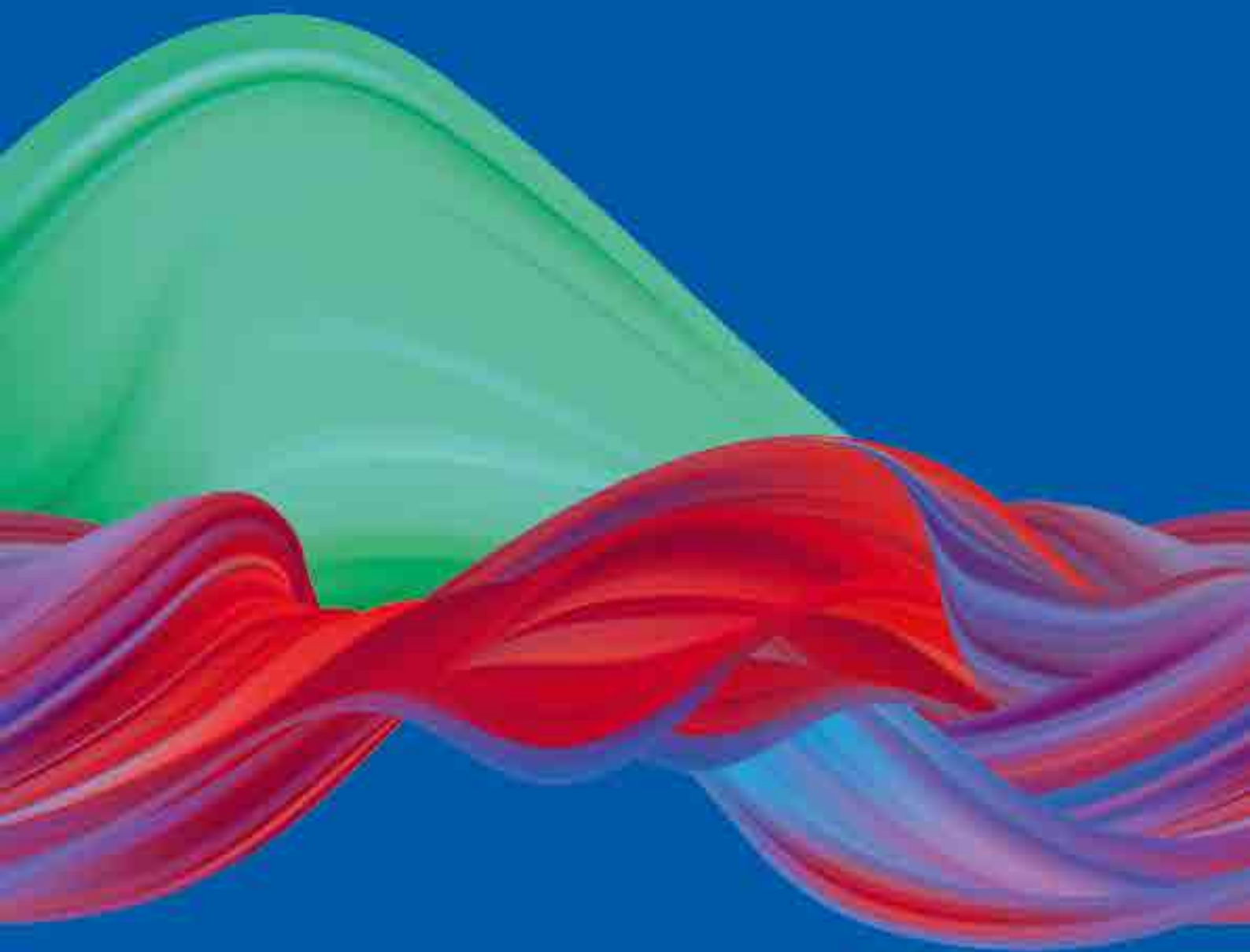


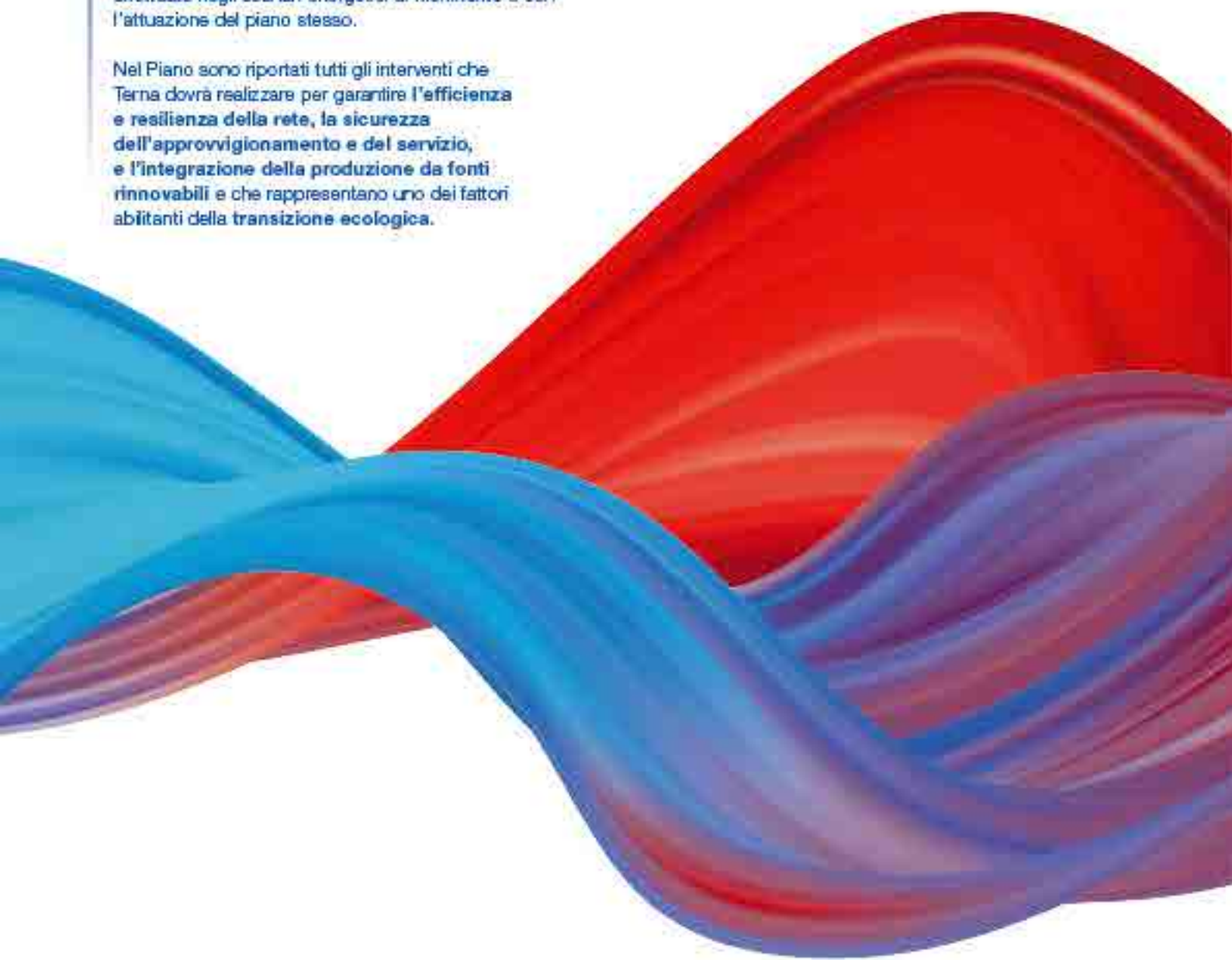
2023

STATO DEL
SISTEMA ELETTRICO



Questo documento, il Piano di Sviluppo, descrive gli obiettivi e i criteri in cui si articola il processo di pianificazione della rete elettrica di trasmissione nazionale, nel contesto nazionale ed europeo. Nel documento sono definite le priorità di intervento e i risultati attesi dopo le analisi effettuate negli scenari energetici di riferimento e con l'attuazione del piano stesso.

Nel Piano sono riportati tutti gli interventi che Terna dovrà realizzare per garantire l'efficienza e resilienza della rete, la sicurezza dell'approvvigionamento e del servizio, e l'integrazione della produzione da fonti rinnovabili e che rappresentano uno dei fattori abilitanti della transizione ecologica.



Driving Energy

Siamo il più grande operatore indipendente di reti per la trasmissione di energia elettrica in Europa.

EsercitiAMO il ruolo di **regista e abilitatore della transizione ecologica** per realizzare un nuovo modello di sviluppo basato sulle fonti rinnovabili, rispettoso dell'ambiente.

Sostenibilità, Innovazione e competenze distintive ispirano il nostro agire per garantire alle prossime generazioni un futuro alimentato da energia pulita, accessibile e senza emissioni inquinanti.

Abbiamo la grande responsabilità di assicurare l'energia al Paese garantendone **la sicurezza, la qualità e l'economicità nel tempo**.

Gestiamo la rete di trasmissione italiana in alta tensione, una delle più moderne e tecnologiche in Europa, perseguendone lo **sviluppo e l'integrazione con la rete europea**, assicurando in sicurezza **parità di accesso a tutti gli utenti**.

Sviluppiamo **attività di mercato** e nuove opportunità di business portando in Italia e all'estero le nostre competenze e la nostra esperienza.

Sintesi

L'evoluzione del contesto geopolitico e regolatorio (si vedano, ad esempio, PNRR e Fit-for-55) ha evidenziato la necessità di raggiungere quanto prima gli obiettivi della transizione ecologica, garantendo al tempo stesso la sicurezza energetica. Tale condizione è anche avvalorata dagli scenari del Piano di Sviluppo 2023, che vedono una maggiore produzione delle fonti rinnovabili e di nuovi sistemi di accumulo e una domanda di energia spinta prevalentemente dall'elettrificazione dei consumi, favorita anche dall'innovazione tecnologica e dalla relativa digitalizzazione.

Attraverso il Fascicolo "Stato del Sistema Elettrico" vengono rappresentate nel dettaglio le evidenze sulle analisi del funzionamento del sistema elettrico (carico/generazione) e del mercato elettrico, in particolare per gli anni 2021 e 2022, ed una sintesi degli scenari previsionali, che descrivono le principali dimensioni caratterizzanti il funzionamento futuro del sistema elettrico.



Vengono pertanto identificati i nuovi driver alla base della pianificazione della rete, quali:

SINERGIE CON ASSET ESISTENTI E SOTTOUTILIZZATI (SOSTENIBILITÀ)

Riutilizzare prevalentemente infrastrutture elettriche esistenti o dismesse e spazi ad esse connesse, minimizzando l'occupazione di nuovo suolo.

POTENZIALE RIUTILIZZO DI AREE E SITI ORMAI DISMESSI O IN DISMISSIONE

Riutilizzo di aree o siti industriali dismessi o in dismissione recuperando territori già occupati dalle passate fasi di industrializzazione rendendoli utili a contribuire alla transizione energetica del Paese minimizzando l'impatto ambientale attraverso sinergie con interventi di sviluppo già pianificati o infrastrutture esistenti.

MODULARITÀ DELLE OPERE DI SVILUPPO

Intercettare il più possibile in anticipo lo sviluppo delle nuove fonti di generazione in modo da rendere pronta la rete futura, attraverso un approccio modulare, ad accogliere la nuova capacità installata e consentire i flussi di potenza tra la generazione e i centri di carico.

SICUREZZA E ROBUSTEZZA DI RETE

Rafforzare le interconnessioni fra le zone di mercato interne, garantire un adeguato grado di robustezza di rete e fornire alimentazione ad utenti altamente condizionabili da minime variazioni delle condizioni di sistema, per consentire la continuità dei cicli produttivi e delle infrastrutture informatiche (es. data center).

Indice

1	La Rete di Trasmissione Nazionale (RTN)	7
	1.1 Consistenze della RTN	8
	1.2 Variazioni dell'ambito della RTN	10
2	Il sistema elettrico	13
	2.1 Bilancio energetico nazionale	15
	2.2 Domanda elettrica nazionale	16
	2.3 Produzione elettrica nazionale	17
	2.4 Analisi del Carico Residuo	20
3	Analisi del mercato elettrico	23
	3.1 Mercato elettrico e zone di mercato	24
	3.2 Il Mercato del Giorno Prima (MGP)	28
	3.3 Il Mercato dei Servizi per il Dispacciamento (MSD)	30
	3.4 Il ruolo delle risorse nella fornitura di servizi	36
	3.5 Il ruolo degli impianti di pompaggio nel Sistema Elettrico	39

4	Impatti sul sistema elettrico	45
	4.1 Impatti delle rinnovabili	46
	4.2 Qualità del servizio	50
	4.2.1 <i>Continuità del servizio della rete di trasmissione – Reti AAT/AT</i>	50
	4.2.2 <i>Qualità della Tensione</i>	51
	4.3 Sicurezza - Stabilità e Robustezza di sistema	57
	4.4 Principali evidenze dell'analisi sullo stato della rete	63
5	Gli scenari energetici	77
	5.1 Documento di Descrizione degli Scenari (DDS)	78
	5.1.1 <i>Processo di costruzione degli scenari</i>	79
	5.1.2 <i>Contesto macroeconomico</i>	79
	5.1.3 <i>Commodities</i>	80
	5.1.4 <i>Scenari europei sviluppati da ENTSO-E ed ENTSOG</i>	81
	5.1.5 <i>Scenari del DDS</i>	82
	5.1.6 <i>Individuazione degli scenari di Piano</i>	83
	5.2 Scenari alla base del Piano di Sviluppo	83
	5.2.1 <i>Fabbisogno elettrico</i>	84
	5.2.2 <i>Capacità installata</i>	85
	5.2.3 <i>Bilancio elettrico annuo</i>	88
	5.2.4 <i>Evoluzione del carico residuo</i>	89



1.1 Consistenze della RTN	8
1.2 Variazioni dell'ambito della RTN	10

1

La Rete di Trasmissione Nazionale (RTN)

La Rete di Trasmissione Nazionale (RTN)









Nei paragrafi seguenti viene rappresentata la consistenza della rete attuale, aggiornata a giugno 2022, e le sue potenziali variazioni in termini di ampliamento e dismissioni d'ambito RTN.

1.1 Consistenze della RTN

La Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) di proprietà Terna al 30 giugno 2022 registra una consistenza di oltre 68.000 km di linee¹ e circa 890 stazioni². In particolare, nella *Figura 1*, tali consistenze sono suddivise per livelli di tensione: 380-220 kV sulle reti di Altissima Tensione (AAT), e 150-132-60 kV sulle reti di Alta Tensione (AT).

FIGURA 1 *Consistenza elementi RTN*

LINEE					
Livello di Tensione	 Linee aeree (km)	 Linee in cavo interrato (km)	 Linee in cavo sottomarino (km)		
380 kV	11.726	274	1.445		
220 kV	9.488	394	234		
≤150 kV	46.847	1.597	83		
Totale	68.061	2.265	1.762		

STAZIONI E TRASFORMATORI			
Livello di Tensione	 Stazioni (#)	 Trasformatori (#)	 Potenza trasf. (MVA)
380 kV	167	422	121.658
220 kV	150	215	34.003
≤150 kV	580	132	4.579
Totale	897	769	160.240

Valori al 30 Giugno 2022

¹ Corrispondenti a più di 74.000 km di terne.

² I dati totali riferiti a linee e stazioni comprendono anche gli impianti RTN del gruppo AGSM Verona acquisiti da Terna nel 2021.

FOCUS: NUOVO ELETTRODOTTO 380 kV DELICETO – BISACCIA

Nel mese di **aprile 2022 è entrato in esercizio l'elettrodotto 380 kV "Deliceto-Bisaccia"** che unisce le stazioni elettriche di Deliceto, in provincia di Foggia, e Bisaccia, in provincia di Avellino, con un **collegamento di circa 35 km**.

Il nuovo elettrodotto in altissima tensione aumenta la magliatura e l'affidabilità della rete, rafforzando il collegamento tra la dorsale tirrenica e la dorsale adriatica. Riveste poi un ruolo strategico per l'intera rete elettrica nazionale favorendo il trasporto dell'energia degli impianti produttivi esistenti al confine tra Puglia e Campania e di scambiare, in sicurezza, la produzione di energia rinnovabile proveniente dalle regioni del Sud, in particolare dagli impianti eolici presenti in Puglia.

I Comuni interessati dal tracciato dell'opera sono cinque: Bisaccia e Lacedonia, in provincia di Avellino, per circa 19 km, Deliceto, Rocchetta Sant'Antonio e Sant'Agata di Puglia, in provincia di Foggia, per un totale di circa 16 km.



1.2 Variazioni dell'ambito della RTN

Ai sensi dell'articolo 2 del Decreto del Ministero delle Attività Produttive 23 dicembre 2002 e dell'art 3.2, lettera f, di cui alla Deliberazione 627/2016/R/EEL e s.m.i. dell'ARERA nel Piano di Sviluppo vengono inserite le nuove proposte di modifica dell'ambito della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), relative ad acquisizione o dismissione di elementi di rete esistenti.

La modifica dell'ambito della RTN potrà avvenire in seguito al conferimento a Terna degli asset in questione da parte dei soggetti che ne hanno attualmente la disponibilità.

Analogamente al caso di ampliamento dell'ambito della RTN, è possibile prevedere la dismissione di elementi di rete e l'eventuale conferimento degli elementi in questione alle società che hanno formalizzato il proprio interesse all'acquisizione.

Proposte di variazione dell'ambito della RTN

Per quanto riguarda l'acquisizione o la cessione a Terzi di elementi di rete esistenti, con il presente Piano si rappresentano le proposte di variazione ambito RTN (*Tabella 1* e *Tabella 2*).

TABELLA 1 *Proposte di ampliamento dell'ambito RTN*

SOCIETÀ	DESCRIZIONE ASSET	LIVELLO DI TENSIONE	CONSISTENZA	MOTIVAZIONE PER LA CESSIONE
Azienda Intercomunale Rotaliana	Cabina Primaria 132 kV AIR Mezzolombardo	132 kV	2 stalli	L'intervento di sviluppo 245-P "Stazione Bressanone e direttrice 132 kV Terme di Brennero – Bolzano FS – Mori" prevede la razionalizzazione della rete afferente all'impianto di Mezzolombardo. Contestualmente, a valle dell'acquisizione, potranno essere apportati i necessari adeguamenti dell'impianto stesso, attualmente sprovvisto di interruttori di linea.
Iren Energia	SE Bardonetto	132 kV	2 stalli	L'impianto è funzionale alla gestione di una direttrice ad elevata produzione FER (idroelettrico). Inoltre l'intervento di sviluppo 6-P "Razionalizzazione rete 220 e 132 kV Provincia di Torino" prevede la rimozione delle limitazioni sulla direttrice Rosone – Campore; l'impianto di Bardonetto è ricompreso in tale direttrice, costituendo elemento limitante e a valle dell'acquisizione potranno essere rimosse le limitazioni presso l'impianto.
Iren Energia	SE Pont	132 kV	2 stalli	L'impianto è funzionale alla gestione di una direttrice ad elevata produzione FER (idroelettrico). Inoltre l'intervento di sviluppo 6-P "Razionalizzazione rete 220 e 132 kV Provincia di Torino" prevede la rimozione delle limitazioni sulla direttrice Rosone – Campore; l'impianto di Pont è ricompreso in tale direttrice, costituendo elemento limitante e a valle dell'acquisizione potranno essere rimosse le limitazioni presso l'impianto.
Ireti	Cabina Primaria SPIP	132 kV	2 stalli	L'impianto è collegato in entra-esce tra gli impianti RTN di Parma Vigheffio e S. Quirico e gestisce la produzione del termovalorizzatore PAI che insiste sul nodo elettrico 132 kV. L'acquisizione della CP SPIP è funzionale al pieno controllo della produzione e contribuirà alla completa gestione della direttrice.
Ireti	IC Mirafiori	132 kV	2 stalli	L'intervento di sviluppo 29-P "Riassetto rete 220 kV area sud ovest di Torino" prevede la realizzazione di una nuova SE 220 kV. L'acquisizione dell'impianto renderà possibile tale realizzazione.
Iren Energia	Stalli 380 kV e 132 kV presso SE Turbigio	380 kV e 132 kV	Tutti gli stalli in esercizio 132 kV e 380 kV di proprietà IREN	Gli stalli produttore sono afferenti alle sbarre GIS di proprietà Terna per i due livelli di tensione. L'acquisizione degli stalli produttore consentirà la separazione funzionale tra RTN e impianti della centrale di Turbigio e consentirà la perseguibilità dell'adeguamento di impianto ai valori attesi di correnti di cortocircuito.

Per quanto riguarda l'inserimento di elementi di rete esistenti dall'ambito RTN, si segnala che nell'anno 2021 è avvenuta l'acquisizione da parte Terna della Merchant Line 150 kV "Tirano – Campocologno" (di proprietà EL.IT.E.) e nell'anno 2022 è avvenuta l'acquisizione da parte Terna della Merchant Line 380 kV "Mendrisio – Cagno" (di proprietà Ferrovie Nord).

TABELLA 2 *Proposte di dismissione dall'ambito RTN*

SOCIETÀ	DESCRIZIONE ASSET	LIVELLO DI TENSIONE	CONSISTENZA	MOTIVAZIONE
Enel Produzione	Linea 132 kV Carpi Fossoli - Carpi Turbogas 2	132 kV	~ 1 km	Nell'ambito del procedimento di connessione dell'utente Enel Produzione è stata prevista la dismissione dal perimetro RTN dell'asset che sarà asservito al solo servizio del produttore.

Per quanto riguarda la dismissione di elementi di rete esistenti dall'ambito RTN, con il presente Piano, si segnala inoltre che nell'anno 2022 è avvenuta la dismissione della linea 70 kV "CP Resuttana – CP Borsellino" nel tratto CP Borsellino – Palo 5 (in data 10 febbraio 2022 il MITE ha espresso il proprio nulla osta alla dismissione dall'ambito RTN dell'impianto per la sua cessione ad Italcementi).





2.1 Bilancio energetico nazionale	15
2.2 Domanda elettrica nazionale	16
2.3 Produzione elettrica nazionale	17
2.4 Analisi del Carico Residuo	20

2

Il sistema elettrico

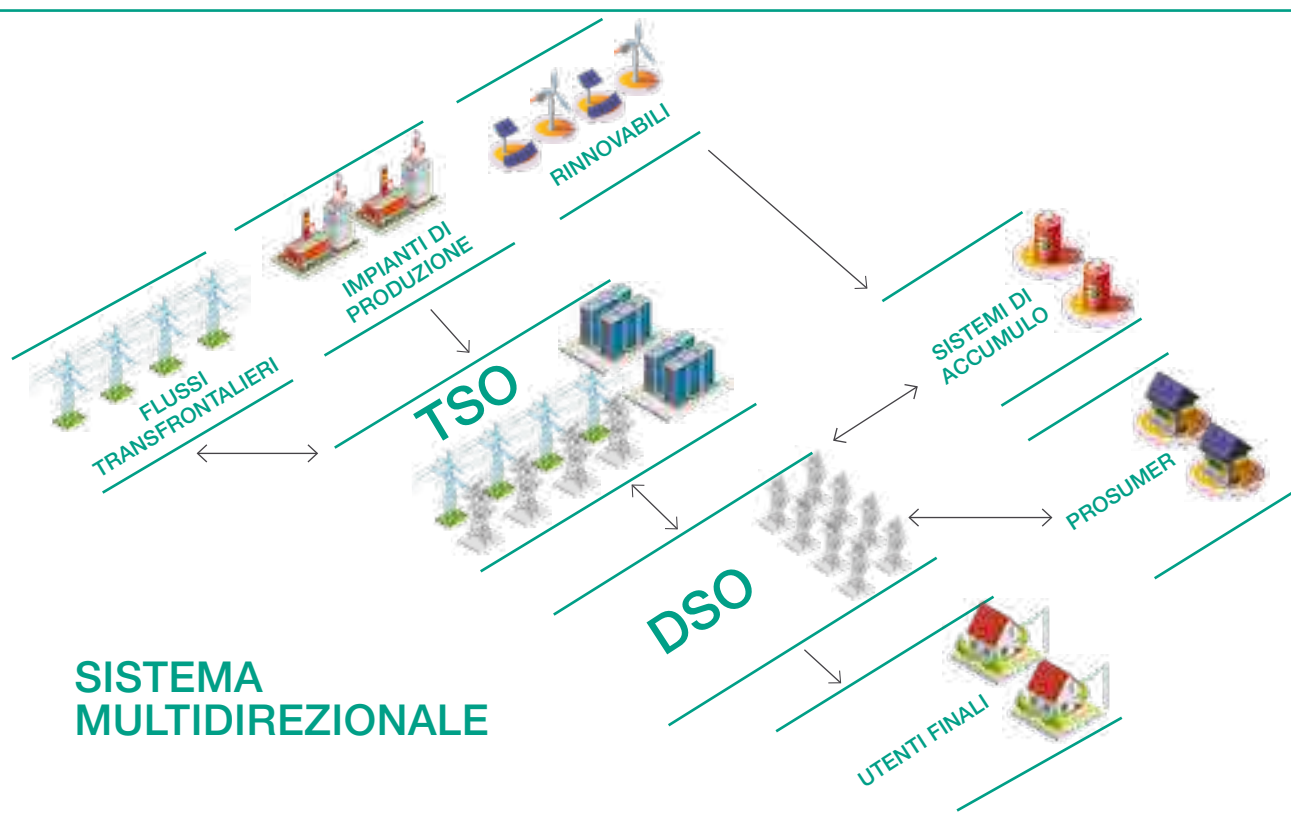
Il sistema elettrico

2

Il sistema elettrico nazionale sta affrontando una profonda trasformazione legata alla transizione energetica, resa ancor più necessaria ed urgente dalla crisi climatica e dal contesto geo-politico che sta interessando il mondo intero.

È ormai evidente come il funzionamento della rete elettrica sia diverso rispetto a quello del passato, in quanto caratterizzato sempre più da un **sistema multidirezionale, complesso e integrato con flussi di energia elettrica a più direzioni, ad alta volatilità e bassa prevedibilità** (Figura 2).

