da impianti di produzione rotanti e da strumenti di regolazione gestiti direttamente da Terna**. A partire dal 2018 i **nuovi impianti rinnovabili eolici e fotovoltaici** devono essere capaci di offrire il servizio¹⁴ ma, essendo in corso di definizione le regole per la fornitura, **ad oggi nessun impianto a fonte eolica e fotovoltaica partecipa alla regolazione di tensione**. A tal proposito, Terna sta valutando l'opportunità di avviare progetti pilota per testare la fornitura di potenza reattiva da parte di impianti ad oggi non abilitati.

(14) Obbligo introdotto per i nuovi impianti eolici e fotovoltaici come da allegati A.17 e A.68 del Codice di Rete Terna

Sistemi di Difesa

Per il mantenimento dell'esercizio in sicurezza della rete, insieme alle azioni di regolazione, Terna mette in atto una serie di ulteriori **azioni di controllo**, automatiche e/o manuali, realizzate tramite sistemi e/o apparati singoli e con tempi di risposta variabili da qualche centinaio di millisecondi ai minuti.

Tali azioni, descritte all'interno del **Piano di Difesa Terna**, risultano necessarie per **mantenere o riportare il Sistema Elettrico** in una **condizione normale** una volta che lo stesso stia per raggiungere o sia già in una condizione di emergenza.

In funzione della tipologia di evento e dalla gravità dello stato in cui si trova la rete, Terna può attivare differenti **Sistemi di Difesa** per riportare il Sistema Elettrico in sicurezza. In generale, i fenomeni ad evoluzione rapida vengono controllati da **sistemi automatici**, mentre i fenomeni ad evoluzione più lenta sono gestiti in **maniera manuale** o in base a procedure concordate con gli utenti della rete. Sulla base della precedente distinzione, di seguito sono riportati i principali Sistemi di Difesa:

a) Azioni automatiche:

- **Telescatti e teleriduzioni di unità di produzione**, ossia il distacco diretto, o la riduzione rapida della potenza prodotta, di generatori per evitare condizioni di sovraccarico su elementi di rete (o di sovralfrequenza) a seguito di una contingenza (ad esempio a causa di perdita di un elettrodotto);
- **Controllo delle Sezioni Critiche¹⁵ realizzato con Elaboratori Distacchi Automatici (EDA)**, che prevedono distacchi di carico per evitare il fenomeno di perdita in cascata delle linee di una Sezione Critica a causa dei sovraccarichi che si determinerebbe in caso dell'apertura per disservizio di una o più linee interessate;
- **Piano di alleggerimento automatico del carico**, dispositivi (Equilibratori Automatici del Carico, EAC) che, attraverso il controllo della frequenza e della sua variazione nel tempo, distaccano gradualmente il carico sotteso ad alcune cabine primarie/stazioni per arrestare la discesa della frequenza oltre valori non accettabili;
- **Formazione di isole di carico**, ossia la separazione di alcune porzioni di rete (limitate o di estensione notevole) in cui è verificato l'equilibrio tra domanda e generazione, perché possano sopravvivere quando il Sistema sta evolvendo verso uno stato di blackout generalizzato.

b) Azioni manuali:

- **Riduzione della Generazione Distribuita** (procedura RIGEDI), ossia la riduzione applicata agli impianti non programmabili eolici e/o fotovoltaici con potenza superiore o uguale a 100kW connessi sulla rete MT;
- **Riduzione della Generazione da fonte eolica e fotovoltaica afferente alla RTN**, ossia la possibilità di ridurre lentamente o distaccare potenza eolica e/o fotovoltaica connessa alla RTN;

(15) Per sezione di un sistema elettrico si intende il confine fra due aree della rete elettrica di cui una è generalmente in deficit di potenza, mentre l'altra è in esubero. Le sezioni critiche sono sezioni in cui il guasto di una linea elettrica che le attraversa può provocare uno stato di funzionamento non normale come, ad esempio, il sovraccarico delle altre linee. Un esempio tipico è quello della Sezione Estero.

Inversione dei flussi di potenza dalle Cabine Primarie e osservabilità

- **Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico (PESSE)**, ossia un piano di ripartizione ciclica delle interruzioni del carico attuato in casi eccezionali in cui un'area di rete o l'intero Sistema è in condizioni di deficit tra carico e produzione.

c) Azioni automatiche o manuali:

- **Banco Manovra Interrompibili**, è un sistema di interruzione di carichi industriali di utenze nella titolarità di soggetti che hanno stipulato il contratto per l'erogazione del servizio di interrompibilità.

Infine, forti impatti sulla sicurezza del Sistema Elettrico derivano dal mutato comportamento della rete di distribuzione in seguito all'aumento degli impianti di Generazione Distribuita.

In particolare, nel corso degli ultimi anni è aumentato il fenomeno di inversione dei flussi di potenza che consiste nella **risalita di potenza dalla rete di distribuzione verso la rete di trasmissione**, nel caso in cui la produzione della Generazione Distribuita superi il carico locale sotteso alla stessa cabina.

Già oggi il sistema elettrico sotteso ad una cabina primaria di distribuzione è costituito da una combinazione di impianti di generazione, di consumo e di storage. Per dare una quantificazione del fenomeno descritto, sulla rete di e-distribuzione è stata riscontrata nel periodo gennaio-dicembre 2018 (Figura 75) l'inversione del flusso di energia per almeno l'1% e il 5% delle ore dell'anno rispettivamente in 1.064 e 776 sezioni di trasformazione AT/MT delle Cabine Primarie di distribuzione.

Figura 75. Dati di inversione dei flussi su sezioni AT/MT



Fonte: elaborazione Terna su dati e-distribuzione

Ciò ha comportato e comporterà sempre più la necessità di rivedere alcune delle modalità di gestione del sistema elettrico, basate, fino a qualche anno fa, sull'assunto che la rete di distribuzione MT e BT fosse essenzialmente passiva (presenza di soli carichi). Esempi di alcune problematiche che si stanno affrontando a tale riguardo sono la **riduzione di selettività dei sistemi di protezione**, la **diminuzione dell'efficacia dei Piani di Difesa** adottati per la gestione di eventi che possono portare il sistema in condizioni particolarmente

critiche e la possibile **inadeguatezza di sistemi di monitoraggio e degli automatismi progettati per un funzionamento unidirezionale**.

Ad oggi, infatti, Terna **osserva in real time solo gli scambi di potenza tra la rete di trasmissione e ciascuna Cabina Primaria, senza avere alcuna visibilità real time delle grandezze elettriche di circa 28 GW di impianti di produzione connessi alle reti di media e bassa tensione**. Tale informazione non è più sufficiente per comprendere in tempo reale le dinamiche degli eventi e adottare le più efficaci ed efficienti contromisure. Basti pensare a come può repentinamente variare il prelievo netto di una Cabina Primaria quando si verificano variazioni importanti della copertura nuvolosa di una rete MT/BT caratterizzata da un forte penetrazione di generazione fotovoltaica.

3.2. Adeguatezza

Definizione

Il Sistema Elettrico è ritenuto **adeguato** se dotato di risorse di produzione, stoccaggio, controllo della domanda e capacità di trasporto sufficienti a soddisfare la domanda attesa, con un margine di adeguatezza in ogni dato periodo.

Valutazione dell'adeguatezza del Sistema Elettrico

L'adeguatezza di un sistema elettrico misura quindi **la capacità di soddisfare il carico in ogni istante**, tenendo in considerazione le fluttuazioni della domanda, le potenziali indisponibilità di impianti termoelettrici, l'incertezza che caratterizza la producibilità degli impianti FRNP nonché, nel medio/lungo termine, la possibile realizzazione di nuova capacità o dismissione di capacità esistente e/o di un'augmentata capacità di trasporto tra aree della rete rilevante. A ognuno di questi elementi è associabile un determinato livello di incertezza, che è tanto maggiore quanto più ci si muove verso orizzonti temporali di più lungo termine. Terna valuta il livello di adeguatezza del sistema sia nel breve termine (giorni/mesi) sia nel medio/lungo termine (anni). Per tener opportunamente conto dell'incertezza nel medio/lungo termine si fa ricorso a modelli probabilistici, come ad esempio "il modello Monte Carlo".

A tale scopo, Terna verifica che l'esercizio avvenga con un **margine di adeguatezza** congruo alle esigenze di gestione della rete elettrica, definendo tale parametro come la differenza tra:

- la somma tra la capacità produttiva disponibile e l'importazione di energia elettrica dalle aree contigue;
- il fabbisogno di energia elettrica aumentato della necessaria riserva terziaria di sostituzione¹⁶.

Uno degli indicatori principali per valutare l'adeguatezza (o inadeguatezza) di un sistema elettrico sono le ore all'anno in cui è probabile un distacco del carico. Questo indicatore è anche noto come "ore **LOLE (Loss of Load Expectation)**" ed è stato adottato come criterio di adeguatezza sia a livello europeo che al livello di singoli paesi.

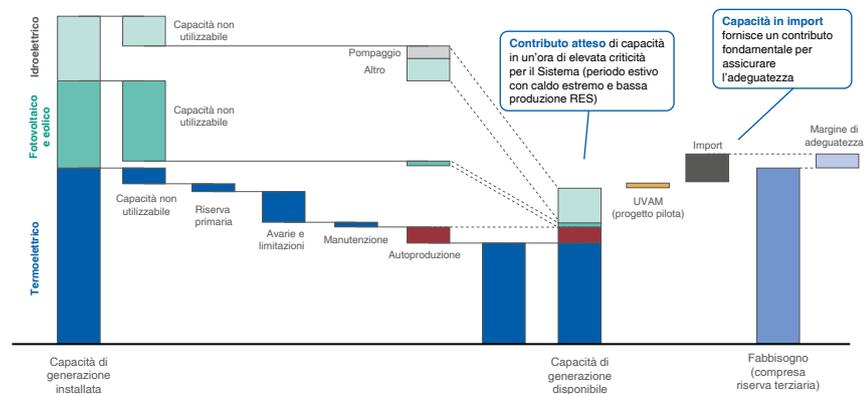
(16) Capacità produttiva resa disponibile al Gestore ai fini dell'incremento o del decremento dell'immissione di energia elettrica nell'ambito del bilanciamento

Contributo delle fonti di generazione all'adeguatezza

Generalmente, un sistema elettrico si considera adeguato quando non ci sono più di 3 ore di LOLE in un anno¹⁷.

Il contributo all'adeguatezza delle varie fonti non assume un valore costante ma varia ora per ora durante il giorno e nei diversi periodi dell'anno. Si riporta, quindi, a titolo di esempio uno spaccato del contributo all'adeguatezza delle diverse fonti in condizioni di stress per il sistema (Figura 76).

Figura 76. Contributo delle diverse fonti all'adeguatezza in condizioni di stress per il sistema e definizione margine di adeguatezza



Fonte: Terna

La capacità di generazione disponibile è pari alla somma delle diverse fonti, classificate in base alla tecnologia, opportunamente considerate per tener conto della loro effettiva disponibilità e del loro contributo alla copertura della domanda.

Il contributo degli **impianti termoelettrici** risulta inferiore rispetto al valore di capacità installata per effetto:

- della presenza di **capacità non utilizzabile** a causa di limitazioni autorizzative o per indisponibilità di lunga durata;
- della **banda di riserva primaria da mantenere disponibile** per il bilanciamento rapido del sistema (tempo di risposta 5-30 secondi);
- di **avarie e limitazioni parziali** della capacità (ad esempio legate alle condizioni ambientali come la temperatura);
- delle **indisponibilità per manutenzione**.

Il contributo **idroelettrico**, invece, è valutato sulla base della produzione effettiva per gli impianti privi di possibilità di accumulo e sulla base della producibilità massima in funzione dell'energia accumulata per gli impianti dotati di accumulo come i pompaggi.

Per quanto riguarda **eolico e fotovoltaico**, viene considerata la stima della produzione resa disponibile nelle diverse ore essendo il resto della capacità non utilizzabile per mancanza della fonte primaria. La previsione della producibilità

(17) Tale valore è indicato all'interno del Decreto Ministeriale del MiSE 28 giugno 2019 sul Capacity Market.

da fonte eolica e solare si effettua prevalentemente sulla base di dati storici elaborando tuttavia, per ciascuno degli scenari previsionali, diversi andamenti attesi, valutati poi rispettivamente con una diversa probabilità di accadimento.

Analogamente al contributo considerato in fase di valutazione stagionale e annuale, il **contributo atteso dell'importazione di energia elettrica dall'estero** viene valutato in funzione dei dati storici, delle informazioni sullo stato di adeguatezza dei paesi esteri e delle analisi svolte a livello europeo, tenendo ovviamente conto anche del valore della massima capacità di trasporto, ridotto in funzione delle eventuali indisponibilità di elementi di rete.

Un ulteriore, sebbene ancora esiguo, contributo all'adeguatezza proviene dalle **nuove risorse della domanda e della generazione distribuita** abilitate alla partecipazione ai mercati mediante i progetti pilota promossi da Terna (es: UVAM), che saranno trattati più esaurientemente nel capitolo successivo.

È fondamentale sottolineare che la sostituzione di capacità termica con capacità rinnovabile risente, in termini di contributo all'adeguatezza del sistema, della non affidabilità e della limitata disponibilità delle fonti rinnovabili in momenti della giornata potenzialmente critici per il Sistema Elettrico: **1.000 MW di fonte eolica o solare non sono equivalenti a 1.000 MW di capacità termica convenzionale in termini di contributo all'adeguatezza del sistema.**

In particolare, le analisi di Terna sui **tassi medi di derating**¹⁸ delle principali tecnologie a fonte rinnovabile non programmabile per l'anno 2022 mostrano i seguenti risultati (Figura 77):

Figura 77. Tassi di derating FRNP per l'anno 2022

Fonte	Tasso di derating
Solare	89%
Eolico	82%
Fluente	65%

Fonte: Terna

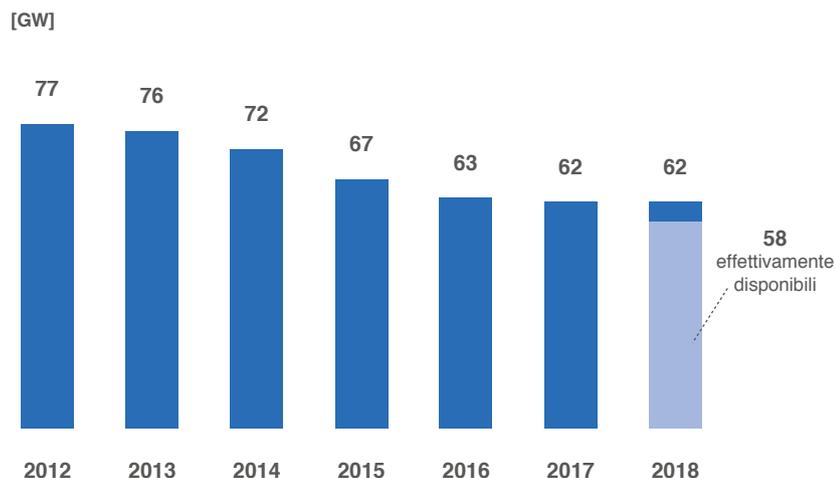
Ciò implica, ad esempio, che **1.000 MW di fonte solare possono essere considerati corrispondenti a circa 110 MW di capacità termica equivalente.**

Questo tasso di derating aumenta all'aumentare della quota di rinnovabile e si riduce invece all'aumentare della capacità di accumulo.

Riduzione della
capacità di
generazione termica

Il sistema elettrico italiano, come visto in precedenza, ha vissuto negli anni più recenti una forte riduzione della capacità di generazione termoelettrica, principale fonte di contribuzione all'adeguatezza del sistema. **A partire dal 2012, infatti, il sistema ha perso circa 20 GW di capacità termica tradizionale,** (compresi circa 3 GW attualmente indisponibili all'esercizio) (Figura 78).

(18) Vedi Appendice alla DTF n. 2 ai sensi dell'articolo 2.1 della Disciplina del Mercato della Capacità approvata con D.M. 28 giugno 2019

Figura 78. Riduzione della capacità di produzione degli impianti termici

Fonte: Terna

Correlazione fra temperatura e domanda elettrica

Un ulteriore elemento fondamentale per comprendere le dinamiche legate all'adeguatezza del Sistema è la **correlazione fra temperatura e domanda elettrica** (Figura 79). Tale correlazione si è rafforzata negli ultimi anni, specialmente durante il periodo estivo (soprattutto per effetto della forte diffusione dei sistemi di condizionamento), arrivando, a partire dal 2014, a incrementi di circa 2000 MW per ogni grado di aumento di temperatura (*OverCooling zone*).

Tale fenomeno causa due effetti principali:

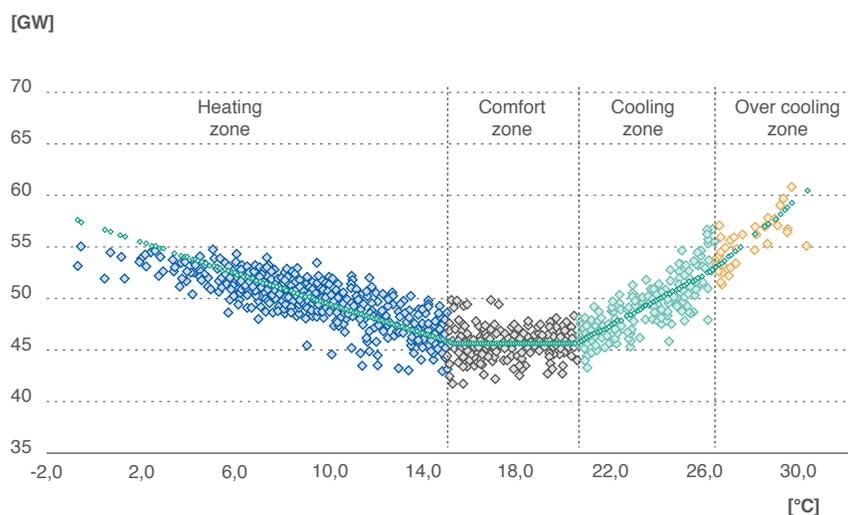
- un rilevante incremento del picco di carico estivo in condizioni di caldo estremo;
- un aumento della frequenza delle ore in cui tali picchi si verificano nel sistema.

L'aumento della correlazione fra temperatura e domanda, specie nei periodi estivi di caldo estremo e in condizioni di siccità, può rappresentare un fattore critico rispetto all'adeguatezza del sistema, andando a sovrapporsi alla riduzione della disponibilità della generazione termica per effetto di fenomeni quali il *derating*¹⁹ e l'ATS (Alta Temperatura allo Scarico) degli impianti²⁰.

(19) La potenza erogabile dagli impianti termoelettrici si riduce progressivamente in presenza di temperature elevate dell'aria comburente e/o dell'acqua/aria di raffreddamento necessaria per il funzionamento.

(20) La temperatura a cui l'acqua di raffreddamento delle centrali termiche deve essere compresa all'interno di un preciso range per non deteriorare le condizioni dell'ambiente circostante

Figura 79. Dipendenza della domanda di energia elettrica dalla temperatura



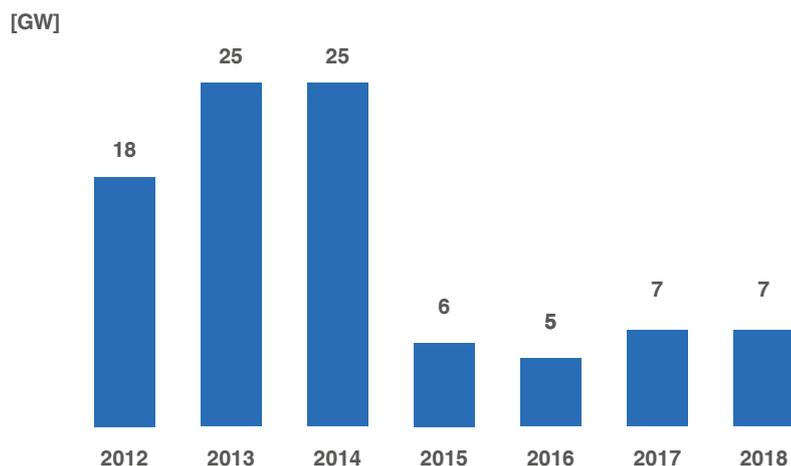
Fonte: Terna

Impatti sul margine di adeguatezza

La progressiva riduzione della flotta termoelettrica disponibile e il contestuale cambiamento della dinamica della curva di domanda hanno avuto impatti rilevanti sul **margine di adeguatezza** del sistema.

In particolare, come si evince in Figura 80, in corrispondenza del periodo 2014-2015, la forte riduzione di generazione termica disponibile (-6 GW circa) e l'incremento di carico estivo hanno comportato, nello stesso arco temporale, **una riduzione del margine di adeguatezza superiore al 70%**. Ciò ha provocato un **deterioramento delle condizioni di adeguatezza del sistema**, sottoposto oramai strutturalmente a situazioni di significativo stress in caso di condizioni climatiche estreme (caldo o freddo intensi, scarsa idraulicità) e/o presenza di tensioni sui Paesi confinanti (es. indisponibilità di parte del parco nucleare francese), come quelle verificatesi nel 2015 e nel 2017.

Figura 80. Evoluzione del margine di adeguatezza



Fonte: Terna

Il valore del margine di adeguatezza congruo a garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale deve essere commisurato a parametri di tipo probabilistico in linea con i valori utilizzati a livello europeo che prevedono tipicamente un rischio di distacco di carico involontario per ragioni di adeguatezza (Loss Of Load Expectation - LOLE) non superiore ad una media di 3 ore/anno per l'intero sistema elettrico nazionale.

Il margine di adeguatezza che rispetta tale valore di LOLE è variabile in funzione della distribuzione della generazione, dei carichi e della capacità di scambio disponibile tra le varie aree del paese, ed è ad oggi approssimabile ad almeno il **20% della punta di carico** (nell'ordine di circa 12 GW).

3.3. Qualità

Definizione

Per **Qualità del servizio** si intende la capacità di garantire la continuità del servizio (mancanza di interruzioni nella fornitura di energia elettrica, frequenza e tensione entro i range ammissibili) e la qualità dello stesso (livello di tensione, forma d'onda, ecc.).

La qualità del servizio è un aspetto che riveste un'importanza crescente. Ciò è dovuto principalmente a due fattori:

- la crescente **elettrificazione dei consumi** degli utenti finali, che rende fondamentale la disponibilità continuativa del servizio
- la sempre maggior **presenza di componenti elettronici** per l'automatizzazione degli impianti di utenza, specialmente industriale, che necessitano per il loro corretto funzionamento di un alto livello di qualità della fornitura di energia elettrica.

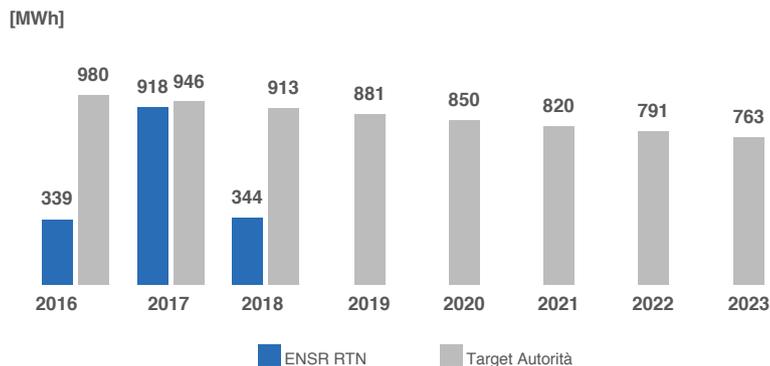
Tale visione è concorde con l'indirizzamento fornito dall'Autorità negli ultimi anni, la quale ha regolato la tematica mediante l'emanazione nel 2011 della Delibera ARG/elt 197/11 "*Regolazione della qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015*" e nel 2015 della Delibera 653/2015/R/EEL "*Testo integrato della regolazione output-based del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023*", allo scopo di **limitare il numero di interruzioni e dei buchi di tensione** subiti dagli utenti connessi alla rete AT.

La trattazione sulla qualità del servizio può essere distinta nei filoni della **continuità del servizio** e della **Power Quality**.

Continuità del servizio

La **continuità del servizio di trasmissione di energia elettrica**, intesa come mancanza di interruzioni nella fornitura di energia elettrica ai clienti AT, viene monitorata da Terna tramite l'**indicatore ENSR RTN** (Energia Non Fornita di Riferimento). Tale indicatore misura l'energia non fornita netta per eventi con disalimentazione di Cabine Primarie che hanno interessato, anche parzialmente, la rete RTN.

L'Autorità ha fissato, con le Delibere sopra citate, i target annuali dell'indicatore ENSR RTN che Terna deve perseguire fino al 2023. Nella Figura 81 è riportato l'andamento del suddetto indicatore, ed il relativo target associato.

Figura 81. Performance annuale ENSR RTN e relativo target Autorità

Fonte: Terna

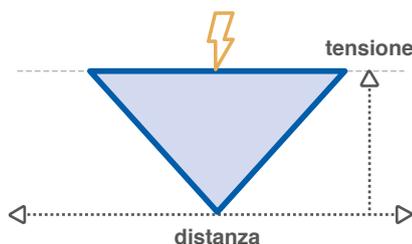
L'energia non fornita netta con incidenza sull'indicatore ENSR RTN è quella le cui cause sono riconducibili, anche parzialmente, alla rete RTN. Esempi di queste casistiche sono le disalimentazioni che hanno avuto origine su elementi di rete appartenenti alla RTN, riconducibili ad esempio a **guasti meccanici** (es. rottura conduttore, rottura isolatori, ecc.) o **di natura elettrica** (es. sovraccarico, riduzione dell'isolamento, ecc.).

I target stabiliti dall'Autorità sono decrescenti per incentivare la riduzione dell'ENSR imputabile a Terna nel corso degli anni.

Power Quality

La **Power Quality**, intesa come il mantenimento dei parametri tecnici caratterizzanti le tensioni e la frequenza di alimentazione dell'utenza entro limiti definiti, viene monitorata da Terna mediante l'analisi di dati *ad hoc* registrati in numerosi nodi della rete AT opportunamente individuati.

Uno dei principali parametri monitorati è rappresentato dal "**numero dei buchi di tensione**", che rappresenta il numero delle volte in cui il valore della tensione nel nodo monitorato scende al di sotto del 90% del suo valore nominale su almeno una delle fasi. Tali eventi sono normalmente causati dal verificarsi di un **cortocircuito** in rete, ad esempio a causa di una fulminazione, che determina l'instaurarsi di una ingente **corrente di guasto**, correlata a un **abbassamento repentino della tensione** nell'intorno del guasto stesso (Figura 82). Tramite i sistemi di protezione presenti sulla rete AT, tale guasto viene eliminato rapidamente (nell'ordine di alcune decine di millisecondi), mediante l'apertura automatica degli interruttori a ridosso del guasto.

Figura 82. Rappresentazione del profilo della tensione al verificarsi di un cortocircuito

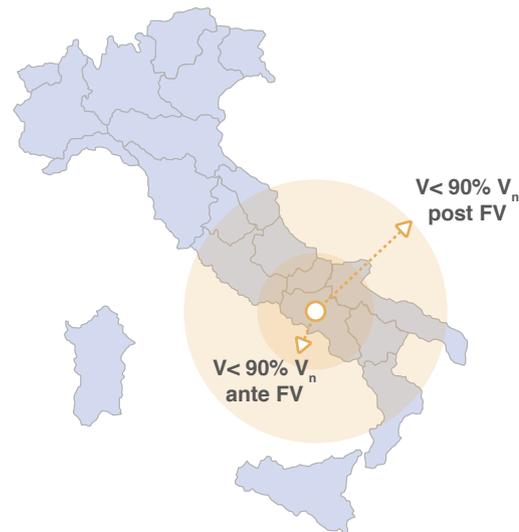
Fonte: elaborazione Terna

L'estensione dell'area che risente dell'abbassamento istantaneo della tensione, prima dell'eliminazione del guasto, è inversamente proporzionale alla c.d. "**potenza di cortocircuito**" della rete. Gli impianti che contribuiscono alla potenza di cortocircuito del Sistema Elettrico sono le centrali di produzione dotate di gruppi rotanti. Al contrario, i gruppi statici non contribuiscono allo stesso modo a tale parametro.

In un contesto di *decommissioning* del parco termico e di incremento degli impianti a fonti rinnovabili, la potenza di cortocircuito del Sistema Elettrico si sta progressivamente riducendo. Tale condizione determina:

- **l'aumento dell'estensione delle zone interessate dalla riduzione di tensione** derivante da un cortocircuito (Figura 83)
- **una minore selettività dei guasti** da parte dei sistemi di protezione
- la riduzione della capacità di attenuare la distorsione armonica della tensione

Figura 83. Effetti della penetrazione della Generazione Distribuita sull'estensione dell'area del buco di tensione in caso di guasto in rete



Fonte: Terna

3.4. Efficienza

Definizione Per **Efficienza** si intende la capacità di gestire il Sistema Elettrico rispettando i requisiti di sicurezza, adeguatezza e qualità, al minimo costo complessivo per il cittadino / utente.

La transizione verso il nuovo paradigma energetico implica **rilevanti impatti sulla gestione efficiente del Sistema Elettrico**, che rappresenta un punto chiave della mission di Terna.

È possibile distinguere tre categorie di impatti sull'efficienza della gestione del Sistema elettrico in assenza di interventi mirati:

Curtaiment di energia pulita e a basso costo

- **Curtaiment di energia elettrica a basse emissioni e/o a basso costo**, a causa di congestioni di rete e overgeneration rispetto al fabbisogno;
- **Aumento dei volumi di risorse da approvvigionare sul mercato dei servizi**, da un lato a causa della riduzione del numero degli impianti tradizionali in funzionamento in esito a MGP che determina una scarsità di risorse per regolazione di tensione da approvvigionare di conseguenza su MSD; dall'altro a causa della crescente volatilità del carico residuo e della conseguente necessità di approvvigionare più risorse per garantire la sicurezza del Sistema;
- **Aumento dei prezzi sul mercato dei servizi**, a causa dell'aumento della domanda di servizi a fronte di un'offerta in riduzione se si considerano esclusivamente gli impianti termoelettrici.

In merito al primo tema, già oggi la **distribuzione non uniforme degli impianti FER sul territorio italiano** determina problematiche di gestione legate alla difficoltà di dispacciare, in alcune ore dell'anno, l'intera potenza prodotta da tali impianti.

I problemi di congestione sono maggiormente evidenti e critici **nell'area centro-meridionale ed insulare del Paese**, dove si concentra la gran parte delle installazioni di impianti da FER e dove la rete presenta un minor livello di magliatura e una più limitata capacità di trasporto.

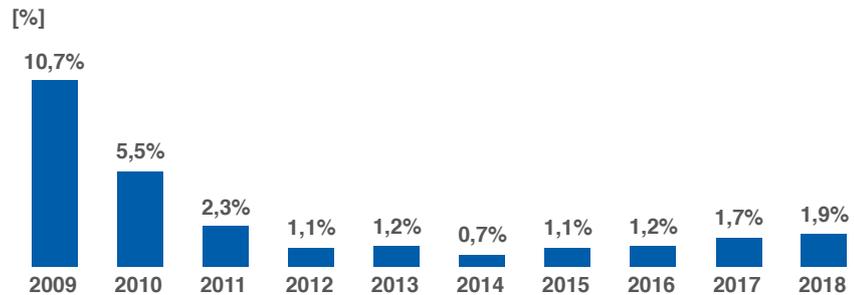
Qualora si verificano delle congestioni sulla rete RTN non superabili con le risorse a disposizione, il gestore della rete, al fine di garantire la sicurezza della stessa, mette in atto **azioni per ridurre la produzione eolica connessa sull'Alta Tensione**. L'indicatore attraverso il quale si misura tale azione è definito come la Mancata Produzione Eolica²¹ (MPE).

Tale condizione, oltre a rappresentare un **danno dal punto di vista ambientale** (taglio di energia elettrica pulita a favore di altre fonti potenzialmente sporche), comporta **inefficienze anche dal punto di vista economico**. In particolare, ai produttori che subiscono il *curtaiment* vengono riconosciuti indennizzi per la MPE; inoltre, sul mercato dei servizi, aumentano i costi per la risoluzione delle congestioni mediante la movimentazione di ulteriori risorse disponibili.

La Figura 84 evidenzia l'incidenza della MPE sulla produzione eolica totale a livello italiano dal 2009. Come risulta evidente dal grafico, negli anni passati Terna ha **realizzato importanti interventi di adeguamento e rinforzo della rete nelle aree più critiche**, che hanno consentito di ridurre le congestioni e aumentare la capacità di integrazione della produzione eolica. In scenari prospettici di forte aumento della capacità FER installata, l'entità del fenomeno potrebbe aumentare nuovamente.

(21) Per Mancata Produzione Eolica (MPE), si intende, per ciascuna ora, la quantità di energia elettrica non prodotta da un'unità di produzione eolica per effetto dell'attuazione degli ordini di dispacciamento impartiti da Terna per il mantenimento delle condizioni di sicurezza della rete (es. gestione delle congestioni, ecc.).

Figura 84. Incidenza dei volumi di Mancata Produzione Eolica sul totale della produzione eolica



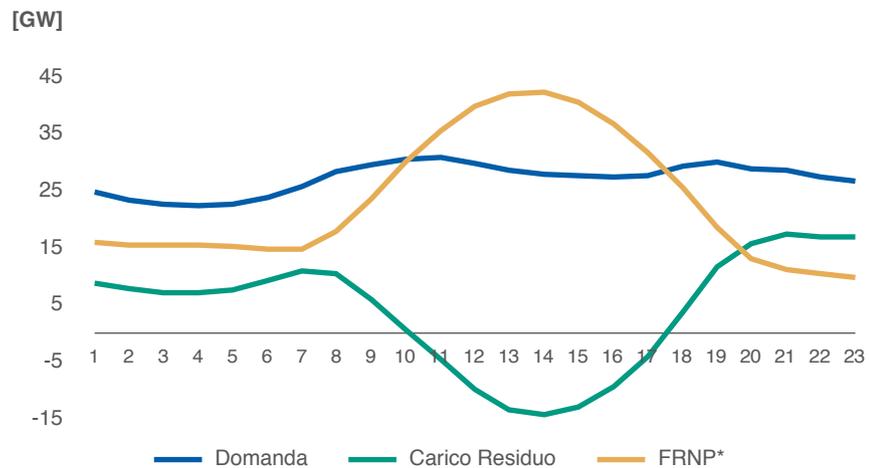
Fonte: Terna

Negli scenari futuri, che prevedono una forte penetrazione da FER, è possibile che si debbano attuare azioni di *curtailment* della produzione FER non solo a causa di congestioni di rete locali, ma anche a causa di condizioni di **overgeneration rispetto al fabbisogno**.

Infatti, analizzando l'andamento del carico residuo nello scenario PNIEC, (Figura 85) si può osservare come nelle ore centrali dei giorni a elevata penetrazione FER e basso carico, il *residual load* assume valori negativi.

Anche questa situazione comporta perdita di efficienza per il sistema in quanto, in assenza di adeguati strumenti di accumulo, diventa necessario tagliare l'energia pulita e a basso costo prodotta da impianti FER.

Figura 85. Andamento del carico residuo in un giorno di aprile nello scenario PNIEC 2030



* FRNP include eolico, fotovoltaico e idroelettrico fluente

Fonte: elaborazione Terna

Aumento volumi MSD

In un sistema a elevata penetrazione FER cresce la necessità di approvvigionarsi di **risorse di rete sul mercato dei servizi**.

La presenza di impianti FER, infatti, implicherà **maggiore volatilità e variabilità del carico residuo**, come mostra la Figura 85, con conseguente necessità da parte di Terna di approvvigionarsi di maggiore riserva per fronteggiare inaspettate variazioni di produzione di impianti non programmabili, soprattutto

nelle ore della rampa serale in cui è necessario attivare rapidamente molte risorse a causa della riduzione della produzione fotovoltaica e del contemporaneo aumento del fabbisogno.

In aggiunta, nelle ore a elevata penetrazione FER, si **degraderanno le condizioni di esercizio in sicurezza** per via della scarsa capacità delle FER di contribuire alla stabilità della rete e alle regolazioni di frequenza e tensione. Per mantenere la sicurezza del sistema si renderà necessario incrementare l'inerzia della rete, mantenendo una quota di impianti rotanti in esercizio e/o introducendo **nuovi servizi di regolazione rapida** capaci di contribuire alla stabilità del Sistema.

Inoltre, la riduzione del parco termoelettrico causerà una contrazione del c.d. *free headroom*, ovvero della riserva a salire che Terna ottiene implicitamente dagli impianti che operano al di sotto della potenza massima, con conseguente necessità di movimentare impianti a scendere per ricostruire i margini di riserva a salire.

Aumento prezzi MSD

Infine, la crescita di impianti FER può determinare un **incremento dei prezzi sul mercato dei servizi**, a causa di due dinamiche:

- La crescente richiesta di servizi su MSD a fronte di una **riduzione dell'offerta** da parte degli impianti termoelettrici potrebbe portare ad un incremento dei prezzi di offerta sui mercati dell'energia e dei servizi.
- In aggiunta, la variabilità del carico residuo determina la **necessità di maggiore flessibilità degli impianti programmabili** (frequenti richieste di variazioni della produzione), con conseguente riduzione dell'efficienza di funzionamento e maggiore usura. Il peggioramento delle condizioni di esercizio comporta costi di generazione più elevati, che potrebbero ripercuotersi sui prezzi.

Negli scenari futuri è dunque prevedibile un progressivo incremento degli oneri di sistema connessi ai servizi di dispacciamento. Tale incremento potrebbe essere più che compensato a fronte dei benefici derivanti dalla decarbonizzazione del sistema elettrico e dalla potenziale pressione al ribasso sui costi dell'energia (bassi costi variabili degli impianti FER). Basti pensare che in media la riduzione di 1 €/MWh sul PUN comporta un risparmio di circa 300 milioni di euro all'anno per i consumatori.

3.5. Resilienza

Contesto | L'aumento della **frequenza di eventi meteo critici**, registrato negli ultimi anni nel nostro paese e nel mondo, rende **necessario l'incremento della capacità di reazione del sistema elettrico**. Aumentare il livello di **Resilienza del Sistema Elettrico Italiano rappresenta** una delle principali sfide della Transizione Energetica.

Definizione | Per **Resilienza** si intende la capacità del Sistema di resistere a sollecitazioni che hanno superato i limiti di tenuta e di riportarsi nello stato di funzionamento normale, eventualmente mediante interventi provvisori.

La resilienza del Sistema Elettrico è un tema centrale nel nuovo scenario energetico / climatico.

Frequenza e severità degli eventi climatici estremi

La **crescente intensità e severità degli eventi meteorologici estremi** strettamente connessa al surriscaldamento globale genera, a cascata, una più alta probabilità di danni significativi per le infrastrutture del Paese, comprese quelle di trasmissione elettrica.

I principali fattori che causano disservizi sulla rete elettrica sono:

- **alluvioni, smottamenti, frane, trombe d'aria** ed altri fenomeni estremi che possono comporta il **collasso dei sostegni o altri cedimenti strutturali**;
- **formazione di manicotti di ghiaccio** sulle linee dovuti al fenomeno della cosiddetta *wet-snow*²² che, generando sovraccarichi elevati, appesantiscono le linee e provocano cortocircuiti o cedimenti strutturali (Figura 86);
- **aumento di depositi inquinanti** legati a periodi di lunga siccità (es. inquinamento salino) che causa l'aumento della probabilità di scarica superficiale.

Figura 86. Manicotto di ghiaccio su conduttore



Fonte: Terna

Gli eventi climatici stanno variando nella dimensione e nella frequenza, diventa necessario valutare dove i fenomeni si ripetono con maggiore frequenza in relazione alle infrastrutture di rete presenti sul territorio, e intervenire con investimenti infrastrutturali mirati finalizzati alla prevenzione e alla mitigazione degli impatti sulla continuità del servizio di fornitura di energia elettrica.

(22) Con "wet snow" ci si riferisce ad un particolare fenomeno nevoso in cui l'accumulo sulle superfici avviene con una temperatura dell'aria compresa tra 0 e +2 °C. I fiocchi presentano così un elevato contenuto liquido e una forte capacità adesiva nei confronti dei conduttori elettrici.

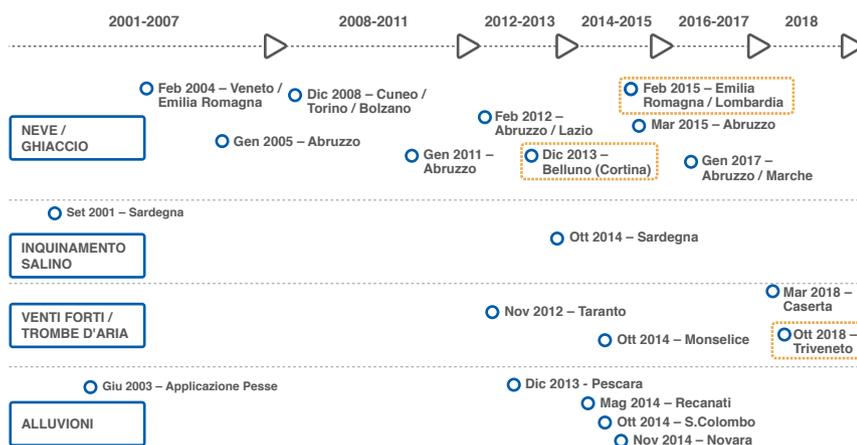
Figura 87. Mappa del rischio climatico in Italia



Fonte: Legambiente

Un focus sugli eventi meteorologici che hanno avuto impatti sul sistema elettrico negli ultimi anni (Figura 88) rivela l'effettivo incremento di problematiche di gestione della rete.

Figura 88. Eventi climatici severi negli ultimi anni con impatti sulla rete di trasmissione



Fonte: Terna

In riferimento alla figura, si citano gli eventi più significativi:

- *2013 – Belluno-Cortina d’Ampezzo*: circa 60.000 utenze sono state disalimentate tra il 24 e il 26 dicembre 2013 a causa di una nevicata di enorme portata che ha comportato la formazione di manicotti sui conduttori di linea e la caduta di numerosi alberi sulle linee di alta e media tensione;
- *2015 – Emilia-Romagna e Lombardia*: l’eccezionale nevicata del 6 febbraio 2015 ha prodotto disservizi in vaste aree della Lombardia e dell’Emilia-Romagna. La formazione di manicotti di ghiaccio sulle linee ha interessato diversi collegamenti, provocando la rottura di conduttori e danni strutturali ai sostegni;
- *2018 – Triveneto*: dal 27 ottobre 2018, un vasto sistema di perturbazioni posizionato sul Mediterraneo nord-occidentale ha causato abbondanti precipitazioni diffuse, venti di elevatissima intensità e mareggiate, con conseguenti problemi idrogeologici. Questi eventi sono stati particolarmente rilevanti nel Nord-Est dove la combinazione di vento e precipitazioni ha avuto importanti conseguenze anche sulla rete di trasmissione elettrica, con la perdita complessiva di oltre 60 linee AT. La perdita degli elettrodotti è stata largamente dovuta alla caduta sui conduttori e sui sostegni di alberi esterni alla fascia di asservimento delle linee, ed in un minor numero di casi a causa di esondazioni e smottamenti (Figura 89).

Figura 89. I danni della perturbazione del 29 Ottobre 2018 nel Triveneto



Fonte: Terna

La rete elettrica deve essere in grado di resistere a sollecitazioni crescenti e, in caso di disservizi derivanti da eventi estremi, devono essere implementati interventi per gestire l'emergenza e ripristinare le normali condizioni di funzionamento in tempi rapidi.

4. Fattori abilitanti per la transizione energetica

Categorie di intervento

Tenuto conto delle dimensioni chiave del sistema elettrico e di come queste siano messe sotto pressione dalla transizione energetica, **una piena integrazione delle fonti energetiche rinnovabili richiede imperativamente e in parallelo la realizzazione di un set di azioni imprescindibili, coordinate e coerenti tra loro.**

Terna individua quattro principali categorie di intervento, abilitanti per il raggiungimento degli obiettivi nazionali di decarbonizzazione:

- 1) **Investimenti sulla Rete di Trasmissione Nazionale e sulle Interconnessioni con l'estero**, mirati a rafforzare la magliatura della rete, ridurre le congestioni e rimuovere i vincoli;
- 2) **Segnali di prezzo di lungo periodo** allo scopo sia di realizzare o convertire impianti programmabili di nuova generazione (es. impianti a gas flessibili e efficienti in sostituzione della capacità termica più obsoleta e inquinante) attraverso meccanismi come il mercato della capacità, sia di promuovere la realizzazione di nuovi **impianti FER** e di nuova capacità di accumulo attraverso strumenti come i *Power Purchase Agreement* (PPA) e la contrattualizzazione a termine;
- 3) **Evoluzione dei mercati** per favorirne l'integrazione a livello europeo e per garantire il giusto equilibrio tra la spinta alla partecipazione delle nuove risorse flessibili (domanda, GD, storage) e una gestione centralizzata e co-ottimizzata dei diversi servizi, necessaria per continuare ad assicurare la sicurezza e l'efficienza del Sistema Elettrico;
- 4) **Investimenti in digitalizzazione e innovazione** in un Sistema Elettrico sempre più complesso, sia per la gestione delle reti sia per osservare e controllare in tempo reale le risorse distribuite.

I prossimi paragrafi analizzano più approfonditamente tali categorie di intervento, declinando, in aggiunta, gli **interventi necessari per il phase-out dal carbone al 2025.**

4.1. Investimenti di rete

Il Piano di Sviluppo di Terna

Lo sviluppo della rete rappresenta il primario fattore abilitante del processo, complesso e sfidante, di transizione verso un sistema energetico decarbonizzato.