FIGURA 2 *Funzionamento sistema elettrico*



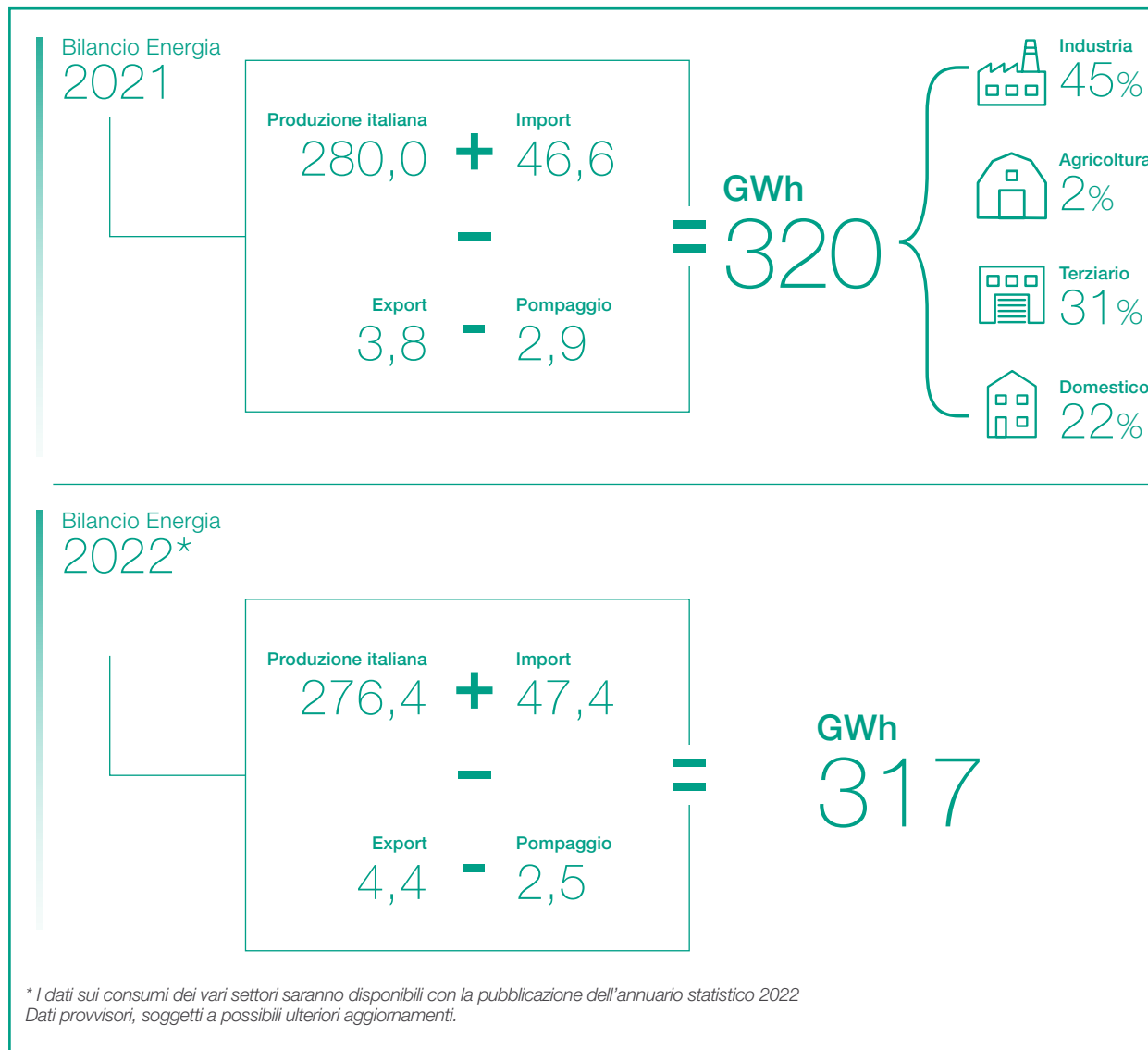
Ulteriori elementi che caratterizzano sempre più il funzionamento del sistema elettrico riguardano il **cambiamento climatico**. Ad esempio, l'incremento della temperatura e la scarsa piovosità, registrato soprattutto nel 2022 (anno più caldo in Italia) ha determinato lunghi periodi di siccità con una conseguente forte riduzione (c.a. 38% gennaio-settembre 2022 rispetto all'anno precedente) dell'apporto della produzione idroelettrica per la copertura del fabbisogno nazionale. L'incremento della temperatura determina, inoltre, il verificarsi di eventi climatici estremi che sottopongono l'infrastruttura elettrica a maggiori rischi di disservizio e disalimentazione.

Qui nel seguito vengono descritte nel dettaglio le analisi sul bilancio energetico ed i principali elementi che hanno caratterizzato, nel corso del 2021 e 2022, i trend della domanda e della generazione.

2.1 Bilancio energetico nazionale

Come noto, la copertura della domanda elettrica in Italia viene soddisfatta da un mix pressoché costante di produzione interna e import estero, confermato anche negli anni 2021 e 2022 (Figura 3).

FIGURA 3 *Bilancio Energia Italia 2021 - 2022*

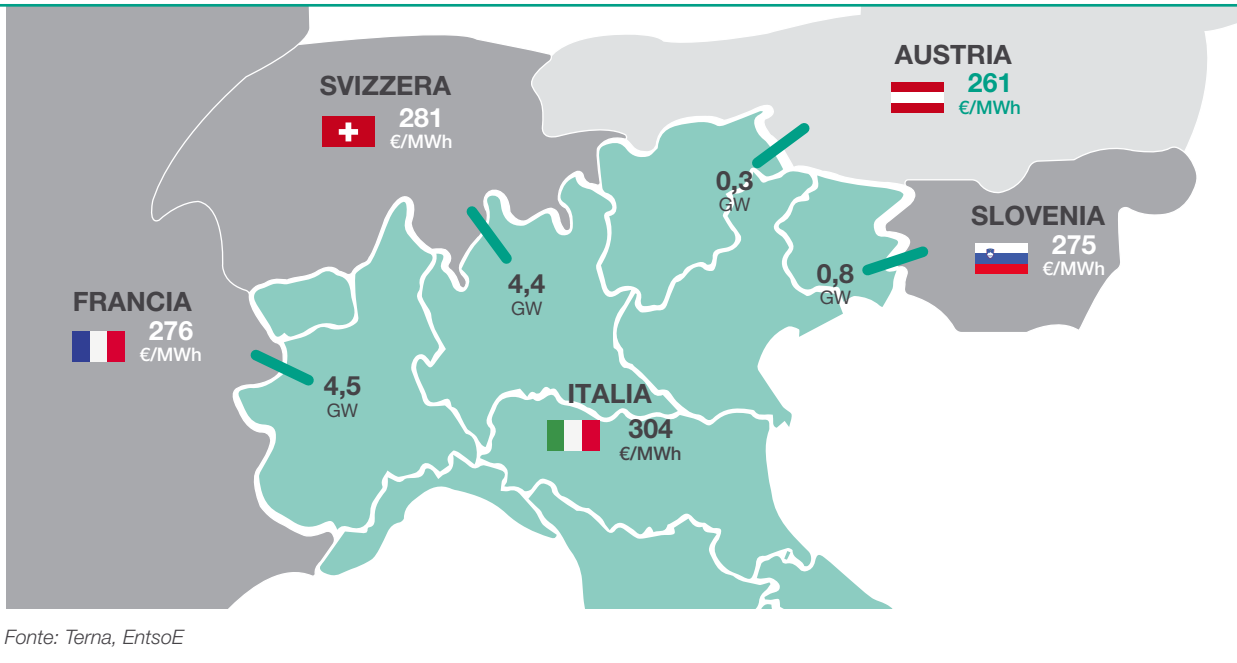


In particolare, **nel 2021 circa il 87% del fabbisogno è stato assicurato da produzione nazionale**, pari alla produzione netta del parco di generazione decurtata dell'energia destinata ai pompaggi, il restante 13% è stata garantita dall'interscambio con l'estero. Il trend di copertura del fabbisogno tra produzione nazionale e saldo con l'estero si conferma anche nel corso del periodo 2022.

Il contributo della produzione interna viene garantito dalla produzione tradizionale, prevalentemente termoelettrica, e dalle fonti rinnovabili il cui dettaglio viene descritto nei paragrafi successivi.

Il contributo dell'import è principalmente guidato da due fattori fondamentali: il differenziale di prezzo tra l'Italia e i Paesi confinanti e la capacità delle interconnessioni transfrontaliere (Figura 4).

FIGURA 4 **Prezzo medio annuo 2022 dell'energia elettrica [€/MWh] e capacità di interconnessione 2022 [GW] tra Italia e Paesi della frontiera Nord**

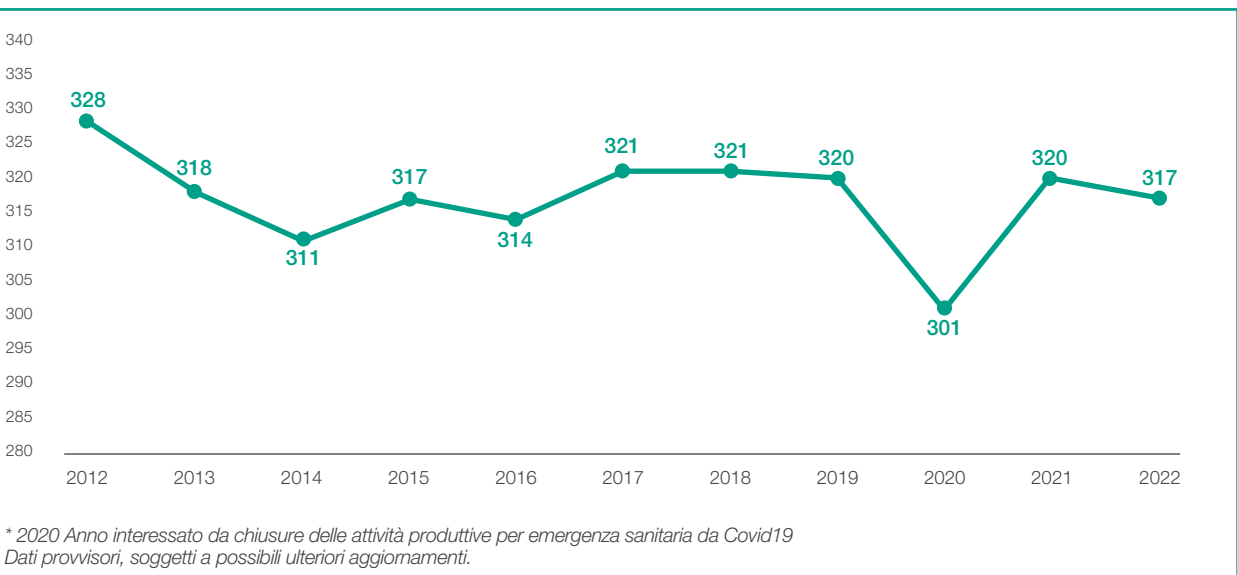


È da evidenziare come nel corso del **biennio 2021-2022 la capacità di interconnessione ha avuto un incremento di circa 1,5 GW** legato prevalentemente alla frontiera con la Francia (+1,3 GW). Per la frontiera francese si segnala, infatti, l'entrata in esercizio del I Polo dell'interconnessione Italia-Francia a novembre 2022, che ha messo a disposizione ulteriori 600 MW di potenza di scambio tra le frontiere.

2.2 Domanda elettrica nazionale

Se con la crisi pandemica del 2020 si è raggiunto il minimo storico della domanda elettrica nazionale, gli anni 2021 e 2022 confermano una ripresa dei valori della domanda, in linea con quelli degli anni pre COVID-19. In particolare, **la domanda elettrica italiana nel 2021 è stata di circa 320 TWh e di circa 317 TWh nel 2022** (Figura 5).

FIGURA 5 **Evoluzione della Domanda Storica**



Il mese con la massima energia richiesta nel 2021 è stata nel mese di Luglio con 30.402 GWh; analogamente per il 2022 la massima energia richiesta è stata nel mese di Luglio con 31.121 GWh.

2.3 Produzione elettrica nazionale

Il mix di risorse che contribuiscono alla produzione elettrica nazionale è fortemente variato negli ultimi anni, con un sempre maggiore contributo delle fonti rinnovabili (Figura 6).

In particolare, nel **2021, le fonti rinnovabili hanno coperto circa il 40% della produzione nazionale** (113 TWh su un totale di 280 TWh), mentre **nel 2022 si è raggiunta una percentuale pari a circa il 36%** (98 TWh su un totale di 276 TWh).

Ampliando l'analisi e considerando anche lo scambio con l'estero, la quota FER sul fabbisogno elettrico totale 2021, pari a 320 TWh, è stata pari al 35% mentre nell'anno 2022 la quota FER è del 31%.

È da evidenziare come il maggior contributo alla quota FER della produzione nazionale viene dall'idroelettrico; gli anni 2021 e 2022 evidenziano, tuttavia, due fattori legati proprio alla transizione ecologica ed al cambiamento climatico; da un lato, infatti, si registra un sempre maggiore incremento del contributo della produzione eolica e fotovoltaica con una variazione nel biennio 21-22 di circa +6% dall'altro lato la produzione idroelettrica registra una riduzione 22-21 di circa il 38% legata alle elevate temperature e alla forte riduzione di precipitazioni che hanno limitato fortemente la medesima produzione.

La quota di produzione da impianti non rinnovabili sulla produzione nazionale resta costante con 167 TWh nel 2021, corrispondente al 52% del fabbisogno, e di circa 178 TWh nel 2022 pari al 56% del fabbisogno.

FIGURA 6 **Evoluzione produzione netta nazionale per fonte (TWh)**

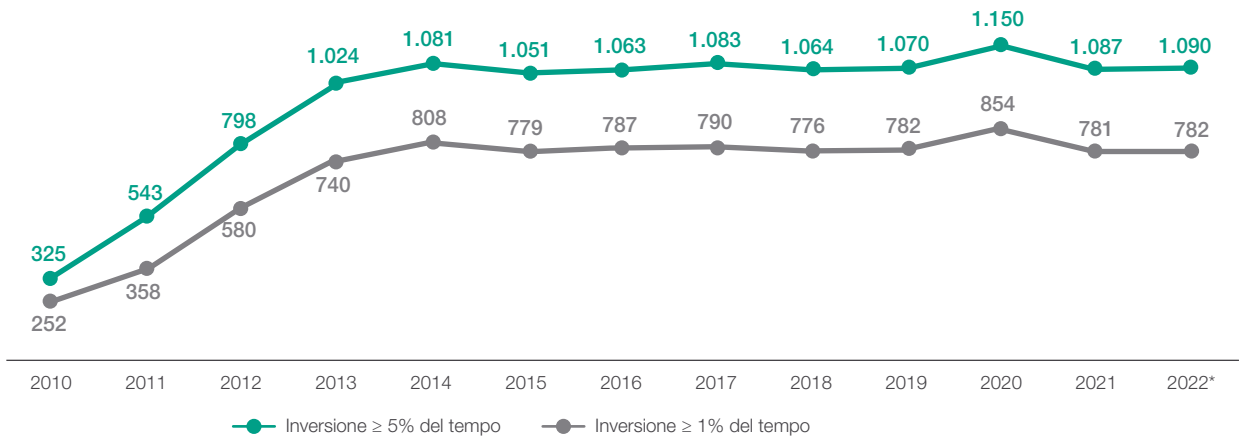


FOCUS: INVERSIONE DEI FLUSSI

Il sistema elettrico sotteso ad una Cabina Primaria (CP) di distribuzione è costituito da una combinazione di impianti di generazione, di consumo e di storage. Qualora la produzione della Generazione Distribuita (GD) superi il carico locale di una cabina, si verifica un'inversione dei flussi di potenza, che comporta la risalita di potenza dalla rete di distribuzione verso la rete di trasmissione.

Come è evidenziato nella *Figura 7*, questo fenomeno ha visto un aumento a partire dagli ultimi anni e sulla rete di e-distribuzione è stata riscontrata nel periodo gennaio-novembre 2022 l'inversione del flusso di energia per almeno l'1% e il 5% delle ore dell'anno rispettivamente in 1.090 e 782 sezioni di trasformazione AT/MT delle Cabine Primarie di distribuzione su un totale di 3.533 sezioni AT/MT.

FIGURA 7 *Inversione dei flussi su sezioni AT/MT*

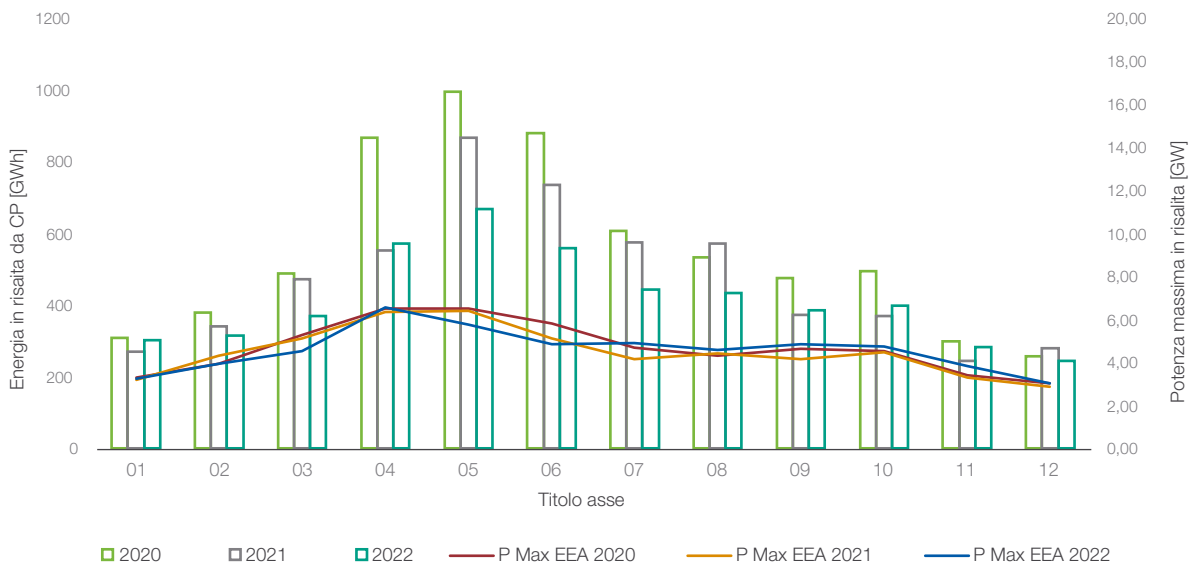


*Dato parziale aggiornato a Novembre 2022. Dati provvisori, soggetti a possibili ulteriori aggiornamenti.

Di seguito, in *Figura 8*, viene riportato un grafico di carattere quantitativo sui flussi di energia (e potenza) in risalita dalla media verso l'alta ed altissima tensione, relativi all'ultimo triennio 2020-2022. Tali flussi sono stati rilevati direttamente da Terna attraverso la lettura dei misuratori installati nelle Cabine Primarie di distribuzione.

Dal grafico risulta evidente come l'andamento dell'energia in risalita nel corso degli anni sia del tipo classico a "campana", indicativo del fatto che la fonte preponderante a livello nazionale che determina fenomeni di risalita energetica dalle reti MT sia il fotovoltaico.

FIGURA 8 *Energia e potenza massima in risalita da CP (2020-2022)*



*Dato parziale aggiornato a Dicembre 2022. Dati provvisori, soggetti a possibili ulteriori aggiornamenti.

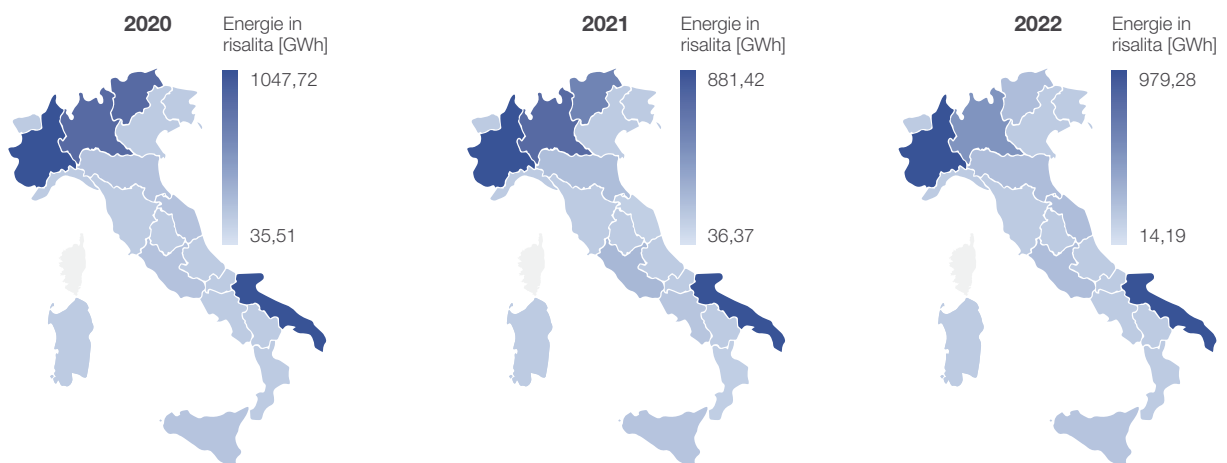
Risulta inoltre evidente l'effetto del calo dei consumi elettrici che ha caratterizzato il 2020 (soprattutto nel periodo aprile-giugno) a causa del COVID. In tale anno, infatti, soprattutto nel periodo caratterizzato dal lockdown è risalita molta più energia dalle reti di media tensione rispetto agli anni successivi. Il dato di potenza massima in risalita risulta invece meno impattato dall'effetto volume, risultando allineato al dato del 2021.

Si segnala inoltre come nel corso dell'anno 2022, in controtendenza rispetto ad un sostenuto aumento della potenza installata in MT/BT relativa alla Generazione Distribuita FTV, sia risalita meno energia dalla media verso l'alta tensione. Questo calo potrebbe essere dovuto sia da un aumento dei consumi sulla rete MT rispetto al biennio precedente, sia ad un'importante diminuzione di produzione da parte dell'idroelettrico (con un delta progressivo novembre 2022vs2021 pari a -14TWh) che, soprattutto nelle regioni del nord Italia (Piemonte, Lombardia e Trentino-Alto Adige) rappresenta un'importante quota energetica di risalita dalla media verso l'alta ed altissima tensione.

Nella **Figura 9** è riportata invece una mappa dell'Italia con l'evidenza delle regioni maggiormente caratterizzate da fenomeni di risalita energetica, nel triennio oggetto di osservazione*.

Le regioni maggiormente caratterizzate da fenomeni di energia in risalita sono: il Piemonte, la Lombardia, il Trentino-Alto Adige e la Puglia. Nelle regioni del nord Italia incide in maniera rilevante anche la fonte Idroelettrica, mentre in Puglia tali fenomeni sono da attribuire principalmente alla GD di tipo Solare ed Eolico.

FIGURA 9 Energia in risalita distribuzione per regione (somma 2020-2022)

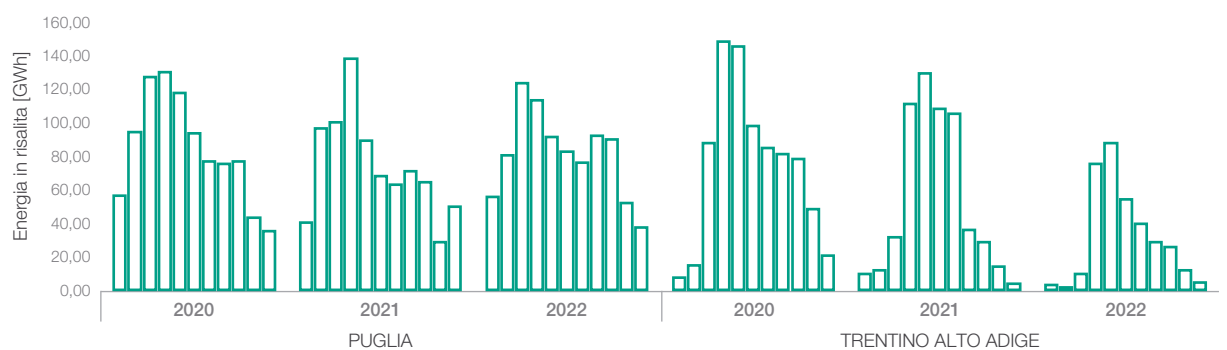


* Dati provvisori 2022, soggetti a possibili ulteriori aggiornamenti.

Nella **Figura 10** seguente una rappresentazione dei flussi energetici in risalita in due delle regioni maggiormente caratterizzate dal fenomeno.

Nel Trentino-Alto Adige è evidente dall'andamento come la risalita energetica sia da attribuire alla fonte idroelettrica, con un volume molto piccolo di energia in risalita nel primo trimestre di ogni anno ed uno maggiore nei mesi da aprile in poi (per effetto di piogge e dello scioglimento delle nevi) mentre in Puglia la forma assunta è tipica di fenomeni di risalita da attribuire alla fonte Fotovoltaica, con il classico andamento a "campana".

FIGURA 10 Energia in risalita (GWh)



* Dati provvisori 2022, soggetti a possibili ulteriori aggiornamenti.

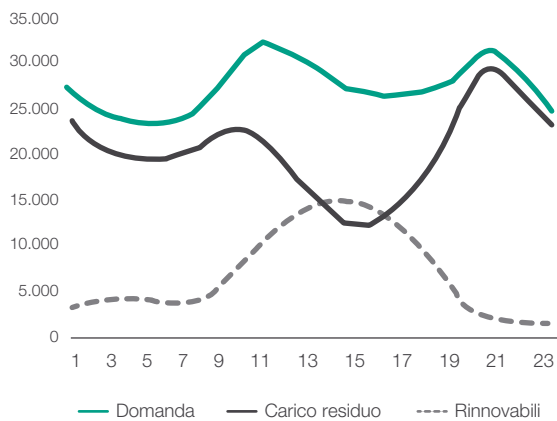
2.4 Analisi del Carico Residuo

Il carico residuo rappresenta un parametro che ha assunto una notevole importanza negli ultimi anni con l'aumentare delle FRNP ed, in particolare, con la forte penetrazione del fotovoltaico. Infatti, il carico residuo viene definito come la differenza tra fabbisogno di energia elettrica e produzione proveniente da fonte rinnovabile non programmabile e corrisponde di fatto all'effettivo carico che deve essere coperto da impianti "programmabili" per soddisfare il fabbisogno.