Il **Piano di Sviluppo** (di seguito PdS) è il documento nel quale vengono descritti tutti gli investimenti di rete che Terna, in qualità di Gestore della Rete Elettrica Nazionale, prevede di effettuare, considerando un arco temporale di 10 anni. Ai sensi del D.Lgs 93/2011, il PdS deve essere redatto entro il 31 gennaio di ciascun anno e sottoposto al Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE) per approvazione.

Ai fini della redazione del Piano risulta essenziale un complesso **processo di pianificazione**, che può essere suddiviso in **tre fasi**:

- **Analisi dello stato attuale di funzionamento della rete elettrica**, per individuare le criticità della rete, che rappresentano le motivazioni alla base delle nuove esigenze e priorità di sviluppo. I principali elementi da valutare in tale analisi sono le statistiche relative ai rischi di sovraccarico, i dati sui valori di tensione, le statistiche sulle disalimentazioni e sulle aree interessate da livelli non ottimali di qualità del servizio e i segnali derivanti dal Mercato Elettrico;
- **Analisi previsionali su scenari condivisi a livello europeo e/o nazionale**, per valutare problematiche future e individuare le future esigenze di sviluppo della rete. Gli scenari risultano fondamentali per sviluppare una traiettoria verso i target nazionali e comunitari, definire uno sviluppo adeguato delle infrastrutture e per testare e valutare la sicurezza del sistema nelle condizioni a venire. Terna sviluppa le analisi su più scenari, tra loro contrastanti, selezionati tra gli scenari consolidati a livello Europeo (in ambito ENTSO-E) e nazionale (ad esempio PNIEC). **A partire dal PdS 2020, gli scenari utilizzati per le analisi saranno quelli definiti congiuntamente tra Terna e Snam.**
- **Analisi costi/benefici (ACB)**, effettuata al fine di valutare per ciascun progetto di investimento i benefici complessivi, comparandoli con i costi associati. La nuova ACB 2.0 è sviluppata in accordo ad una metodologia approvata da ARERA e prevede l'estensione sia del numero di scenari da valutare, sia dei macro-indicatori di cui tenere conto per la valutazione dei benefici (Figura 90). L'analisi costi benefici rappresenta uno strumento dinamico sottoposto ad un continuo aggiornamento al fine di adeguarla all'evoluzione del contesto. Per quanto riguarda i costi, la normativa prevede che i costi degli investimenti siano valorizzati con una metodologia di costi standard.

Figura 90. Indicatori previsti per la nuova metodologia di Analisi Costi-Benefici da delibera ARERA 627/16

MACRO-INDICATORI	ACB 1.0	ACB 2.0
1 Qualità del servizio e sicurezza	○	○
2 Benefici su mercato MGP	○	○
3 Benefici su mercato MSD		○
4 Integrazione RES	○	○
5 Resilienza e flessibilità		○
6 Aspetti Ambientali e Sociali		○

Fonte: Terna

Il PdS 2019 prevede un investimento cumulato nel decennio considerato di **circa 13 mld€**.

In particolare, gli investimenti inclusi del PdS sono raggruppabili in quattro tipologie:

- Potenziamento dorsali e rinforzi di rete;
- Investimenti per regolazione tensione ed aumento inerzia del sistema;
- Interconnessioni con l'estero;
- Investimenti per la resilienza.

Nei prossimi paragrafi vengono descritti i principali **interventi di sviluppo**, gli interventi volti a garantire la **resilienza del sistema elettrico**, le tempistiche **autorizzative degli interventi** e il crescente impegno sulla **sostenibilità**.

4.1.1. Interventi del Piano di Sviluppo

Driver di Piano

Lo sviluppo della rete rappresenta uno dei principali fattori abilitanti del processo, complesso e sfidante, di transizione verso il sistema energetico futuro. Il Piano di Sviluppo di Terna ha come obiettivo quello di disegnare la rete di domani, e per far ciò sono stati individuati quattro driver:

- **Decarbonizzazione:** la transizione del sistema elettrico verso la completa decarbonizzazione richiede di attivare tutte le leve necessarie per la piena integrazione degli impianti di produzione da fonte rinnovabile per la riduzione delle emissioni in un'ottica di lungo periodo;
- **Market efficiency:** il processo di transizione energetica richiede specifiche leve di azione abilitanti tra cui l'adozione di nuovi modelli di mercato;
- **Sicurezza, qualità e resilienza:** garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale, la qualità del servizio e nel contempo creare un sistema sempre più resiliente e in grado di far fronte a eventi critici esterni al sistema stesso;
- **Sostenibilità:** tale driver riveste un ruolo trasversale in considerazione della sua importanza nel processo di transizione energetica in atto, al fine di creare valore per il Paese abilitando una generazione elettrica più sostenibile ed efficiente, che possa allo stesso tempo contenere gli oneri per gli utenti, garantire un servizio di qualità ai cittadini e minimizzare gli impatti sul territorio.

Le linee guida per il Piano di Sviluppo 2019 sono state identificate in:

- **Attenzione al territorio**, supporto allo sviluppo delle aree metropolitane ed al processo di elettrificazione dei consumi (incluso e-mobility);
- **Esercizio della rete** con l'individuazione e lo sviluppo di interventi a supporto della qualità del servizio e dell'incremento della resilienza del sistema elettrico;
- **Sostenibilità ambientale** a tutela del territorio e per abilitare l'integrazione e la connessione delle nuove FER.

Interventi sulla rete di trasmissione nazionale

Uno dei principali obiettivi di Terna è quello di **rinforzare la rete interna di trasmissione per consentire il miglior utilizzo del parco produttivo**

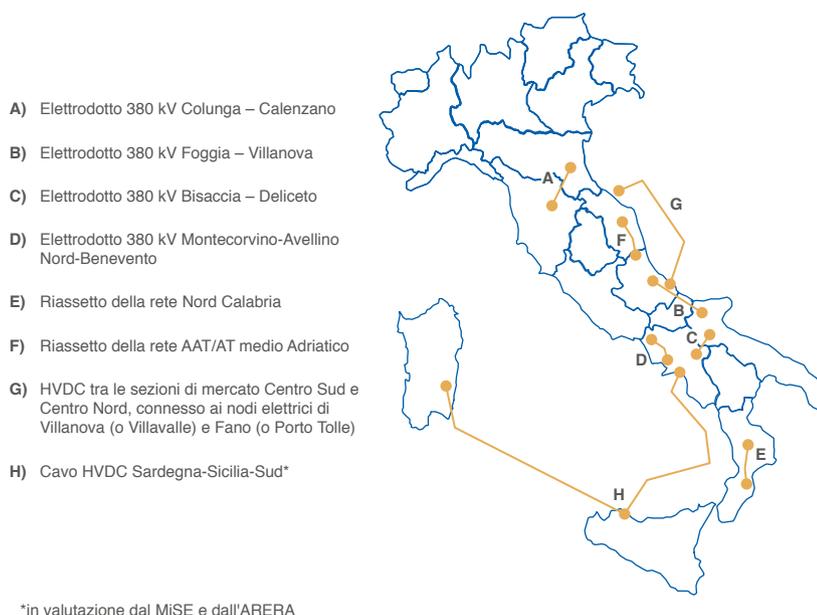
nazionale e ridurre al minimo i rischi di congestione interzonali. Le analisi di rete condotte al fine di favorire l'utilizzo e lo sviluppo della produzione da fonte rinnovabile hanno portato ad individuare interventi sia sulla rete di trasmissione primaria a 400-220 kV, sia sulla rete di sub-trasmissione a 150-132 kV.

Gli interventi di sviluppo possono essere raggruppati nelle seguenti principali categorie:

- **Potenziamento di asset di rete esistenti e realizzazione di nuovi:** elettrodotti e stazioni AT/AAT, razionalizzazioni e riassetti di rete, interconnessioni isole (Figura 91). Tra gli interventi più rilevanti è possibile citare il cavo HVDC tra le aree Centro-Sud e Centro Nord (G in Figura 91) e il cavo Triterminale tra Centro-Sud, Sicilia e Campania (H in Figura 91, in valutazione da parte del MiSE e dell'ARERA). Tali opere hanno un'alta importanza strategica nel Sistema Elettrico italiano:
- **HVDC Centro Sud - Centro Nord** rappresenta un'opera fondamentale per ridurre le attuali forti congestioni tra Centro-Sud e Centro Nord e sfruttare appieno la produzione rinnovabile nel Sud Italia. Il collegamento si rende necessario per garantire l'adeguatezza nell'area Centro-Nord e Nord Italia negli scenari di medio lungo termine avendo anche impatti positivi su stabilità di tensione e frequenza.
- **HVDC Sardegna – Sicilia – Continente:** i sistemi elettrici di Sardegna e Sicilia sono caratterizzati da pochi impianti di grandi dimensioni e in parte vetusti e dalla presenza di FER non programmabili e in costante aumento. In aggiunta, tali sistemi presentano una scarsa magliatura con il continente, un'elevata sensibilità alle perturbazioni di rete, scarse risorse per la regolazione di tensione, nonché vincoli di esercizio delle interconnessioni al sistema elettrico. Oltre alle attuali debolezze strutturali, i due sistemi isolani saranno ulteriormente messi alla prova dagli sviluppi previsti dal PNIEC: l'aumento delle rinnovabili intermittenti tenderà a spiazzare ulteriormente il termico convenzionale, con riduzione della capacità di inerzia e di regolazione di tensione disponibile; la maggiore incidenza di fonti programmabili per la copertura del fabbisogno richiederà un aumento delle prestazioni dinamiche (intese come capacità di rispondere a rapide variazioni del carico elettrico residuo e a variazioni di frequenza) del sistema elettrico nel suo complesso (prestazioni che sistemi debolmente magliati e interconnessi saranno in grado di assicurare con maggiore difficoltà); l'assenza di un aumento della capacità di interconnessione delle isole con il sistema elettrico continentale determinerà un aumento dell'over-generation delle FER con la progressiva installazione di nuovi impianti rinnovabili; la vetustà del parco termico delle due isole (così come l'asservimento a processi produttivi come nel caso di Sarlux) è tale da non garantire la disponibilità nel medio periodo di sufficiente capacità regolante per il sistema elettrico. Pertanto, il nuovo collegamento è necessario per:
 - incrementare la sicurezza di esercizio del sistema elettrico delle isole collegandole direttamente con il Continente garantendo maggiore capacità di regolazione

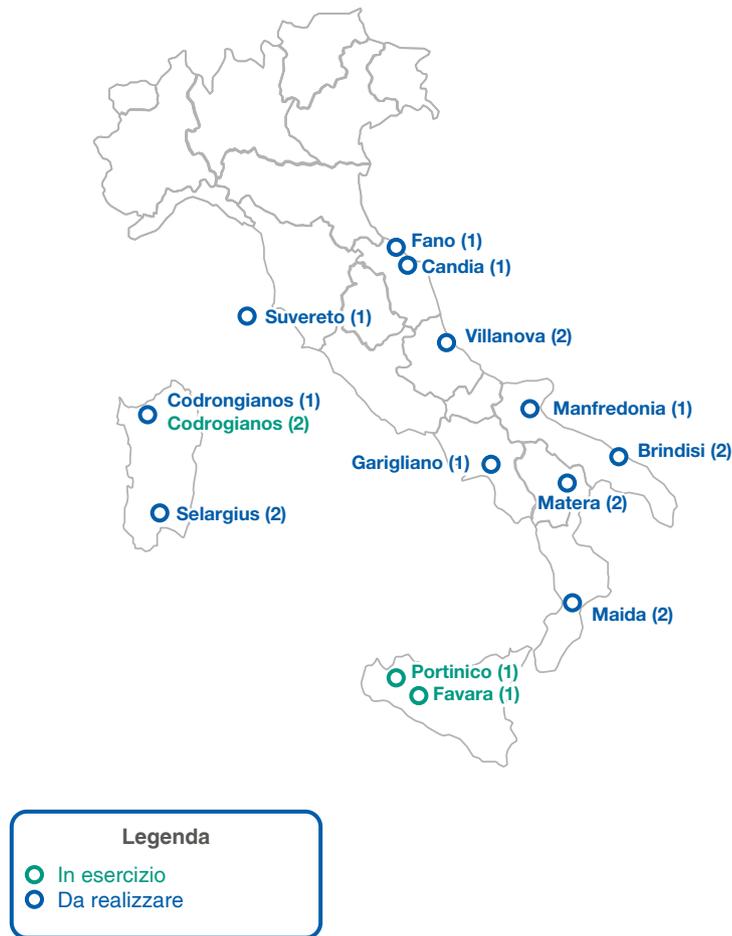
- assicurare un incremento dell'interconnessione tra Sicilia, Sardegna e Continente favorendo la piena integrazione delle Zone di Mercato con evidenti benefici in termini di efficienza
- integrare la capacità di produzione esistente e la nuova generazione attesa sulle isole da fonti rinnovabili
- comprimere l'over-generation e garantire il mutuo interscambio dei contributi
- risolvere i vincoli di essenzialità dei gruppi nelle Isole
- garantire l'adeguatezza delle isole anche in previsione del phase-out del carbone e anche in assenza dei gruppi a olio.

Figura 91. Principali interventi previsti sulla rete nazionale



Fonte: Terna

- **Installazione di dispositivi mirati a garantire elevati standard di qualità e sicurezza** (riduzione di variazioni di frequenza e tensione, buchi di tensione e distorsioni armoniche). In questo senso, l'utilizzo di apparecchiature *FACTS (Flexible Alternating Current Transmission System)* ha le potenzialità di incrementare la controllabilità e la capacità di trasmissione delle reti elettriche. In tale contesto si inseriscono anche gli interventi di **installazione di nuovi compensatori sincroni**, volti a garantire una maggiore stabilità e sicurezza della rete. Tali dispositivi permettono di superare i vincoli legati alla regolazione di tensione in condizioni di basso carico o elevata produzione rinnovabile, incrementare l'inerzia di rete per mantenere la stabilità di frequenza e aumentare la corrente di corto circuito per garantire il corretto funzionamento dei sistemi di protezione (Figura 92).

Figura 92. Distribuzione geografica dei compensatori sincroni

Fonte: Terna

Molti interventi sono previsti nel Meridione, essendo l'area geografica con il maggior potenziale di installazione di nuova capacità rinnovabile.

Interventi di interconnessione

Un'area di intervento ugualmente importante riguarda lo **sviluppo della capacità di interconnessione con i sistemi elettrici degli altri Paesi al fine di garantire una maggiore sicurezza**, ampliando le possibilità di mutuo soccorso tra i sistemi, e ridurre i costi di approvvigionamento su mercati potenzialmente più vantaggiosi (Figura 93 e Figura 94). Tra i benefici trasversali di un sistema maggiormente interconnesso vi sono:

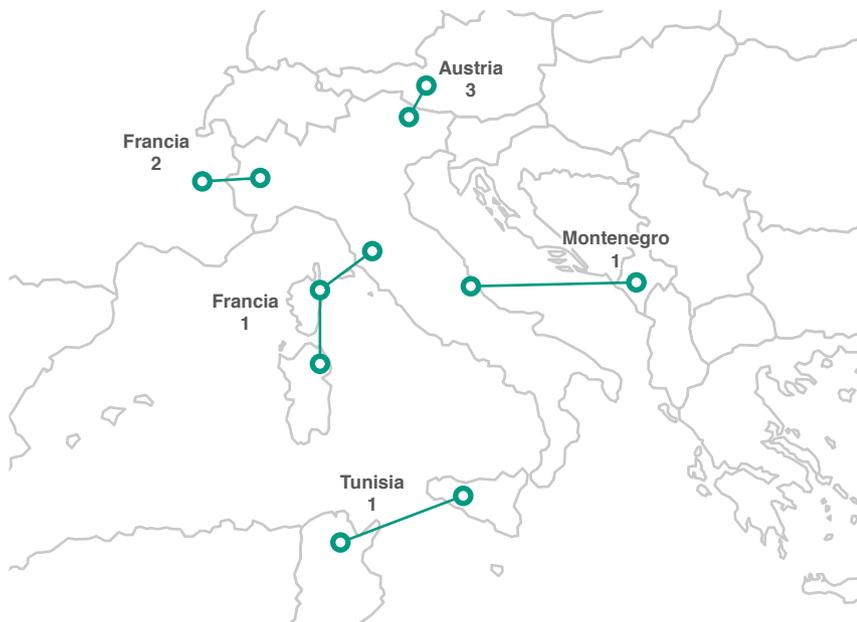
- **i benefici per i consumatori:** una maggiore integrazione del mercato europeo, permette una maggiore efficienza e rafforza la concorrenza attraverso l'utilizzo di un maggior numero di risorse disponibili e a minor costo;
- **i benefici nella sicurezza di fornitura in scala nazionale ed Europea,** attraverso un migliore uso dei meccanismi di aiuto immediato tra gestori dei sistemi di trasmissione. Inoltre, le interconnessioni rafforzano la cooperazione e la solidarietà reciproca come verificatosi, ad esempio, nel 2016 in occasione dell'indisponibilità del parco nucleare francese.

Figura 93. Interconnessioni esistenti



Fonte: Terna

Figura 94. Interconnessioni pianificate



Fonte: Terna

4.1.2. Interventi per la resilienza

Necessità di interventi per la resilienza

Le situazioni di maggiore *stress* a cui la rete di trasmissione elettrica è sottoposta rispetto alle condizioni di progettazione originarie, causate dalla maggiore intensità di eventi atmosferici estremi, rendono necessarie **mirate azioni di sviluppo**.

Il miglioramento e l'incremento della resilienza della rete a fronte di eventi climatici estremi deve passare attraverso soluzioni che prevedono **tre macro-tipologie di intervento che Terna può mettere in campo:**

- **interventi infrastrutturali;**
- **interventi di mitigazione;**
- **interventi per la gestione delle emergenze.**

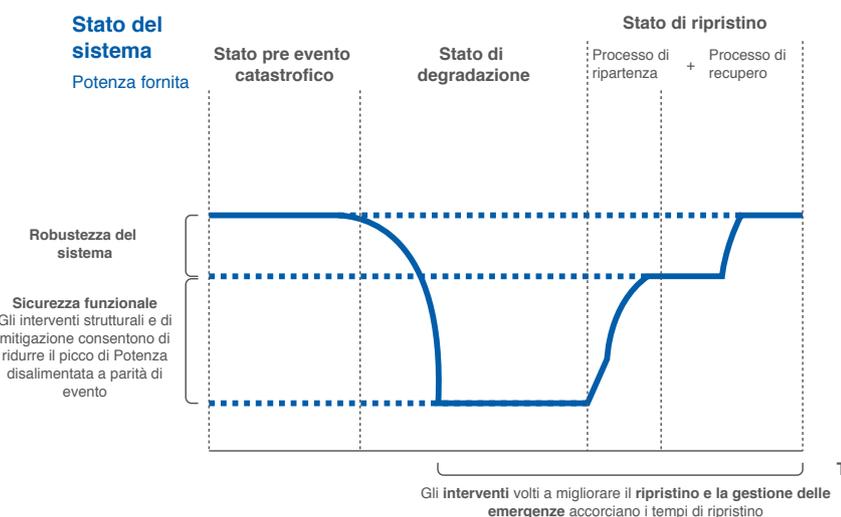
Gli interventi infrastrutturali e di mitigazione hanno l'obiettivo di ridurre il picco di potenza disalimentata, mentre gli interventi di gestione delle emergenze hanno l'obiettivo di ridurre le tempistiche di ripartenza e ripristino delle condizioni di funzionamento normale del Sistema Elettrico.

La Figura 95 mostra la variazione dello stato del Sistema a seguito di un evento estremo avverso che causa una disalimentazione del carico. Le attività condotte in assenza di eventi severi sulla rete (interventi infrastrutturali e di mitigazione) sono finalizzate ad incrementarne la "**sicurezza funzionale**". Diversamente, a seguito di un evento di disalimentazione, vengono messe in campo le capacità del gestore della rete di **ripristino e/o survivability**.

La capacità di ripristino rappresenta la capacità del gestore di rete di rialimentare quanto più velocemente gli utenti disalimentati a seguito di un evento severo, garantendo il pieno accesso alla rete elettrica e di norma si esplica in due fasi: **Ripartenza**, fase iniziale in cui deve essere **rialimentato rapidamente la maggior parte del carico**, e **Recupero** degli impianti fuori servizio, per **riportare il Sistema Elettrico al pieno funzionamento**.

La **survivability**, intrinseca al processo di ripartenza, è la capacità del gestore di rete di **rialimentare** quanto più velocemente **gli utenti disalimentati** a seguito di un evento severo, **senza ricorrere all'accesso alla rete elettrica**. Si tratta di una soluzione temporanea, in attesa del ripristino, e si realizza, ad esempio, tramite gruppi elettrogeni di continuità o l'esercizio a isole di carico.

Figura 95. Schema di sintesi delle fasi di disalimentazione e ripristino



Fonte: Terna

Interventi infrastrutturali

Tra gli **interventi strutturali** rientrano tutti quelli che prevedono il rafforzamento degli asset di rete, quali:

- **Rifacimento/rinnovo linee elettriche aeree:** la ricostruzione dell'elettrodotto, conservandone il tracciato e le caratteristiche generali ma migliorandone le caratteristiche meccaniche, può rappresentare una soluzione a più alto tasso di affidabilità. L'utilizzo di strutture e componentistica di ultima generazione, anche dimensionate sulla base di standard tecnologici superiori a quelli previsti dalla norma, consente un miglioramento sostanziale della resilienza in caso di eventi climatici eccezionali. Ove sussistano le condizioni, può essere valutata anche la possibilità di modificare il tracciato di una linea esistente per realizzare soluzioni che insistono su contesti ambientali meno critici;
- **Interramento dei cavi ad alta tensione:** l'interramento dei cavi riduce i rischi che le strutture di trasmissione siano danneggiate in caso di eventi atmosferici estremi. Tale opzione comporta, però, oltre all'asservimento di una fascia di terreno larga dai 5 ai 25 metri per evitare che le radici degli alberi possano danneggiare i cavi stessi, anche un costo di oltre 4 volte superiore rispetto a una linea aerea. A fronte del costo relativamente più elevato, l'interramento dei cavi si rende necessario in zone particolarmente critiche in cui è difficile accrescere ulteriormente la magliatura della rete. L'interramento dei cavi permette inoltre un minore impatto ambientale abilitando una migliore ricezione da parte della comunità locali;
- **Miglioramento della magliatura** attraverso la realizzazione di nuove linee. La diversificazione del tracciato dell'elettrodotto, ovvero la possibilità che un singolo punto sia raggiunto da più di una linea, garantisce un aumento di ridondanza di alimentazione, aumentando la resilienza complessiva del sistema di trasmissione. Questo tipo di intervento ha il maggiore impatto positivo nelle aree oggi situate in condizione di "antenna", ovvero con una singola linea che li raggiunge e quindi maggiormente esposti al rischio di disalimentazione in caso di eventi estremi che riguardino quella specifica linea;
- **Analisi predittive ed adattative con modelli probabilistici** degli eventi meteo, valutando la **vulnerabilità** dei componenti (probabilità di guasto) di rete e l'impatto della minaccia in termini di energia non fornita. Questo permette la valutazione del livello ottimale di investimenti grazie ad una completa analisi ACB;
- **Defence Tower:** il sistema prevede l'utilizzo di stazioni meteo, sistemi GPS, sensori e telecamere installati sui tralicci, sistemi di interrogazione via radio di dispositivi e sensori dispersi nel territorio circostante, una rete dedicata in fibra ottica per la trasmissione dei dati, un sistema di calcolo distribuito con nodi computazionali presso le stazioni elettriche e sistemi centrali di acquisizione, normalizzazione, correlazione e analisi dei dati raccolti. L'aumento di visibilità relativo alla situazione dell'ambiente circostante ai propri elettrodotti consentirà di aumentare la resilienza complessiva delle infrastrutture ottenendo allarmi e segnalazioni tempestive su fenomeni particolarmente impattanti quali, ad esempio, piogge, neve e incendi.