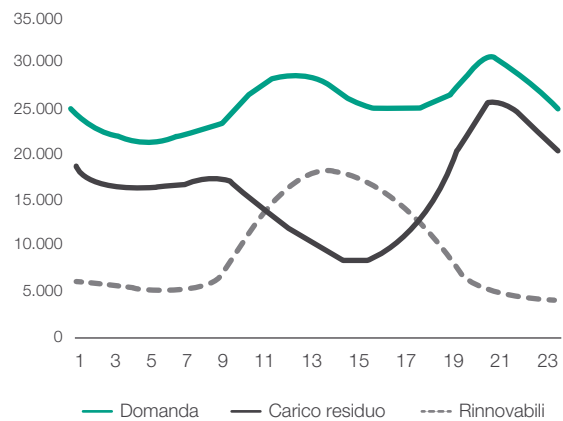
La "forma" del carico residuo (*Figura 11*) si è evoluta negli ultimi anni differenziandosi sempre di più dalla forma della domanda elettrica complessiva, e questo fenomeno sarà sempre più evidente negli scenari previsionali, come si vedrà nel paragrafo "5.2.4 Evoluzione del carico residuo" per effetto del previsto importante incremento della generazione fotovoltaica. 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 11 Curve del fabbisogno giornaliero, della produzione fotovoltaica ed eolica e del carico residuo [GW]

Giorno Primaveraile 2021



Giorno Primaveraile 2022





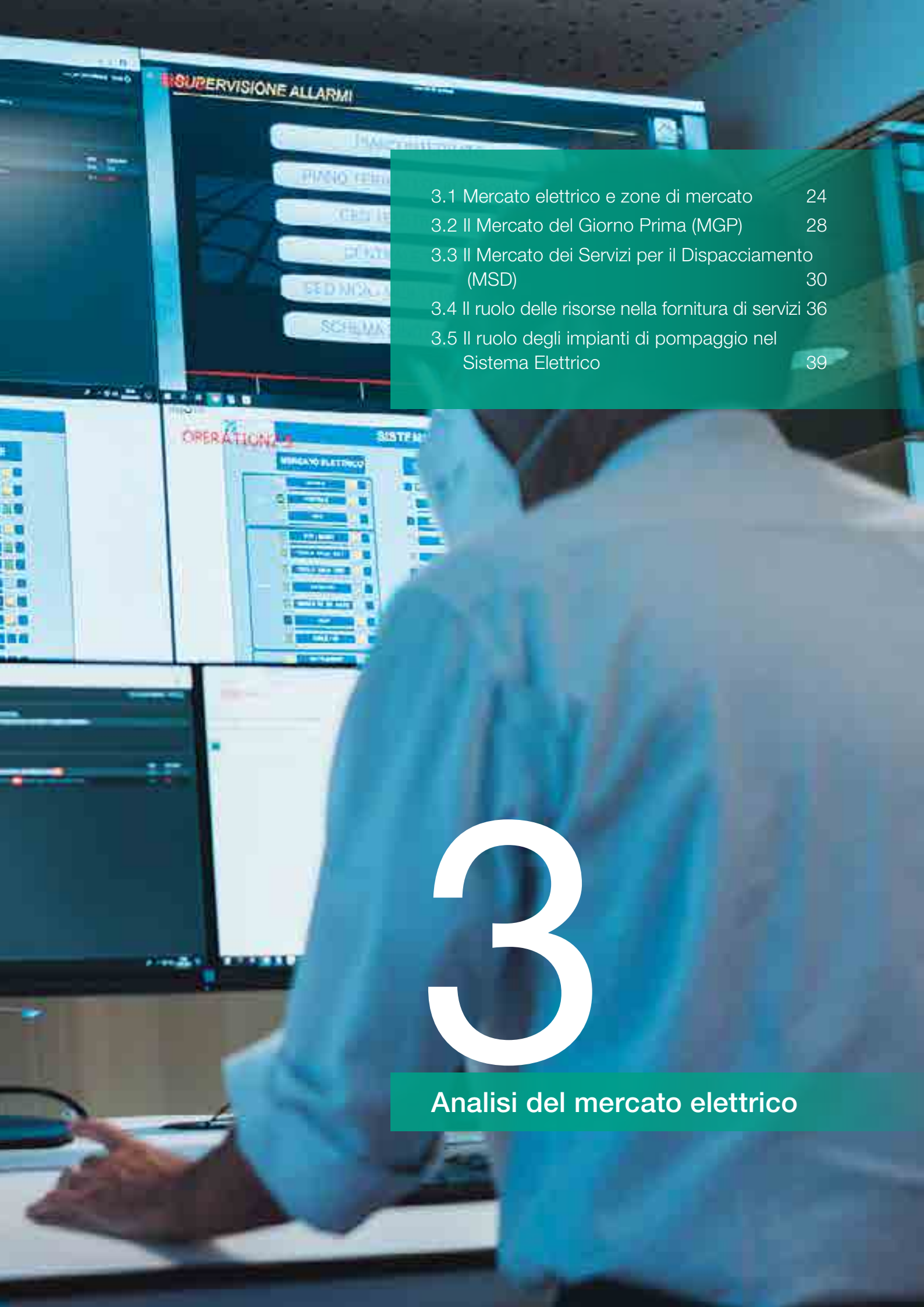


OPERATIONS 5

APPLICAZIONI IN REPERIBILITA'

OPERATIONS		GESTIONALE	
10.10.10.1	UP	10.10.10.1	UP
10.10.10.2	UP	10.10.10.2	UP
10.10.10.3	UP	10.10.10.3	UP
10.10.10.4	UP	10.10.10.4	UP
10.10.10.5	UP	10.10.10.5	UP
10.10.10.6	UP	10.10.10.6	UP
10.10.10.7	UP	10.10.10.7	UP
10.10.10.8	UP	10.10.10.8	UP
10.10.10.9	UP	10.10.10.9	UP
10.10.10.10	UP	10.10.10.10	UP





3.1 Mercato elettrico e zone di mercato	24
3.2 Il Mercato del Giorno Prima (MGP)	28
3.3 Il Mercato dei Servizi per il Dispacciamento (MSD)	30
3.4 Il ruolo delle risorse nella fornitura di servizi	36
3.5 Il ruolo degli impianti di pompaggio nel Sistema Elettrico	39

3

Analisi del mercato elettrico

Analisi del mercato elettrico

3

3.1 Mercato elettrico e zone di mercato

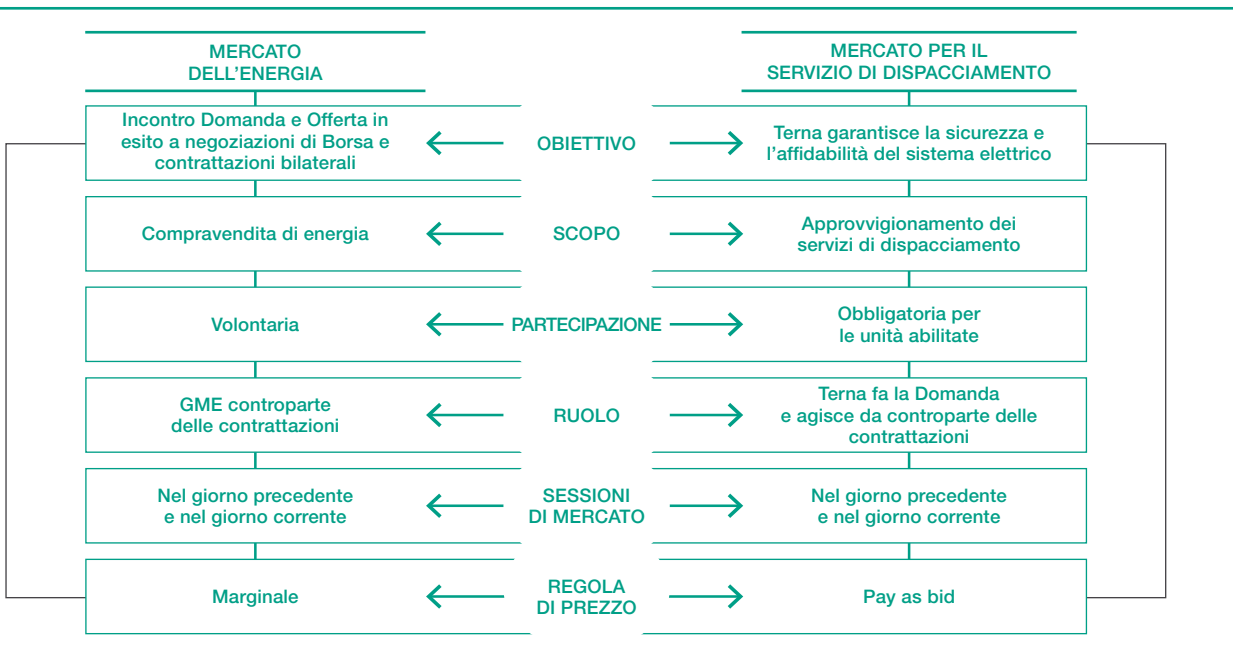
Il mercato elettrico in Italia non è solo un mercato puramente finanziario, finalizzato alla determinazione dei prezzi dell'energia elettrica, ma è un mercato fisico, dove vengono definiti i programmi di immissione e di prelievo delle unità di produzione e di consumo che prendono parte alla Borsa.

La struttura del mercato elettrico prevede i seguenti sotto-mercati:

- **Il Mercato del Giorno Prima (MGP)** dove avviene la compravendita di energia elettrica all'ingrosso per il giorno successivo.
- **I Mercati Infragiornalieri (MI)** dove produttori e consumatori possono modificare i programmi di produzione/ consumo in esito al mercato del giorno prima.
- **Il Mercato per il Servizi di Dispacciamento (MSD)**, articolato a sua volta in una fase di programmazione (MSD ex-ante) e una di gestione in tempo reale (MB), sul quale Terna si approvigiona i servizi necessari alla gestione in sicurezza della rete elettrica e per garantire l'affidabilità e la qualità del servizio.

Una sintesi delle principali caratteristiche dei mercati dell'energia (MGP, MI) e dei servizi di dispacciamento (MSD) è rappresentata nella seguente *Figura 12*.

FIGURA 12 *Principali differenze tra Mercato dell'Energia e Mercato per il Servizio di Dispacciamento*



Nell’ottica di garantire un mercato elettrico sempre più integrato con la rete europea ed una maggiore efficienza dei processi di approvvigionamento su MSD gestiti da Terna, si segnalano le modifiche del mercato dei servizi di dispacciamento entrate in vigore nel corso del 2021 legate all’avvio delle piattaforme europee TERRE (*Trans-European Replacement Reserve Exchange*) per il bilanciamento delle risorse di riserva in h-1 e X-BID (*Cross Border Intra-Day*) con la modifica del mercato infra-giornaliero che non lavora più a correzione degli esiti dei mercati ma si svolge parallelamente ad essi, andando sia a correzione degli esiti già avvenuti sia imponendo vincoli preliminari per le negoziazioni successive nella forma dei così detti “intervalli di confidenza”.

Le zone di mercato

La **suddivisione del sistema elettrico in “zone di mercato”** deriva dalla conformazione geografica della penisola italiana che determina la quasi totalità di interconnessioni con l’estero sulla frontiera Nord e la necessità di ottimizzare i flussi di energia con le isole.

La **configurazione attuale è in vigore dal 1° gennaio 2021** (*Figura 13*) ed è stata l’esito di un processo pluriennale di revisione che ha avuto lo scopo di definire la struttura zonale ottimale secondo tre principali driver: **sicurezza del sistema**, **efficienza dei mercati elettrici** (anche alla luce della progressiva integrazione degli stessi) e **robustezza della soluzione individuata**. In particolare, è il risultato del lavoro svolto a livello nazionale in seguito all’entrata in vigore del regolamento EU 2015/1222 CACM in materia di allocazione della capacità e di gestione della congestione.

La revisione delle zone di mercato vuole cogliere con maggior efficacia l’andamento dei principali flussi di potenza a seconda delle condizioni di domanda e offerta, rappresentando i “colli di bottiglia” nella capacità di trasporto della rete, ottimizzando le contrattazioni e compatibilmente con la sicurezza del sistema elettrico nazionale. L’introduzione della nuova zona “Calabria” consente di riflettere al meglio gli effetti della generazione rinnovabile sui flussi di potenza.

Le zone italiane sono interconnesse con quelle dei Paesi europei vicini: il Nord con Francia, Svizzera, Austria e Slovenia; il Centro-Nord e la Sardegna con la Corsica; il Centro-Sud col Montenegro; il Sud con la Grecia, la Sicilia con Malta.

Infine, si ricorda che, con l’entrata in vigore del Regolamento (EU) 2019/943 del Parlamento Europeo e del Consiglio, è stato avviato un processo di revisione della configurazione zonale europea.

FIGURA 13 *Configurazioni zonali*



Legato alle zone di mercato vi è il processo di definizione dei limiti di transito interzonali sia tra le sezioni delle zone di mercato nazionale sia per le zone virtuali estere. In particolare, tali valori per l'anno 2022 sono rappresentati nella *Figura 14* e *Figura 15*.

FIGURA 14 *Limiti di transito zonali 2022 - caso invernale*

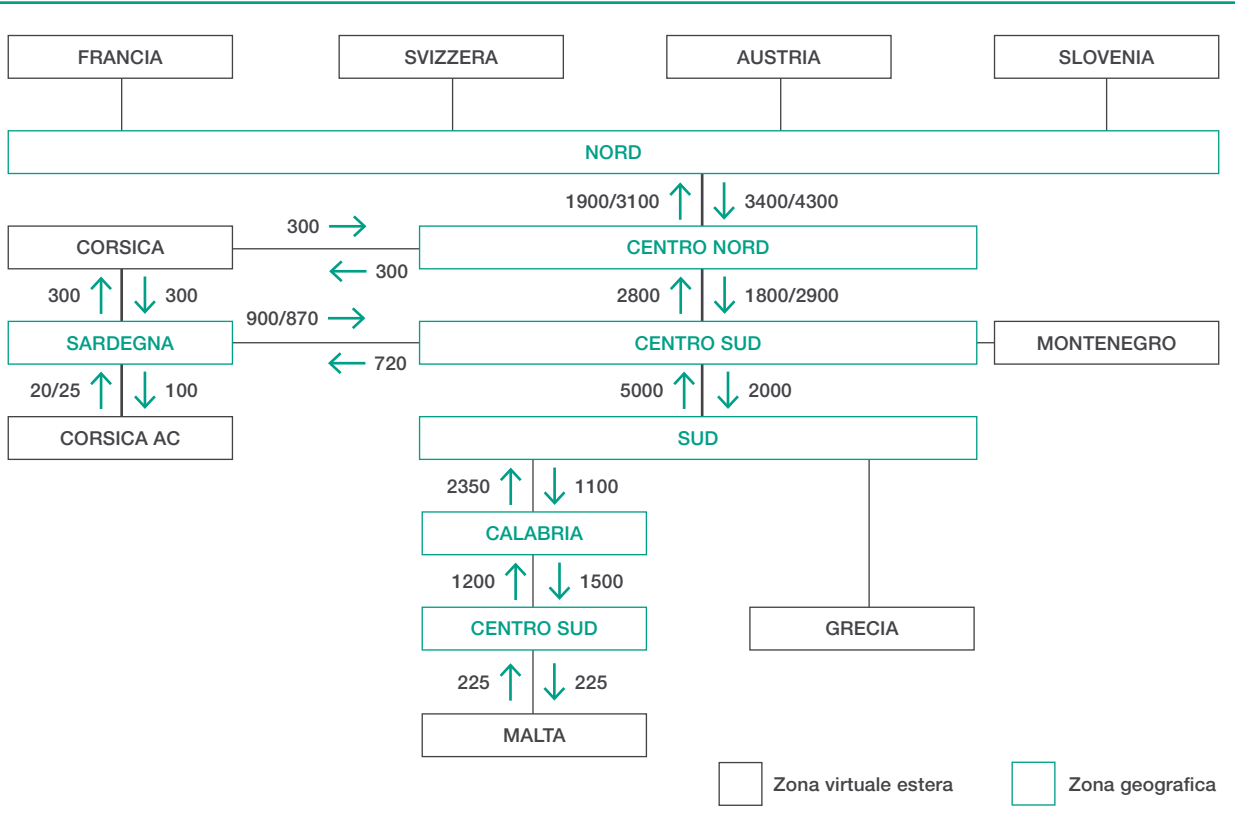
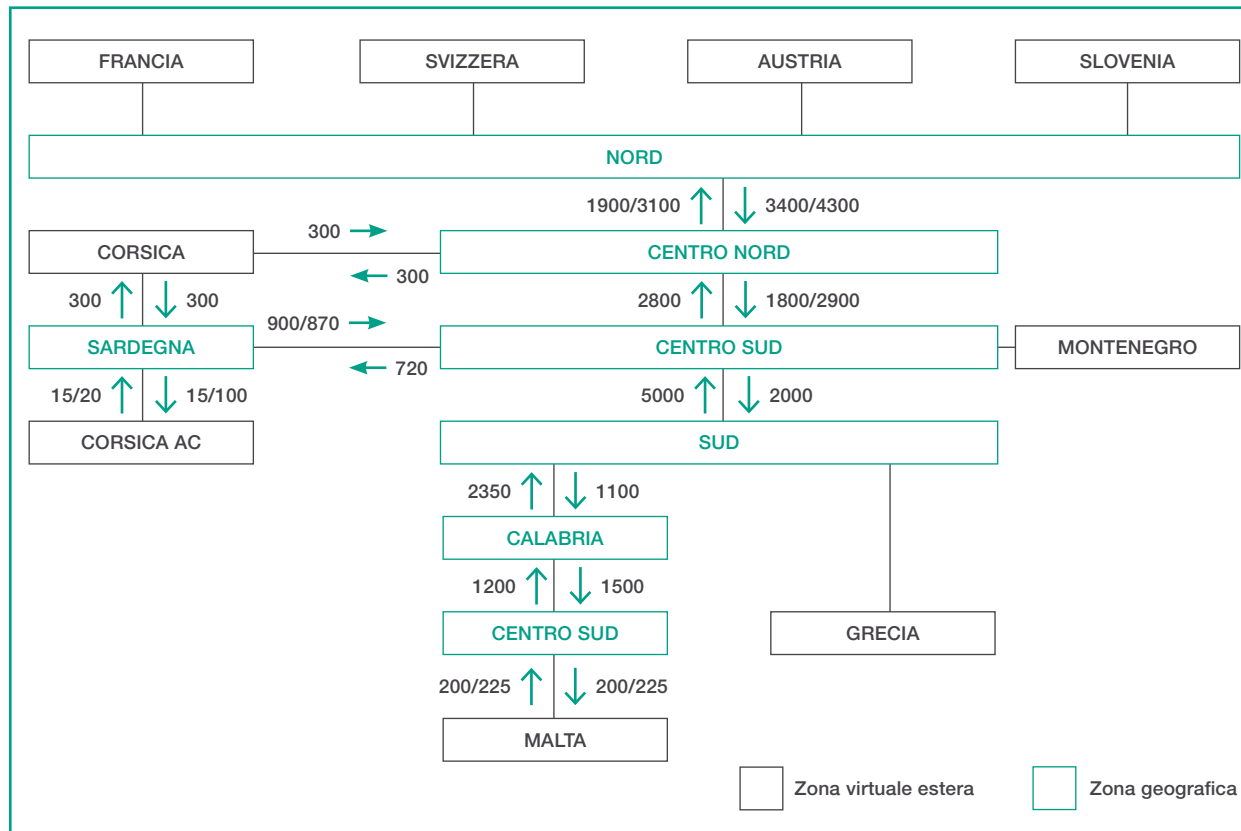


FIGURA 15 *Limiti di transito zonali 2022 - caso estivo*

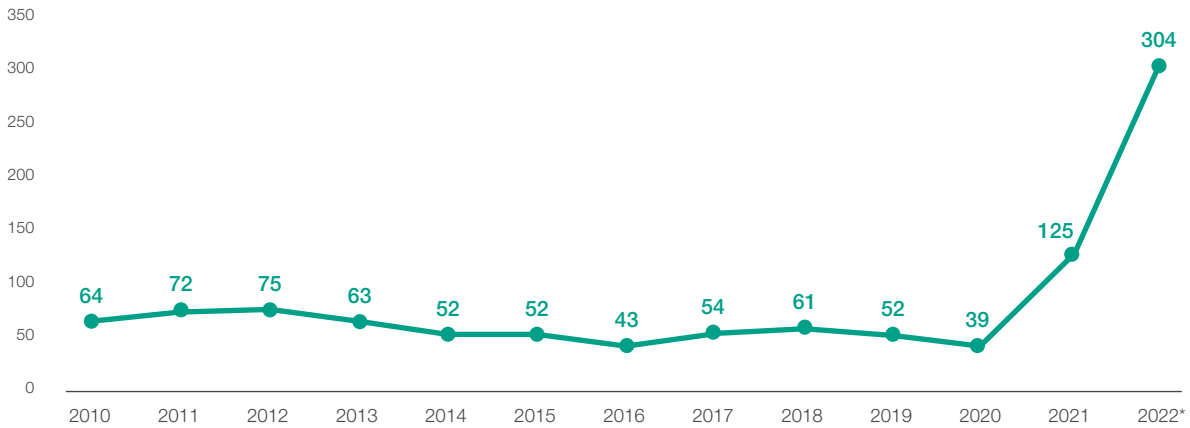


I limiti di transito vengono aggiornati annualmente da Terna ed i relativi valori possono variare da un anno ad un altro, grazie ad esempio a rimozioni dei vincoli zonali o all'adozione di soluzioni innovative e tecnologiche che consentono di incrementare la capacità di scambio tra le zone di mercato. Ad esempio, i valori dei limiti di transito definiti per l'anno 2021 hanno visto un incremento di 400 MW della capacità di trasporto dal Sud al Nord grazie all'adozioni di soluzioni di tipo capital light consentendo di ridurre i rischi di congestione per il sistema elettrico con costi contenuti.

3.2 Il Mercato del Giorno Prima (MGP)

Nel 2021 la domanda MGP è tornata in linea con gli anni antecedenti l'emergenza sanitaria da Covid-19 registrando, tuttavia, forti rialzi dei prezzi dovuti agli aumenti dei prezzi delle Commodities, in particolare del gas. Nel 2022, la situazione dei prezzi delle Commodities si è ulteriormente inasprita causando ulteriori rincari dei prezzi (*Figura 16*).

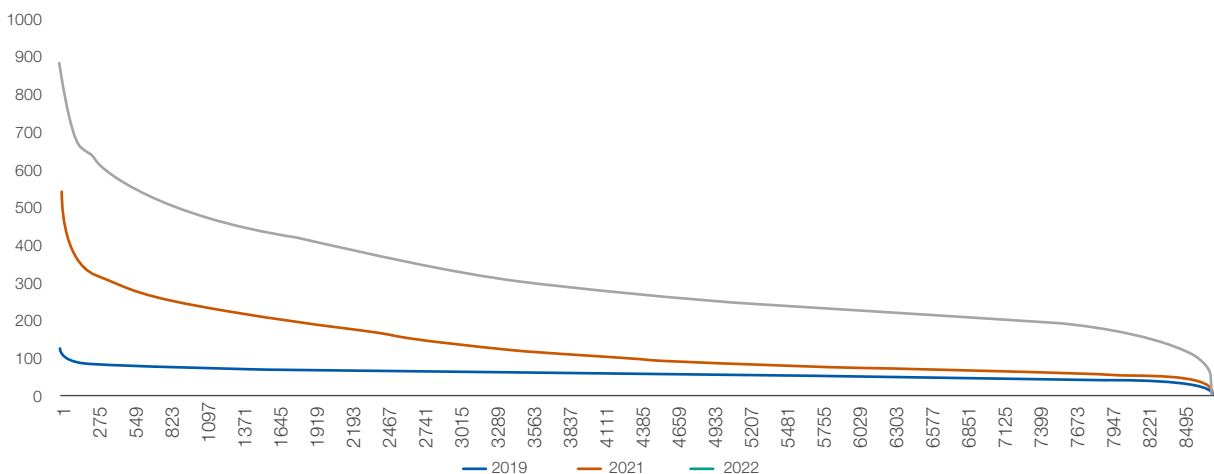
FIGURA 16 Andamento del Prezzo Unico Nazionale 2010 – 2022*



* Dati provvisori, soggetti a possibili ulteriori aggiornamenti.

Il valore di PUN medio registrato negli anni 2021 e 2022, pari rispettivamente a **125 e 304 €/MWh**, rappresenta il valore massimo mai registrato dal 2004, anno di apertura del Mercato elettrico in Italia. Nella *Figura 17* si nota chiaramente la riduzione di PUN rispetto all'anno 2019 (l'anno 2020 è stato escluso dal confronto per il forte impatto delle misure per il contenimento dell'epidemia da Covid19).

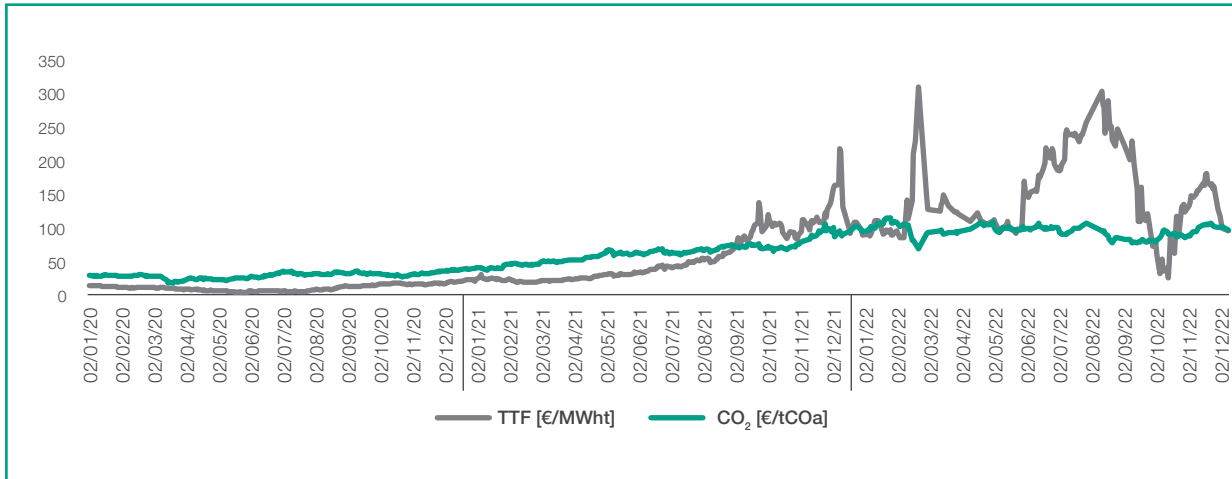
FIGURA 17 Curva di durata del PUN 2019, 2021 e 2022*



* Dati provvisori, soggetti a possibili ulteriori aggiornamenti.

L'andamento medio mensile del PUN mostra un trend (Figura 18) in costante crescita a partire dai primi mesi del 2021 fino a toccare il record orario di agosto 2022 pari a 543 €/MWh.

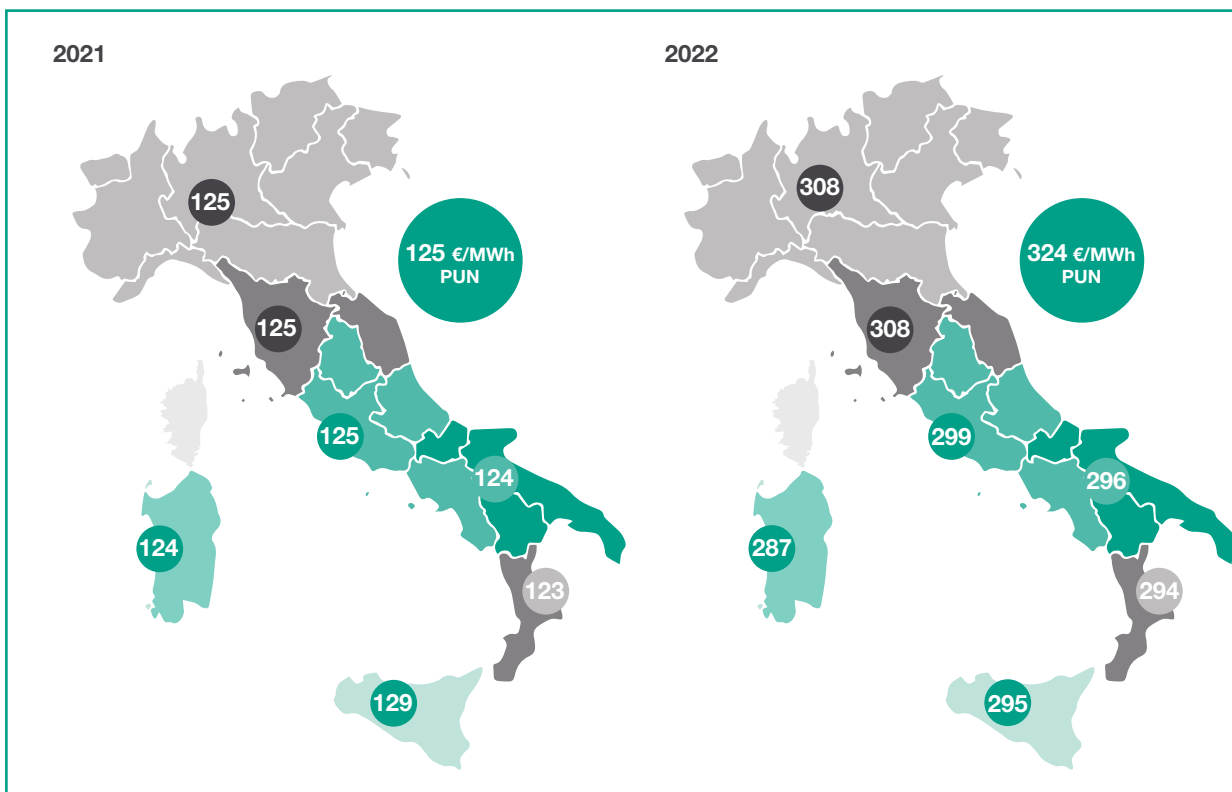
FIGURA 18 *Prezzo delle commodities 2020 - 2022*



La tabella sull'andamento dei prezzi delle commodities mostra mediamente lo stesso trend di aumento dei prezzi dell'energia, essendo questi ultimi fissati dal prezzo della tecnologia marginale.

Il differenziale tra prezzi zonalì e PUN mostra un valore in crescita per le motivazioni esposte precedentemente (Figura 19).

FIGURA 19 *Differenziale tra prezzi zonalì e PUN*



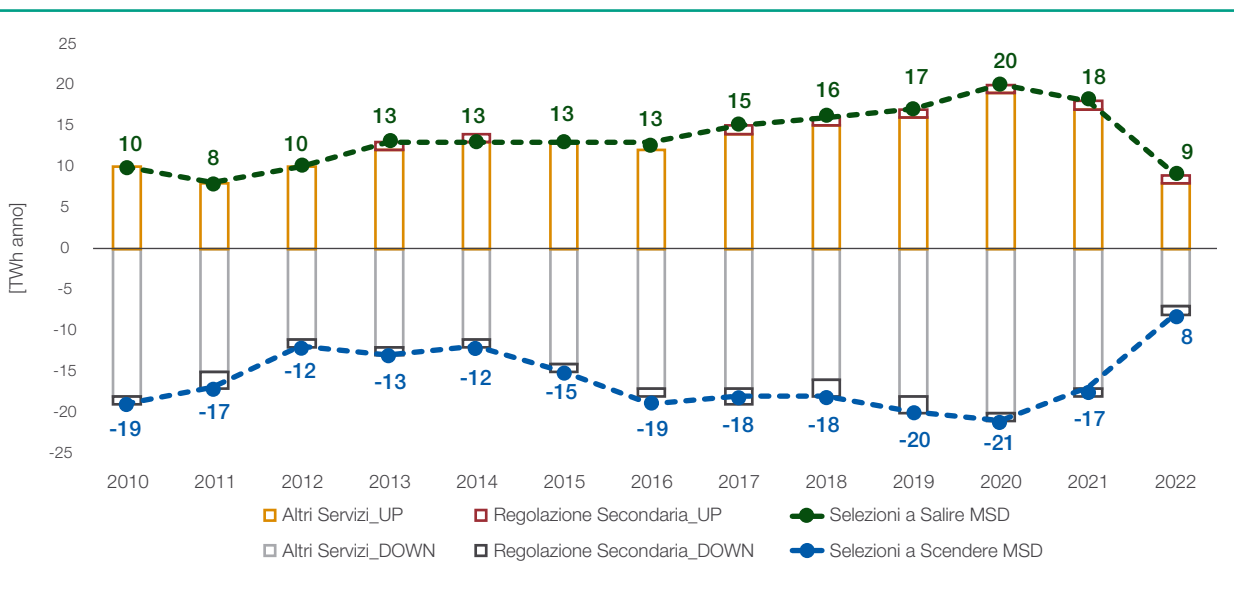
3.3 Il Mercato dei Servizi per il Dispacciamento (MSD)

Nella seguente sezione verranno illustrati, a partire dall'anno 2010, i dati MSD, in termini di volumi selezionati e di costi sostenuti: i dati relativi alle selezioni effettuate sono presentati mediante un'aggregazione per Regolazione Secondaria e Altri Servizi.

L'anno 2022 ha registrato una riduzione dei costi complessivi MSD rispetto al 2021, nonostante un notevole incremento dei differenziali di prezzo delle selezioni. L'incremento dei prezzi è stato determinato principalmente dalle forti tensioni nello scenario geopolitico europeo che hanno comportato diversi effetti sul Sistema Elettrico Nazionale: il forte aumento del prezzo dei combustibili principali ha influito sui prezzi mediamente offerti in vendita e in acquisto sul MSD e sul PUN. Il contenimento dei costi sostenuti su MSD è stato pertanto reso possibile grazie alla notevole riduzione dei volumi delle selezioni effettuate sui mercati ex-ante ed in tempo reale per l'approvvigionamento delle risorse necessarie per la gestione ed il controllo del Sistema elettrico.

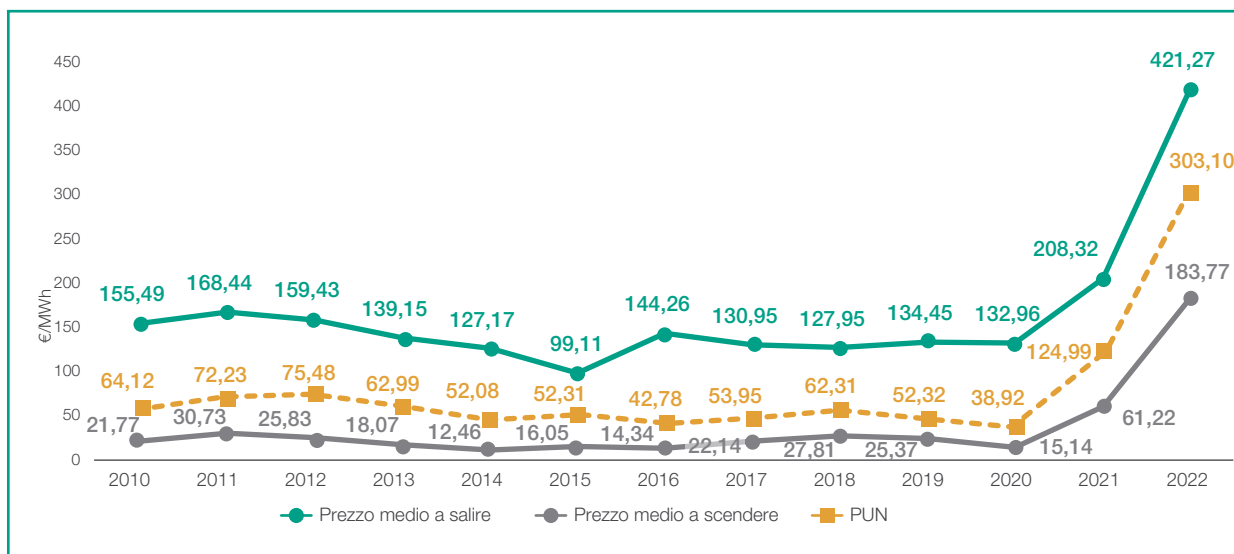
Le selezioni effettuate su MSD nel 2022 registrano una riduzione rispetto agli anni precedenti, sia per quanto riguarda le selezioni a salire che quelle a scendere: le selezioni a salire registrano una riduzione del 50% e quelle a scendere una riduzione del 55% rispetto ai valori del 2021 *Figura 20*.

FIGURA 20 Volumi selezionati per servizio MSD



In *Figura 21* sono rappresentati i prezzi MSD medi ponderati annui, a salire e a scendere, dal 2010: nel 2022 il prezzo medio a salire risulta in forte aumento ed è pari a 421 €/MWh, (+102% rispetto a 208 €/MWh medio del 2021). Si registra altresì un forte aumento del prezzo medio accettato a scendere, (184 €/MWh), +300% rispetto al valore dell'anno precedente (61 €/MWh).

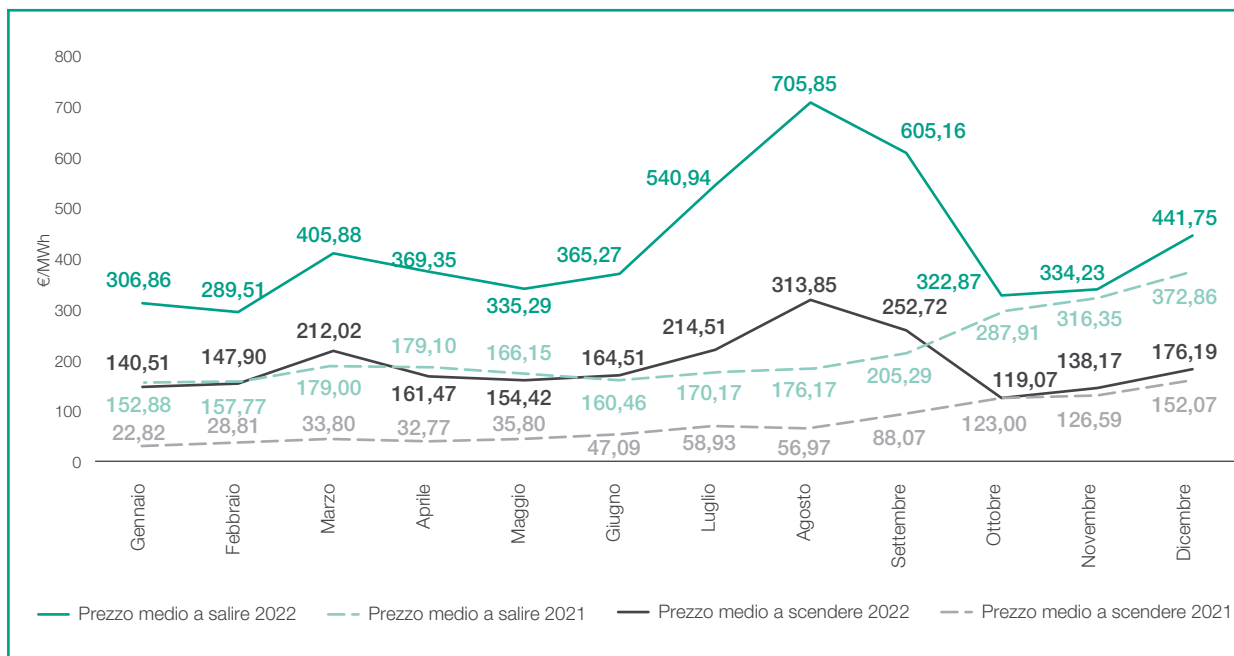
FIGURA 21 **Prezzi MSD [€/MWh]**



Un maggior dettaglio mensile sul confronto dei prezzi 2022 e 2021 è rappresentato in *Figura 22*.

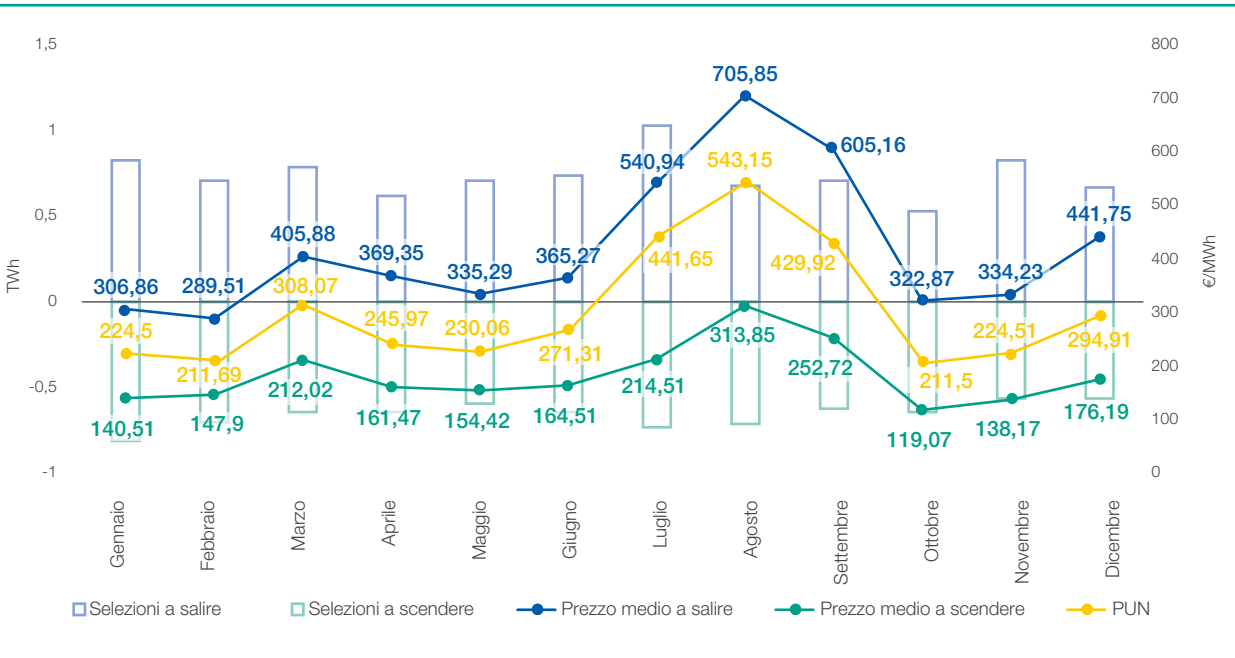
Il differenziale di prezzo 2022, pari a 238 €/MWh, risulta in aumento (+62%) rispetto al valore di 147 €/MWh registrato nel 2021, principalmente per l'aumento del prezzo medio a salire e, soltanto, in parte bilanciato dall'aumento del prezzo medio a scendere.

FIGURA 22 **Prezzi mensili MSD [€/MWh]**



Esaminando infine i valori dei volumi e dei prezzi registrati nel corso del 2022 (*Figura 23*), è possibile notare che nei mesi di gennaio e luglio si registrano le selezioni maggiori (sia a salire che a scendere), e che, nei mesi di luglio, agosto e settembre si osserva un forte aumento dei prezzi medi delle selezioni che raggiungono il loro valore massimo nel mese di agosto (rispettivamente pari a 706 €/MWh per le selezioni a salire e 314 €/MWh per le selezioni a scendere). Il differenziale di prezzo, ha registrato il suo valore massimo nel mese di agosto, quando ha raggiunto il valore di 392 €/MWh.

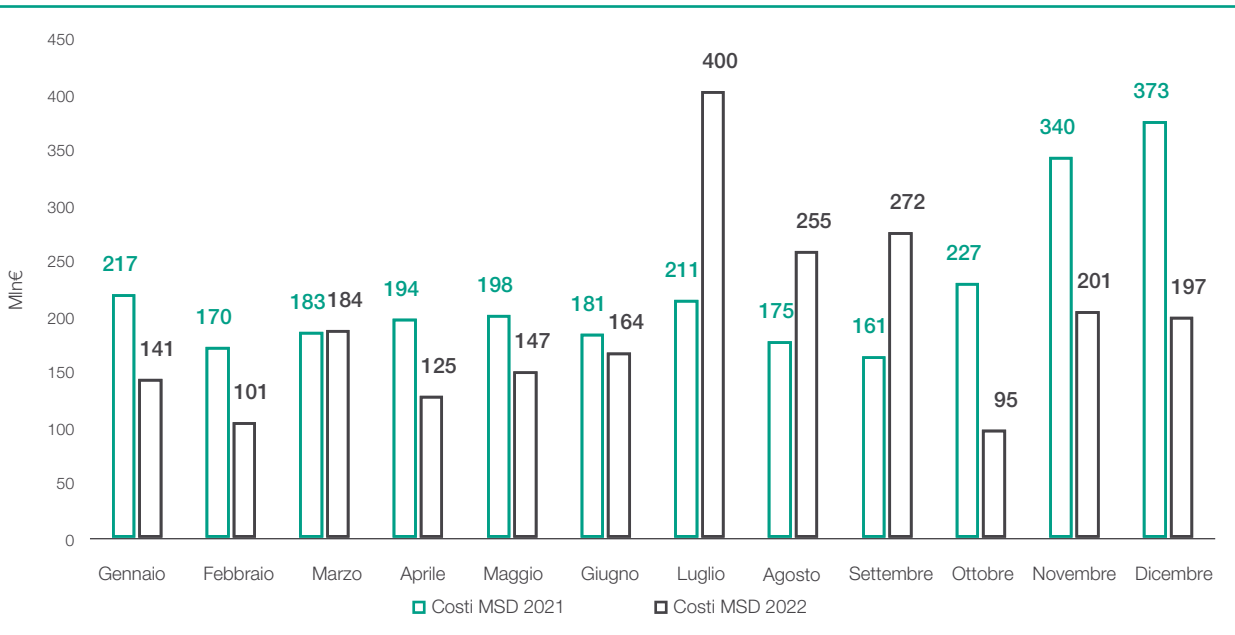
FIGURA 23 Volumi e Prezzi MSD 2022



Nonostante il notevole incremento dei prezzi, si è registrata una diminuzione dei complessivi sostenuti sul MSD.

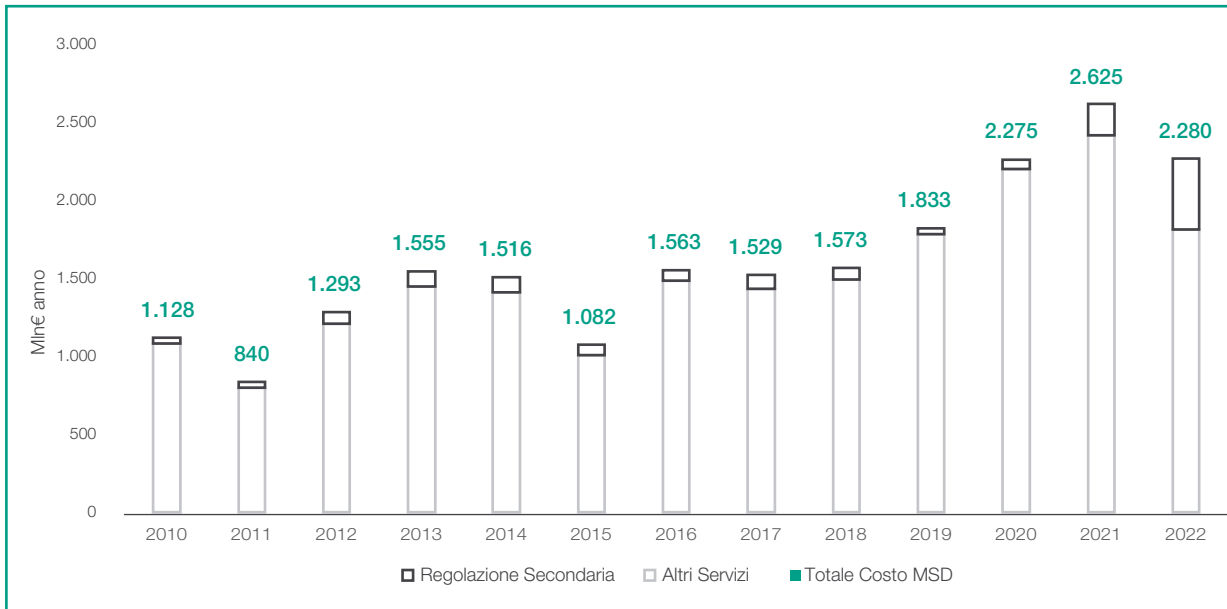
In particolare, (Figura 24) i costi sostenuti nel 2022 risultano in diminuzione del 13% rispetto al 2021 (-0,35 Mld€) grazie alla notevole riduzione dei volumi selezionati su MSD, che ha in parte mitigato l'effetto derivante dall'incremento dei differenziali di prezzo rispetto agli anni precedenti. Tale riduzione è dovuta alla diminuzione dei costi sostenuti per Altri Servizi (in particolare alla riduzione del costo per Vincoli a Rete Integra), soltanto in parte compensata da un aumento dei costi sostenuti per i servizi di Regolazione Secondaria.

FIGURA 24 Costi MSD mensili [Mln€]



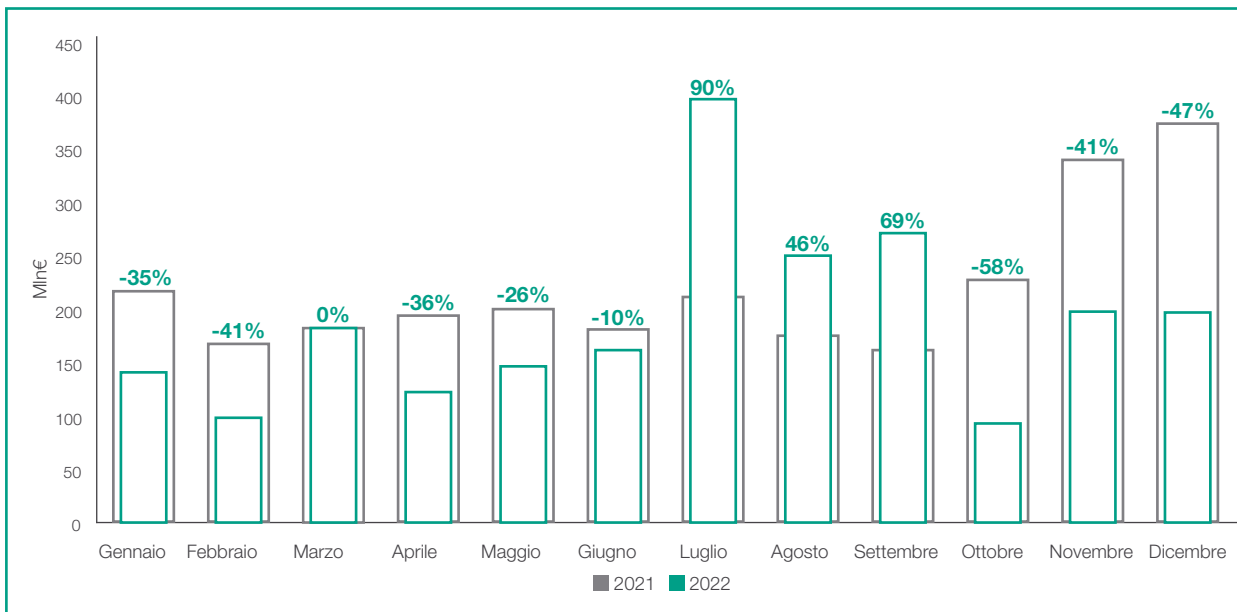
L'andamento del costo mensile dell'anno 2021 (Figura 25) fa evidenziare una riduzione yoy dei costi MSD distribuita su tutti i mesi dell'anno, fatta eccezione per il periodo da luglio a settembre, che è stato caratterizzato da valori dei differenziali di prezzo particolarmente elevati e mai registrati prima.

FIGURA 25 Costi MSD totali



Analizzando inoltre gli scostamenti mensili percentuali del 2022 rispetto al 2021 (Figura 26), si evidenzia come, se si escludono i mesi da luglio a settembre, la riduzione percentuale media mensile dei costi è pari al 32% rispetto al 2021. Nei mesi da luglio a settembre invece, causa notevole incremento dei differenziali di prezzo, si registra un incremento medio dei costi mensili del 68% rispetto allo stesso periodo del 2021.

FIGURA 26 Costi MSD e Variazione



Nelle *Figura 27* e *28* sono rappresentate, infine, le curve di durata dei prezzi medi orari a salire e a scendere per gli ultimi due anni.

FIGURA 27 *Curva di durata - Prezzi medi a salire (€/MWh)*

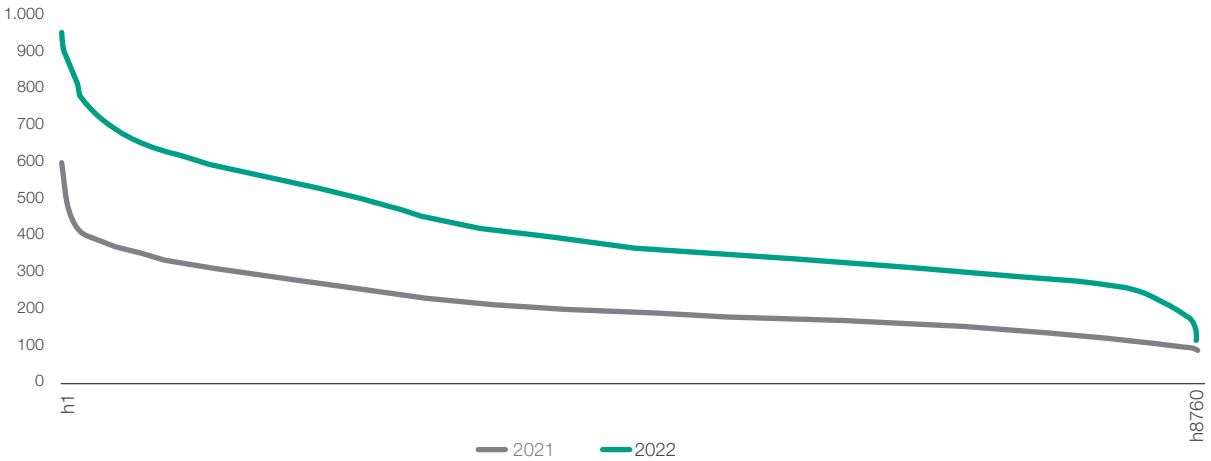
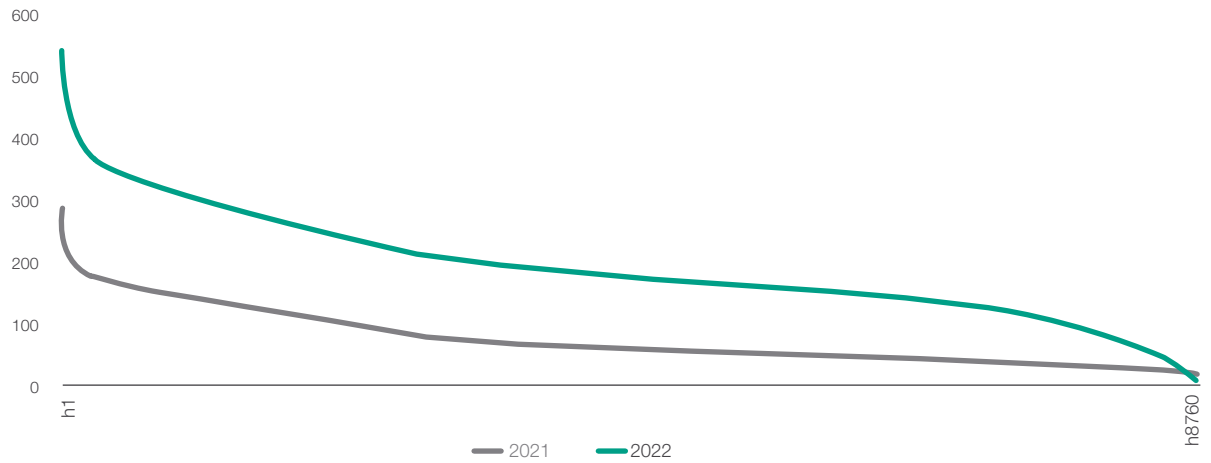


FIGURA 28 *Curva di durata - Prezzi medi a scendere (€/MWh)*



FOCUS: CAPACITY MARKET

La realizzazione di nuova capacità, anche per il tramite di meccanismi di contrattualizzazione a termine come il **mercato della capacità**, illustrato in questo paragrafo, costituisce **una delle condizioni chiave per ridurre l'impronta carbonica del parco di generazione**, consentendo la dismissione degli impianti di generazione meno efficienti e caratterizzati da elevate emissioni di CO₂ a favore di impianti più flessibili, più efficienti e meno inquinanti.

Il **mercato della capacità è un meccanismo con cui Terna si approvvigiona di capacità tramite contratti di durata annuale**, nel caso di capacità esistente, **o pluriennali**, nel caso di capacità di nuova realizzazione, aggiudicati attraverso aste competitive.

Alle aste, organizzate da Terna, possono partecipare gli operatori titolari di unità di produzione (programmabili e non programmabili) i quali, con riferimento alla capacità produttiva contrattualizzata in esito all'asta, acquisiscono:

- l'obbligo di offrire la capacità contrattualizzata sui mercati dell'energia e dei servizi
- il diritto di ricevere da Terna il premio fisso annuo esito dell'asta
- l'obbligo di restituire a Terna la differenza - se positiva - fra il prezzo dell'energia elettrica che si realizza sui mercati dell'energia e dei servizi e il prezzo di esercizio definito da ARERA e parametrato sul costo variabile di produzione della tecnologia di punta (impianto turbogas a ciclo aperto)

Per gli impianti termoelettrici, la partecipazione è subordinata al rispetto dei limiti emissivi di CO₂, definiti a livello europeo e contenuti nelle regole di funzionamento definite nella Disciplina e nei relativi allegati approvati con Decreto Ministeriale.