Interventi di mitigazione

Gli **interventi di mitigazione** si basano su misure per la previsione e prevenzione dei rischi sul sistema elettrico. Tali interventi permettono di intraprendere azioni a priori per la riduzione della portata dell'evento critico. Alcune attività sviluppate in questa direzione sono:

- **Sistema previsionale "WOLF-Trasm"**: WOLF è l'acronimo dell'espressione inglese *Wet-snow Overload aLert and Forecasting*. Tale sistema è utilizzato per la previsione e il controllo dei sovraccarichi da neve. Il sistema è in grado di prevedere l'insorgere di situazioni potenzialmente critiche, consentendo la pianificazione di azioni sui carichi di rete piuttosto che l'attivazione delle procedure di pronto intervento;
- **Installazione dispositivi antirotazionali**: l'utilizzo dei dispositivi antirotazionali aumenta notevolmente la rigidità torsionale del conduttore su cui vengono installati ostacolando quindi quella rotazione che è alla base della formazione e del consolidamento dei manicotti di ghiaccio (Figura 96);
- **Installazione di carichi zavorra**: una possibile soluzione per prevenire o rimuovere la formazione del manicotto di ghiaccio consiste nel riscaldare i conduttori di linea tramite l'inserimento di carichi zavorra (tipicamente reattivi);
- **Installazione dispositivi interfascici**: questi dispositivi permettono di evitare il contatto tra le fasi in situazioni di forte vento, contrastando il fenomeno del "**Galloping**" e contribuendo ad aumentare la resistenza torsionale del conduttore.

Figura 96. Dispositivo antirotazionale



Fonte: Terna

Gestione delle emergenze

Nella categoria degli **interventi per la gestione delle emergenze** ricadono tutti quei provvedimenti per migliorare il controllo e le azioni intraprese nelle situazioni in cui il sistema elettrico è nello stato di emergenza:

- **Evoluzione delle protezioni di rete (Richiusura Lenta Automatica)**: estensione della funzione di Richiusura Lenta Automatica (RLA) sulla rete di trasmissione nelle aree dove per motivi strutturali (assenza delle opportune apparecchiature in Cabine Primarie) ciò attualmente

non è possibile. Il principale beneficio è la possibilità di una più veloce rimagliatura della rete di trasmissione a seguito di disservizi;

- **Sistema di monitoraggio rete:** sviluppo di un sistema di monitoraggio della rete al fine di avere in tempo reale informazioni su accadimento eventi, localizzazioni guasti e misure di parametri elettrici, favorendo così la ripresa rapida del servizio, velocizzazione interventi di manutenzione e il miglioramento del processo di analisi dei disservizi;
- **Sviluppo di un piano d'emergenza:** la gestione ottimale dei piani d'emergenza prevede l'uso di dispositivi per il *fast recovery*, quali gruppi elettrogeni distribuiti e il funzionamento in isole di carico e coordinamento delle squadre operative.

4.1.3. Fast tracking autorizzativo

La realizzazione di nuove infrastrutture di rete AT è imprescindibile per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione nel breve-medio periodo.

Tuttavia, un aspetto fondamentale da tenere in considerazione è quello legato alle tempistiche necessarie per **le procedure autorizzative e per la realizzazione degli interventi**.

Le nuove opere elettriche, e in particolare gli elettrodotti, presentano infatti tempi medi di realizzazione estremamente lunghi, pari a circa 11-13 anni dalla nascita dell'esigenza al momento della sua effettiva entrata in servizio, di cui solamente 2-3 anni per la fase di effettiva realizzazione. **Molti interventi inseriti oggi nel Piano di Sviluppo arriveranno a completo compimento dopo il 2030.**

Il procedimento per arrivare al decreto autorizzativo di un'opera e poter avviare la fase di realizzazione è infatti particolarmente complesso (Figura 97):

- **Approvazione PdS:** a seguito della presentazione del Piano di Sviluppo, si apre la procedura di **VAS** (Valutazione Ambientale Strategica). Terna redige un **Rapporto Ambientale** che è parte integrante del PdS e che descrive gli impatti sull'ambiente e il patrimonio culturale. A seguito di ciò si apre una fase di consultazione che termina con l'espressione del parere del Ministero dell'Ambiente. Infine, il MISE decide sull'approvazione finale e su eventuali revisioni del piano. Attualmente è in fase di predisposizione, da parte del Ministero dell'Ambiente, il parere motivato sul Rapporto Ambientale dei PdS 2016 e 2017.
- **Concertazione volontaria:** contemporaneamente Terna apre tavoli di confronto con le amministrazioni locali per la localizzazione ottimale dell'opera e incontra i cittadini per presentare il progetto

All'approvazione del PdS, parte l'**iter autorizzativo dell'opera** con una richiesta da parte di Terna al MISE e al MATTM. I passaggi fondamentali sono:

- **Valutazione di Impatto Ambientale - VIA:** Un passaggio fondamentale è quello relativo all'ottenimento della VIA per la quantificazione dell'impatto ambientale dell'opera e la definizione delle misure di mitigazione da mettere in atto per ridurre tale impatto. Tale processo termina con l'emanazione del **Decreto di compatibilità ambientale**.

- **Conferenza di Servizi:** il secondo passaggio fondamentale è quello della Conferenza dei Servizi presso il MISE, in cui tutti gli Enti interessati si esprimono, sulla base della VIA e dei pareri delle amministrazioni pubbliche, sull'autorizzazione alla realizzazione dell'opera.
- **Decreto Autorizzativo:** infine, previa intesa con la Regione o le Regioni interessate, il MISE emette il Decreto Autorizzativo

Figura 97. Fasi di evoluzione di un progetto di sviluppo rete



Fonte: Terna

Le attività e le autorizzazioni per ottenere i Decreti Autorizzativi finali delle opere e poter avviare la fase di costruzione possono richiedere molti anni.

Tale aspetto rappresenta un **fattore di criticità per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione nel breve-medio termine**. Anche il PNIEC pone attenzione sul tema, sottolineando che “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”. Nel PNIEC si propone l'introduzione di un primo step di verifica, in cui occorrerà aver concluso i procedimenti di autorizzazione almeno delle opere principali, alla fine del 2020.

In questo senso preme sottolineare che **una accelerazione dei processi di autorizzazione per alcuni interventi strategici della rete (fast track autorizzativo)** rappresenta una “condicio sine qua non” per abilitare i cambiamenti chiave del nuovo assetto produttivo (phase out dal carbone e crescita delle fonti rinnovabili).

Tale obiettivo di accelerazione potrebbe essere raggiunto con un **adeguamento delle procedure di approvazione del Piano di Sviluppo** considerando opzioni alternative e/o complementari quali:

- maggiore semplificazione del procedimento di VAS ad esempio limitando l'ambito di applicazione ad analisi di scenario;
- introduzione di un iter di approvazione specifico per i piani, caratterizzati da un aggiornamento costante e successivo nel tempo, che consenta di sottoporre a Valutazione Ambientale Strategica e che indichi un termine perentorio per la chiusura della procedura, superato il quale si configura a tutti gli effetti un'approvazione automatica, valida sino al successivo aggiornamento;
- opere già previste in piani strategici nazionali (PNIEC) per i quali sia stata effettuata la procedura di VAS non necessitano di essere collocati in un piano di settore da sottoporre a Valutazione Ambientale Strategica;

- riduzione dei tempi previsti per le diverse fasi di VIA se l'opera è inserita in un piano strategico nazionale.

4.1.4. Sostenibilità

L'impegno Terna per la sostenibilità

Il Piano di Sviluppo della Rete di trasmissione prevede un forte impegno nella realizzazione di investimenti in grado di assicurare i maggiori benefici per il sistema, ponendo al contempo una **maggiore attenzione al territorio e alla sostenibilità ambientale**.

La **sostenibilità sistemica**, intesa come capacità di concepire, progettare e realizzare la rete sulla base di stringenti analisi in grado di massimizzare i benefici ambientali insieme ai benefici economici, rappresenta il principale driver per riconciliare le esigenze con il territorio, riconoscendo il valore del dialogo e degli input degli stakeholders.

Nell'ottica dello sviluppo sostenibile Terna allinea i driver di Piano alla sfida dell'Agenda 2030 dell'ONU, declinata nei **17 SDGs** (Figura 98), recependo nella sua pianificazione strategica l'obiettivo di un'economia de-carbonizzata attraverso una transizione energetica basata su integrazione delle fonti rinnovabili, rafforzamento della capacità di trasmissione, interconnessioni con l'estero e resilienza delle infrastrutture.

Figura 98. Sustainable Development Goals di riferimento per Terna e per lo svolgimento delle attività



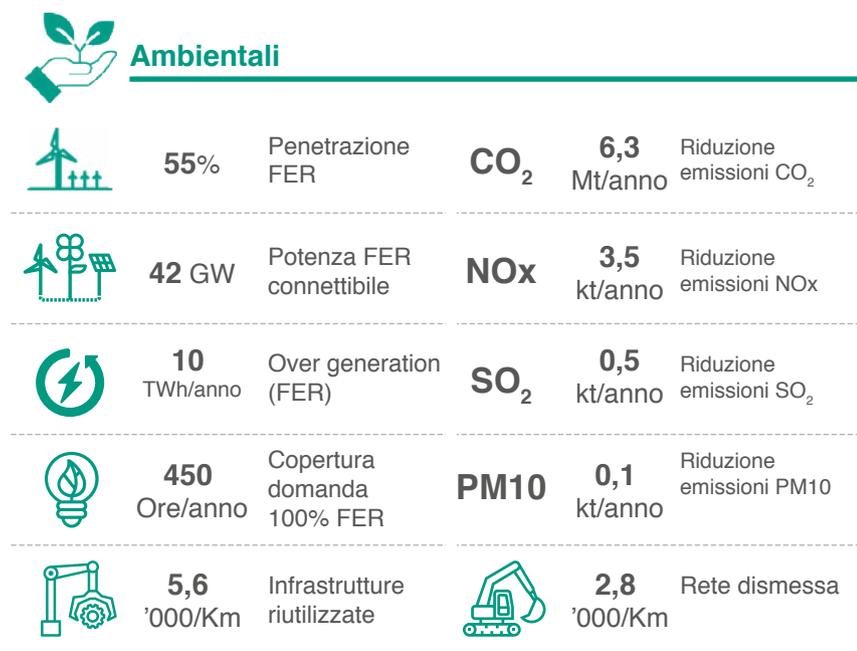
Fonte Terna

La sostenibilità nel Piano di Sviluppo

Nell'ambito dello sviluppo della rete, la sostenibilità è declinata in tre driver che abbracciano tutte le fasi di sviluppo, dal concepimento delle opere alla realizzazione:

- **Sostenibilità ambientale:** ricerca e adozione di soluzioni che massimizzino il raggiungimento di obiettivi di decarbonizzazione, ecocompatibili e sostenibili nel tempo (Figura 99);

Figura 99. Sintesi degli obiettivi al 2030 di sostenibilità ambientale individuate da Terna



Note: Valori massimo potenziale, sulla base dello scenario adottato, al 2030.

Fonte: Terna

- **Sostenibilità sociale:** massimizzazione dell'efficienza e della sicurezza del servizio per gli utenti finali e adozione di soluzioni che minimizzino l'impatto per la collettività (Figura 100);

Figura 100. Sintesi degli obiettivi al 2030 di Sostenibilità Sociale individuate da Terna



Note: (*) Energy not supplied; (**) % km linee in cavo su tot. linee.

Fonte: Terna

- **Sostenibilità economica:** sviluppo coerente con le esigenze del Paese e volto alla minimizzazione del costo dell'energia elettrica (ivi inclusi gli oneri di sistema e i costi per il servizio di dispacciamento) (Figura 101).

Figura 101. Sintesi degli obiettivi 2030 di Sostenibilità Economica individuate da Terna



Note: (*) Valore totale potenziale massimo.
Fonte: Terna

Fasi della pianificazione sostenibile

La **pianificazione sostenibile** della rete evolve attraverso fasi successive (Figura 102) in cui gli assi della sostenibilità sistemica (ambiente, società ed economia) vengono valorizzati adeguatamente. Le esigenze sociali e ambientali dei cittadini sono elevate allo stesso livello delle esigenze elettriche ed economiche.

Figura 102. Fasi della pianificazione della rete in cui vengono declinate gli assi di sostenibilità



Fonte: Terna

Il processo di pianificazione parte dalla **valutazione dello stato della rete, dalla individuazione delle esigenze territoriali e dalla applicazione degli scenari previsionali**, seguendo:

- esigenze di sviluppo della rete sulla base delle criticità rilevate;
- tutela del territorio
- servizio di qualità ai cittadini
- obiettivi di decarbonizzazione
- integrazione delle FER
- riduzione degli oneri per gli utenti

Nella seconda fase sono identificate **criticità e soluzioni**, attraverso:

- condivisione delle esigenze territoriali con le comunità interessate
- massimizzazione dell'efficienza e della sicurezza per gli utenti della rete
- sviluppo di soluzioni sostenibili nel tempo anche utilizzando nuove tecnologie disponibili

La fase di **verifica tecnica ed economica** prevede, tramite Analisi Costi Benefici 2.0 (ACB 2.0):

- la quantificazione dei costi e dei benefici ambientali, sociali ed economici;
- la quantificazione degli indicatori dell'analisi costi benefici.

Durante la fase di **valutazione della sostenibilità sociale e ambientale** vengono minimizzati gli impatti sulla collettività attraverso:

- il riutilizzo delle infrastrutture
- la demolizione degli asset dismessi
- l'incremento della percentuale di linee interrato

È infine previsto l'inserimento dell'intervento nel Piano di Sviluppo: la soluzione realizzativa riportata nel Piano di Sviluppo è quella maggiormente in grado di massimizzare i benefici **ambientali, sociali ed economici** per il sistema.

Risulta importante che tali benefici possano essere misurati attraverso specifici indicatori ambientali. Terna ha proposto per la prima volta nel PdS 2019 una serie di indicatori ambientali che saranno applicati a livello sperimentale.

Gli indicatori ambientali, risultato di un lavoro congiunto con associazioni ambientali non governative (RGI, Legambiente) e sono stati declinati in due macro-indicatori:

- L'indicatore «**Anticipo Fruizione Benefici**» esprime l'incremento dei benefici elettrici derivante dal passaggio ad una soluzione migliorativa che consenta il completamento dell'intervento in anticipo rispetto ad una soluzione standard;
- L'indicatore «**Visual Amenity-VAPR**» sintetizza la variazione del valore del territorio tra una soluzione innovativa/ tecnologica a basso impatto ambientale e la soluzione standard.

Il rapporto col territorio

Sia in riferimento ai nuovi interventi necessari allo sviluppo della rete elettrica, sia nei riguardi delle linee esistenti, **il processo di pianificazione sostenibile guarda alle necessità sociali-territoriali e alle richieste provenienti dai cittadini interessati dalle infrastrutture di rete**. Non è raro che interventi come la magliatura – con annessa necessità di aumentare le linee di trasmissione – o anche l'interramento dei cavi stessi e la relativa area di asservimento, provochino reazioni di tipo NIMBY (acronimo per Not In My Back Yard) da parte delle comunità locali.

Terna ha intrapreso un percorso che ha già prodotto nuovi indirizzi per la realizzazione delle opere, orientati sempre più alla tutela dei territori e delle comunità. Gli approfonditi studi di impatto ambientale e fattibilità tecnica avviati su linee aeree, interramenti e razionalizzazioni dimostrano concretamente questo nuovo approccio e danno evidenza di aumentata sensibilità, orientata a valorizzare le potenzialità offerte dai progressi tecnologici e dalle sempre più raffinate metodologie di valutazione.

Sin dalla fase iniziale di pianificazione degli interventi di sviluppo della rete, Terna si relaziona con le comunità locali che vivono nelle aree destinate ad ospitarli coinvolgendo le istituzioni locali (amministrazioni regionali e locali, enti parco, etc.) e, da qualche anno, anche i cittadini attraverso incontri pubblici denominati “**Terna incontra**”.

Nel corso del 2018 Terna ha intensificato l'attività di engagement sul territorio svolgendo complessivamente 207 incontri con amministrazioni locali e coinvolgendo circa 118 enti. Tale attività è finalizzata a far conoscere la Società e i suoi compiti, a promuovere una cultura elettrica e gli obiettivi di decarbonizzazione, ad avviare una relazione trasparente con tutti gli

Sostenibilità nella catena di fornitura

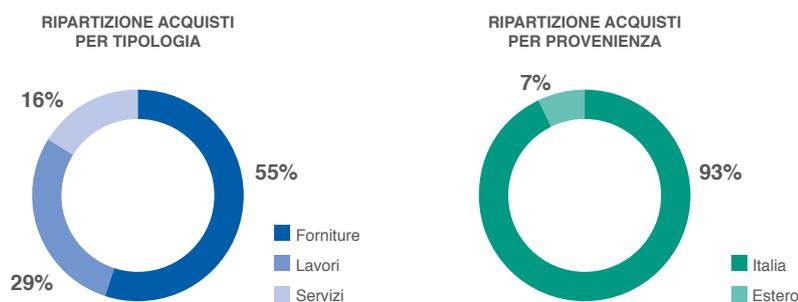
stakeholder, opinion maker e influencer locali e a conoscerne le opinioni e le esigenze. L'attività continuativa di ascolto con gli stakeholder ha generato un miglioramento complessivo delle relazioni.

Le attività di business di Terna, oltre ad assicurare un servizio di interesse generale, contribuiscono a generare un **indotto con significativi valori economici e impatti sociali**. Nel 2018 la spesa complessiva per acquisti di servizi, forniture e lavori è risultata pari a oltre 1.183 milioni di euro ripartiti su 2.148 fornitori contrattualizzati in corso d'anno.

Terna si aspetta che tutti i suoi fornitori adottino comportamenti coerenti con i suoi principi di legalità e di etica, con la tutela dei diritti umani del lavoro, della salute e sicurezza, della sicurezza delle informazioni e dell'ambiente.

La prevalenza di fornitori nazionali e locali (Figura 103) è determinata dalla specificità del business, in particolare dall'esigenza di dover eseguire gli interventi di manutenzione in tempi molto brevi per garantire la massima sicurezza del sistema con una maggiore competitività relativamente ai costi di trasporto di forniture con pesi e ingombri elevati, contribuendo così anche alla riduzione dei relativi impatti ambientali.

Figura 103. Ripartizione acquisti di Terna per tipologia e provenienza



Fonte: Terna

4.2. Segnali di prezzo di lungo termine

Il principale ostacolo alla realizzazione di nuovi impianti, rinnovabili, tradizionali e storage, è la **manca di segnali di prezzo di lungo termine efficienti** in grado di fornire sufficienti garanzie sul rientro di capitale ai finanziatori, in particolare in un contesto di forte incertezza sui prezzi futuri dell'energia.

Gli attuali mercati dell'energia e dei servizi, essenzialmente di natura spot e quasi esclusivamente focalizzati sulla remunerazione dell'energia (MWh) anziché della capacità (MW), sono infatti intrinsecamente poco adatti a guidare la transizione verso un nuovo modello energetico in cui gli investimenti *upfront* divengono dominanti rispetto ai costi di esercizio, come è il caso di FER, sistemi di accumulo e impianti di produzione "di picco".

È dunque fondamentale la definizione di un framework in grado di inviare al mercato segnali di prezzo di lungo termine efficienti e che siano in grado di garantire la finanziabilità dei progetti di installazione di nuova capacità, come i **Power Purchase Agreements (PPA)** per le rinnovabili, il **Capacity Market** per

gli impianti tradizionali e nuovi **meccanismi di contrattualizzazione a termine** per gli impianti di accumulo.

Ciò consentirà la progressiva evoluzione del settore energetico senza avere significativi impatti negativi sugli standard di qualità ed efficienza del servizio elettrico per i cittadini.

4.2.1. Segnali di prezzo di lungo termine per investimenti in capacità convenzionale - Capacity Market

Necessità di segnali di prezzo di lungo termine per capacità convenzionale

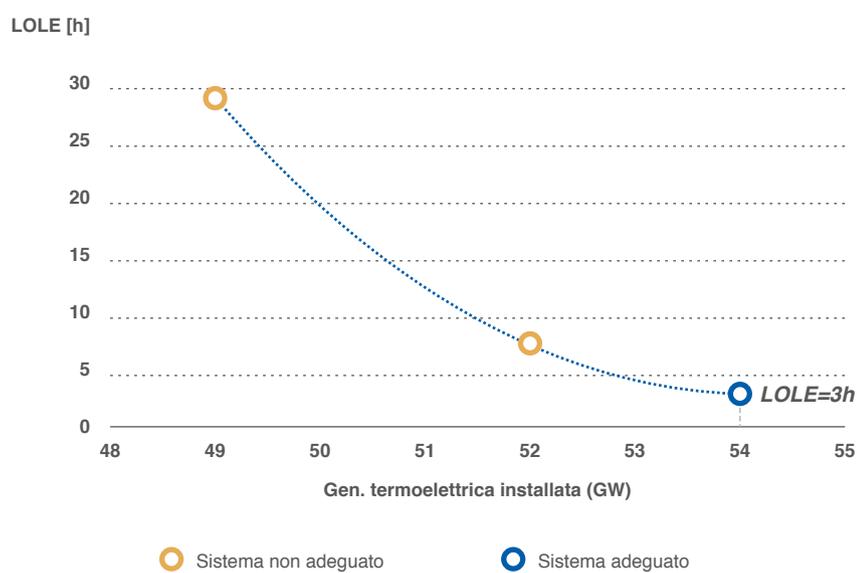
Gli obiettivi di decarbonizzazione che guideranno l'evoluzione del Sistema Elettrico nei prossimi anni implicano, come già ampiamente discusso, una forte spinta allo sviluppo delle rinnovabili e la dismissione di capacità di generazione termoelettrica inquinante e poco efficiente.

Per le caratteristiche intrinseche delle FER (non programmabilità e scarso contributo all'adeguatezza del sistema, scarso contributo all'inerzia di rete e alla qualità del servizio, ecc.), **il mantenimento in esercizio di una flotta termoelettrica rotante efficiente continua ad essere fondamentale** per sostenere il sistema anche in un contesto in cui la quota di energia fornita dalle FER diventa prevalente, come nello scenario PNIEC.

Il **Rapporto di Adeguatezza 2019** di Terna evidenzia la necessità della presenza di almeno **50 GW di capacità gas installata nello scenario PNIEC 2025** (per un totale di 54 GW di capacità termica), al fine di garantire un sistema adeguato, caratterizzato da un **valore di LOLE pari a 3 ore** (Figura 104).