Alle aste del mercato della capacità possono altresì partecipare le unità di consumo (demand-response) e le risorse estere. Le prime due aste del mercato della capacità sono state svolte nel mese di novembre 2019, con riferimento agli anni di consegna 2022 e 2023. I risultati delle aste 2022 e 2023 hanno visto l'assegnazione di tutta la capacità offerta dagli operatori - nuova ed esistente - al premio massimo riconoscibile, rispettivamente 75.000 €/MW/anno e 33.000 €/MW/anno, confermando pertanto le criticità che il sistema elettrico nazionale ha espresso in termini di adeguatezza nel periodo di svolgimento delle sopra menzionate aste.

In particolare, nelle aste 2022 e 2023, sono stati approvvigionati rispettivamente 1,8 GW e 4 GW di nuova capacità, per la quasi totalità costituita da impianti termoelettrici.

Nel mese di febbraio 2022, a seguito delle analisi effettuate da Terna che hanno confermato un deficit di adeguatezza del sistema anche per l'anno 2024, è stata svolta l'asta del mercato della capacità con riferimento all'anno di consegna 2024, in esito alla quale sono stati complessivamente aggiudicati 41.541 MW ripartiti tra (i) 34.153 MW di capacità esistente, ii) 3.778 MW di nuova capacità di cui 1.504 MW autorizzati e 2.274 MW non autorizzati e (iii) 3.610 MW di capacità estera.

Occorre segnalare che, tramite l'asta per l'anno 2024, sono stati contrattualizzati circa 1,5 GW afferenti a impianti alimentati da fonti rinnovabili e circa 1,1 GW afferenti a nuovi sistemi di accumulo elettrochimici, di cui 528 MW ubicati nella sola Sardegna, in previsione della futura dismissione della capacità termoelettrica localizzata sull'isola e alimentata a carbone.

Gli interi quantitativi di capacità esistente e capacità nuova autorizzata offerti in asta dagli operatori di mercato sono stati aggiudicati ai corrispondenti cap d'asta, rispettivamente 33.000 €/MW-anno e 70.000 €/MW-anno. La capacità nuova non autorizzata è stata invece assegnata a prezzi inferiori al cap d'asta, in virtù del raggiungimento del target di adeguatezza espresso da Terna attraverso le curve di domanda per l'anno 2024.

Per gli anni successivi al 2024, lo svolgimento di ulteriori aste – così come previsto dal decreto del Ministro della Transizione Ecologica del 28 ottobre 2021 – avverrà esclusivamente in esito alle analisi di adeguatezza del sistema elettrico, anche in considerazione dell'approvvigionamento di capacità già effettuato per l'anno 2024 e dell'effettiva messa a disposizione della medesima capacità in prossimità del periodo di consegna.

3.4 Il ruolo delle risorse nella fornitura di servizi

Uno dei fattori abilitanti fondamentale per rispondere alle nuove sfide della transizione ecologica 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 regolazione di frequenza), 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 (Figura 29).

FIGURA 29 **Rappresentazione della capacità delle differenti risorse di rete di fornire dall'alto in basso, servizi di regolazione di frequenza e tensione (esemplificativo)**

Risorse di rete Servizi di frequenza	TERMO-ELETTRICO	FRNP	CONSUMO	IDRO / POMPAGGI	BATTERIE
FAST RESERVE*	■	✗	✗	✗	✓
PRIMARIA	✓	✗	✗	✓	✓
SECONDARIA	✓	■ ↓	■ ↑	✓	✓
TERZIARIA	✓	■ ↓	■ ↑	✓	■
RISOLUZIONE CONGESTIONI	✓	■ ↓	■ ↑	✓	■
BILANCIAMENTO	✓	■ ↓	■ ↑	✓	■
INTERROMPIBILITÀ	✗	✗	✓	✗	■

Risorse di rete Servizi di tensione	TERMO-ELETTRICO	FRNP	CONSUMO	IDRO / POMPAGGI	BATTERIE	COMPENSATORI
PRIMARIA	✓	■	✗	✓	✓	✓
SECONDARIA	✓	■	✗	✓	✓	✓
RISOLUZIONE CONGESTIONI	✓	■	✗	✓	✓	✓

✓ Adatto a fornire il servizio ✗ Non adatto a fornire il servizio
 ■ In grado di fornire il servizio con dei limiti ↕ Solo regolazione a salire/scendere

* Tempo di attivazione < 1 secondo

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.

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 ed esplicitare servizi prima non necessari perché ottenuti “implicitamente” dal sistema.

Un esempio del 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.

Infatti, la progressiva riduzione dell’inerzia del sistema determina, a seguito di eventi perturbativi, un inasprimento delle variazioni della frequenza, le quali 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.

Diventa quindi essenziale per contribuire alla sicurezza del sistema introdurre un nuovo servizio caratterizzato da un tempo di piena attivazione inferiore a quello della regolazione primaria.

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 continuamente il profilo di potenza richiesto ed eseguire, successivamente, una de-rampa lineare fino ad annullare il contributo attivato.

L’apertura del mercato dei servizi permette l’approvvigionamento di servizi di rete a nuove risorse di flessibilità. Tuttavia, un contributo significativo può anche derivare dall’aumento del contingente di potenza installato di risorse, quali gli impianti di accumulo idroelettrico.



FOCUS: FAST RESERVE

Nel 2020 è stato approvato da ARERA, con Delibera 200/2020/R/eel, nel perimetro dei progetti pilota tracciato dalla delibera 300/2017/R/eel, il **progetto pilota “Fast Reserve” per la contrattualizzazione a termine del servizio di regolazione ultra-rapida di frequenza.**

L’obiettivo della sperimentazione è quello di testare la fornitura di un servizio di riserva di potenza, ad oggi non ancora definito nell’ambito del Codice di Rete italiano, di potenziale rilevanza strategica per la stabilità del sistema elettrico, in previsione della futura decarbonizzazione del parco di generazione italiano e conseguente crescita del parco di generazione rinnovabile non programmabile, come da scenario energetico al 2030.

È, infatti, atteso che il servizio Fast Reserve contribuirà a migliorare la risposta dinamica della rete durante i transitori di frequenza, che viene ad oggi fornita dal parco di generazione tradizionale.

La progressiva riduzione dell’inerzia del sistema determina, infatti, un inasprimento delle variazioni di frequenza della rete elettrica, che devono essere contenute in tempi di risposta estremamente rapidi per evitare un fenomeno di cascading; tali tempistiche non sono sempre compatibili con quelle del servizio di regolazione primaria di frequenza, offerto dal parco di generazione tradizionale che è tenuto ad erogare l’intera semi-banda di riserva primaria entro 30 secondi dall’evento di frequenza.

Diventa pertanto essenziale introdurre un servizio di contenimento delle deviazioni di frequenza caratterizzato da tempi di piena attivazione inferiori a quelli della regolazione primaria, fermo restando che il servizio Fast Reserve non costituisce un servizio alternativo a quello di regolazione primaria, bensì un servizio che si integra con quest’ultimo per contribuire alla sicurezza del sistema in previsione della crescente penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili rispetto alla copertura del fabbisogno elettrico.

In particolare, il servizio di Fast Reserve è un servizio di riserva di potenza finalizzato a supportare le dinamiche di frequenza della rete elettrica ed è caratterizzato da tempistiche di attivazione a piena potenza (“full activation time”) non superiori a 1 secondo e da modalità di attivazione che lo differenziano da tutte le altre tipologie di servizi di regolazione di frequenza ad oggi definiti nel Codice di Rete italiano.

In virtù del principio di neutralità tecnologica, al progetto possono partecipare i) sistemi di accumulo, “stand alone” oppure integrati a differenti tipologie di unità di produzione, ii) unità di produzione diverse da sistemi di accumulo e iii) unità di consumo che già non prestano il servizio di intersemplicità.

Ai fini dell’assegnazione del servizio Fast Reserve, vengono effettuate aste al ribasso, secondo il criterio “pay as bid”, rispetto a un prezzo di riserva fissato pari a 80.000 €/MW.

Alle aste possono partecipare unità fisiche oppure unità virtuali, costituite dall’aggregazione di unità fisiche di taglia inferiore, che comunque cumulino complessivamente una capacità di regolazione almeno pari a 5 MW e comunque non superiore a 25 MW.

I contratti, della durata di 5 anni (dal 1° gennaio 2023 al 31 dicembre 2027), prevedono l’obbligo di mettere a disposizione capacità di regolazione ultra-rapida di frequenza per 1000 ore/anno a fronte del riconoscimento del corrispettivo fisso aggiudicato in asta.

L’eventuale quota di capacità disponibile delle unità selezionate in asta eccedente la capacità assegnata nelle 1000 ore/anno di fornitura del servizio, nonché la quota di capacità contrattualizzata nelle ore dell’anno diverse dalle ore di disponibilità, può essere liberamente offerta sui Mercati dell’Energia e sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento consentendo agli operatori di mercato di realizzare il “revenue stacking”, ossia la possibilità di ottenere ricavi aggiuntivi a quelli garantiti dal corrispettivo fisso per la fornitura di riserva ultra- rapida.

La prima asta, effettuata il 10 dicembre 2020, ha aggiudicato circa 250 MW a fronte di una capacità complessivamente offerta superiore a 6 volte quella richiesta.

Gli operatori di mercato hanno qualificato alla procedura competitiva un volume di progetti corrispondenti a 1.327 MW di capacità e il prezzo medio ponderato di aggiudicazione dell’asta, anche in virtù dell’alto livello di competizione, è risultato pari a circa un terzo del prezzo di riserva nelle Aree di assegnazione “Continente Centro Nord” e “Continente Centro Sud”, rispettivamente 23.418 e 27.279 €/MW/anno.

Il quantitativo approvigionato è stato pari a 118 MW nell’Area di assegnazione “Continente Centro Nord”, 102 MW nell’Area “Continente Centro Sud” e 30 MW in “Sardegna”.

3.5 Il ruolo degli impianti di pompaggio nel sistema elettrico

Il progressivo incremento della capacità installata di generazione rinnovabile, in particolare non programmabile, registrato negli ultimi anni e atteso con trend ancora più sostenuti in prospettiva (circa 70 GW di nuovi impianti eolici e fotovoltaici al 2030) implicherà impatti significativi sulle attività di gestione della rete del TSO, soprattutto in termini di bilanciamento istante per istante di produzione e domanda di energia elettrica, con l'insorgenza di problematiche strutturali di overgeneration e l'accentuarsi del fenomeno delle rampe di carico residuo.

Dall'altro lato, il progressivo decommissioning degli impianti termoelettrici di generazione ha comportato e comporterà per il sistema elettrico la perdita di risorse programmabili in grado di fornire implicitamente una serie di servizi preziosi per il TSO e per la rete, quali regolazione di frequenza e tensione e contributi in termini di potenza di cortocircuito e inerzia del sistema.

In tale contesto, lo sviluppo di nuovi sistemi di accumulo potrebbe fornire un contributo significativo alla mitigazione degli impatti attesi, rappresentando di fatto uno degli strumenti chiave, insieme agli sviluppi di rete, per abilitare la transizione energetica proprio in virtù delle caratteristiche intrinseche di tali impianti. In particolare, nell'ambito degli accumuli, gli impianti di pompaggio rappresentano ad oggi una tecnologia più matura rispetto allo storage elettrochimico, soprattutto per stoccare significativi quantitativi di energia.

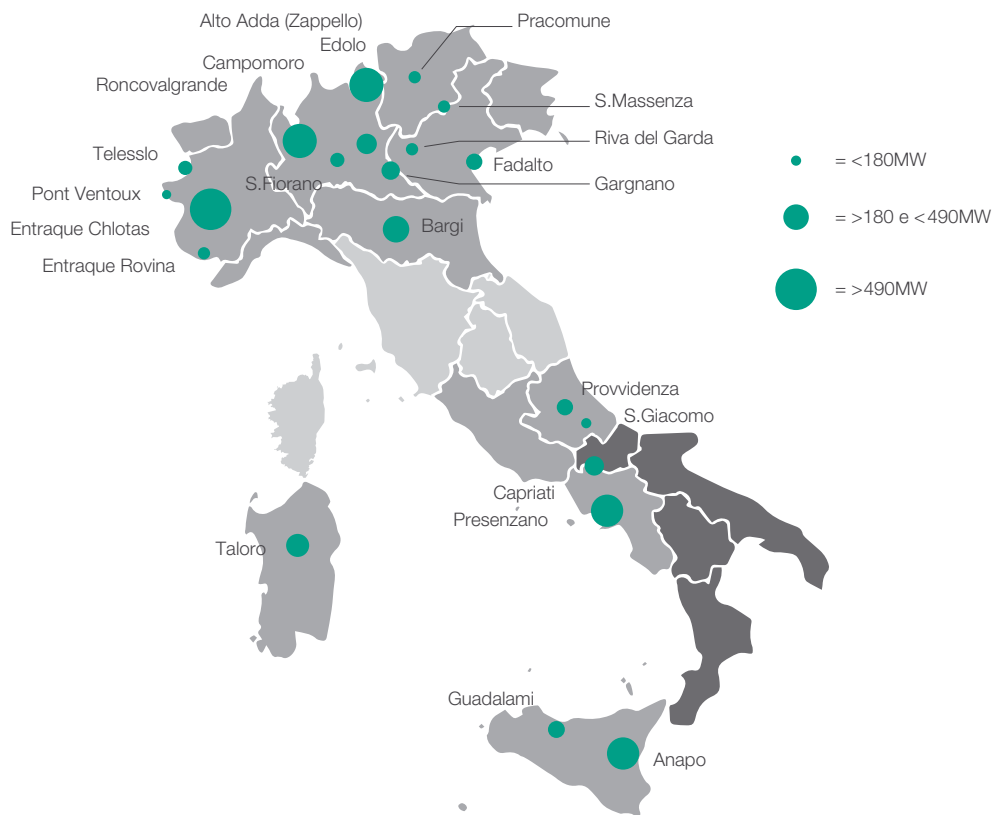
Nello specifico, gli impianti di pompaggio idroelettrico:

- Possono offrire servizi di tipo Energy Intensive:
 - assistendo il TSO nella gestione dei periodi di overgeneration, consentendo di effettuare una traslazione temporale tra produzione e consumo (load shifting), ovvero assorbire l'energia elettrica in eccesso rispetto alla domanda nelle ore a maggior generazione rinnovabile (le ore centrali della giornata) e rilasciarla nei momenti caratterizzati da carico residuo più elevato, fornendo in questo modo un prezioso contributo anche nella gestione della rampa serale di carico residuo;
 - contribuendo alla risoluzione delle congestioni di rete, derivanti dall'elevata penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili e dalla relativa distribuzione non coerente rispetto ai centri di consumo.
- Rappresentano risorse ad elevata flessibilità e velocità di risposta, in grado di:
 - offrire potenza regolante alla rete, in termini di regolazione di frequenza e tensione, incrementando l'inerzia e la potenza di cortocircuito del sistema;
 - fornire un importante contributo all'adeguatezza del sistema, specialmente nelle ore a massimo fabbisogno e minore generazione rinnovabile.
- Sono elementi chiave anche in ottica dei sistemi di difesa, supportando la riaccensione del sistema nel processo di black start⁴.

Ad oggi, in Italia sono presenti 22 impianti (*Figura 30*) con una potenza massima in assorbimento di circa 6,5 GW e 7,6 GW in produzione, con una capacità di stoccaggio di 53 GWh di cui l'84% riferita ai 6 impianti maggiori distribuiti su tutto il territorio italiano. La dislocazione prevalentemente al Nord di tali impianti rappresenta una delle cause che ne limita l'utilizzo per la risoluzione delle criticità di sistema principalmente riconducibili alle fonti rinnovabili, quali l'overgeneration. Infatti, quest'ultimi impianti, al contrario, sono localizzati prevalentemente nel Sud Italia e nelle Isole, ovvero nei siti meteorologicamente più idonei alla produzione eolica o solare, dove contribuiscono a far insorgere le cosiddette congestioni "locali" essendo aree in cui la magliatura della rete è storicamente meno sviluppata.

⁴ Avviamento autonomo anche con tensione della rete afferente pari a zero (condizione di black out).

FIGURA 30 Dislocazione degli impianti di pompaggio idroelettrico



Tali criticità saranno ulteriormente accentuate, in assenza di misure mitigative, dall'evoluzione attesa del sistema elettrico, soprattutto per i significativi trend di crescita previsti di generazione rinnovabile non programmabile, e sarà pertanto necessario realizzare nuovi sistemi di accumulo, e in particolare di pompaggio, soprattutto in specifiche aree del paese.

Infatti, al fine di traguardare i target di policy fissati in ambito europeo (Fit for 55), il nuovo scenario energetico di medio-lungo termine definito congiuntamente da Terna e Snam prevede al 2030 un fabbisogno di 95 GWh di nuova capacità installata di sistemi di accumulo – di pompaggio e/o elettrochimici - al fine di integrare la generazione rinnovabile attesa, di cui 71 GWh di tipo “utility-scale” da localizzare prevalentemente nel sud e nelle isole.

Tuttavia, negli ultimi anni non sono stati realizzati nuovi impianti di pompaggio, in ragione anche del contesto di mercato non in grado di fornire sufficienti garanzie a tale tipologia di impianti per il rientro dei capitali a fronte di costi di investimento iniziali significativamente maggiori rispetto a quelli di esercizio.

Dunque, al fine di promuovere lo sviluppo di nuova capacità di accumulo idroelettrico nel medio-lungo termine, rappresentando una risorsa strategica per il sistema elettrico, risulta necessario definire un quadro regolatorio e contrattuale ad hoc in grado di introdurre segnali di prezzo di lungo periodo che consentano di stimolare gli investimenti in nuovi pompaggi.

Sarebbe altresì auspicabile introdurre a livello normativo delle semplificazioni dei processi autorizzativi per la costruzione di nuovi pompaggi e per l'utilizzo delle acque, al fine di rendere così le tempistiche realizzative compatibili con i target di decarbonizzazione.

La necessità di disporre di nuovi sistemi di accumulo idroelettrico non implica necessariamente la costruzione di un impianto "green field", in cui entrambi i bacini del sistema devono essere realizzati ex novo, ma può favorire il recupero e la valorizzazione di infrastrutture già presenti sul territorio, ad esempio collegando due invasi esistenti o prevedendo all'interno del nuovo sistema di pompaggio la costruzione di un solo bacino da collegare ad un serbatoio già esistente.

Infatti, non tutti gli invasi ad oggi risultano pienamente utilizzati al loro massimo potenziale, in quanto possono essere caratterizzati da limitazioni nei parametri di esercizio o per il progressivo deterioramento delle condizioni di impianto, tale da pregiudicarne la sicurezza, o per il ritardo o la mancanza di investimenti. Pertanto, l'utilizzo di tali impianti all'interno di nuovi sistemi di pompaggio potrebbe consentire loro l'accesso a quelle risorse che sono necessarie al ripristino delle condizioni di normale esercizio, incrementando così sia i livelli di sicurezza sia i volumi di acqua immagazzinabili nell'invaso e a disposizione delle comunità locali.

Così facendo, tali investimenti potrebbero apportare al territorio anche una serie di "benefici addizionali", aggiuntivi ai benefici elettrici, relativi ad esternalità positive di cui ambiente, territori, comunità ed enti locali potrebbero beneficiare. Tali vantaggi si possono individuare, ad esempio:

- nello sviluppo di nuove colture grazie alla potenziale maggiore disponibilità di acqua derivante dagli interventi di ripristino degli invasi esistenti;
- nel facilitare la gestione degli incendi grazie alla realizzazione di nuovi bacini sul territorio;
- nel potenziale aumento del valore ambientale del territorio, con la possibilità di creare nuove zone di protezione speciale per la fauna e nuovi siti di interesse paesaggistico in virtù della realizzazione di nuovi invasi;
- nelle opportunità di riqualificazione del territorio, supportando lo sviluppo economico delle zone interessate e promuovendo la diffusione di strutture turistico-ricreative o ricettive

Ovviamente, essendo tali invasi normalmente asserviti al ciclo idrico per l'approvvigionamento di acqua per usi civili, irrigui e industriali, il nuovo sistema di pompaggio dovrà fare affidamento sulle capacità residue della risorsa idrica, in modo da non interferire con gli usi attuali.

In tal senso il territorio italiano, date le caratteristiche geomorfologiche, è caratterizzato da importanti bacini idrografici in tutte le regioni, potenzialmente idonei ad ospitare nuovi impianti di pompaggio.

FOCUS: IMPIANTI ESSENZIALI

Gli **impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico sono gli impianti rilevanti indispensabili**, anche per periodi limitati dell'anno, per la gestione in sicurezza della rete e l'alimentazione dei carichi.

L'individuazione di impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico si rende necessaria perché nell'attuale configurazione della rete non vi sono alternative all'utilizzo dei gruppi di generazione in questione. Terna identifica un impianto come essenziale ai sensi della delibera n. 111/06.










Nel corso degli anni, le essenzialità possono essere risolte:

- attraverso attività di sviluppo o adeguamento della rete (es. costruzione di nuove linee, installazione nuovi elementi) intraprese da Terna;
- nel caso di variazioni delle condizioni al contorno (es. variazioni di fabbisogno, miglioramento dei profili di tensione) che vanno a rilassare le criticità per la sicurezza della rete;
- nel caso di variazioni al parco di generazione (es. ingresso in esercizio di nuovi impianti di produzione) che vadano a incrementare le condizioni di competitività sui mercati.

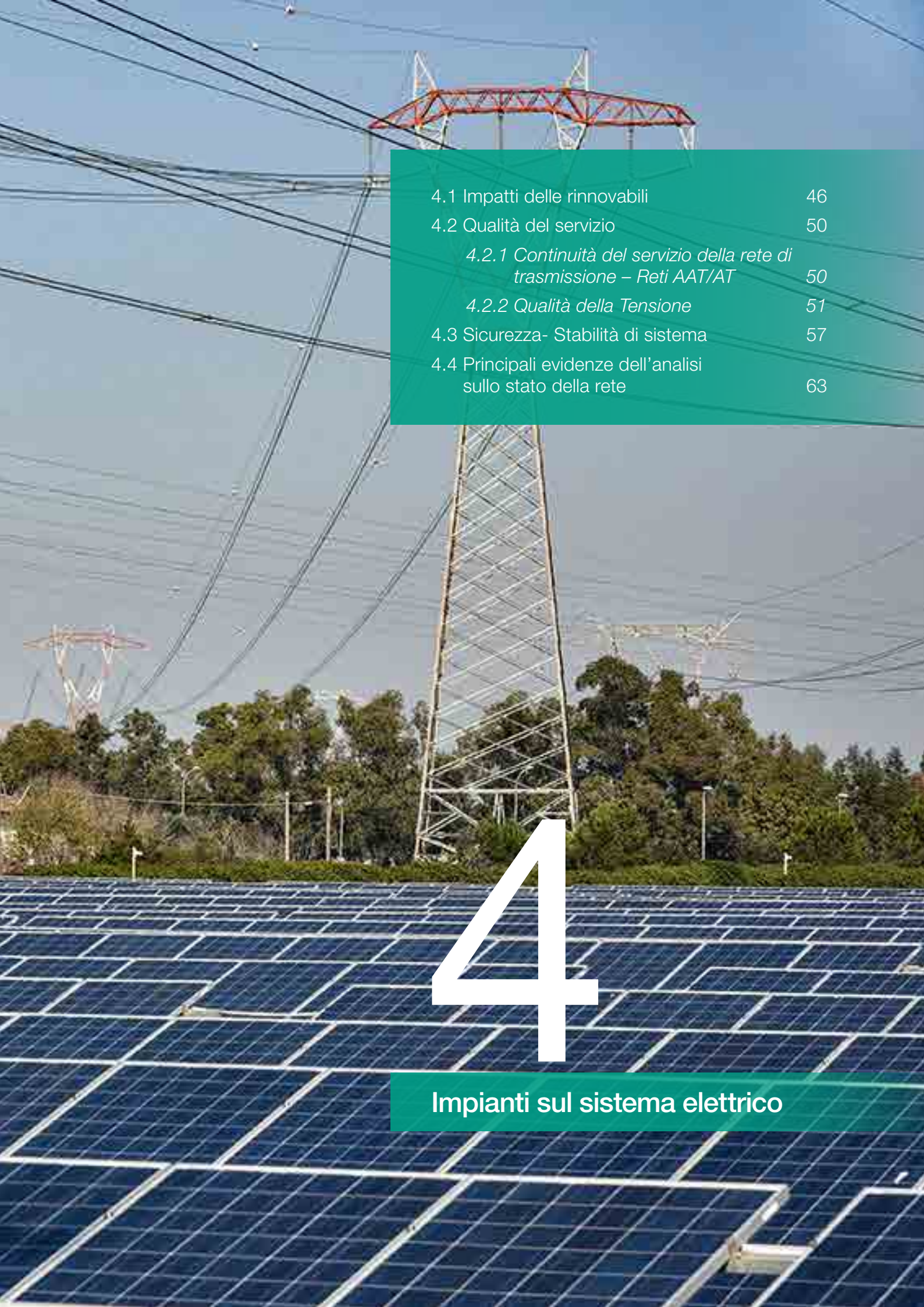


Nella **Tabella 3** - Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico Anno 2023 seguente è riportato l'elenco delle unità essenziali o di raggruppamenti di impianti essenziali di cui all'Allegato A.27 del Codice di Rete:

TABELLA 3 Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico Anno 2023

IMPIANTO	UTENTE DEL DISPACCIAMENTO
San Filippo Del Mela 220kV	 A2A Energiefuture Spa
Montemartini	 Acea Energia Spa
Biopower Sardegna	 Alperia Trading Srl
Porcari	 Axpo Italia Spa
Sarlux	
Assemini	
Porto Empedocle	 Enel Produzione Spa
Portoferraio	
Sulcis	
Rosen 132kV	 Solvay Chimica Italia Spa
Fiumesanto	 EP Produzione Spa
Iges	 Ital Green Energy Srl
Capri	 SIPPIC Spa





4.1	Impatti delle rinnovabili	46
4.2	Qualità del servizio	50
	4.2.1 <i>Continuità del servizio della rete di trasmissione – Reti AAT/AT</i>	50
	4.2.2 <i>Qualità della Tensione</i>	51
4.3	Sicurezza- Stabilità di sistema	57
4.4	Principali evidenze dell'analisi sullo stato della rete	63

4

Impianti sul sistema elettrico

Impatti sul sistema elettrico

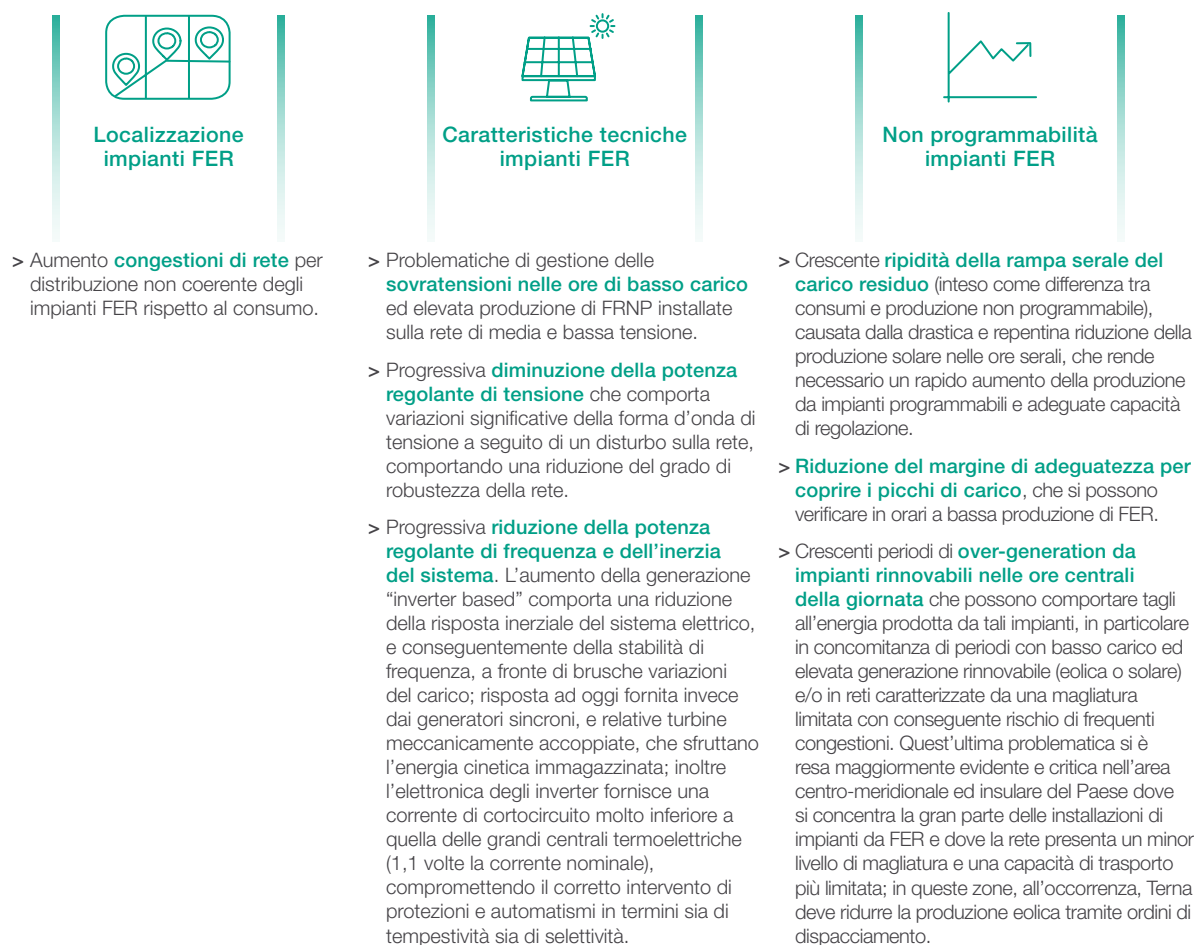
4

I cambiamenti avviati nel mix di produzione di energia e nella modalità di consumo della stessa determinano degli impatti sulla gestione del sistema elettrico, i quali sono affrontati da Terna con azioni che possano garantire quotidianamente la sicurezza, l'adeguatezza, la resilienza in un contesto di gestione efficiente.