Ciò, anche alla luce dell'obiettivo di phase-out dal carbone e delle altre dismissioni attese, si traduce nella necessità di sviluppare **5,4 GW di capacità termica aggiuntiva entro il 2025**.

Figura 104. Andamento della Loss of Load Expectation (espressa in ore) al variare della potenza termica installata



Fonte: Terna

Senza lo sviluppo di tale capacità aggiuntiva, si andrebbe incontro ad uno scenario con 30 ore di LOLE, per un totale di **11 GWh di energia non fornita** a cittadini e imprese (più di 14 volte superiore al valore obiettivo definito dall'Autorità).

È importante sottolineare però che le modalità di esercizio e le caratteristiche funzionali della capacità di generazione termica sono destinate a evolvere in modo significativo:

- dovranno essere rispettati **requisiti ambientali sempre più stringenti**, per cui il decommissioning totale del carbone dovrà essere accompagnato da una almeno parziale riconversione a gas degli impianti attuali;
- dovranno essere garantite **modalità di funzionamento sempre più flessibili e rapidamente adattabili alla variabilità del carico residuo** che tali impianti saranno chiamati a soddisfare (caso tipico degli impianti “peakers” realizzati e gestiti per garantire risposte rapide e adattabili alle richieste del sistema), ad esempio nelle ore ad elevato carico e bassa produzione FER (rampa serale);
- **sempre minori saranno le ore di funzionamento medie attese** del parco di generazione a gas. Dalle simulazioni Terna sullo scenario PNIEC 2030 si prevedono valori nell'intorno di 2.000 ore medie di funzionamento annuo del parco.

L'attuale parco di generazione termoelettrica ha la necessità di essere rinnovato, con **impianti più moderni, meno inquinanti e con prestazioni dinamiche migliori**, in termini di tempi di accensione, tempi minimi di permanenza in servizio e gradienti di carico.

Tale capacità dovrà essere sempre disponibile, per far fronte ai periodi di scarsa producibilità delle fonti rinnovabili e alle esigenze di sicurezza del sistema elettrico, ma **utilizzata solo quando necessario, garantendo quindi il suo contributo in Potenza (MW) in uno scenario in cui diminuirà progressivamente il contributo in Energia (MWh)**.

In un mercato elettrico basato su prezzi di breve termine, che per loro natura non possono riflettere pienamente le condizioni attese per il futuro, **una riduzione del contributo in Energia (MWh) di un impianto termico implica una riduzione e forte aleatorietà dei suoi profitti** e, di conseguenza, l'impossibilità di coprire in alcuni casi i suoi costi fissi.

Tali impianti si ritrovano, quindi, in condizioni economiche che possono portare alla loro chiusura definitiva. Inoltre, **un mercato elettrico basato sui prezzi spot non è capace di garantire un adeguato segnale di prezzo agli investimenti in nuova capacità produttiva**, che per loro natura hanno orizzonti temporali di realizzazione e di ritorno degli investimenti di lungo termine.

In questo disegno di mercato diventa estremamente difficile per gli operatori pianificare investimenti in nuova ed efficiente capacità di generazione sapendo che gli impianti saranno sempre meno utilizzati per la copertura del “carico di base” e sempre più utilizzati per la gestione dei “picchi di carico”. Per questo motivo **diviene fondamentale la disponibilità di segnali di prezzo di lungo termine ancorati alla disponibilità della risorsa (e.g. Capacity Market)** come già previsto peraltro dal D.M. 28/06/2019.

Capacity Market overview

Il **Capacity Market**²³ è un meccanismo centralizzato in cui Terna, in qualità di controparte centrale, si approvvigiona di capacità produttiva mediante **contratti di lungo termine per garantire l'adeguatezza del Sistema**. Tale meccanismo risulta essere fondamentale per permettere il completo phase-out dal carbone con le tempistiche stabilite dal PNIEC.

L'approvvigionamento di capacità produttiva avviene mediante aste in cui vengono negoziati contratti di opzioni in base ai quali i **capacity provider** selezionati acquisiscono il diritto a ricevere un **premio fisso** a fronte dell'obbligo di restituire la differenza positiva tra il prezzo di mercato e un prezzo strike (contratti per differenza a una via).

Partecipazione

La partecipazione al Capacity Market avviene su **base volontaria** ed è consentita a unità di produzione e consumo. Possono prendere parte al Capacity Market:

- **tutta la capacità di produzione esistente**, tradizionale e rinnovabile, **non in dismissione** e che **non ricada nel regime di essenzialità e non sia assoggettata a incentivi** (fatto salvo impianti che hanno ricevuto incentivi da conto termico e certificati bianchi). Queste ultime due categorie (impianti essenziali e incentivati) possono scegliere di prendere parte al meccanismo mettendo a disposizione la quota di capacità d'impianto (se presente) non incentivata / non oggetto di contratto di essenzialità o, per gli impianti incentivati, rinunciando all'incentivo.
- **nuova capacità di produzione rinnovabile e tradizionale**, ossia impianti nuovi mai qualificati a MGP, in rifacimento, in potenziamento o che richiedono un adeguamento.
- **Unità di Consumo (UCMC) e risorse estere abilitate a MGP.**

Gli impianti che utilizzano combustibili fossili che prendono parte al Capacity Market devono necessariamente rispettare **un indice di emissione non superiore a 550 grCO₂/kWh**.

Obblighi degli Assegnatari

A fronte della remunerazione del premio annuo, gli assegnatari dell'asta devono adempiere a due obblighi principali:

- **Obbligo di offerta:** per ogni ora del periodo di consegna definito in esito all'asta devono offrire sul mercato MGP/MI la capacità impegnata, nonché su MSD la parte di capacità impegnata non accettata in esito a MGP/MI, a meno che l'impianto sia in manutenzione programmata (eccezioni previste per UCMC, FRNP e risorse estere)
- **Obbligo finanziario:** devono pagare a Terna il prodotto tra le seguenti componenti:
 - La differenza (se positiva) tra il prezzo di riferimento e il prezzo strike
 - Il massimo tra capacità impegnata moltiplicata per il fattore di carico²⁴ e la capacità impegnata in esito ai mercati dell'energia e al MSD

Benefici del Capacity Market

Il Capacity Market è uno **strumento fondamentale per realizzare gli obiettivi di decarbonizzazione** in quanto promuove investimenti in nuova capacità flessibile in grado di gestire la crescita delle FER e consente il phase

(23) Disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica – Fase di piena attuazione

(24) Valore compreso tra 0 e 1 definito da Terna per ogni ora e per ogni zona ed indicativo dello stato di criticità del sistema in termini di adeguatezza (0 nessuna criticità, 1 massima criticità)

out degli impianti più inquinanti promuovendo la conservazione della sola capacità esistente più efficiente ed ecocompatibile, assicurando al contempo l'adeguatezza del Sistema.

Inoltre, fornisce un'assicurazione contro il rischio-prezzi ai consumatori: a fronte del premio riconosciuto ai titolari di capacità selezionati in esito alle aste, gli stessi titolari di capacità hanno l'obbligo di restituire al sistema l'extra-profitto percepito sui mercati nelle ore in cui i prezzi eccedono una determinata soglia. Ne consegue un contenimento dei prezzi attesi nel mercato dell'energia e soprattutto nel mercato dei servizi, con un beneficio per i consumatori finali.

Il **beneficio economico** netto atteso per il sistema con il capacity market è stimabile in circa **1,6 miliardi di euro/anno**, sulla base di simulazioni effettuate per l'anno 2022, che indicano un costo in termini di erogazione del premio per i partecipanti a questo meccanismo pari a 1,75 miliardi di euro a fronte di minori costi sui mercati per 3,35 miliardi di euro.

4.2.2. Segnali di prezzo di lungo termine per investimenti in capacità di accumulo – contrattualizzazione a termine

Tecnologie di accumulo e servizi

L'**accumulo elettrico** consiste nella trasformazione dell'energia elettrica in un'altra forma di energia che può essere immagazzinata, e nella successiva trasformazione della stessa energia immagazzinata nuovamente in energia elettrica.

La definizione di cui sopra include tipicamente **tecnologie di accumulo in grado di gestire cicli di carica-scarica a breve termine** (ora-giorno-settimana) fondamentali per gestire le esigenze del sistema elettrico nel breve-medio termine (2025-2030).

Altre tipologie di accumulo potenzialmente disponibili (e.g. power to gas, power to heat), normalmente caratterizzate da cicli di carica scarica a medio-lungo termine (settimana-mese-stagione), sono tecnologicamente meno maturi e si renderanno indispensabili a più lungo termine (2040-2050) per la decarbonizzazione dei settori difficilmente elettrificabili.

I sistemi di accumulo sono strumenti chiave per affrontare la transizione energetica sia dal punto di vista dell'efficienza sia dal punto di vista della sicurezza, in quanto sono in grado di fornire servizi fondamentali nel nuovo contesto:

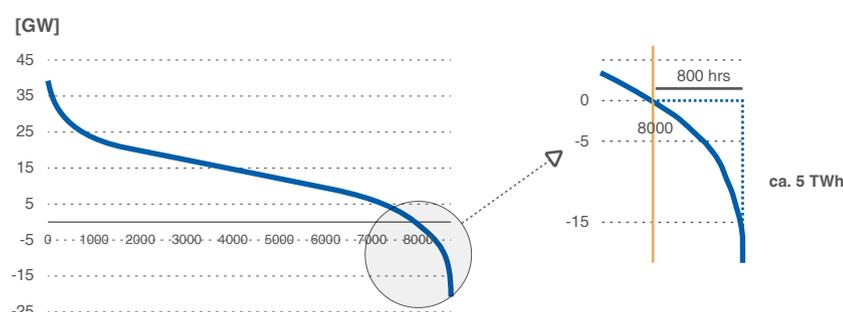
- **Servizi Power-Intensive** caratterizzati da brevi tempi di scarica (nell'ordine dei secondi / minuti), in grado di contribuire alla sicurezza e all'inerzia del sistema, quali servizi di regolazione di frequenza rapidi e ultra-rapidi
- **Servizi Energy-Intensive** caratterizzati da lunghi tempi di scarica (nell'ordine delle ore), quali il *load shifting* (accumulo nelle ore di *overgeneration* da FER e rilascio nelle ore ad elevato carico residuo - ad esempio rampa serale) e risoluzione delle congestioni di rete

Per quanto sino ad ora illustrato entrambe le tipologie di servizi diventeranno sempre più importanti: la prima per far fronte alla progressiva perdita di inerzia del sistema, la seconda per gestire l'*overgeneration* strutturale.

Per quanto riguarda i servizi Energy-Intensive, infatti, la loro utilità nel Sistema Elettrico diventerà sempre più importante con il crescere della capacità FER installata poiché, parallelamente a quest'ultima, **aumenteranno le ore in cui la produzione rinnovabile eccede il fabbisogno di energia**. Infatti, in assenza di adeguata capacità di accumulo, si sarebbe costretti a tagliare cospicue quantità di energia pulita e a basso costo durante le ore di maggiore produzione da fonte rinnovabile. Per far fronte a tali problemi **risultano quindi fondamentali sistemi di accumulo con cicli di carica-scarica nell'ordine ora-giorno**.

Con riferimento al Documento di Descrizione degli Scenari Terna – Snam (DDS), una delle simulazioni effettuate per il 2030 mostra per l'Italia circa 800 ore di overgeneration da fonti rinnovabili, per un totale di circa 5 TWh di energia in eccesso (Figura 105).

Figura 105. Curva di durata del carico residuo in Italia e focus su overgeneration, scenario Decentralised 2030



Fonte DDS 2019 Terna-Snam

Nel corso degli anni sono state sviluppate differenti tecnologie di storage che oggi si trovano a differenti stadi di maturità. Ogni tecnologia è maggiormente adatta a fornire un certo range di servizi di rete.

In particolare, i **sistemi di pompaggio idroelettrico** hanno un alto potenziale per i servizi Energy Intensive, stante anche la capacità di fornire servizi pregiati di frequenza e tensione, di restituire quote di inerzia al sistema e di poter quindi contribuire significativamente in termini di adeguatezza, qualità e sicurezza.

I **sistemi di accumulo elettrochimico**, seppur a uno stadio di maturità ancora iniziale, sembrano poter fornire in futuro un valido contributo per servizi di rete power intensive (inerzia di rete, regolazione rapida di frequenza ecc.).

Necessità di segnali di prezzo di lungo termine per capacità di accumulo

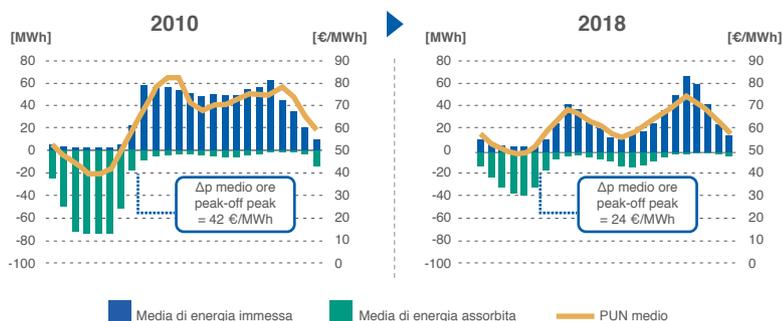
La proposta di Piano Nazionale Integrato Energia e Clima prevede, entro il 2030, l'installazione di **nuova capacità di accumulo Utility-Scale** (da impianti di pompaggio idroelettrici e batterie elettrochimiche con adeguata capacità di accumulo) **per almeno 6 GW**, in aggiunta agli accumuli distribuiti.

In particolare, da qui a 10 anni si ravvisa la necessità di disporre di una cospicua quota aggiuntiva di capacità di accumulo al Centro, al Sud Italia e nelle Isole, dove è più intenso lo sviluppo delle rinnovabili ed è minore la capacità di accumulo esistente. Gli obiettivi del PNIEC prefigurano un sistema elettrico il cui fabbisogno sarà coperto nelle ore diurne da quote progressivamente crescenti di fonti rinnovabili non programmabili, con forti fenomeni di overgeneration, mitigabili solo con una razionale installazione di sistemi di accumulo; un maggior apporto di accumulo risulta indispensabile per un funzionamento del sistema elettrico efficiente ed in sicurezza.

Tali impianti possono trovare remunerazione sui mercati spot e sul nuovo mercato della capacità ma tale remunerazione risulterebbe insufficiente e di natura fortemente aleatoria. I ricavi derivanti dai mercati spot sono infatti di natura incerta e, anche sommando i potenziali ricavi derivanti dall'avvio del mercato della capacità, **lo stimolo per investimenti in nuova capacità di accumulo risulta insufficiente**. Infatti, i margini MGP di un impianto di pompaggio, normalmente caratterizzato da una efficienza di roundtrip pari a circa il 70% (rapporto tra energia restituita al sistema e energia assorbita durante la fase di accumulo), dipendono dal differenziale di prezzo tra ore di immissione e ore di prelievo, che deve appunto essere tale da recuperare almeno le perdite connesse all'efficienza dell'impianto (il prezzo di vendita deve essere superiore almeno del 40% rispetto al prezzo di acquisto dell'energia).

Tra il 2010 e il 2018 la modifica della curva di domanda residua, determinata dall'aumento delle FER, ha invece portato a una riduzione del differenziale medio di prezzo MGP tra ore di picco e fuori picco con conseguente diminuzione dell'utilizzo dei pompaggi. (Figura 106).

Figura 106. Confronto tra PUN, energia media assorbita e immessa in rete dagli impianti di pompaggio (compreso il pompaggio di gronda) in Italia nel 2010 e nel 2018



Fonte: Terna

Il pompaggio in Italia

In Italia sono ad oggi presenti impianti di accumulo (esclusivamente pompaggio idroelettrico) per una potenza pari a circa **6,5 GW in assorbimento e 7,6 GW in produzione**.

Tra i sistemi di storage meccanici, i **pompaggi idroelettrici** sono quelli a più larga diffusione, essendo in grado di fornire servizi pregiati di flessibilità in ragione delle loro caratteristiche tecniche:

- Elevata velocità di risposta
- Capacità di seguire rampe ripide sia in salita, sia in discesa
- Utilizzabilità per soddisfare la domanda di potenza al picco

Questi impianti costituiscono una **risorsa strategica** per il sistema elettrico nazionale, stante la capacità di fornire servizi pregiati di frequenza e tensione e quindi di poter contribuire significativamente in termini di adeguatezza, qualità e sicurezza ed assumeranno una rilevanza sempre maggiore in considerazione della crescente penetrazione delle fonti rinnovabili.

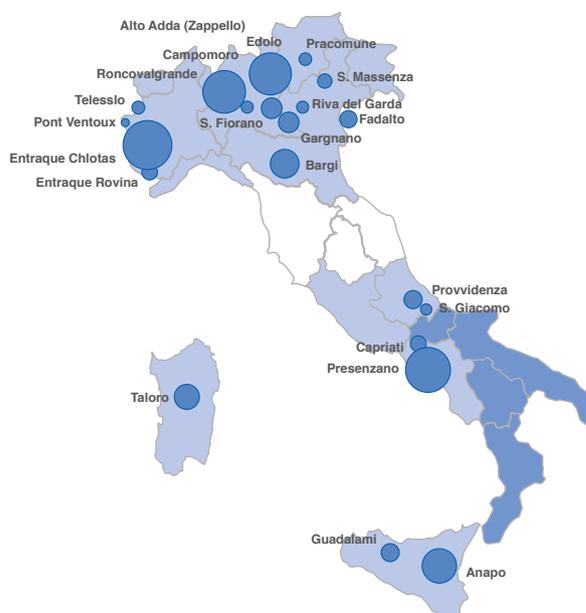
In tal senso i pompaggi rivestono un ruolo chiave per agevolare l'integrazione delle FER. Da un lato infatti, possono fornire servizi di tipo "energy intensive" consentendo una traslazione temporale tra produzione e consumo (cd. Load-

shifting). Dall'altro possono offrire servizi di tipo "power intensive" per smussare picchi di potenza immessa dalle rinnovabili o fornire un contributo a fronte di minor produzione, per finalità di equilibrio del sistema. In sintesi, questo tipo di impianti permette di modulare l'erogazione della potenza elettrica durante l'arco della giornata e di immettere in rete grandi quantità di energia in tempi rapidi, a costi decisamente più vantaggiosi rispetto agli altri sistemi di accumulo e con esternalità positive per il settore idrico.

L'evoluzione attesa del sistema elettrico, caratterizzato dall'ulteriore sviluppo delle rinnovabili e dalla progressiva riduzione del parco di generazione termica **programmabile, renderà necessario lo sviluppo di ulteriori sistemi di accumulo**, fondamentali per garantire la flessibilità del sistema.

In Italia gli impianti di pompaggio sono maggiormente concentrati sull'arco alpino, con una capacità superiore a 1 GW anche in Campania (Figura 107).

Figura 107. Distribuzione della capacità di accumulo idroelettrico in Italia



Contrattualizzazione a termine

Le analisi condotte con riferimento allo scenario al 2030 confermano la necessità dei nuovi impianti di accumulo ai fini della riduzione dell'overgeneration: in assenza di nuovi accumuli e degli interventi di sviluppo previsti dal Piano di Sviluppo della Rete 2019 il valore sarebbe pari a oltre 10 TWh. Il contributo degli interventi di sviluppo della rete consente la riduzione di tale valore a circa 5 TWh mentre con la realizzazione di 6 GW di accumulo centralizzato (con capacità di accumulo di 8 ore) oltre a 4,5 GW di accumulo distribuito il valore di overgeneration viene limitato a 1 TWh. Le simulazioni confermano inoltre un significativo incremento dell'utilizzo degli impianti di pompaggio esistenti mediamente pari a circa il 90%, pur in presenza di alcuni importanti limiti di esercizio.

Data l'esigenza di nuova capacità di accumulo nel medio-lungo termine, si ritiene necessario costruire un quadro regolatorio e contrattuale ad hoc, tale da assicurare la certezza della remunerazione su orizzonti di lungo termine. A riguardo sarà necessario ricorrere a forme contrattuali a lungo termine, con

controparti selezionate dal TSO mediante procedure competitive. Si possono immaginare due modelli:

- a) un modello **completamente regolato**, in cui l'impianto è gestito sul mercato interamente dal TSO a fronte del riconoscimento al proprietario dei costi fissi e variabili predefiniti ed individuati nell'ambito di una procedura concorsuale;
- b) un **modello semiregolato**, che invece presuppone l'erogazione di un premio a fronte di obblighi di offerta sui mercati con vincoli di prezzo limitatamente ad un profilo orario indicato dal TSO ex ante.

La nuova capacità di accumulo dovrà essere localizzata, come anche indicato nel Piano di Sviluppo 2019, **nelle zone Sud e Centro Sud**. Questo in considerazione del fatto che queste sono le aree caratterizzate da:

- elevata penetrazione di generazione da fonte rinnovabile non programmabile;
- congestioni di rete che soprattutto negli scenari futuri potranno implicare una riduzione dell'immissione da parte degli impianti alimentati da fonte rinnovabile, specialmente eolica.

Data la complessità del tema e la pluralità di soggetti coinvolti, Terna ritiene che sia necessario a tale scopo che il Ministero dello Sviluppo Economico si faccia promotore della creazione di una **cabina di regia gestita a livello centrale** in cui coinvolgere ministeri (Ambiente, Infrastrutture), Regioni ed Enti locali coinvolti negli iter autorizzativi per la realizzazione delle opere, nelle procedure di valutazione ambientale, negli iter di rilascio delle concessioni nonché nell'approvazione tecnica del progetto. Sarebbe inoltre auspicabile, come precedentemente esposto per gli interventi sulla rete elettrica, che la normativa preveda la semplificazione dei processi autorizzativi per la costruzione degli impianti di pompaggio e l'utilizzo delle acque.

In tale contesto, Terna ritiene necessarie azioni per promuovere un **progetto pilota finalizzato alla realizzazione, entro il 2025, di nuova capacità di accumulo per un quantitativo pari ad almeno 1 GW**. Lo svolgimento di una prima procedura per un quantitativo limitato e in una area geograficamente circoscritta:

- rappresenterebbe un primo passo per il raggiungimento degli obiettivi di sviluppo di capacità di accumulo previsti al 2025 (3 GW) e al 2030 (6 GW);
- consentirebbe di testare gli aspetti tecnici della procedura competitiva e quindi di perfezionarne i parametri economici quali il *Reservation Price*, il tutto a beneficio dell'efficienza ed efficacia del meccanismo;
- garantirebbe maggiore concorrenzialità delle procedure aumentando il rapporto tra quantità offerta e domanda;
- renderebbe più semplice la fase di dialogo con la Comunità Europea anche in considerazione delle problematiche in termini di sicurezza specifiche nelle aree identificate individuata da Terna come area di intervento prioritario.

Il modello di approvvigionamento e remunerazione per il progetto dovrebbe prevedere:

- lo svolgimento di procedure di approvvigionamento a termine per un orizzonte orientativamente di almeno 20 anni di nuova capacità di accumulo idroelettrico in grado di soddisfare determinati requisiti tecnici. La partecipazione alla gara sarebbe aperta anche a soggetti non titolari di concessioni idroelettriche e autorizzazione alla costruzione e esercizio dell'impianto di pompaggio, a condizione che la realizzazione dell'impianto avvenga entro il 2025. Le procedure di approvvigionamento dovranno essere, in principio, in ogni caso aperte a tutte le soluzioni tecnologiche che siano equiparabili e in grado di rispettare i requisiti, le prestazioni, le caratteristiche identificate sotto tutti i profili tecnici, operativi e gestionali;
- l'assegnazione ad un prezzo non superiore ad un Reservation Price non noto agli operatori e calibrato sui costi di investimento e di O&M della tecnologia di accumulo idroelettrico;
- in esito alla procedura l'assegnatario acquisisce:
 - il diritto a vedersi riconosciuto un premio annuo [€/MW/anno];
 - l'obbligo di offerta di quantitativi minimi di riserva a salire e a scendere su MSD con vincoli di prezzo stabiliti da Terna e mantenimento di livelli minimi di energia disponibile;
- Il divieto per l'assegnatario di partecipare, con la medesima capacità di pompaggio, al meccanismo del capacity market.

Il modello proposto e il relativo framework regolatorio dovranno essere inseriti nel decreto ministeriale sulla base del parere di ARERA.

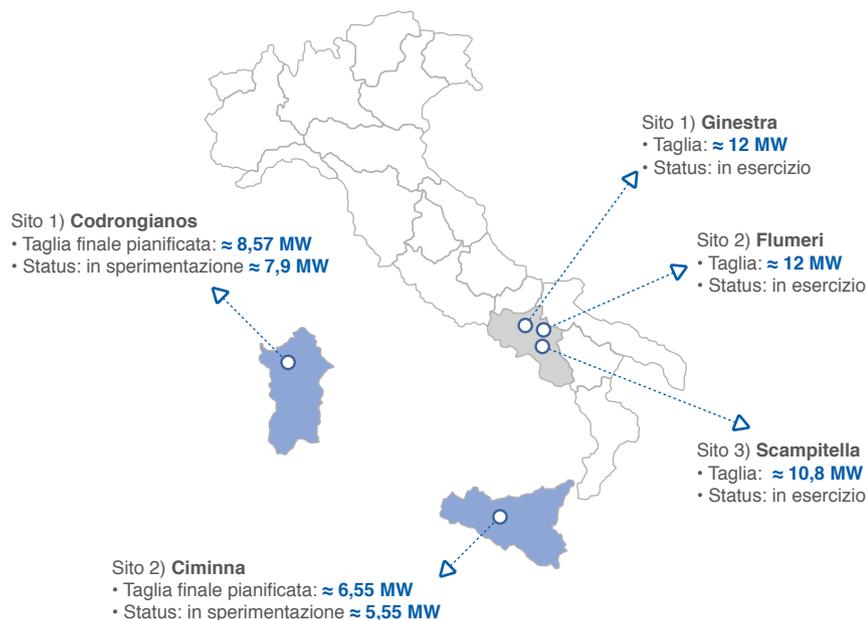
I progetti pilota Terna

A partire dal 2012, Terna ha avviato progetti pilota per testare tecnologie di accumulo elettrochimico “*energy intensive*” e “*power intensive*”:

- **Progetti “power-intensive”.** Nell'ambito del Piano di Difesa per la Sicurezza del Sistema Elettrico Nazionale 2012-2015, Terna ha individuato un programma di installazione di sistemi di accumulo al fine di utilizzare le potenzialità introdotte dai rapidi tempi di risposta per **incrementare i margini di sicurezza di gestione delle reti delle Isole Sicilia e Sardegna.** Sono state, quindi, testate una moltitudine di tecnologie di storage “*power intensive*” per una capacità complessiva di circa **14 MW di tecnologie di accumulo.** Le singole unità hanno una taglia di circa 1 MW ciascuna e sono del tipo lithium-based (9,2 MW, 5 tipologie), ZEBRA (3,4 MW, 2 tipologie), Flusso (0,85 MW, 2 tipologie) e Supercapacitori.
- **Progetti “energy-intensive”.** Nell'ambito del Piano di Sviluppo 2011, Terna ha inoltre previsto la realizzazione di progetti Large Scale Energy Storage afferenti a porzioni di rete a 150 kV del Sud Italia che risultano critiche per l'elevato numero di congestioni di rete derivanti da elevata penetrazione di produzione eolica. **Con l'obiettivo primario di ridurre tali congestioni,** è stato avviato un progetto pilota basato sull'utilizzo di tecnologie di accumulo elettrochimico “*energy intensive*”, ovvero caratterizzate da elevate capacità di accumulo rispetto alla taglia in potenza degli impianti. Le batterie utilizzate presentano la tecnologia NAS (tecnologia sodio/zolfo), che risulta essere maggiormente idonea allo scopo. Nel complesso, sono

stati installati **35 MW presso tre impianti SANC** (Sistema di Accumulo Non Convenzionale) nella Regione Campania: Ginestra (12 MW/80 MWh), Flumeri (12 MW/80 MWh) e Scampitella (10,8 MW/72 MWh).

Figura 108. Locazione dei progetti pilota delle tecnologie di storage di Terna: Energy intensive (grigio) e Power intensive (blu)



Fonte: Terna

La sperimentazione sul campo tramite i progetti pilota ha portato importanti evidenze per gli sviluppi futuri di questo tipo di impianti, in particolare riguardo alle loro performance in diverse situazioni di funzionamento. Alcuni dei principali risultati sono i seguenti:

- I sistemi di accumulo hanno manifestato **rendimenti elevati quando utilizzati in condizioni prossime alle nominali**, ossia operando con cicli di carica/scarica vicini al ciclo "standard". Tuttavia, l'efficienza cala notevolmente per situazioni di funzionamento che si allontanano da quelle nominali, ossia quando l'ammontare di energia movimentata è bassa, in quanto le perdite dovute ai consumi ausiliari hanno un peso rilevante.
- I sistemi di storage sono stati in grado di garantire **tempi di risposta molto rapidi**, fornendo l'inversione di potenza (passaggio da carica a scarica e viceversa) entro 200 ms ad ogni condizione di carico. Grazie a questa caratteristica, le unità di accumulo elettrochimico possono essere considerate risorse rilevanti nell'ambito del piano di difesa di Terna.
- **Diverse tecnologie di storage elettrochimico**, testate sul medesimo ciclo, **mostrano un grado di aging** (riduzione della capacità con il numero di cicli di carica/scarica accumulati) sostanzialmente diverso tra loro. Inoltre il fenomeno dell'aging risulta più o meno marcato per diversi tipi di cicli di carica/scarica, rivelandosi molto più rapido operando

cicli FCR (*Frequency Containment Reserve*, con inversioni più rapide e irregolari)

Terna ha acquisito **competenze rilevanti** in termini di specifiche tecniche, approvvigionamento, progettazione, costruzione, installazione, fino alla gestione operativa dei sistemi di accumulo di elettrochimico. Il know-how accumulato può essere indirizzato al corretto **disegno del mercato dei servizi** per favorire la partecipazione alle risorse di storage.

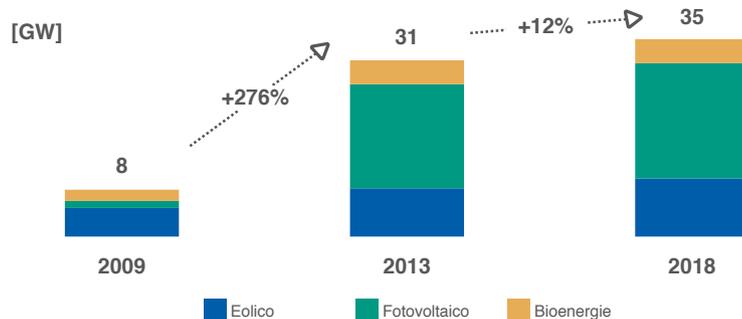
4.2.3. Segnali di prezzo di lungo termine per investimenti in capacità rinnovabile – PPA e aste

Necessità di segnali di prezzo di lungo termine per capacità rinnovabile

A livello globale, la competitività delle fonti rinnovabili sta crescendo rapidamente rispetto alle fonti fossili tradizionali, spinta in particolare dallo sviluppo tecnologico, dalle economie di scala e dal conseguente abbattimento dei costi di installazione, oltre che dal supporto delle policy internazionali.

Negli ultimi anni, la realizzazione di impianti rinnovabili in Italia ha tuttavia subito un forte rallentamento (Figura 109), e tanto eolico quanto fotovoltaico, nonostante la forte discesa dei costi di installazione, sono cresciuti a ritmi molto più contenuti rispetto al boom di qualche anno fa e sostanzialmente solo attraverso iniziative legate alle aste del GSE o all'autoconsumo. Sebbene l'Italia abbia già raggiunto gli obiettivi europei fissati per il 2020, è necessario stimolare la ripresa dell'installazione di capacità rinnovabile, anche in vista dei target previsti per il 2030.

Figura 109. Evoluzione della capacità installata fotovoltaica, eolica e biomasse



Fonte Terna

Anche in questo caso il principale ostacolo alla realizzazione di nuovi impianti è la **manca di segnali di prezzo di lungo termine efficienti** in grado di fornire sufficienti garanzie sul rientro di capitale ai finanziatori, in particolare in un contesto di forte incertezza sui prezzi futuri dell'energia.

È dunque fondamentale la definizione di un framework in grado di inviare tali segnali al mercato e slegare lo sviluppo della capacità rinnovabile dall'incertezza del PUN. Strumenti utili da questo punto di vista sono rappresentati da **incentivazioni mediante meccanismi di asta e contrattualizzazione a lungo termine tra i produttori e una controparte tipicamente non regolata (long-term Power Purchase Agreements - PPA).**

Il decreto FER e le aste a incentivi

Un segnale in questa direzione arriva da quanto contenuto nel recente **decreto FER-1** per quanto riguarda la reintroduzione di gare competitive per l'accesso a incentivi.

Le tecnologie interessate dall'incentivazione sono fotovoltaico, eolico, idroelettrico e impianti a gas residuati dei processi di depurazione, installati in Italia o in altri Stati Membri.

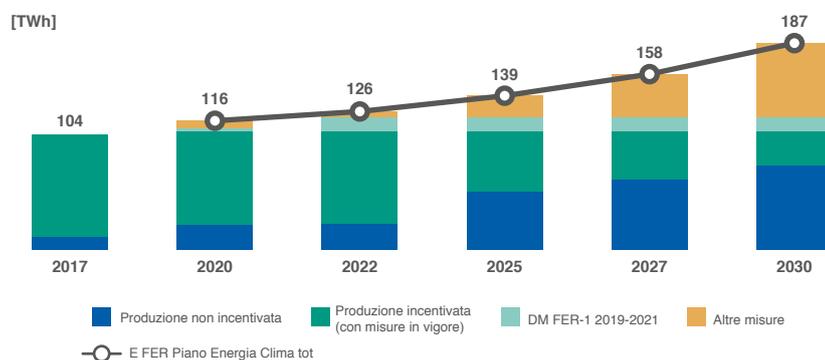
In totale, il decreto prevede l'istituzione di 7 bandi a partire da settembre 2019 e con frequenza quadrimestrale fino a settembre 2021. Per ogni bando sono disponibili due categorie di accesso agli incentivi:

- a) **Iscrizione al registro GSE** per impianti di taglia inferiore a 1 MW, o aggregati di impianti di taglia superiore a 20 kW che complessivamente non superino la taglia di 1 MW. Per tale tipologia di impianti il totale della capacità messa a disposizione sui sette bandi è pari a 1.770 MW
- b) **Aste competitive al ribasso**, per impianti di taglia superiore a 1 MW, o aggregati di impianti di taglia compresa tra i 20 e i 500 kW che complessivamente superino la taglia di 1 MW. Per tale tipologia di impianti il totale della capacità messa a disposizione sui sette bandi è pari 6.230 MW.

Tenendo in considerazione le scadenze per l'entrata in esercizio degli impianti prescritte dal Decreto, quest'ultimo porterebbe all'installazione complessiva di circa **8 GW di nuova capacità rinnovabile entro il 2026** (di cui 6,5 GW di PV e eolico entro il 2024).

In Figura 110 è riportato l'esito di uno studio del Politecnico di Milano sulla proiezione della copertura della produzione rinnovabile al 2030 per tipologia di remunerazione delle fonti. Dal grafico si evince la progressiva riduzione degli incentivi da misure già in vigore e il contributo diretto del decreto FER-1, che tuttavia non è sufficiente ai fini del raggiungimento dei target di decarbonizzazione. Emerge la **necessità di ulteriori strumenti per stimolare gli investimenti in capacità rinnovabile**.

Figura 110. Proiezione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili per diversi meccanismi di incentivazione



Fonte: Renewable Energy Report – Energy & Strategy, 2019

I Power Purchase Agreement

Tra le alternative per stimolare la crescita della capacità rinnovabile, uno strumento particolarmente interessante è il **Power Purchase Agreement (PPA)**.

Il PPA è un contratto bilaterale con un orizzonte temporale sufficientemente ampio (almeno 5 anni), sottoscritto tra un produttore di energia (seller) e un

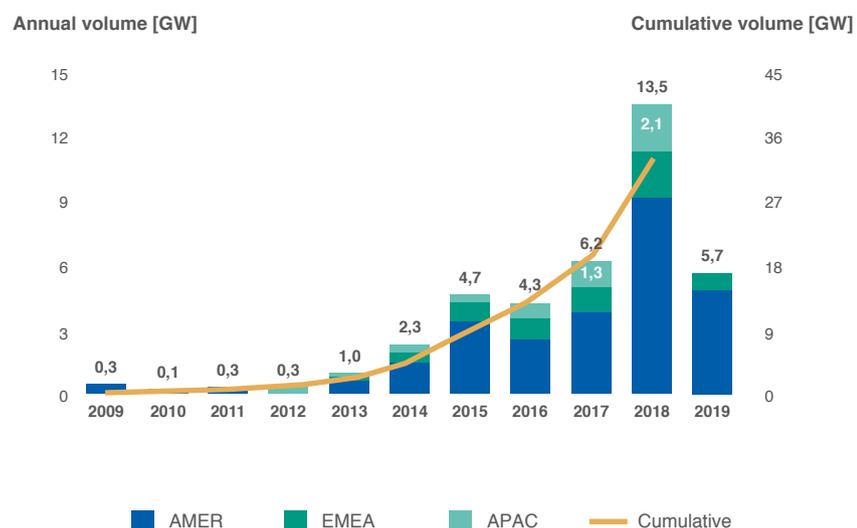
acquirente (buyer). Il buyer del contratto è tipicamente un reseller di energia o un grande consumatore. Il PPA definisce tutte le condizioni per la vendita dell'energia tra le parti (comprese penali, tempistiche, ecc), e rappresenta uno strumento importante per garantire stream di ricavi futuri ai nuovi progetti, aumentandone la possibilità di finanziamento.

A seconda della tipologia di acquirente, un PPA può configurarsi come:

- **Utility PPA**, nel caso in cui il buyer è un trader o una utility
- **Corporate PPA**, quando il buyer è il consumatore finale (comunemente di tipo business)
- **Government PPA**, quando il buyer è un ente governativo o istituzionale

Questo tipo di contratti sta riscuotendo un crescente successo, come si evince dalla Figura 111. Nel 2018, la capacità cumulata in regime di Corporate PPA ha raggiunto un valore di oltre 30 GW a livello globale, molti dei quali sono stati sottoscritti negli Stati Uniti. Ad oggi, le aziende a fare maggior ricorso a tali strumenti sono le multinazionali del settore tecnologico che presentano elevati fabbisogni energetici e solidità finanziaria, mosse da obiettivi legati a dinamiche di Corporate Social Responsibility.

Figura 111. Volume globale di Corporate PPA aggiornato a maggio 2019



Fonte: Bloomberg NEF

I PPA oggi in Italia

I PPA hanno cominciato a diffondersi anche in **Italia** (Figura 112). Ad oggi, **oltre 500 MW di capacità** rinnovabile sono stati contrattualizzati attraverso questo strumento; la quasi totalità dei contratti vede come controparte un trader (Utility PPA).

Figura 112. Principali PPA siglati recentemente in Italia

Compratore	Sviluppatore	Durata (anni)	Tecnologia	Potenza/Energia	Data
Wienerberger	Engie	5	Fotovoltaico	-	Feb '18
EGO	Octopus	5	Fotovoltaico	40 MW	Mar '18
EGO	Octopus	5	Fotovoltaico	63MW	Dic '18
Trailstone	Canadian Solar, Manny Energy	10	Fotovoltaico	18 MW	Dic '19
Shell	Octopus	5	Fotovoltaico	71 MW	Dic '20
Axpo	European Energy (contatto quadro)	12	Fotovoltaico	150 (+150) MW	Gen '19
Audax Renovables	Base FV	10	Fotovoltaico	20 MW	Gen '20
DXT Commodities	Fera	7	Eolico	200 GWh	Apr '19

Fonte: elaborazione Terna su dati PPA Committee

Vantaggi e rischi dei PPA

In sintesi, i principali **vantaggi** di questo tipo di contratti sono:

- L'aumento della possibilità di finanziamento di progetti rinnovabili, grazie alla maggiore prevedibilità di flussi di cassa
- Dà al buyer la possibilità di soddisfare i target di sostenibilità in modo diretto ed efficace, grazie alle evidenze date dai certificati di garanzia di origine
- Permette di fissare ex-ante il prezzo dell'energia, con conseguente mancata esposizione alla fluttuazione futura e possibilità di hedging

D'altro canto, i PPA presentano come principali **rischi**:

- Complessità della struttura contrattuale, che può tradursi in costi amministrativi imprevisti o comunque in difficoltà di settlement e gestione
- Rischio prezzo: rischio di fissare nel contratto un prezzo che potrebbe essere in futuro più alto di quello di mercato. La dinamica dei prezzi dell'energia può inoltre essere influenzata non solo da dinamiche di mercato, ma anche da scelte di carattere regolamentare
- Rischi operativi e di Project Execution: rischio di fallimento del progetto di costruzione dell'impianto o di performance dell'impianto inferiori alle aspettative
- Rischi autorizzativi: rischio di fallimento del progetto a causa delle difficoltà del processo autorizzativo
- Rischio di credito: rischio di non assolvimento delle obbligazioni contrattuali, anche legato al default

4.3. Evoluzione e integrazione dei mercati

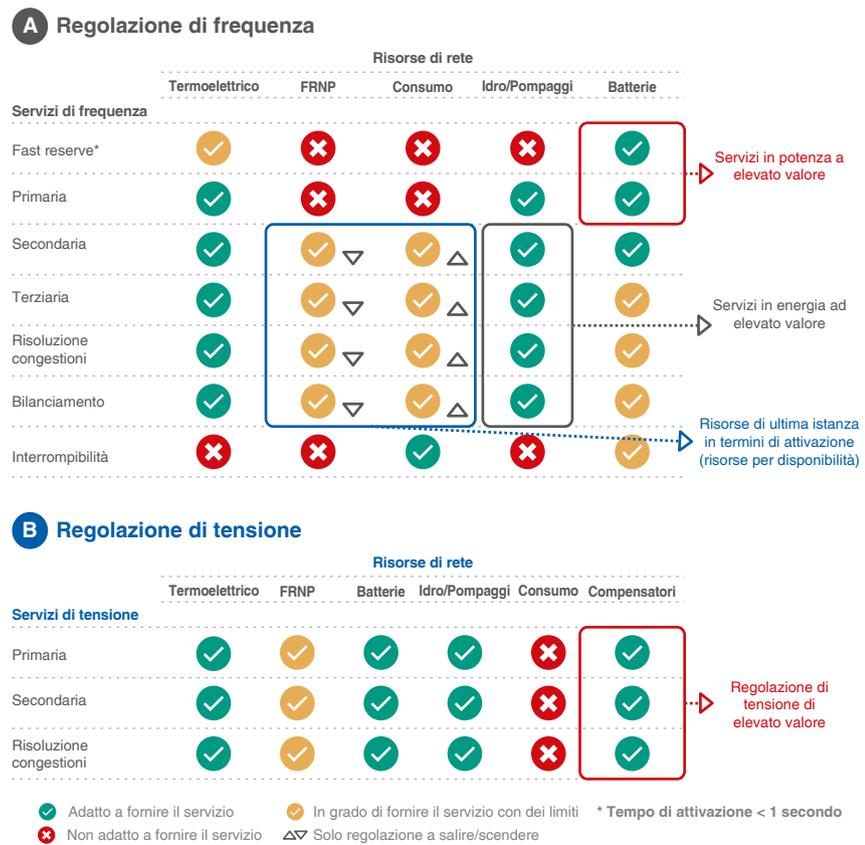
Il ridisegno del mercato dei servizi

Uno dei fattori abilitanti fondamentale per rispondere alle nuove sfide della transizione energetica è un profondo **ridisegno del mercato dei servizi**.

In particolare, il nuovo contesto elettrico determina l'esigenza di mettere in campo azioni su due fronti:

- 1) Con la progressiva decarbonizzazione del sistema elettrico, diventa necessario esplicitare **nuovi servizi** prima non necessari, o che comunque non era necessario esplicitare perché ottenuti in maniera gratuita dal sistema (quali ad esempio inerzia e, in parte, regolazione di tensione), per gestire la progressiva riduzione di potenza rotante dispacciata
- 2) L'aumento delle esigenze di flessibilità del sistema elettrico rende necessario approvvigionarsi di servizi di rete da tutte le risorse disponibili a fornirli, **aprendo il mercato** dei servizi e incentivando la **partecipazione a nuove risorse**, quali ad esempio generazione distribuita, accumuli e domanda (vedi Figura 113).

Figura 113. Rappresentazione della capacità delle differenti risorse di rete di fornire servizi di regolazione di frequenza e tensione (esemplificativo)

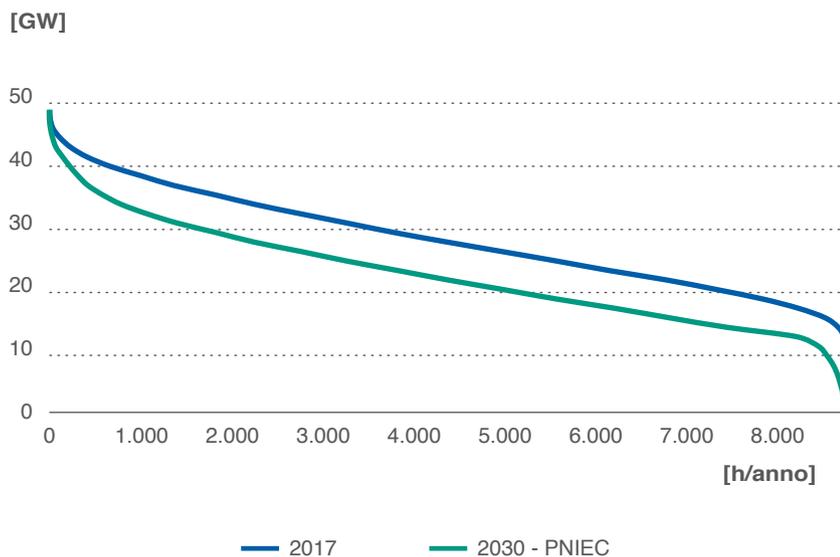


Fonte: Terna

Esplicitazione di nuovi servizi

Il Sistema elettrico fino ad oggi ha potuto fare affidamento su una serie di **servizi "impliciti"**, forniti da una flotta di impianti rotanti, in particolare termoelettrici. Tali impianti, infatti, per loro caratteristiche intrinseche costruttive, contribuiscono al mantenimento della stabilità della frequenza e della tensione, come già descritto nel capitolo precedente.