4.1 Impatti delle rinnovabili

La maggiore integrazione delle fonti rinnovabili comporta criticità di gestione che vengono affrontate da Terna per garantire un esercizio sicuro del sistema elettrico (Figura 31).

FIGURA 31 **Impatti rinnovabili sul sistema elettrico**



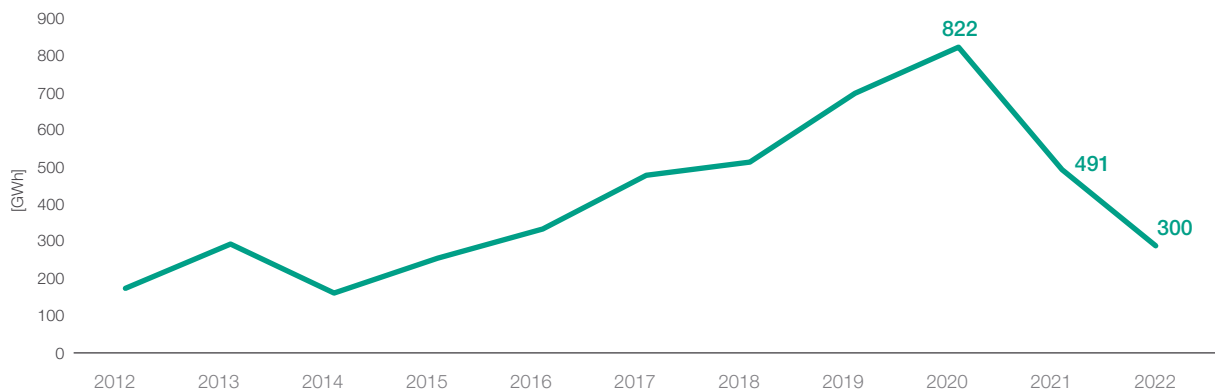


FOCUS: MANCATA PRODUZIONE EOLICA (MPE)

Tra le azioni messe in atto per la gestione del sistema elettrico, Terna ricorre alla riduzione della produzione eolica mediante ordini di dispacciamento con l'effetto di generare Mancata Produzione Eolica (MPE).

Nel **2022** la **Mancata Produzione Eolica (MPE)** è risultata pari a **300 GWh**, in riduzione del **39%** rispetto al **2021**, anno in cui la MPE registrata è stata pari a 491 GWh.

FIGURA 32 *Evoluzione MPE*



Dati provvisori, soggetti a possibili ulteriori aggiornamenti.

La MPE è prevalentemente riconducibile alle seguenti **motivazioni**:

- **Esigenze di sistema:** Tale motivazione è associata ai volumi di MPE richiesta al fine di mantenere il Sistema Elettrico Nazionale o porzioni del medesimo in condizioni di sicurezza sia in regime statico che dinamico (e.g. congestione rete primaria per violazioni in sicurezza N o N-1, instabilità dinamica, rispetto margini di riserva, rispetto limiti di tensione). Tali condizioni devono essere garantite sia in situazioni di rete integra che di rete non integra per indisponibilità programmate (e.g. sviluppo e rinnovo, manutenzione) e/o per natura accidentale (e.g. guasti). In particolare, tali riduzioni sono riconducibili a:
 - periodi di elevata ventosità con conseguente congestione sulle sezioni interzonali, prevalentemente le sezioni Sud-Centro Sud e Centro Sud-Centro Nord;
 - Condizioni di rete non integra in corrispondenza di fuori servizio per lavori programmati.
- **Congestioni locali.** La MPE riconducibile a congestioni locali è associata alle principali direttrici maggiormente soggette a tali fenomeni. Quota parte di queste riduzioni sono state effettuate in condizioni di rete non integra in corrispondenza di fuori servizio per lavori.

⁵ I dati relativi alla MPE sono comunicati dal GSE a Terna, nell'ambito dello scambio dati previsto per la fatturazione della stessa MPE alle unità di produzione che sono state oggetto di limitazione da parte di Terna e che hanno stipulato con il GSE la convenzione finalizzata a regolare le modalità e le tempistiche relative allo svolgimento delle attività correlate alla quantificazione della MPE, di cui all'articolo 3 della delibera ARG/elt 5/10.

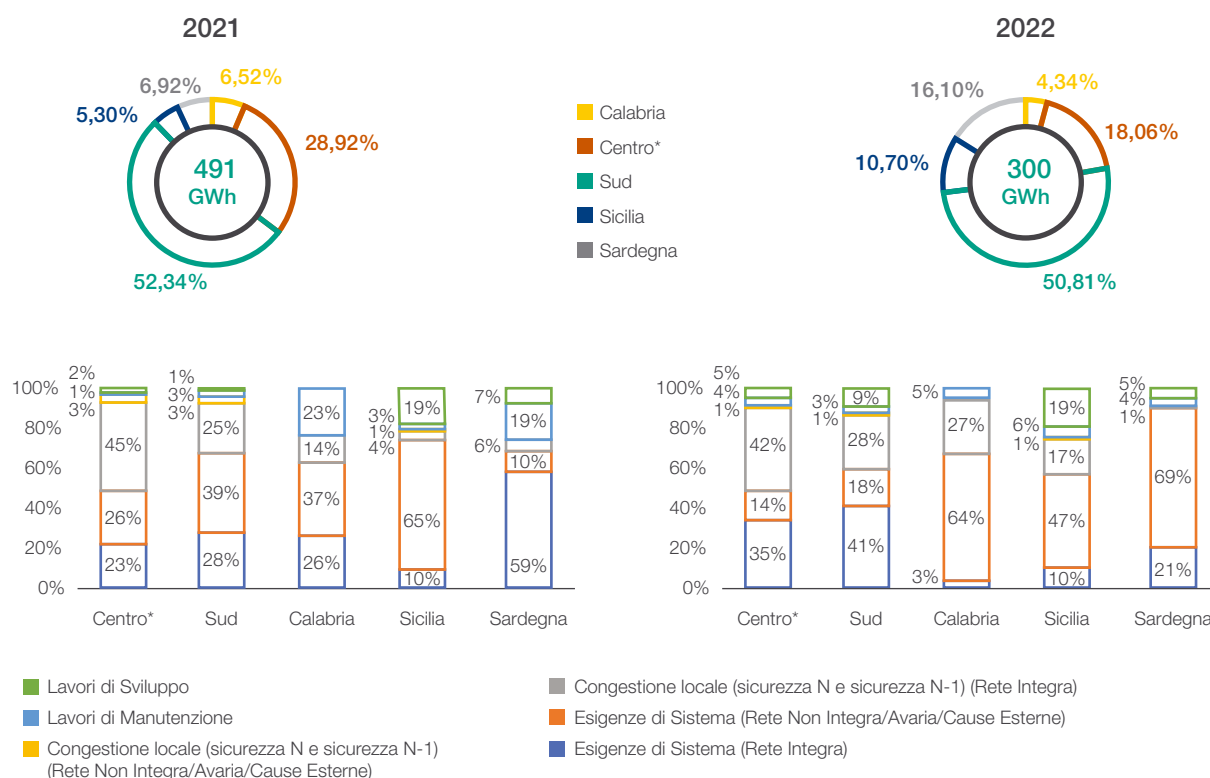
⁶ Dati provvisori e soggetti a modifiche.

In *Figura 33* si riportano i dati della MPE (GWh) per area geografica, con evidenza delle motivazioni che hanno determinato le limitazioni.

A livello territoriale, sia nel 2021 e nel 2022, la zona Sud è stata la zona di mercato che ha presentato una maggiore MPE (superiore al 50% sul totale Italia in entrambi gli anni).

La MPE associata ad esigenze di sistema si registra pari al 62% sia nel 2021 che nel 2022, considerando sia la rete integra che non integra.

FIGURA 33 *Confronto dati MPE 2021 vs 2022*



*Il Centro comprende le zone di mercato Centro Nord e Centro Sud

4.2 Qualità del servizio

Per **qualità del servizio** si intende la capacità di **garantire la continuità del servizio e la qualità della tensione**.

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 gli indirizzi forniti dall'Autorità negli ultimi anni, la quale ha regolato la tematica mediante l'emanazione nel 2019 della Delibera 567/2019/R/EEL e relativo Allegato A – “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.

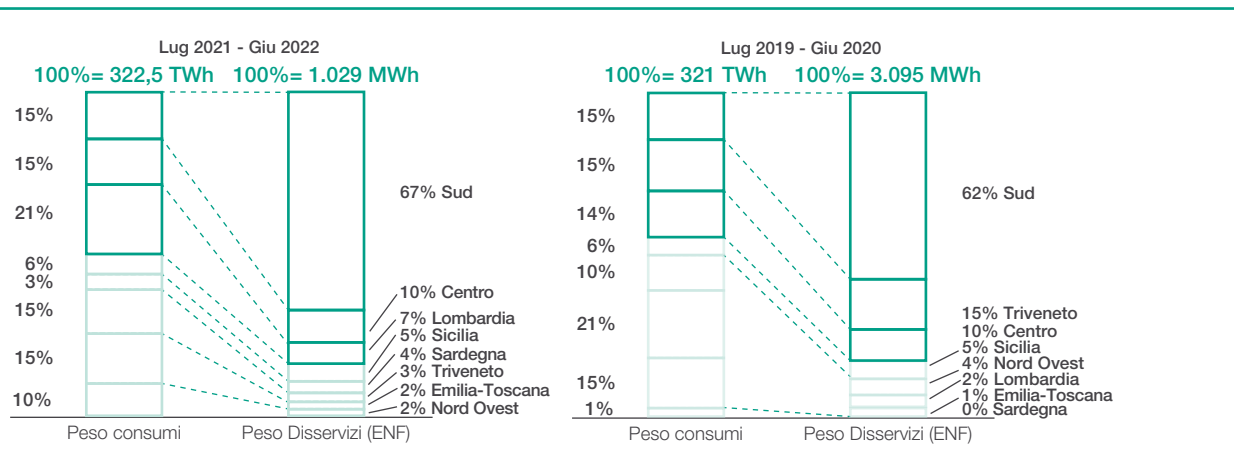
4.2.1 Continuità del servizio della rete di trasmissione – Reti AAT/AT

La continuità del servizio va intesa come mancanza di interruzioni nella fornitura di energia elettrica e viene misurata attraverso indici che si basano su presenza, ampiezza e frequenza della tensione nei siti degli Utenti connessi alla RTN, in larga parte adottati su base internazionale⁷. La continuità del servizio è associata principalmente alla capacità di un sistema di garantire il trasporto dell'energia prodotta dagli impianti di generazione verso gli impianti di prelievo destinati ad alimentare le utenze. La gran parte degli impianti di prelievo, essenzialmente cabine primarie di distribuzione, è inserita sulla rete in AT (c.d. rete secondaria), da cui dipende direttamente l'affidabilità dell'alimentazione di questi impianti. L'analisi delle cause dei disservizi che generano disalimentazioni costituisce un elemento primario per identificare le porzioni di rete più critiche in termini di necessità di sviluppo. Le principali cause di disalimentazione sono ad esempio:

- eventi meteorologici eccezionali;
- guasti in stazioni elettriche appartenenti a RTN o Terzi;
- danneggiamenti e contatti accidentali provocati da Terzi su rete RTN.

Nella **Figura 34** sono evidenziate le aree⁸ che nel periodo compreso tra Luglio 2021 e Giugno 2022 hanno registrato i livelli di continuità del servizio di alimentazione elettrica più critici riguardo ai rispettivi tassi di domanda. Il confronto con il periodo Luglio 2019 – Giugno 2020 mostra come l'Energia Non Fornita (ENF) si passa da circa 3 TWh a circa 1 TWh, mentre rimane pressoché invariato il tasso di incidenza delle disalimentazioni che vede, anche in questo ultimo periodo, il Sud prevalere sulle altre aree.

FIGURA 34 Continuità del servizio di alimentazione – Disalimentazioni su reti AAT/AT (rete di trasmissione e reti di subtrasmissione)



⁷ Terna – Rapporto annuale sulla qualità e sugli altri output del servizio di trasmissione relativo all'anno 2021.

⁸ Le aree sono dettagliate all'interno del Rapporto mensile sul sistema elettrico.

4.2.2 Qualità della Tensione

La qualità della tensione, 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.

Infatti, in ciascun nodo di una rete elettrica, si verificano variazioni lente di tensione, legate principalmente alle modifiche periodiche del carico da alimentare, oltre che alle sue caratteristiche (componente attiva/reattiva) – tra le ore diurne e notturne, i giorni feriali e festivi, i mesi estivi e invernali – e alla potenza generata dalle centrali – giornaliera, settimanale, stagionale – in relazione alle disponibilità di energia primaria ed ai vincoli di flessibilità delle unità di produzione.

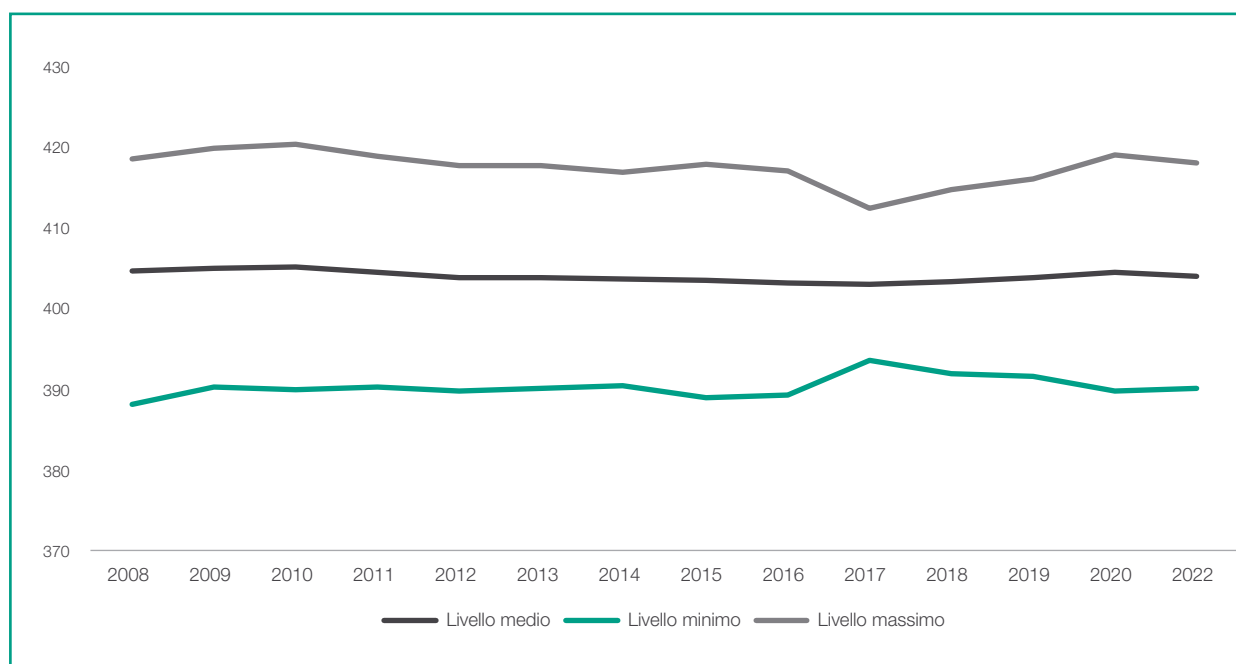
Inoltre, il fuori servizio temporaneo di linee e/o trasformatori e l'incremento del transito su altri componenti di rete che ne consegue contribuiscono a far variare la tensione, generalmente in diminuzione, dei nodi nelle rispettive zone di influenza e nei periodi caratterizzati da elevata richiesta in potenza; viceversa, nelle situazioni fuori picco, si registrano valori di tensione in aumento.

Il livello di tensione è un elemento fondamentale per assicurare la qualità del servizio; per questo motivo Terna, con periodicità annuale, esegue delle analisi statistiche sui valori della tensione nei nodi della rete primaria di trasmissione. Le analisi mostrano che negli ultimi quattro anni, le tensioni si sono mantenute in generale nell'intervallo di circa $\pm 5\%$ attorno al valore di esercizio di 400 kV.

Per il periodo Luglio 2021 - Giugno 2022 si è osservata per le stazioni a 380 kV una deviazione dei valori intorno alla media di circa 5 kV. L'andamento sostanzialmente costante della tensione deve interpretarsi come un indice indiretto di una buona qualità del servizio elettrico. Inoltre, rispetto all'andamento ottenuto sino al Piano di Sviluppo 2021, si nota una leggera diminuzione del valore massimo raggiunto dalle tensioni. In generale, si osserva come il range di oscillazione intorno al valor medio di 404 kV tende a ridursi grazie alla disponibilità delle risorse di dispacciamento approvvigionabili sul mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) e all'installazione dei dispositivi di compensazione della potenza reattiva che sono entrati in esercizio lungo il periodo di osservazione citato.

La [Figura 35](#) riporta il range di variazione del livello di tensione dei nodi a 380 kV della RTN, nel periodo 2008-2022⁹.

FIGURA 35 Range di variazione del livello di tensione

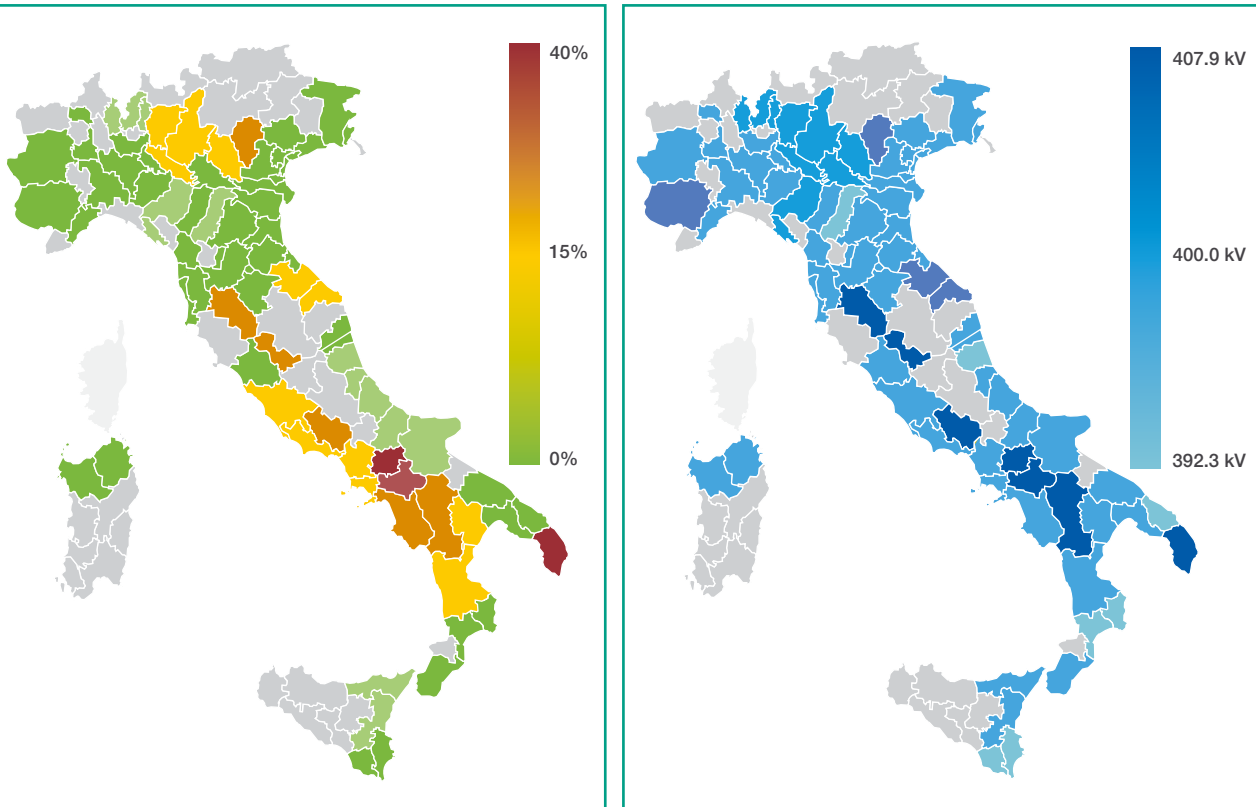


⁹ I valori massimi e minimi di tensione sono calcolati statisticamente sulla base della dispersione dei valori misurati attorno alla media.

Le [Figure 36 e 37](#) riportano l'andamento dei valori medi delle tensioni sulla rete a 380 kV nelle diverse province e la frequenza con cui il valore di attenzione di 410 kV viene superato in condizioni di esercizio nel periodo di riferimento.

FIGURA 36 *Distribuzione territoriale delle tensioni 380 kV – Frequenza [%] con tensione maggiore di 410 kV (Luglio 2021 – Giugno 2022)*

FIGURA 37 *Distribuzione delle tensioni sui nodi 380 kV – Valori medi [kV]*



Nella [Figura 38](#) sono elencati i nodi della rete nazionale a 380 kV i cui valori di tensione più frequentemente superano la soglia di attenzione di 410 kV (tale soglia, seppure all'interno dei parametri obiettivo del Codice di Rete, costituisce per Terna un riferimento per la programmazione di azioni correttive). I dati elaborati si riferiscono al periodo che intercorre tra Luglio 2021 e Giugno 2022.

Si notano i valori di tensione più elevati nelle regioni del Centro e Sud Italia come Puglia, Lazio, Campania e Basilicata. In tal senso, rispetto all'andamento riscontrato nel Piano di Sviluppo 2021, nei nodi del Sud Italia la frequenza annua di superamento della soglia limite di attenzione è notevolmente diminuita grazie all'installazione locale di reattori e compensatori sincroni entrati in esercizio nel corso del periodo di riferimento in esame.

Nel caso specifico della SE 380 kV di Bisaccia, nel periodo 2019-2020 riportato all'interno del Piano di Sviluppo 2021 la frequenza di superamento della soglia di 410 kV risultava essere oltre il 60%. Come si evince dalla [Figura 39](#), grazie ai dispositivi di compensazione della potenza reattiva installati tra il 2021 e il 2022, come il reattore nella SE di Deliceto e il Compensatore Sincrono (CS) di Foggia, la frequenza di superamento della soglia limite di attenzione si è dimezzata. Nel normale esercizio ha giocato un ruolo fondamentale il nuovo elettrodotto 380 kV tra la SE di Deliceto e la SE di Bisaccia, entrato in esercizio ad aprile 2022, contribuendo ad un incremento della magliatura di rete locale ed una migliore ripartizione dei flussi di potenza tra le stazioni vicine, mantenendo più efficacemente i profili di tensione nei nodi all'interno del range di qualità del servizio.

Nella **Figura 39** sono invece riportati i nodi 380 kV in cui la tensione, comunque compresa all'interno dei limiti previsti dal Codice di Rete, è risultata inferiore al valore di attenzione di 390 kV nel periodo compreso tra Luglio 2021 e Giugno 2022. In molti nodi della Rete di Trasmissione Nazionale la frequenza di superamento della soglia di attenzione è comunque elevata. Per questo, al fine di assicurare una sempre più accurata regolazione della tensione su tutto il territorio nazionale, il sistema elettrico dovrà essere dotato di opportuni dispositivi in grado di garantire questo servizio. In tal senso, sono stati pianificati da Terna interventi di sviluppo con nuova tecnologia mirati ad integrare ingenti quantitativi di energia assicurando al contempo sicurezza e stabilità per il sistema, nonché garantendo la qualità del servizio.

FIGURA 38 Andamento della tensione ai nodi critici – sovratensioni (Luglio 2021 – Giugno 2022)

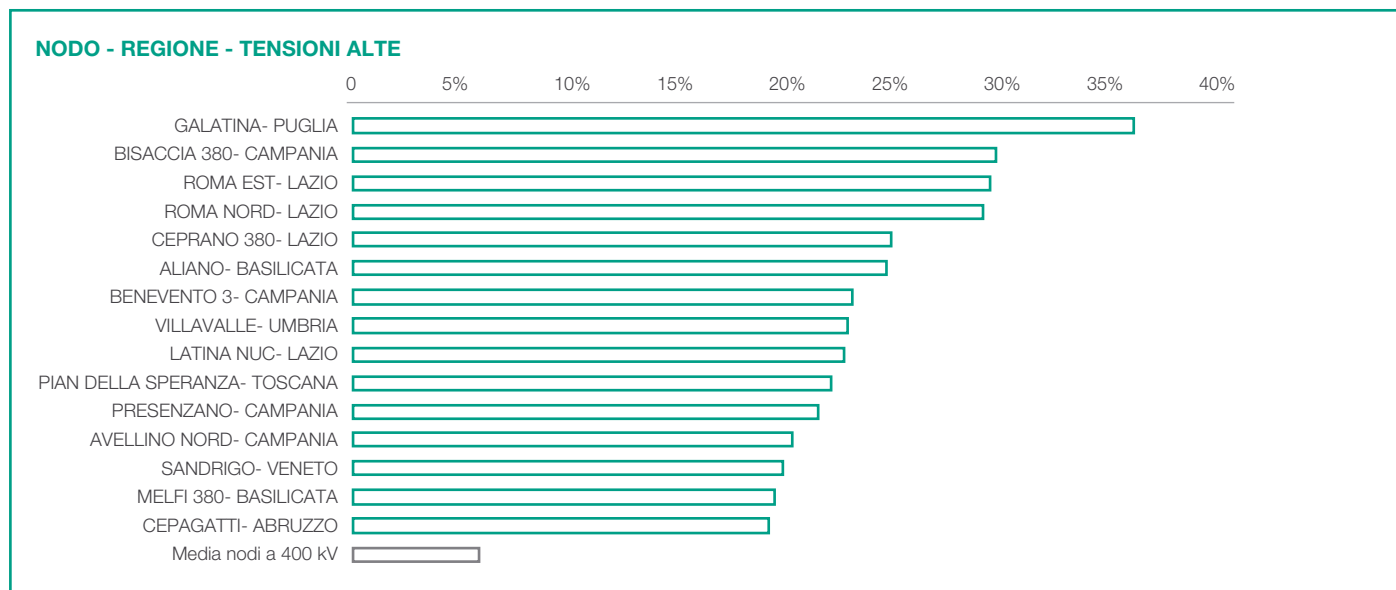
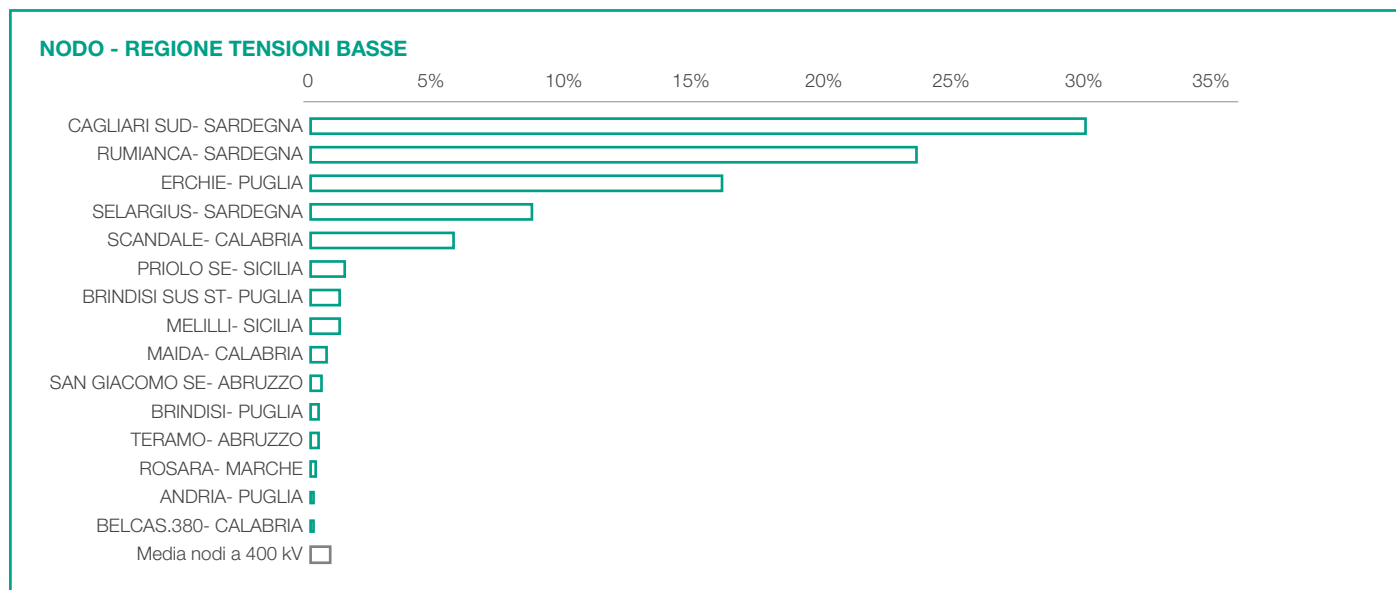


FIGURA 39 Andamento della tensione ai nodi critici – sottotensioni (Luglio 2021 – Giugno 2022)



FOCUS: BUCHI DI TENSIONE

Il tema delle **interruzioni e dei buchi di tensione**¹⁰, principali **indicatori della qualità del servizio**, è destinato a ricoprire **un'importanza crescente per la diffusione sempre più capillare di apparecchiature e processi industriali automatizzati sensibili anche a interruzioni di durata modesta** (microinterruzioni), tuttavia in grado di determinare arresti diffusi della produzione e quindi ingenti danni economici non trascurabili.

Buchi di tensione di durata inferiore ai 100 ms possono avere lo stesso effetto su un processo industriale di un'interruzione che dura diversi minuti. Molti dei processi di produzione odierni utilizzano sistemi che contengono alimentatori sensibili anche ai più comuni buchi di tensione. Tipicamente ogni fase del processo viene eseguita da una macchina specifica ed unica, le cui operazioni sono monitorate da un opportuno sistema di controllo elettronico. Un buco di tensione di qualsiasi durata e profondità può portare alla perdita di controllo di processo se le apparecchiature sono particolarmente sensibili.

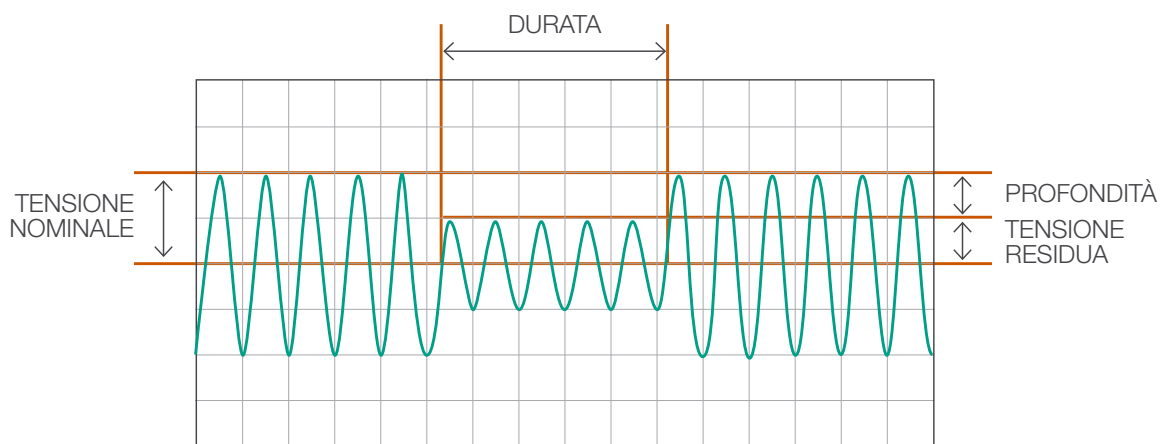
Le principali **interferenze** di un buco di tensione su un processo industriale possono essere:

- Errore di controllo: perdita di potenza implica non controllabilità del processo;
- Interruzione del contattore: un abbassamento di tensione può causare momentaneamente un collasso del campo magnetico causando così l'apertura dei contatti e l'arresto del motore alimentato;
- Effetti negativi sulla dinamica della macchina: variazioni sulla tensione possono provocare stalli e riaccelerate con assorbimenti di corrente che aggravano il fenomeno; il valore efficace della tensione è infatti essenziale per il corretto funzionamento e la stabilità dinamica della macchina per un suo efficace controllo e manovrabilità.

I buchi di tensione 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 40*).

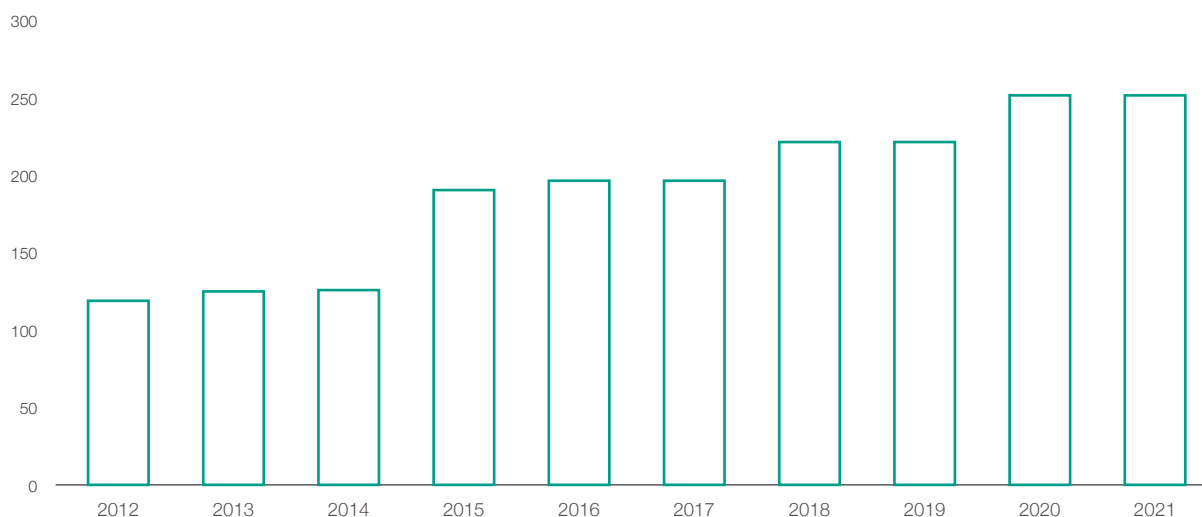
Tramite i sistemi di protezione presenti sulla rete AT, tale guasto viene eliminato rapidamente (nell'ordine di alcune decine di millisecondi), mediante l'apertura automatica degli interruttori a ridosso del guasto.

FIGURA 40 *Rappresentazione del profilo della tensione al verificarsi di un buco di tensione*

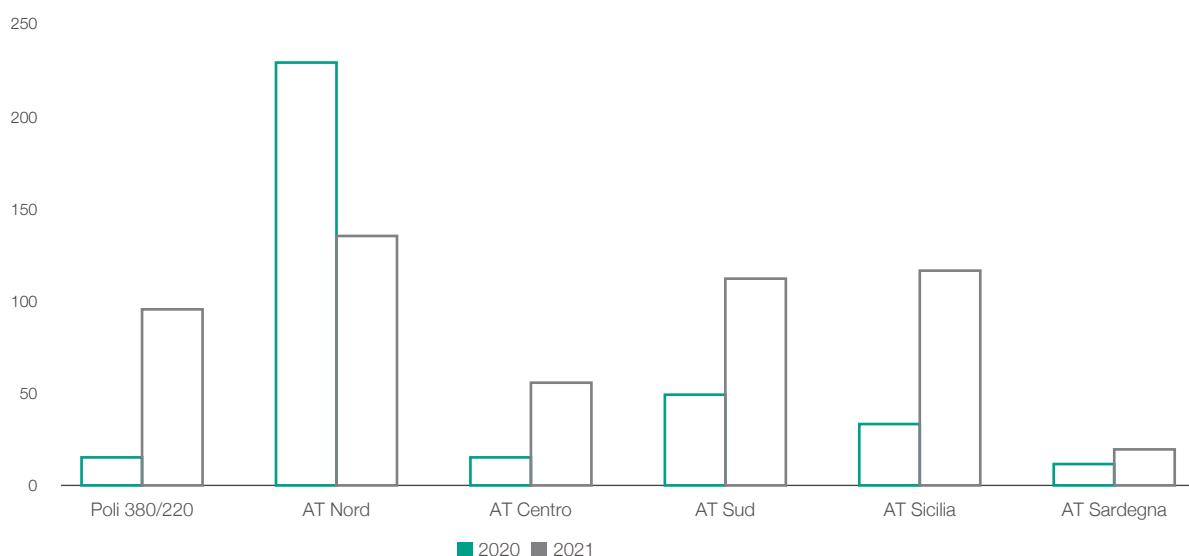


Al fine di monitorare questi fenomeni e pianificare opportune contromisure da adottare, vengono periodicamente osservate, attraverso degli strumenti di misura, le forme d'onda di tensione nelle Stazioni Elettriche e nelle Cabine Elettriche dei principali Distributori nazionali. Negli anni il numero di questi strumenti è continuamente aumentato come visibile dalla *Figura 41*.

¹⁰ Si definisce buco di tensione la riduzione della tensione in un determinato punto della rete ad un valore compreso tra il 90% ed il 5% del suo valore nominale su almeno una delle fasi, con durata compresa tra 10 ms e 60 s.

FIGURA 41 Numero degli strumenti di misura di tensione installati sulla rete AAT/AT

Il buco di tensione può interessare una o più fasi ed è denominato unipolare, bipolare o tripolare se rispettivamente interessa una, due o tre fasi. Prendendo a riferimento soltanto gli ultimi due anni, 2020 e 2021, in cui il numero degli strumenti installati è rimasto lo stesso, si riporta in [Figura 42](#) il numero di buchi di tensione polifase accorsi con profondità severa e tensione residua¹¹ compresa tra il 70% e il 40% della tensione nominale. Valori così bassi di tensione risultano particolarmente dannosi per le apparecchiature industriali e terziarie largamente installate sul territorio. Come si evince, il numero dei buchi di tensione di tale entità è in aumento in tutte le aree del Centro e del Sud Italia, sia su linee di AT (120-132-150 kV) che su linee afferenti alla rete di trasmissione di AAT (380-220 kV).

FIGURA 42 Numero di buchi di tensione polifase rete AAT (380/220 kV) e rete AT

[Continua >>](#)

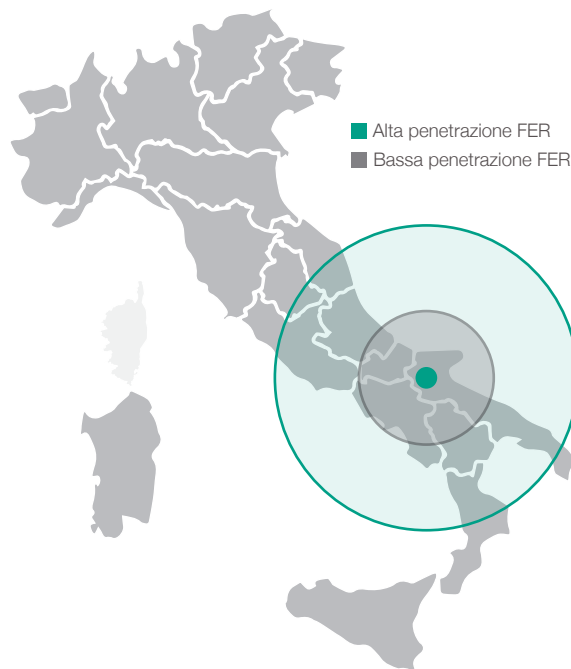
¹¹ La tensione residua è il valore minimo raggiunto dalla tensione durante tutta la durata del buco di tensione.

>> Segue

La progressiva diminuzione di impianti di produzione convenzionali in rete porta ad un decremento significativo della potenza di cortocircuito alimentando così l'estensione geografica dell'area che risente del buco di tensione a fronte di un guasto (Figura 43). Le unità di generazione da fonte rinnovabile interfacciate tramite dispositivi statici, per loro natura, non possono contribuire attivamente a ristabilire i valori di potenza di cortocircuito necessari alla rete per operare in sicurezza e qualità. Tale condizione determina:

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

FIGURA 43 Effetti della penetrazione della Generazione Distribuita sull'estensione dell'area del buco di tensione in caso di guasto in rete



4.3 Sicurezza - Stabilità e Robustezza di sistema

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 380-220 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, prima di ogni altra cosa, 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 causare fenomeni critici per il sistema (ad esempio oscillazioni interarea poco smorzate, instabilità di frequenza che possano degradare il funzionamento del sistema elettrico. Ulteriore aspetto da considerare ai fini dell'esercizio in sicurezza del sistema elettrico è la **Robustezza del sistema che consiste nel mantenere stabile la forma d'onda di tensione a seguito di una perturbazione**. 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 attivare i Sistemi di Difesa che mettono in atto azioni, automatiche e non, che permettono di ripristinarli al fine di riportare la rete nelle condizioni di funzionamento normali.

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. Tradizionalmente l'inerzia di rete (ovvero 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) è fornita dai gruppi termici convenzionali che rappresentano la stragrande maggioranza della generazione di tipo "rotante". La generazione di tipo "inverter-based" (come nel caso degli impianti di produzione da FER) invece dà attualmente un contributo nullo all'inerzia del sistema.

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 di generatori rotanti sulla rete (come, ad esempio, gli impianti termoelettrici) riduce l'inerzia e, dunque, la stabilità del sistema.

Inoltre, occorre considerare che la transizione ecologica, con l'incremento degli impianti da fonte rinnovabile e la riduzione di impianti convenzionali (decarbonizzazione), implica un cambiamento radicale dei sistemi elettrici, caratterizzati da una inerzia sempre minore, una forte diminuzione della potenza di cortocircuito della rete, 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.

Nel sistema a bassa inerzia, a seguito di un evento perturbativo, la riduzione della frequenza è molto più veloce rispetto al sistema a inerzia maggiore e tale circostanza risulta estremamente critica per la rete, rendendo necessaria l'adozione di sistemi di regolazione della frequenza sempre più rapidi. Nel sistema a bassa inerzia, inoltre, 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".

A seguito di un evento perturbativo, la frequenza dunque 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** quali:

- **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 elettrici, costituisce di fatto una prima risposta allo squilibrio tra potenza generata e assorbita e consente di arrestare la variazione della frequenza, ma non di ripristinarla.
- **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:** non è automatica, a differenza delle precedenti, viene eseguita su richiesta di Terna per il ripristino delle riserve.

La regolazione della frequenza è effettuata oggi esclusivamente da unità di produzione con potenza nominale maggiore di 10 MVA ed aventi determinate caratteristiche in termini di gradiente di erogazione, tempistiche di risposta e durata di erogazione del servizio, ad eccezione di quelle alimentate da Fonti Rinnovabili Non Programmabili. La sopra citata 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.

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:** 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.
- **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 attuata mediante comandi verso centrali elettriche e stazioni afferenti alla stessa Area:
 - centrali elettriche controllate inviando un livello di potenza reattiva che viene ripartito ai singoli gruppi di generazione;
 - 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, compensatori.

Pertanto, Terna nell'ambito del Piano di Miglioramento dei Sistemi di Difesa per la Sicurezza del Sistema Elettrico Nazionale (Piano Sicurezza), ha definito negli ultimi anni un importante piano di installazione di dispositivi di regolazione della tensione.

Tra tali dispositivi, un ruolo di rilievo è rivestito dai Compensatori Sincroni, macchine in grado di contrastare, grazie alla loro inerzia, l'innescare delle oscillazioni e che contribuiscono in opposizione di fase al loro smorzamento, grazie alla loro capacità regolante.

Nella *Figura 44* sono rappresentati i Compensatori Sincroni entrati in esercizio nel biennio 2021-2022

FIGURA 44 Localizzazione Compensatori Sincroni 2021-2022



Ulteriori dispositivi utilizzati per una regolazione “fine” del reattivo, particolarmente innovativi, sono gli STATCOM, macchine statiche ad altissime prestazioni, che comportano quale principale beneficio lo smorzamento delle oscillazioni sulla rete.

Nella *Figura 45*, sono rappresentati i primi dispositivi STATCOM entrati in esercizio nel corso del 2022.

FIGURA 45 Localizzazione STATCOM 2022



Per la regolazione della potenza reattiva, un ruolo fondamentale è svolto dai Reattori, che coadiuvano in modo statico la regolazione eseguita da compensatori sincroni e STATCOM assorbendo il reattivo con una regolazione discreta “di base”.

Nella *Figura 46* sono rappresentati i reattori entrati in esercizio nel 2022.

FIGURA 46 Localizzazione reattori 2022



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 carico residuo, supportando l'inerzia, la regolazione di tensione e la potenza di corto circuito ai nodi della rete, evitando l'avvio di gruppi di generazione tradizionale termoelettrica a discapito di generazione da FRNP, garantendo al contempo un adeguato livello di robustezza di sistema.

Accanto a tali dispositivi e sempre inclusi nel piano Sicurezza vi sono i resistori stabilizzanti, macchine statiche di taglia inferiore agli STATCOM, in grado di assorbire potenza attiva (costituendo pertanto un carico stabilizzante) o reattiva (di fatto, come una risorsa di regolazione distribuita).

Una ulteriore linea di azione sviluppata da Terna riguarda il coordinamento con i Distributori per le azioni di regolazione della tensione. A partire dal 2021, infatti, sono stati avviati studi congiunti per la pianificazione degli interventi per la regolazione della tensione su rete dei distributori, coordinata con le esigenze della RTN. In particolare, alcuni interventi di compensazione da parte delle imprese distributrici, possono avere una utilità per la RTN in relazione a siti con problematiche locali specifiche.

FOCUS: IL CAMBIAMENTO CLIMATICO E LA METODOLOGIA RESILIENZA

Sebbene le strategie adottate per il **cambiamento climatico**, dagli accordi di Parigi per la riduzione del riscaldamento globale di 1,5 °C fino alle proposte del Fit for 55 e del RepowerEU, stiano definendo la strada per il raggiungimento della decarbonizzazione e della neutralità climatica, è sempre più evidente la necessità di ulteriori sforzi da parte dei paesi mondiali per affrontare una crisi climatica i cui impatti, fisici, sociali ed economici, stanno assumendo sempre più un carattere allarmante e devastante.

L'organizzazione meteorologica mondiale WMO, che fa capo all'Onu, nel rapporto del 2022, dichiara una situazione di allarme per il clima che vede il mondo andare nella direzione sbagliata per il cambiamento climatico.

Gli ultimi sette anni sono stati i più caldi mai registrati. Le concentrazioni di gas serra continuano a salire a livelli record. Dopo un temporaneo stop imposto dalla pandemia, i tassi delle emissioni generate dall'uso dei combustibili fossili sono tornati a salire e hanno già superato i livelli pre-pandemia. Conseguentemente anche la temperatura media globale si è già riscaldata di 1,1 gradi Celsius rispetto alla media preindustriale, prevedendosi di superare la soglia di riscaldamento di 1,5 °C nei prossimi cinque anni e di 2,8 °C alla fine del secolo, raggiungendo punti critici per il sistema climatico.

In tale contesto, l'ONU indica **l'energia come chiave per lo sviluppo sostenibile del sistema e per il cambiamento climatico**. Da un lato, infatti, la fornitura di elettricità da fonti di energia pulita deve raddoppiare entro i prossimi otto anni per limitare l'aumento della temperatura globale, evitando che il cambiamento climatico metta a rischio la sicurezza energetica. Dall'altro, essendo le forniture di energia dipendenti dalle condizioni meteorologiche e vulnerabili agli eventi estremi e agli impatti dei cambiamenti climatici, è fondamentale avere sistemi di allerta e sistemi di previsioni meteorologiche e climatiche accurate per salvare vite umane e ridurre le perdite e i danni.

Avere, pertanto, **una rete elettrica resiliente ai possibili danni causati dalla crescente intensità e severità degli eventi meteorologici estremi diventa un fattore abilitante per rispondere alla crisi climatica**.

Il carattere prospettico per intercettare l'evoluzione e l'impatto del clima nei prossimi decenni, nonché il carattere probabilistico per valutare guasti e contingenze multiple ed il conseguente rischio di energia non fornita sulla rete a seguito del verificarsi di eventi meteorologici severi, fa della Metodologia Resilienza di Terna uno strumento fondamentale per avere una pianificazione efficace ed efficiente degli interventi per l'incremento della resilienza della rete.

FIGURA 47 **Principali avanzamenti 2021-2022 Metodologia Resilienza**

METODOLOGIA RESILIENZA

Verifica positiva della metodologia Resilienza da parte di ARERA con deliberazione 9/2022



APPLICAZIONE METODOLOGIA

Metodologia applicata per la definizione del Piano Resilienza 2021 e 2022 e per il Bando PNRR

**RESILIENZA
2021-2022**

INCONTRI STAKEHOLDERS

A dicembre 2022 organizzato un webinar sul Piano Resilienza 2022



TAVOLO DI LAVORO TSO-DSO

Condivisione risultati applicazione Metodologia Resilienza tra Terna e le imprese distributrici

Continua >>

>> Segue

La **Metodologia Resilienza**, a seguito del processo di consultazione di cui alla deliberazione 64/2021/R/eel dell'ARERA e di ulteriori attività di affinamento dei modelli previsionali e dei risultati probabilistici prodotti dall'applicazione del nuovo approccio, è stata verificata positivamente dall'ARERA con la deliberazione 9/2022 quale allegato A76 del Codice di Rete.

La Metodologia Resilienza ha trovato la sua applicazione nel **Piano Resilienza 2021 e 2022 per le minacce vento forte e ghiaccio-neve**, ma anche nel Bando del PNRR per l'identificazione dei progetti e relativi indicatori di valutazione del beneficio per l'incremento della resilienza presentati il 29 Settembre 2022 per il finanziamento a fondo perduto. In esito alla verifica positiva della metodologia, Terna ha avviato a partire dal mese di Luglio 2022 anche il tavolo di confronto con i DSO, condividendo evidenze e risultati dell'applicazione della Metodologia Resilienza, ovvero gli impianti critici con probabilità di disalimentazione inferiore a 50 anni per gli eventi vento forte e ghiaccio-neve. Inoltre, al fine di condividere con gli operatori di rete i principali interventi per l'incremento della resilienza, Terna ha tenuto il 1 dicembre 2022 un webinar pubblico in cui sono stati presentati i principali elementi ed interventi del Piano Resilienza 2022.

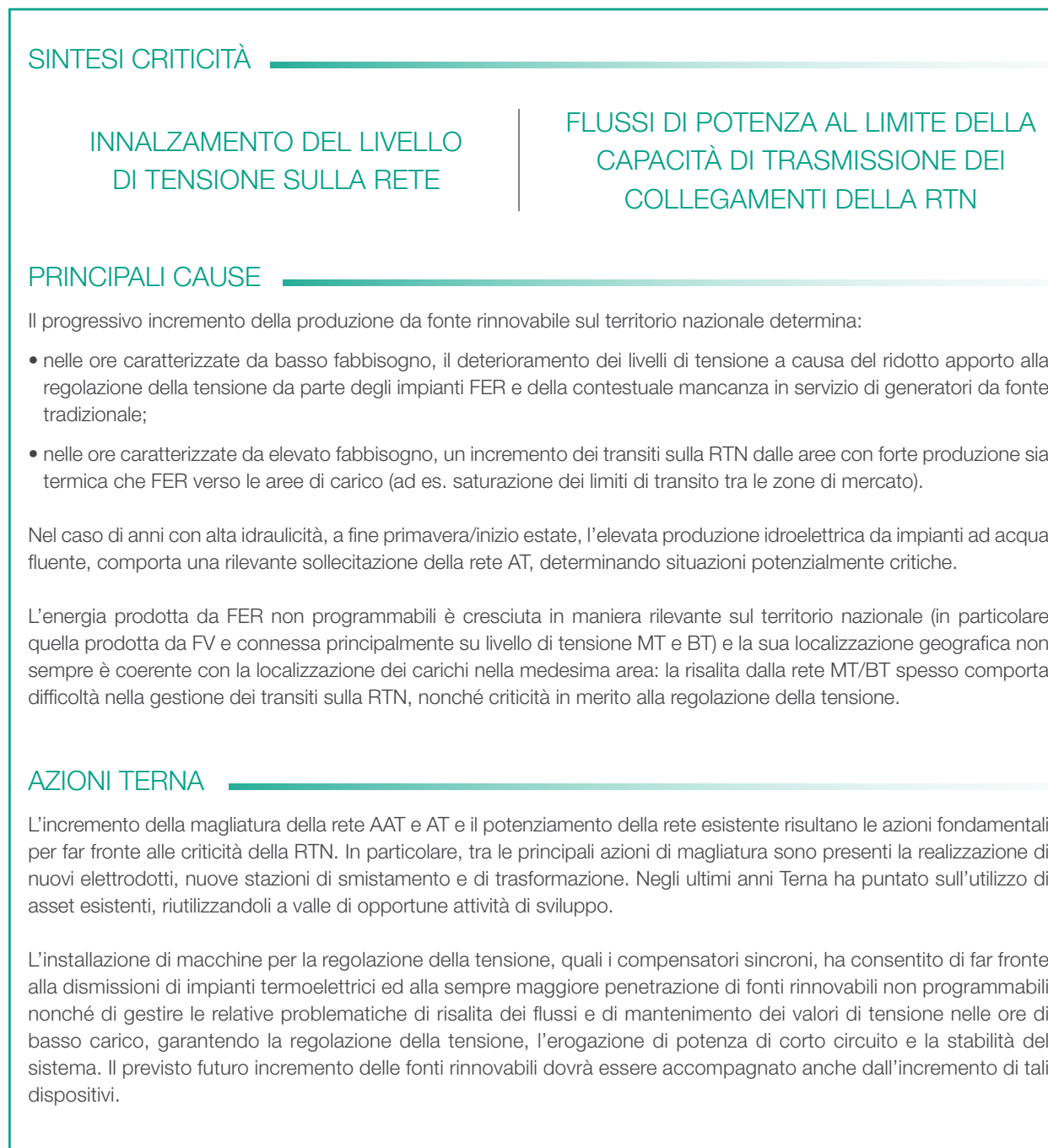
Ulteriori aspetti ed ambiti della resilienza trattati e/o sviluppati a partire già dal 2023, così come previsto anche dalla deliberazione 9/2022, riguardano le analisi ed approfondimenti per estendere ulteriormente la Metodologia Resilienza e modellizzare fenomeni rilevanti per la RTN (es. rischio idrogeologico) e la presentazione del 12 gennaio 2023 agli operatori di rete sull'efficacia dell'installazione degli antirotazionali, quali soluzione *capital-light* per incrementare la resilienza della Rete di Trasmissione Nazionale.