Alla luce degli scenari prospettici, la disponibilità di risorse che continueranno a fornire servizi di questo tipo si ridurrà sensibilmente. In particolare, come mostra la Figura 114, si ridurrà la potenza termoelettrica media dispacciata nel corso dell'anno.

Figura 114. Potenza termoelettrica dispacciata 2017 - 2030 PNIEC

Fonte: elaborazione Terna

Diventa quindi una **esigenza imprescindibile** per garantire la gestione in sicurezza del sistema elettrico introdurre nuovi servizi di regolazione ed esplicitare servizi prima non necessari perché ottenuti “implicitamente” dal sistema.

Fast Reserve

Un esempio di nuovo servizio di regolazione della frequenza è la c.d. “**Fast Reserve**”. Tale servizio contribuirà a migliorare la risposta dinamica dei primi istanti successivi ai transitori di frequenza, ad oggi fornita dal parco di generazione tradizionale.

La progressiva riduzione dell’inerzia del sistema determina infatti un **inasprimento delle variazioni della frequenza a seguito di errori**, che devono essere contenute in tempi di risposta estremamente rapidi, non sempre compatibili con l’attuale contributo della regolazione primaria dei gruppi termici convenzionali, soprattutto nello scenario di phase-out degli impianti a carbone che sono caratterizzati da tempi di risposta particolarmente veloci.

Diventa quindi essenziale introdurre un servizio caratterizzato da un **tempo di piena attivazione inferiore a quello della regolazione primaria**. Il servizio non è in sostituzione alla regolazione primaria né all’inerzia ma un servizio coordinato con esse per contribuire alla sicurezza del sistema.

Nello specifico il servizio di Fast Reserve consiste nel fornire una risposta continua ed automatica in potenza, proporzionale all’errore di frequenza, **entro i primi istanti dall’evento** che ha determinato l’attivazione del servizio, mantenere continuativamente il profilo di potenza richiesto ed eseguire, successivamente, una de-rampa lineare fino ad annullare il contributo attivato.

Apertura del mercato dei servizi

L’attuale configurazione del mercato dei servizi prevede l’abilitazione a MSD per l’offerta di servizi di rete alle sole unità di produzione programmabili e con potenza installata superiore a 10 MVA. Si tratta di grandi e medi impianti, ad oggi circa pari a **250 unità di produzione**.

La **crescente necessità di flessibilità** del sistema elettrico nel nuovo contesto, associata alla riduzione delle ore di produzione degli impianti termoelettrici tradizionali, rende essenziale l'approvvigionamento di servizi di rete anche da nuove risorse di flessibilità. Risorse di consumo (demand response), generazione distribuita, rinnovabili oggi non abilitate e sistemi di storage costituiscono un ampio pool di risorse (oltre 800.000 impianti di produzione e circa 40 milioni di unità di consumo) potenzialmente utili per offrire servizi di flessibilità necessari a garantire l'adeguatezza e la sicurezza di un sistema elettrico sempre più ampio e complesso (Figura 115).

Figura 115. Evoluzione del sistema elettrico e apertura del mercato dei servizi a nuove risorse

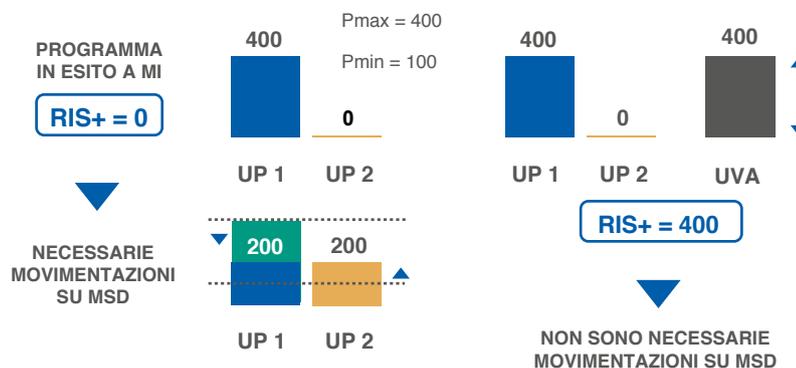


Fonte: Terna

La **diversificazione delle risorse** che partecipano a MSD, infatti, può contribuire a minimizzare i costi complessivi per il Sistema Elettrico. Si consideri, ad esempio, un sistema elettrico con due impianti di generazione, ad esempio entrambi con potenza minima pari a 100 MW e potenza massima pari a 400 MW, ed un fabbisogno pari a 400 MW in cui l'esito dei mercati dell'energia (MGP+MI) prevede un impianto dispacciato al massimo (400 MW) ed uno spento (Figura 116). In questo caso il sistema risulterebbe privo di riserva a salire (disponibilità ad aumentare la potenza immessa in rete) per cui Terna dovrebbe necessariamente intervenire in MSD riducendo la produzione del gruppo al massimo carico ed avviando anche l'altro impianto. Tali movimentazioni, finalizzate al ripristino della riserva, risultano ovviamente onerose in quanto presuppongono l'accettazione di offerte di vendita (al prezzo offerto dal gruppo spento), di offerte di acquisto (al prezzo offerto dal gruppo che deve scendere di carico) oltre alla corresponsione del costo di avviamento; è bene notare che tali costi verranno sostenuti dal sistema indipendentemente dall'effettivo utilizzo della suddetta riserva per azioni di bilanciamento nel tempo reale e sono finalizzati esclusivamente a **garantire la disponibilità di capacità di riserva a salire** ("Availability").

Se nella stessa ora fossero invece disponibili offerte di vendita (aumento della generazione e/o riduzione dei consumi) da parte di Unità Virtuali Abilitate (UVA) in quantità sufficiente a soddisfare il fabbisogno di riserva a salire, **non risulterebbe più necessario effettuare le movimentazioni sopra descritte** per ripristinare i corretti margini di riserva, con un **risparmio sia dal punto di vista dell'efficienza economica che dal punto di vista dell'impatto ambientale** (Figura 116).

Figura 116. Beneficio della diversificazione delle risorse su MSD per il Sistema Elettrico (esemplificativo)



Fonte: Terna

In questo contesto Terna, in accordo con l'ARERA, ha avviato un **processo di progressiva apertura del mercato dei servizi alle risorse oggi non abilitate**, attraverso la definizione di progetti pilota finalizzati alla raccolta di elementi utili per una riforma organica di questo mercato²⁵.

Il termine "**progetto pilota**" deriva dal fatto che l'obiettivo è quello di sperimentare il funzionamento delle nuove risorse e di procedere successivamente, di concerto con ARERA, ad una revisione complessiva del mercato dei servizi e del Codice di Rete, in cui tali risorse siano pienamente integrate.

Nel dettaglio, gli scopi principali dei progetti pilota sono quello di incrementare da subito la quantità di risorse disponibili per garantire adeguatezza e sicurezza del sistema elettrico al minor costo per l'utente finale e, in aggiunta, contribuire a diversificare la tipologia delle risorse abilitabili al mercato dei servizi, attribuendo un ruolo attivo alla domanda, agli impianti di generazione di tipo non rilevante (<10 MVA) ed agli accumuli.

Terna, anche grazie all'interlocuzione con gli operatori, ha individuato e iniziato a sperimentare i seguenti²⁶ progetti pilota:

- Unità Virtuali Abilitate di Consumo (UVAC)
- Unità Virtuali Abilitate di Produzione (UVAP)
- Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM)
- Unità di Produzione Rilevanti (UPR) non oggetto di abilitazione obbligatoria

(25) Delibera 300/2017/R/eel «Prima apertura del mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) alla domanda elettrica ed alle unità di produzione anche da fonti rinnovabili non già abilitate nonché ai sistemi di accumulo. Istituzione di progetti pilota in vista della costituzione del testo integrato dispacciamento elettrico (TIDE) coerente con il Balancing Code Europeo»

(26) Avviato anche il Progetto pilota UPI relativo alla fornitura del servizio di regolazione primaria della frequenza per il tramite di unità di produzione rilevanti integrate con sistemi di accumulo. Le UPR che partecipano a tale progetto possono incrementare il valore di potenza massima che può essere offerta nei mercati dell'energia fino all'1,5% della Potenza Efficiente dell'unità stessa (pari alla semibanda obbligatoria per la fornitura del servizio di riserva primaria).

Partendo da aggregati di soli punti di prelievo (UVAC) e soli punti di immissione (UVAP), i progetti individuati da Terna si sono “evoluti” verso aggregati misti (UVAM) o hanno previsto la partecipazione volontaria al MSD di singoli impianti rilevanti non già abilitati (UPR).

In particolare, i progetti pilota delle UVAC e delle UVAP sono stati avviati per abilitare al MSD rispettivamente la domanda (a partire da giugno 2017) e la generazione distribuita (a partire da dicembre 2017) e si sono conclusi a novembre 2018 per dare avvio al **progetto pilota delle UVAM che abilita negli stessi aggregati unità di consumo, di produzione e sistemi di accumulo**.

I progetti pilota UVA consentono l’abilitazione a fornire **servizi di risoluzione delle congestioni, bilanciamento e riserva terziaria** anche a risorse di rete che non rispettano i requisiti minimi definiti dal Codice di Rete. Non è previsto invece, almeno nella fase iniziale, che queste risorse forniscano servizi di riserva secondaria, accensione e cambio assetto.

I progetti pilota UVA

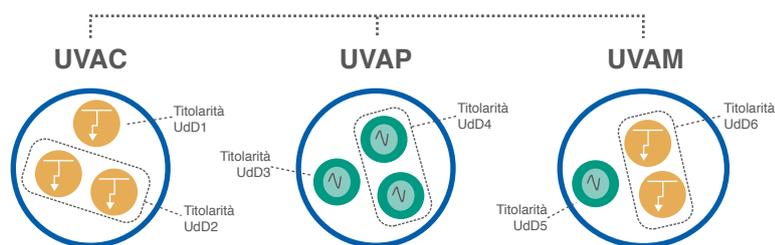
Le UVA sono costituite da **aggregati di punti di prelievo e/o immissione e accumuli** (incluse le stazioni di ricarica funzionali alla e-mobility), che sono connessi alla rete a qualunque livello di tensione e che risiedono nello stesso perimetro di aggregazione definito da Terna (un insieme di province).

L’aggregazione di tali risorse viene effettuata dal **Balancing Service Provider (BSP)**, il soggetto titolare della UVA e responsabile della prestazione dei servizi negoziati sul MSD. Tale nuova figura introdotta nell’ambito dei progetti pilota si distingue dall’utente del dispacciamento (**Balancing Responsible Party, BRP**) responsabile del pagamento dei corrispettivi di sbilanciamento. Il BSP infatti non ha legame contrattuale con il BRP e fornisce direttamente i servizi al gestore di rete.

Le UVA aggregano punti di prelievo e/o immissione che possono rientrare nella titolarità di differenti utenti del dispacciamento (UdD) in prelievo/immissione e rilevano solo ai fini della partecipazione al MSD e non ai mercati dell’energia, a differenza dei punti di dispacciamento che possono partecipare ai mercati dell’energia.

In Figura 117 sono rappresentate graficamente le diverse tipologie di unità virtuali possibili.

Figura 117. Tipologie di Unità Virtuali Abilitate



Fonte: Terna

Per le UVAC prima e poi per le UVAM, oltre alla valorizzazione delle quantità accettate su MSD, il regolamento prevede per Terna la possibilità di un approvvigionamento a termine delle risorse di dispacciamento ed il conseguente **riconoscimento di un corrispettivo fisso per la disponibilità di capacità**.

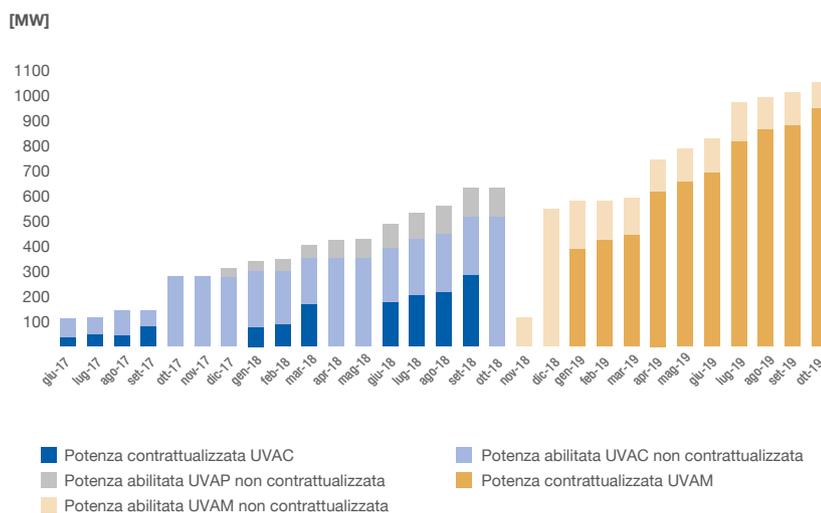
Tale capacità è allocata tramite asta al ribasso su un premio fisso, con assegnazione di tipo “pay as bid”. In particolare:

- per le UVAC nel 2018 erano ammesse solo risorse ubicate nelle zone di mercato Nord e Centro-Nord ed il quantitativo di capacità richiesta era di 500 MW
- per le UVAM nel 2019 sono ammesse risorse ubicate nell'intero territorio nazionale e sono definite due aree di assegnazione con differenti quantitativi di capacità richiesta: 800 MW per la zona A (Nord e Centro-Nord), 200 MW per la zona B (Centro-Sud, Sud, Sicilia e Sardegna).

I BSP assegnatari si impegnano a presentare offerte dal lunedì al venerdì per un certo numero di ore consecutive (diverse tra UVAC ed UVAM) nella fascia oraria 14-20 ad un prezzo non superiore allo Strike Price pari a 400 €/MWh. Terna riconosce ai BSP il corrispettivo fisso per i giorni in cui sono stati rispettati gli obblighi di offerta.

In Figura 118 è riportato **l'andamento della potenza abilitata a MSD** e della potenza contrattualizzata a termine per tutte le unità virtuali. A partire da giugno 2017, mese di avvio delle UVAC, con una potenza di circa 100 MW si è raggiunto un primo picco di 600 MW di potenza qualificata UVAC e UVAP ad ottobre 2018. La potenza abilitata ha poi subito un momentaneo crollo a novembre 2018 in vista delle nuove qualificazioni delle UVAM, ma nei primi mesi del 2019 si era già stabilizzata intorno ai 600 MW per raggiungere a ottobre circa 1.050 MW, di cui il 90% contrattualizzata a termine (950 MW). **L'obiettivo è di assegnare entro la fine dell'anno in corso 1.000 MW di capacità** tramite procedure per l'approvvigionamento a termine.

Figura 118. Potenza abilitata e contrattualizzata a termine su MSD



Fonte: Terna

Questi primi risultati dei progetti pilota sono molto incoraggianti se confrontati con altri paesi europei.

Dallo studio di smartEn sull'utilizzo delle risorse distribuite nei mercati dei servizi europei²⁷ si evince come l'Italia si sia posizionata ad un buon livello di performance, in quanto, insieme all'Austria ed al Belgio, presenta una soglia minima di potenza modulabile pari a 1 MW (Francia e Paesi Bassi richiedono rispettivamente 10 MW e 20 MW) ed ha consentito una partecipazione importante delle risorse distribuite, arrivando a qualificare più di 1.000 MW di unità aggregate (Figura 119).

Figura 119. Benchmarking risorse distribuite in Europa

PAESE	TIPOLOGIA AGGREGATI	SOGLIA MINIMA POTENZA	CAPACITA' DISPONIBILE
ITALIA	Aggregati di punti di prelievo (non residenziali) e di generazione distribuita	1MW	1.050 MW*
AUSTRIA	Aggregati di punti di prelievo (non residenziali) e di generazione distribuita	1MW	N.D.
BELGIO	Aggregati di punti di prelievo e di generazione distribuita	1MW	830 MW
FINLANDIA	Aggregati di punti di prelievo e di generazione distribuita	5MW	300 MW
SVIZZERA	Aggregati di punti di prelievo e di generazione distribuita	5MW	50 MW
PAESI BASSI	Aggregati di punti di prelievo e di generazione distribuita	20MW	150 MW
IRLANDA	Aggregati di punti di prelievo (non residenziali)	4MW	480 MW
GRAN BRETAGNA	Aggregati di punti di prelievo e di generazione distribuita	3MW	135 MW
GERMANIA	Aggregati di punti di prelievo e di generazione distribuita	5MW Germany-Lux LFC block 1 MW LFC Area	N.D.
FRANCIA	Non è ammessa aggregazione di punti di prelievo e di generazione distribuita	10MW	500 MW

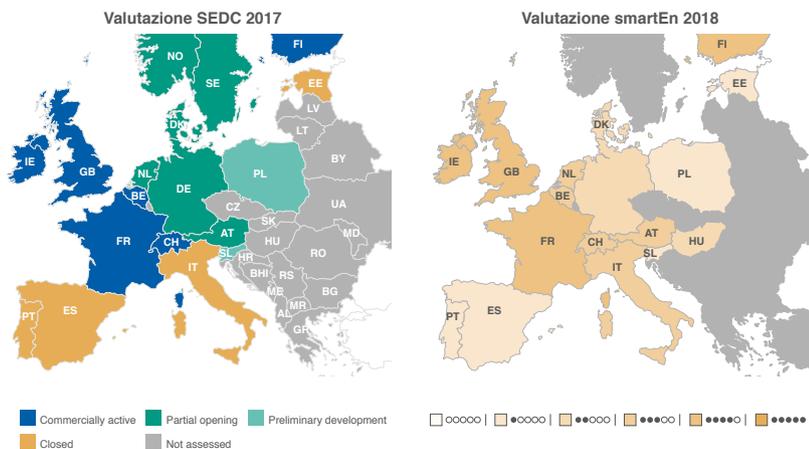
* Dati Italia aggiornati a Ottobre 2019

Fonte: The smartEN Map 2018

Questo risultato è ancor più interessante considerando che nella precedente valutazione di smartEn (SEDC fino al 2017) il mercato italiano era stato valutato totalmente chiuso per le risorse distribuite. Dal confronto con la valutazione attuale emerge che **l'Italia è stato il paese europeo che ha fatto i più importanti progressi per abilitare le risorse distribuite al mercato dei servizi** (Figura 120).

(27) The smartEN Map 2018, vedi <https://www.smarten.eu/thSMARTENmap/>

Figura 120. Grado di apertura del mercato dei servizi per le risorse distribuite SEDC / smartEn



Fonte: Explicit Demand Response in Europe - Mapping the Markets 2017 e The smartEN Map 2018

Incentivazione alla partecipazione

La decisione di remunerare la disponibilità (originariamente solo per le UVAC, oggi in generale per le UVAM) è motivata da razionali economici, nonché dal fatto che le risorse partecipanti lato consumatori sono principalmente stabilimenti produttivi industriali. Tali soggetti, per fornire flessibilità nel mercato dei servizi di dispacciamento, devono sostenere costi fissi di investimento per installare e mettere a punto le apparecchiature necessarie a sviluppare il servizio e costi annuali di gestione dell'operatività (es. dotarsi di sale di energy management). Inoltre, per rispondere alle esigenze di Terna, devono interrompere e/o variare il ciclo produttivo affrontando un onere economico per un'attività che non fa parte del proprio "core business".

Più in generale, l'apertura del MSD con le attuali regole di remunerazione e di funzionamento (definite in un contesto caratterizzato esclusivamente da grandi impianti di generazione programmabili), **non rappresenta di per sé un incentivo sufficiente a rendere attrattiva la partecipazione al mercato per le nuove risorse.**

In particolare, le **principali barriere** all'ampliamento della platea di soggetti partecipanti al mercato dei servizi sono le seguenti:

- L'attuale meccanismo di approvvigionamento dei servizi prevede la **sola remunerazione dell'energia effettivamente movimentata** (remunerazione del tipo **€/MWh**) e non prevede la remunerazione per la disponibilità di produzione (remunerazione del tipo **€/MW**). Tale meccanismo ha come effetto negativo quello di disincentivare la partecipazione delle risorse distribuite, che hanno per il sistema un valore maggiore in termini di "availability" piuttosto che di "activation";
- **L'attuale disegno di mercato prevede l'approvvigionamento dei servizi su base quasi esclusivamente spot.** In presenza di risorse sufficienti questo consente di assicurare sicurezza ed adeguatezza minimizzando i costi, grazie alla co-ottimizzazione dei diversi servizi e al dimensionamento accurato dei fabbisogni. Ciò nonostante, in un contesto in cui i costi up-front diventano rilevanti rispetto ai costi di esercizio, tale modalità di approvvigionamento non è sufficiente per fornire adeguati **segnali di prezzo a termine** per stimolare nuovi investimenti, come discusso nel paragrafo 4.2;

Proposte per il nuovo Mercato dei Servizi

- **Gli attuali servizi sono modellati sulle caratteristiche tecniche degli impianti tradizionali** e non tengono conto delle peculiarità delle nuove risorse, come la necessità di avere prodotti asimmetrici, soglie di potenza inferiore, durata minima dei servizi.

Con la consultazione del TIDE²⁸ è stato avviato un percorso di revisione complessivo del quadro regolatorio per l'evoluzione del mercato dei servizi del dispacciamento.

Terna, anche facendo leva sull'esperienza maturata con i progetti pilota, ritiene che sia indispensabile continuare a sperimentare la partecipazione di risorse distribuite ai mercati e, nell'ottica più ampia di un ridisegno complessivo, ritiene fondamentale:

- 1) Prevedere un processo di revisione della definizione e dei perimetri di fornitura dei servizi introducendo una **gestione più flessibile del portafoglio servizi**;
- 2) Introdurre **sessioni di mercato a termine** con le quali approvvigionare/vincolare prima dei mercati dell'energia la capacità necessaria a fornire determinati servizi, anche tramite remunerazione della *availability* (€/MW);
- 3) Introdurre **contrattualizzazione a lungo termine** anche per i servizi ove necessario per stimolare gli investimenti.

4.4. Fattori abilitanti per il phase-out dal carbone al 2025

Phase-out dal carbone al 2025

Il PNIEC ha indicato un **obiettivo di chiusura entro il 2025 delle centrali termoelettriche a carbone**, per un totale di circa **8 GW di potenza installata** (Figura 121).

Figura 121. Impianti termoelettrici a carbone in esercizio nel 2018 distinti per produttore



Fonte: elaborazione Terna

(28) Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico – Documento per la consultazione 322/2019/R/EEL

Tale obiettivo è estremamente ambizioso, ma **pienamente raggiungibile assicurando i livelli standard di adeguatezza e sicurezza del sistema a condizione che sia accompagnato dalle misure e soluzioni riassunte nella Figura 122.**

Figura 122. Recap azioni minime necessarie al 2025 (rispetto al 2017) per il phase out dal carbone

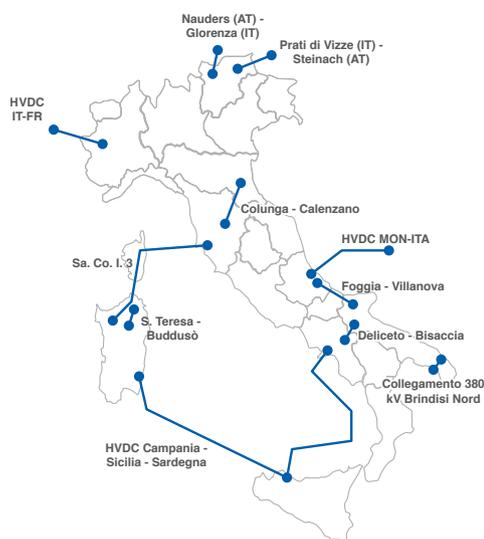
Azioni al 2025*	
	Investimenti di Rete ▶ Piano di Sviluppo 2019 e Piano Sicurezza 2019 (incluso Triterminale Sardegna - Sicilia - Penisola) ▶ +4500 MVA _r compensatori sincroni (di cui 750MVA _r in Sardegna)
	Generazione flessibile ▶ +5,4 GW nuova capacità gas (di cui 1 GW per riconversione oli e 1 GW per incremento domanda)
	FER ▶ +12 GW nuova capacità FER (già ricompresi in obiettivo FER globale)
	DSR ▶ +1 GW demand-side response
	Storage ▶ +3 GW nuova capacità accumulo (pompaggio + storage elettrochimico)

*rispetto al 2017

Fonte: Terna

- 1) **Investimenti di rete** che comprendono:
 - a) Conferma degli investimenti inclusi nel **Piano di Sviluppo 2019** (principali interventi necessari in Figura 123) e nel **Piano di Sicurezza 2019**: tra gli investimenti è inclusa la realizzazione del nuovo **collegamento HVDC Sardegna-Sicilia-Continente** da 1000 MW (Triterminale), per il quale è necessario procedere ad un **fast track autorizzativo** al fine di abilitarne la realizzazione nei tempi necessari per il phase out;

Figura 123. Principali interventi di Sviluppo entro il 2025



Fonte: Terna

- b) Installazione di **nuovi compensatori sincroni** almeno pari a **4.500 MVAR**, di cui 750 MVAR in Sardegna. Come già accennato, i compensatori permettono di superare i vincoli legati alla regolazione di tensione in condizioni di basso carico o elevata generazione distribuita, incrementare l'inerzia di rete per mantenere la stabilità di frequenza e aumentare la corrente di corto circuito per garantire il corretto funzionamento dei sistemi di protezione.
- 2) Realizzazione di **nuova capacità programmabile e flessibile a gas** pressoché equivalente a quella a carbone che si intende dismettere e in particolare:
- 1) 3 GW di nuova capacità a gas, di cui almeno il 50% impianti OCGT;
 - 2) 0,4 GW di nuova capacità a gas in Sardegna (o, in alternativa, equivalente capacità di pompaggio idroelettrico), regione nella quale la produzione di energia elettrica è per il 76% da fonte termoelettrica, di cui la metà circa viene dal carbone. Gli impianti a carbone, soggetti a regimi di essenzialità, sono oggi indispensabili per l'adeguatezza e la sicurezza del sistema elettrico sardo;
 - 3) 1 GW di nuova capacità a gas per riconversione degli impianti a olio combustibile;
 - 4) 1 GW di nuova capacità a gas per aumento del carico.

A tal fine risulta essenziale l'avvio di meccanismi di mercato in grado di fornire i corretti segnali di investimento ai produttori di energia elettrica, quali in particolare il mercato della capacità. Allo stesso tempo è necessario semplificare e velocizzare i processi autorizzativi per gli impianti a gas;

- 3) Realizzazione di **nuova capacità rinnovabile pari a 12 GW**, in linea con gli obiettivi declinati nel PNIEC. In analogia con quanto già espresso per la generazione termoelettrica, anche la realizzazione di nuovi investimenti in capacità FER implica nuovi meccanismi di mercato in grado di fornire corretti segnali di prezzo di lungo termine, quali ad esempio l'utilizzo di **Power Purchase Agreements (PPAs)** e la predisposizione di **aste per l'incentivazione** dell'energia prodotta da FER (Decreto FER)
- 4) **Sviluppo di 1 GW di Demand Side Response**
- 5) Realizzazione di **nuova capacità di accumulo centralizzato: 3 GW** di impianti di pompaggio e storage elettrochimico con adeguata capacità di accumulo, da un minimo di 4 ore, come riportato nel PNIEC, a valori auspicabilmente fino ad 8 ore o più. Come già discusso, per lo sviluppo di nuova capacità di accumulo idroelettrico è necessario istituire una cabina di regia con tutte le istituzioni ed enti locali coinvolti per l'individuazione dei siti idonei, la semplificazione dei processi autorizzativi e la definizione di procedure di contrattualizzazione a termine e remunerazione ad-hoc che ne promuovano la gestione ottimale per il sistema.

In aggiunta alle azioni descritte sarà necessario prevedere un **fast track autorizzativo** per comprimere i tempi di autorizzazione delle infrastrutture, in particolare le infrastrutture di rete soggette anche ai tempi di approvazione dei Piani di Sviluppo, e sarà necessario attivare il coordinamento con MATTM per adeguamenti sull'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA), con Regioni ed Enti Locali e con stakeholder a livello locale per aspetti sociali e occupazionali.

4.5. Digitalizzazione e Innovazione del Sistema

Necessità di digitalizzazione nel nuovo contesto

Il Sistema Elettrico si trova ad affrontare le sfide derivanti dal processo di transizione **da un modello monodirezionale**, basato su pochi grandi impianti convenzionali localizzati lontano dai centri di consumo, **a un modello complesso**, integrato e distribuito, contraddistinto da una molteplicità di soggetti e relazioni (Figura 124). La tradizionale distinzione tra il ruolo di produttore e consumatore di energia sta andando progressivamente affievolendosi, a favore di una moltitudine di nuovi soggetti che interagiscono in modo attivo con le reti elettriche e si affacciano sui mercati.

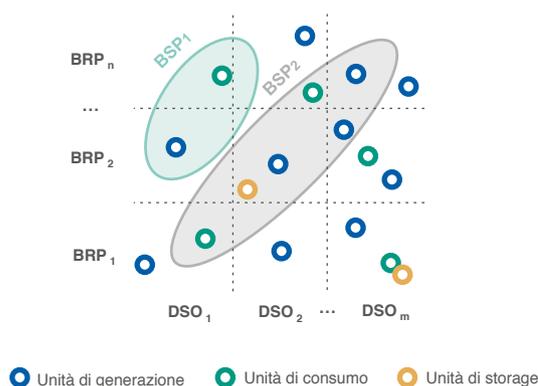
Figura 124. Evoluzione del Sistema Elettrico Italiano



Fonte: Terna

Con l'aumento esponenziale degli impianti di produzione e consumo e con l'incremento del contributo delle FRNP, stiamo già oggi assistendo ad una **crescente complessità di gestione del Sistema** e ad un livello di **aleatorietà previsionale maggiore**, che aumenteranno esponenzialmente in futuro.

Un esempio di tale complessità è rappresentato dal modello gestionale delle UVAM, risorse distribuite di generazione, consumo e storage che partecipano in forma aggregata ai mercati dei servizi. Come descritto nella Figura 125, le risorse che vengono aggregate dal singolo *Balancing Service Provider* (BSP), responsabile della fornitura dei servizi di rete, possono fare riferimento a differenti *Balancing Responsible Parties* (BRPs), responsabili della fornitura di energia e degli sbilanciamenti, e possono afferire a diversi DSO.

Figura 125. Schematizzazione del modello gestionale UVAM

Fonte Terna

È evidente come tali nuovi modelli aumentano esponenzialmente la complessità sia della gestione e della misura in tempo reale delle risorse, sia la gestione dei flussi economici del mercato elettrico.

Al fine di mitigare opportunamente gli effetti di tali fenomeni è indispensabile garantire ai gestori di rete, e in primo luogo al gestore della rete di trasmissione nazionale (che ha la responsabilità della sicurezza del sistema elettrico) la **disponibilità di informazioni tempestive ed affidabili** su un crescente numero di oggetti connessi al Sistema Elettrico ed in grado di influenzarne il comportamento.

Fattori abilitanti di questa trasformazione sono da un lato le **nuove tecnologie digitali**, che consentono di raccogliere informazioni a basso costo (es. IoT, smart meter), di **trasferire grandi flussi di dati** con soluzioni affidabili di connettività (es. fibra ottica, 5G) e di stoccare e analizzare i dati in maniera efficace (es. advanced analytics), dall'altro gli **investimenti in progetti di innovazione** che permettono di affrontare le nuove sfide del contesto energetico.

Raccolta dei dati

In un contesto in cui aumenta da un lato la complessità del sistema che deve essere correttamente interpretato e dall'altro l'opportunità di avere accesso a nuove informazioni per gestire in modo più efficiente ed efficace l'infrastruttura di rete, la **raccolta dei dati** diventa un tema chiave.

A tale scopo, è fondamentale la costruzione di **un sistema di raccolta dei dati distribuito sul territorio**, basato su nuove tecnologie in grado di catturare informazioni che, una volta elaborate, consentono di far evolvere le attività di gestione del sistema elettrico.

In particolare è possibile distinguere due macro-tipologie di dati utili per il sistema elettrico: **dati per la gestione del crescente numero di risorse di generazione, consumo e storage** (anagrafica, misure real-time e non real-time, ecc.) e **dati per la gestione degli asset di rete** (parametri elettrici, stato dei componenti della rete, dati diagnostici quali temperature, irraggiamento, vibrazioni, velocità del vento,...).

Con riferimento al primo cluster dei dati per la gestione delle risorse di generazione, consumo e storage, emerge l'urgenza di **ampliare il perimetro dei dati monitorati**, in particolare per le risorse connesse sulle reti di distribuzione, per abilitarle a una gamma di servizi e opportunità. In tal senso, fondamentale sarà l'installazione dei nuovi smart meter di seconda generazione.

Per quanto concerne il secondo cluster relativo ai dati per la gestione degli asset di rete, la tecnologia oggi permette l'accesso a nuove informazioni sullo stato operativo della rete.

A tal proposito, Terna ha avviato una serie di progetti per la realizzazione di **un'infrastruttura di raccolta dati distribuita** sulla Rete Elettrica Nazionale, a supporto della gestione degli asset e del sistema elettrico. Il progetto prevede l'installazione, sui sostegni Terna, di sensori di monitoraggio e raccolta dati di diversa natura (temperatura, vibrazioni, ecc.). (Figura 126).

Figura 126. Schematizzazione dell'infrastruttura di raccolta dati Terna



Fonte: Terna

Il ruolo della sensoristica nello sviluppo di una infrastruttura IoT è fondamentale, poiché tale infrastruttura dipende quasi completamente dai sensori, dalle informazioni che raccolgono e dai dati che producono. Risulta pertanto fondamentale promuovere progetti di innovazione che permettano di migliorare la qualità del dato, che è una condizione basilare per un monitoraggio efficace e per l'estrazione di insights sul comportamento del sistema.

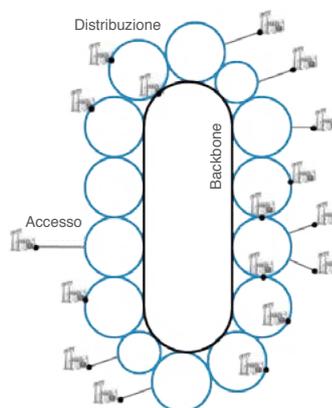
Connettività

La necessità di gestire la crescente mole di dati provenienti dai sensori sul territorio con adeguate caratteristiche di affidabilità e velocità determina l'esigenza di sviluppare **soluzioni di connettività idonee**.

A tal proposito, Terna ha avviato un **piano di posa di fibra ottica** per **estendere la copertura** e riprogettare la rete ottica esistente. I principali obiettivi del Piano di posa sono da un lato quello di raggiungere tutte le stazioni elettriche e le cabine primarie (Figura 127), dall'altro quello di garantire una adeguata ridondanza delle vie principali (cd. *Backbone*) e incrementare la sicurezza della trasmissione delle informazioni (Figura 128).

Figura 127. Estensione della rete in Fibra Ottica

Fonte: Terna

Figura 128. Schematizzazione della rete in Fibra Ottica

Fonte: Terna

Data Hub

I dati raccolti e trasmessi devono successivamente essere adeguatamente **standardizzati, immagazzinati e gestiti a livello centrale**, al fine di essere poi correttamente elaborati per l'utilizzo.

Ad oggi i dati per la gestione delle risorse di generazione, consumo e storage risiedono su **piattaforme gestite da diversi soggetti** operanti nel settore elettrico. Ad esempio, Terna gestisce l'anagrafica di tutti gli impianti di generazione tramite il sistema GAUDÌ e le misure degli impianti di generazione e consumo sulla rete AT, l'Acquirente Unico raccoglie, tramite il SII, i dati relativi agli impianti di consumo su tutta la rete, i singoli DSO gestiscono le misure di generazione degli impianti connessi alle loro reti.

La crescente complessità del sistema elettrico comporta la **necessità di centralizzare tutti i dati relativi alle risorse di generazione, consumo e storage su un'unica piattaforma, accessibile a tutti gli stakeholder ognuno per la propria competenza.**

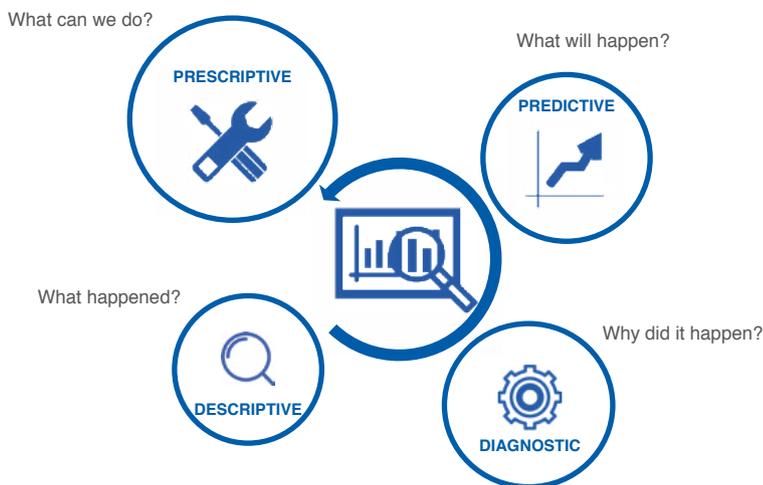
Elaborazione e analisi dati

Per sfruttare appieno il patrimonio di dati raccolti, trasmessi e immagazzinati è infine necessario poter contare su **strumenti complessi di elaborazione ed analisi massiva**. Con il crescere dei dati a disposizione, emerge infatti anche la necessità di analizzarli, classificarli, e soprattutto utilizzarli in maniera consapevole.

Le nuove tecnologie di elaborazione e analisi dei dati (ad esempio Advanced Analytics, Figura 129), usufruendo di particolari tipologie/classi di algoritmi, trovano applicazioni fondamentali nei processi di gestione delle risorse di generazione, consumo e storage e degli asset di rete. Esempi di applicazioni sul primo cluster sono il **forecasting** di generazione e consumo, il miglioramento delle **applicazioni real time** per la gestione del sistema elettrico, il miglioramento delle **analisi ex-post** del comportamento del sistema; esempi di applicazione sul secondo cluster sono la **manutenzione predittiva** degli asset, il miglioramento delle **azioni di mitigazione e gestione delle emergenze** a seguito di disservizi.

Figura 129. Diversi livelli di insights desumibili dai dati tramite Advanced Analytics

ADVANCED ANALYTICS



Fonte: Terna

Un esempio di progetto di innovazione: il progetto osservabilità GD

Un esempio di progetto di innovazione fondamentale per la sicurezza del sistema elettrico e che si basa sull'evoluzione tecnologica appena discussa, è il progetto "**Osservabilità GD**".

Terna ad oggi non ha alcuna visibilità real time delle principali grandezze elettriche (quali potenza attiva e reattiva) di circa 28 GW di impianti di produzione connessi alle reti di media e bassa tensione (di cui circa 24 GW da FER), per un totale di più di 800.000 impianti (Figura 130).

Figura 130. Situazione attuale degli impianti e della capacità collegata in Media e Bassa tensione, ad oggi fuori dal perimetro di monitoraggio di Terna

0% monitorato da Terna in tempo reale				
	BT		MT	
Fonte	Num [1x1000]	Pinst [GW]	Num [x1000]	Pinst [GW]
SOLARE	799,4	7,3	22,6	11,7
IDRICO	1,3	0,1	2,6	3,3
EOLICO	4,7	0,2	0,6	1
TERMICO	1,7	0,1	4	4,7
ALTRO	0,03	0,001	0,02	0,002
Totale	807,3	7,7	29,9	20,7
Perimetro BT / MT				
837 k impianti			28,4 GW	

Fonte: Terna

La **visibilità real time degli impianti GD** che già oggi consentirebbe di migliorare e efficientare la gestione del sistema elettrico diventa una **esigenza imprescindibile** per Terna alla luce degli scenari prospettici.

L'osservabilità della Generazione Distribuita, infatti, contribuisce a garantire **l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico**, creando le condizioni e l'assetto necessario per assicurare in prospettiva gli standard fondamentali di sicurezza del sistema in vista dell'evoluzione attesa dello stesso.

Tra le possibili applicazioni abilitate dal progetto Osservabilità rientrano:

- **Calcoli di rete in regime statico e dinamico:** miglioramento della valutazione delle condizioni di esercizio e di tutti i principali parametri elettrici caratterizzanti la rete, come ad esempio l'inerzia elettrica e la stabilità;
- **Ottimizzazione del perimetro degli impianti da movimentare** a scendere in caso di problemi di sicurezza sul sistema (ad esempio *curtailment* rinnovabili);
- **Sistemi di monitoraggio** delle grandezze quali potenza di cortocircuito e inerzia in tempo reale;
- **Sistemi di difesa adattativi** alimentati da una stima in tempo reale della Generazione Distribuita (es. potenza disponibile sotto alleggerimento di carico, potenza riducibile tramite procedura RIGEDI, composizione del mix produzione carico su montanti misti sotto Piano di Alleggerimento).

A ciò si aggiungano gli ulteriori benefici in termini di utilizzo dei dati resi disponibili dall'osservabilità *real time* per **ottimizzare la previsione del fabbisogno e il dimensionamento della riserva** con conseguenti riduzioni dei volumi movimentati su MSD, nonché l'aumento delle informazioni utilizzabili

nelle **analisi ex-post** che consentono di ottimizzare i processi a supporto della gestione del sistema.

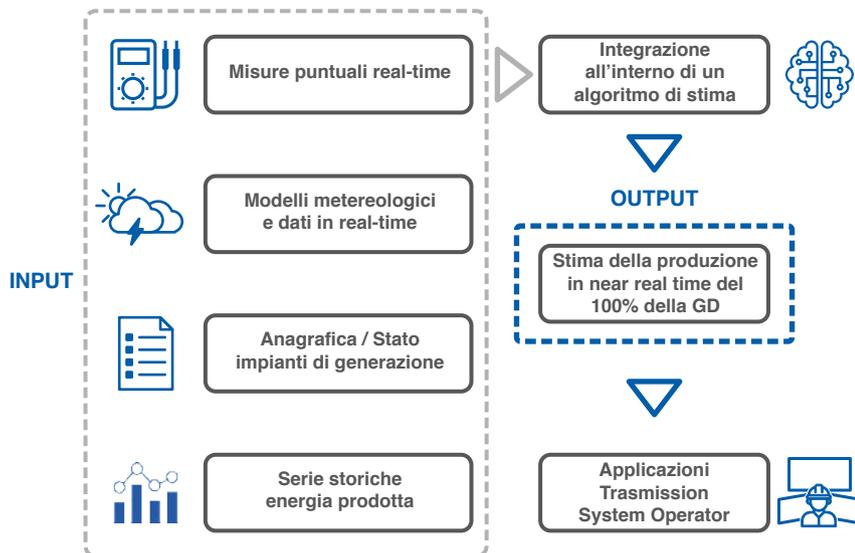
Il modello di Osservabilità proposto da Terna è stato concepito e progettato per **garantire l'esercizio in sicurezza del Sistema elettrico al minimo costo per il sistema Paese**. Per questo motivo, facendo da subito leva sulle moderne tecnologie big data e machine learning, Terna propone l'adozione di un approccio statistico che consenta di ottenere una stima affidabile del complesso delle risorse da osservare senza misurarle tutte, ma solo un campione statisticamente rappresentativo opportunamente selezionato.

Tale approccio statistico-probabilistico, infatti, opportunamente integrato da misure campione e dai moderni algoritmi di machine learning e intelligenza artificiale che permettono di individuare correlazioni sempre più affidabili tra grandezze osservate e fattori esogeni, rappresenta una soluzione **molto flessibile e scalabile nel tempo e nello spazio** in grado di garantire il perseguimento **dell'ottimo tecnico economico**. È infatti evidente che la soluzione di ottimo si posiziona necessariamente all'interno di un range di possibili implementazioni che vede ad un estremo la misura in tempo reale di tutti gli impianti (massima affidabilità, massimo costo) e all'estremo opposto la situazione AS-IS basata su pure stime non suffragate da misure campione (minima affidabilità, minimo costo).

Il progetto mira a definire un **modello di stima** della produzione in *near real time* del complesso della GD, distinta per fonte e a livello di cabina primaria, con un livello di accuratezza adeguato alle applicazioni operative in tempo reale finalizzate alla gestione in sicurezza del Sistema Elettrico.

Tale modello (Figura 131) si baserà su un'opportuna combinazione di tecniche e algoritmi probabilistici di stima in *near real time* e algoritmi di auto-addestramento (i.e. con tecnologie cd. Machine Learning) che devono essere alimentati con una serie di dati di input.

Figura 131. Schema funzionale del modello di stima per l'Osservabilità GD



Fonte: Terna

In particolare, i dati di input possono essere classificati, in via esemplificativa e non esaustiva, in quattro categorie principali:

- a) **Misure dirette e puntuali di grandezze elettriche e segnali di stato** in real time di un campione di impianti GD;
- b) **Dati anagrafici degli impianti GD**;
- c) **Dati storici di alcune grandezze elettriche**, quali l'energia prodotta dagli impianti connessi in bassa e media tensione e lo scambio di potenza attiva e reattiva alle cabine primarie;
- d) **Dati meteorologici**.

Utali per il Paese



www.terna.it

00156 Roma Viale Egidio Galbani, 70
Tel +39 06 83138111