4.4 Principali evidenze dell'analisi sullo stato della rete

Nel presente capitolo sono sintetizzate le macro-criticità a livello italiano che saranno poi declinate per ogni area territoriali. Una prima sintesi è rappresentata nella *Figura 48*.

FIGURA 48 *Principali evidenze dell'analisi sullo stato della rete*



Nel seguito sono presentate le principali evidenze delle criticità attuali o previsionali sulla RTN, suddivise per area geografica. Alle suddette evidenze, è associato il corrispondente intervento previsto nell'orizzonte di medio-lungo termine del Piano di Sviluppo per mitigare o risolvere le criticità riscontrate. Per maggiori dettagli in merito agli interventi si rimanda al Fascicolo "Il progetto Hypergrid e necessità di sviluppo" e agli allegati di avanzamento dei piani precedenti.

Area Nord-Ovest

La Regione Piemonte ha visto negli ultimi anni un incremento della produzione rispetto al fabbisogno regionale, per l'effetto contemporaneo della diffusione della generazione distribuita e della contrazione dei consumi. Tale fenomeno comporta un aggravarsi delle criticità di trasporto, in particolare sulla rete AAT, in quanto si somma all'elevato import di potenza dalla frontiera (Svizzera e Francia) e dalla Valle d'Aosta verso la Lombardia: ciò talvolta ha causato problemi di sicurezza di esercizio, prevalentemente in relazione al rischio di indisponibilità di elementi di rete primaria. Al fine di intercettare tale fenomeno, anche alla luce dell'entrata in servizio del nuovo collegamento HVDC Italia - Francia (avvenuto a novembre 2022), sono state messe in atto attività di potenziamento su rete primaria.

Per quanto riguarda la rete AT, in alcune aree della Regione (in particolar modo il Cuneese) accade spesso che la punta di produzione di fonte fotovoltaica (localizzata su reti MT e BT) va a coincidere stagionalmente con il picco di idraulicità. In generale, in continuità con quanto osservato negli ultimi anni, la rete 132 kV dell'area Nord-Ovest attualmente presenta difficoltà di esercizio nelle ore di basso carico, elevata insolazione ed elevata produzione idroelettrica (non accumulabile). Questo fenomeno rende sempre più urgente per l'esercizio della rete la realizzazione della linea "Magliano Alpi – Fossano" ed il riassetto delle linee in località Murazzo (CN) nel Cuneese, riportate nell'intervento 14 - P "Elettrodotto 132 kV Magliano Alpi – Fossano e scroccio di Murazzo"; analoghe criticità si registrano nelle province di Asti e Alessandria e possono essere risolte con l'intervento 7-P "Sviluppi rete nelle province di Asti e Alessandria".

Area Nord

Le analisi sulla rete primaria di trasmissione della Regione Lombardia mostrano alcune criticità legate principalmente ai flussi di potenza, che potrebbero ridurre i margini di sicurezza della rete interessata da fenomeni di trasporto in direzione Ovest/Est, con flussi di potenza provenienti dalla Regione Piemonte e dalla frontiera Svizzera verso la Lombardia e le aree del Triveneto, che mantengono un carattere deficitario.

Permangono le criticità della rete AAT e AT in prossimità dell'area della città di Milano, che saranno attenuate dalla prevista razionalizzazione del nodo elettrico di Cassano. Tale attività consentirà di rinforzare la magliatura della rete, garantire maggiore flessibilità nella programmazione delle attività di manutenzione degli asset della RTN e limitare vincoli alla produzione elettrica.

Gli interventi di Sviluppo che includono le attività sopra indicate sono: 104-P "Elettrodotto 380 kV tra Milano e Brescia", 130-P "Stazione 220 kV Vaiano Valle", 142-P "Stazione 380 kV Tavazzano".

Le suddette criticità dell'area di Milano potranno ulteriormente aumentare a seguito dell'incremento previsionale dei carichi: nel breve-medio termine si prevede l'entrata in servizio di numerosi data center; nel medio-lungo termine si prevede inoltre l'incremento del fabbisogno a causa della maggiore integrazione della mobilità elettrica.

Inoltre, relativamente alla rete a 132 kV, si confermano critiche le aree comprese fra Pavia, Cremona e Bergamo; in particolare è necessario risolvere le criticità sulle porzioni di rete a 132 kV sottese alle stazioni di Lonato, Verderio, Dalmine, La Casella e Castelnuovo. In tal senso nel PdS sono previsti numerosi interventi di potenziamento e razionalizzazione, tra i quali: 108-P "Riassetto rete 132 kV tra La Casella e Castelnuovo".

A fronte dei sempre più frequenti eventi climatici estremi, si confermano critiche alcune aree della regione Lombardia: la Valle Caffaro (dove occorre quanto meno risolvere la connessione in "T rigido" della Cabina Primaria di Bagolino e, in prospettiva, potenziare la magliatura di rete, sfruttando gli asset esistenti) e le valli bergamasche.

Tale criticità verrà superata con l'intervento "116-P Razionalizzazione 220/132 kV in Valle Sabbia".

In periodi di alta idraulicità si registrano transiti elevati sulla rete 132 kV lungo le dorsali che scendono dalla provincia di Sondrio verso i carichi di Milano. Tale criticità verrà risolta con l'intervento 127-P "Stazione 380 kV Mese".

Sul tema delle criticità legate alla regolazione delle tensioni in rete, la situazione che comporta maggiori problematiche è rappresentata dalla rete 220 kV della Valtellina. Il problema si presenta nelle ore di basso carico, quando i gruppi delle due grandi centrali di Grosio e Premadio (circa 650 MW a pieno carico) sono fermi: in tali condizioni sulle dorsali 220 kV tra l'alta valle e la città di Milano non vi è alcuna caduta di tensione in quanto il transitto è assente, le linee a vuoto generano potenza reattiva (comportandosi esattamente come condensatori) ed inoltre viene a mancare il contributo dei suddetti generatori sincroni alla regolazione della tensione. Nel PdS la soluzione individuata è l'installazione di un nuovo reattore nella stazione elettrica di Tirano (152-P "Stazione 220 kV Tirano"), in attesa del più ampio progetto 112-P "Razionalizzazione 380kV Media Valtellina (Fase B)".

Area Nord-Est

La rete ad alta e altissima tensione dell'area Nord-Est del Paese presenta criticità legate alla stagionalità e al basso livello di interconnessione e di magliatura, che saranno superate con gli interventi "204-P Interconnessione Italia – Austria, 216-P Razionalizzazione rete Media Valle del Piave".

La rete a 400 kV si compone di un ampio anello che si chiude a Ovest nella stazione di Dugale (VR) e a Est nella stazione di Redipuglia (GO). Così come strutturata, la rete elettrica in esame risulta fortemente squilibrata sul nodo di Redipuglia, sul quale confluiscono i flussi di potenza provenienti dalla frontiera slovena. Queste criticità saranno mitigate dall'intervento "200-I Incremento della capacità di interconnessione con la Slovenia ai sensi della legge 99/2009 e s.m.i."

La rete a 220 kV, in particolare quella del Trentino-Alto Adige e del Bellunese, presenta invece vincoli e rischi sulla sicurezza N-1 in corrispondenza dei periodi di elevata idraulicità. Di contro, nei periodi di scarsa idraulicità, presenta problemi legati al contenimento dei profili di tensione (prevalentemente nei periodi festivi e/o notturni) con necessità di presenza in servizio di gruppi generatori al solo scopo di regolazione della tensione. Per mitigare quest'ultima problematica, è prevista la realizzazione di nuovi dispositivi per la regolazione della tensione nell'area di Bolzano e Trento.

La presenza di numerose centrali idroelettriche connesse alla rete a 132 kV dell'Alto Adige e dell'Alto Bellunese, associata all'entrata in servizio di un elevato numero di impianti di generazione distribuita, determina ulteriori difficoltà nel trasporto dell'intera energia immessa nei periodi di alta idraulicità. Tale condizione sarà risolta attraverso gli interventi: "222-P Riassetto rete 220 kV Trentino Alto Adige, 245-P Direttrice 132 kV Terme di Brennero - Bolzano FS – Mori, 215-P Riassetto rete alto Bellunese, 216-P Razionalizzazione rete media valle del Piave", che consentiranno di rimuovere l'attuale impossibilità di confluire adeguatamente la produzione sulla rete a 220 kV.

Fortemente critica risulta inoltre essere l'area della Valsugana in provincia di Trento: attualmente tale porzione di rete è infatti esercita a 60 kV, presenta un carico sotteso piuttosto importante ed è caratterizzata da una vetustà dei collegamenti e una scarsa affidabilità e flessibilità di esercizio. Per tali ragioni è stato programmato l'intervento "221-P Razionalizzazione 132 kV Trento Sud" che permetterà da un lato un incremento dell'affidabilità e qualità del servizio, dall'altro un maggiore sfruttamento della produzione idrica nell'area.

Relativamente alla rete a 132 kV si confermano critiche le aree comprese fra Vicenza, Treviso e Padova, in particolare per la mancanza di immissioni dalla rete AAT e la porzione di rete 132 kV della provincia di Venezia in quanto scarsamente magliata e quindi poco flessibile per l'esercizio.

Gli interventi presenti in PdS che consentiranno di superare queste criticità sono: 206-P "Stazione 380 kV di Volpago", 263-N "Incremento della trasformazione SE Villabona", 237-P "Stazione 220 kV Schio e potenziamento rete".

Area Centro-Nord

La rete AAT dell'Emilia-Romagna e della Toscana è impegnata da transiti di potenza dal Nord verso il Centro-Sud Italia (imputabili prevalentemente all'energia importata dall'estero sulla frontiera Nord) e, nei periodi di scarso import ed elevato carico, da transiti di potenza dal Sud Italia verso il Nord (dovuti alla produzione disponibile al Sud proveniente sia da fonte rinnovabile sia da centrali a ciclo combinato più efficienti di più recente costruzione).

In coerenza con quanto sopra descritto, al fine di ridurre le congestioni sono stati pianificati perciò rispettivamente i seguenti interventi: 356-N- Central Link, 436-P "HVDC Centro Sud / Centro Nord", 302-P "Elettrodotto 380 kV Colunga – Calenzano".

Inoltre, alcune dorsali in particolare a 220 e a 132 kV possono diventare elementi critici per il trasporto di energia elettrica e generare congestioni che possono sia vincolare gli scambi tra zone di mercato sia determinare smagliature di rete, riducendo la qualità e la sicurezza del servizio elettrico.

Rientrano in tale casistica le aree di carico comprese fra le stazioni di S. Barbara, Pietrafitta e Arezzo, quelle fra le stazioni di Suvereto, Larderello e Pian della Speranza e quelle comprese fra le stazioni di Calenzano e Martignone. Al fine di risolvere queste criticità sono stati pianificati diversi interventi tra i quali: 432-P "Rimozione limitazioni di trasporto sezione Centro Sud – Centro Nord".

La rete di sub-trasmissione in diverse aree della Toscana e dell'Emilia Romagna risulta saturata o risente di problematiche in termini di sicurezza locale (in particolare nelle condizioni di rete non integra) e qualità del servizio, necessitando dunque di maggiore magliatura verso la rete di trasmissione, attraverso la realizzazione di nuove stazioni di trasformazione e il potenziamento di quelle esistenti, finalizzate anche alla raccolta della produzione da fonti di energia rinnovabile, e di potenziamenti di linee esistenti. Tra gli interventi che risolvono tali criticità: 314-P "Rete Avenza/Lucca e raccordi 132 kV di Strettoia", 306-P "Riassetto rete 380 e 132 kV area di Lucca", 318-P "Riassetto di Ferrara", 345-P "Stazione 380 kV Larderello", 322-P Rete Nord – Ovest Emilia, 317-P "Rete metropolitana Firenze", 326-P "Riassetto rete AT a Nord di Bologna", 337-P "Rete 132 kV tra Romagna e Toscana", 338-P "Stazione 380 kV a nord di Grosseto", 352-P "Incremento magliatura rete 132 kV area Amiata".

Problemi di piena affidabilità riguardano il carico dell'isola d'Elba in quanto, in caso di indisponibilità dell'unico collegamento 132 kV, gli esistenti cavi in MT di collegamento con il continente e l'unica centrale turbogas dell'isola, non riescono a far fronte all'intera potenza necessaria nelle condizioni di punta del carico (prevalentemente nel periodo estivo). Questa criticità sarà risolta con l'intervento di sviluppo 309-P "Elettrodotto 132kV Elba-Continente".

Ulteriori problemi di affidabilità di alimentazione riguardano i carichi insistenti nelle province di Modena, Reggio Emilia, Grosseto e Forlì/ Cesena, questi ultimi condizionati in particolare dalla diffusa presenza di impianti primari alimentati da elettrodotti AT ex RFI. Tali criticità saranno superate con gli interventi 320-P "Razionalizzazione 132 kV area di Reggio Emilia", 321-P Rete area Forlì/Cesena", 323-P "Rete AT area di Modena", 357-N "Nuovo elettrodotto Follonica – Follonica RT".

Inoltre, anche per far fronte a un'evoluzione ed incremento di carichi previsionali nei prossimi anni, si prevede di intervenire sulla rete di Ravenna con opportune opere di rete per garantire adeguati livelli di sicurezza di esercizio (355-N "Razionalizzazione Rete nell'area di Ravenna").

Infine, la sicurezza di esercizio della rete AT che alimenta prevalentemente i carichi dei comuni di Rimini e Riccione non è pienamente assicurata nella stagione estiva, durante la quale i prelievi di potenza risultano elevati, per questi motivi oltre agli interventi pianificati già sopra citati, sono stati programmati gli interventi 319-P "Anello 132 kV Riccione – Rimini" e 356-N "Nuovo elettrodotto 132 kV Rimini Condotti – Rimini Nord".

Area Centro- Sud

La rete AAT dell'area Centro-Sud Italia è ad oggi carente da un punto di vista strutturale soprattutto sul versante adriatico, impegnato costantemente dal trasporto di energia in direzione Sud – Centro-Sud. I transiti sono aumentati notevolmente negli ultimi anni a causa dell'entrata in servizio nel Sud di ulteriore capacità produttiva più efficiente da fonte convenzionale e rinnovabile e sono destinati a crescere in previsione dell'entrata in esercizio di nuova generazione da fonte rinnovabile.

Al fine di risolvere questa problematica e garantire la sicurezza e la robustezza di rete in presenza di minore generazione regolante, la rete Hypergrid costituirà un nuovo corridoio in DC dalla Puglia all'Emilia Romagna, in modo sinergico con gli interventi HVDC e su rete primaria già pianificati ("402-P Elettrodotto 380 kV Foggia – Villanova" e "436-P HVDC Centro Sud / Centro Nord"). Parallelamente è previsto un ulteriore corridoio DC sul versante tirrenico sempre al fine di consentire un maggior transito di potenza rinnovabile verso l'area nord del Paese.

Alcune criticità di esercizio in sicurezza della rete sono presenti nell'area di carico compresa fra le stazioni AAT di Villanova, Candia, Villavalle e Pietrafitta; per mitigare queste criticità è presente l'intervento 432-P "Rimozione limitazioni di trasporto sezione Centro Sud – Centro Nord".

Nell'area dell'Italia centrale, in particolare per estese porzioni di rete AT delle regioni Umbria, Marche e Abruzzo la rete è esercita a 120 kV, non consentendo di fatto la magliatura con la rete a 132 kV delle regioni limitrofe, pertanto è stato pianificato l'intervento 421-P "Razionalizzazione rete AT in Umbria".

La carenza di adeguata capacità di trasporto sulla rete primaria, funzionale allo scambio di potenza con la rete di subtrasmissione per una porzione estesa di territorio, limita l'esercizio costringendo a ricorrere in alcuni casi ad assetti di rete di tipo radiale (che non garantiscono la piena affidabilità e continuità del servizio), a causa degli elevati impegni sui collegamenti 132 kV spesso a rischio di sovraccarico. Inoltre, l'intero sistema adriatico 132 kV è alimentato da solo quattro stazioni di trasformazione (Fano, Candia, Rosara e Villanova) rendendo l'esercizio della rete in questa porzione di territorio particolarmente critica durante la stagione estiva. Per questi motivi risultano necessari gli interventi di sviluppo: 420-P "Riassetto rete Teramo – Pescara", 403-P "Rete AAT/AT medio Adriatico".

Nell'area metropolitana di Roma la carenza delle infrastrutture e la limitata portata delle linee esistenti critiche riducono in alcuni casi la qualità e la continuità del servizio, imponendo assetti di rete radiale o con magliature contenute per limitare la corrente di cortocircuito in alcuni nodi. Queste criticità saranno superate dall'intervento 404-P "Riassetto rete area metropolitana di Roma".

Infine, il carico nel periodo estivo localizzato sulla fascia costiera tra Roma Sud, Latina e Garigliano, è esposto a possibili rischi di disalimentazione a causa della saturazione della capacità di trasporto in sicurezza della rete AT. Pertanto, per fronteggiare tali criticità, diventa indispensabile realizzare l'intervento 418-P "Riassetto rete AT Roma Sud – Latina – Garigliano" che consente di ottenere sia una maggiore magliatura della rete, che ricondurre gli standard di esercizio ai livelli ottimali anche in prospettiva della futura evoluzione di carichi e produzioni.

Area Sud

L'ingente produzione da fonte rinnovabile concentrata nell'area compresa tra Foggia, Benevento e Avellino, nonché la rilevante generazione convenzionale installata in alcune aree della Puglia e della Calabria, determinano elevati transiti in direzione Sud – Centro-Sud che interessano le principali arterie della rete di trasmissione primaria meridionale, creando congestioni sulle reti primarie e fenomeni di instabilità dinamica in certe condizioni di funzionamento. Al fine di integrare la nuova produzione da fonte FER e garantire la sicurezza e la robustezza di rete in presenza di minore generazione regolante, la rete Hypergrid costituirà un nuovo corridoio in DC dalla Sicilia a Latina, in modo sinergico con gli interventi su rete primaria già pianificati. Con l'ottica di garantire una maggiore integrazione della nuova generazione FER del Sud e rafforzare le interconnessioni dell'Italia con l'Est Europa, consolidando il ruolo dell'Italia quale hub elettrico del Mediterraneo, è previsto un nuovo modulo HVDC almeno da 500 MW tra Italia e Grecia.

Inoltre, particolari criticità si registrano sui collegamenti 380 kV della dorsale Adriatica e lungo le linee 380 kV che dalla Calabria si diramano verso nord. Il nuovo elettrodotto in Calabria Laino – Altomonte (Intervento 509-P) garantirà una nuova via scambio di energia verso nord.

Alcune porzioni di rete a 220 kV, in particolare tra la SE di Montecorvino e le CP Torre N. e S. Valentino, risultano essere sede di frequenti congestioni di rete con possibili impatti sullo scambio zonale, che sarà risolto dall'intervento 506-P "Elettrodotto 380 kV Montecorvino – Avellino Nord - Benevento". Relativamente all'area metropolitana di Napoli si

registrano eventi di sovraccarico di alcuni elementi di rete 220 kV: il “Riassetto rete a 220 kV città di Napoli” (Intervento 514-P) ed il “Nuovo elettrodotto 220 kV Arenella- Fuorigrotta” (Intervento 534-P) hanno l’obiettivo di risolvere i sovraccarichi di rete e migliorare la qualità del servizio dell’area.

Le criticità che interessano la rete di trasmissione nell’area Sud riguardano anche le trasformazioni 380/150 kV e 220/150 kV delle maggiori stazioni elettriche; pertanto, in molte SE di Puglia e Basilicata è previsto il potenziamento della capacità di trasformazione.

I valori misurati sui nodi principali della rete riportano profili di tensione che rispettano i valori limite imposti dal Codice di Rete. Tuttavia, in alcune condizioni di esercizio, elevati livelli di tensione hanno evidenziato la limitata disponibilità di risorse per la regolazione della tensione e per questa ragione sono previsti ulteriori dispositivi di compensazione reattiva, in aggiunta a quelli installati nel biennio 2021-2022.

Alle citate criticità su rete AAT si aggiungono le congestioni sulla rete di sub-trasmissione presenti in particolare nel sistema 150 kV, dovute all’elevata penetrazione della produzione eolica.

In Campania, restano critiche le alimentazioni nella provincia di Caserta, a causa della carente magliatura della rete 150 kV nonché della limitata portata di alcuni collegamenti. In tal senso si evidenziano criticità relativamente alle linee in ingresso alla SE S. Maria C.V., che saranno superate grazie all’intervento 530-P “Stazione 380 kV S. Maria Capua Vetere”. Nell’area compresa tra Napoli e Salerno si presenta molto critica la direttrice 150 kV “Fratta – S. Giuseppe 2 – Scafati – Lettere – Montecorvino”, interessata da flussi ormai costantemente al limite della capacità di trasporto delle singole tratte. Per quanto concerne la penisola Sorrentina, si evidenzia che la vetustà della rete 60 kV che alimenta l’area non garantisce livelli adeguati di sicurezza e qualità del servizio: il “Riassetto AT della Penisola Sorrentina” (Intervento 504-P) garantirà il superamento delle succitate criticità, consentendo pertanto di incrementare sensibilmente la resilienza della rete locale e ridurre notevolmente il rischio di disalimentazione delle utenze nell’area. Infine, sussistono criticità in termini di affidabilità e sicurezza del servizio anche sulle direttrici a 150 kV della Campania meridionale e della Basilicata, in particolare nelle tratte “Montecorvino – Padula” e “Montecorvino – Rotonda”. A tal proposito è previsto l’intervento 517-P “Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile tra Lazio e Campania”.

In Basilicata, alcune direttrici 150 kV sono interessate da criticità dovute alle limitate capacità di trasporto, che verranno mitigate con l’entrata in servizio dell’elettrodotto Aliano-Montecorvino (Intervento 546-P) prevedendo una nuova SE 380/150 kV di raccolta in Basilicata.

In Puglia, le criticità di esercizio interessano un’estesa porzione della rete. In tal senso, si riscontrano criticità sulle linee 150 kV nelle aree limitrofe alle SE 380/150 kV di Troia, Deliceto e Andria, queste ultime soggette ad eventi di sovraccarico in relazione alla alta concentrazione di impianti di produzione rinnovabile; a tal proposito, si prevede il potenziamento delle trasformazioni 380/150 kV, nonché la magliatura attraverso elettrodotti 150 kV nell’area di Foggia, attualmente in autorizzazione.

In Calabria la presenza di linee dalla limitata capacità di trasporto rispetto alla generazione eolica installata dà luogo a rischi di sovraccarico sulla rete AT. In tal senso, risultano principalmente interessate le direttrici 150 kV del Crotonese e quelle afferenti alla SE di Feroletto, in particolare la dorsale 150 kV tra la SE di Feroletto e la CP Soverato. Nell’area è previsto l’intervento 510-P che raccorderà alla rete locale AT la stazione 380 kV di Belcastro.

Area Sicilia

L'alimentazione del sistema elettrico della Regione Sicilia è garantito da un parco termico in parte vetusto, concentrato principalmente nell'area Est e Sud/ Ovest dell'Isola e da numerosi impianti FER collocati principalmente nelle aree Sud Occidentale e Centro Orientale (principalmente eolici); la rete di trasmissione primaria è costituita essenzialmente da un'unica dorsale ad Est a 380 kV "Sorgente – Paternò – Chiaramonte Gulfi – Priolo – Isab E." e da un anello a 220 kV con ridotta capacità di trasporto tra l'area orientale e occidentale. A tal proposito, sono previsti:

- il nuovo collegamento HVDC Thyrrenian Link (723-P) e il nuovo collegamento HVDC Priolo-Rossano (Hypergrid Cluster Sud);
- i nuovi elettrodotti 380 kV Chiaramonte Gulfi – Ciminna (602-P), Paternò - Pantano – Priolo (603-P), Caracoli – Ciminna (627-P) e Partanna-Ciminna (605-P);
- il nuovo elettrodotto 220 kV Fulgatore-Partinico (607-P).

La distribuzione del parco di generazione rende il sistema siciliano estremamente squilibrato (vincolando parte degli impianti termici in esercizio) rappresentando di fatto una criticità per la piena integrazione della nuova generazione rinnovabile.

Durante le ore di basso carico, nell'area Occidentale della Sicilia, si sono registrati elevati livelli di tensione per effetto della limitata disponibilità di risorse convenzionali; per tale motivo sono previsti ulteriori dispositivi di compensazione oltre a quelli già presenti e in corso di installazione (ad es. presso le SE di Partinico e Fulgatore).

Sottesa alla rete primaria si sviluppa una rete 150 kV esposta al sovraccarico in caso di fuori servizio accidentale o programmato della rete primaria stessa; eventi di fuori servizio sulla rete primaria dell'Isola, in particolare a 220 kV, determinano:

- il rischio di portare a saturazione alcune porzioni di rete AT e conseguente Mancata Produzione Eolica; rendendo necessaria la realizzazione di nuove stazioni come nel caso della SE 380/150 kV presso Vizzini (616-P);
- sovraccarichi sulle arterie AT, con conseguente rischio di disalimentazione, in particolare nelle province di Catania, Messina, Ragusa ed Agrigento; per attenuare questi ultimi sono stati pianificati interventi di riassetto nell'area di Catania (611-P, 612-P), Messina (501-P), Ragusa (613-P), nonché interventi mirati ad integrare infrastrutture elettriche e ferroviarie rimuovendo contestualmente le limitazioni di rete come previsto sulla direttrice 150 kV tra Palermo e Messina (622-P, 629-P).

Area Sardegna

La Regione Sardegna è attualmente interconnessa al Continente attraverso due collegamenti in corrente continua; la regione è attraversata da un'unica dorsale a 380kV (il cui tratto più lungo misura circa 155 km) che collega il nord della Sardegna (Stazione di Fiumesanto) alla zona industriale di Cagliari (dove è ubicato anche il polo produttivo di Sarlux) e consente il transito di importanti flussi di energia tra il Nord e il Sud dell'Isola.

Nella stazione 380kV di Fiumesanto viene immessa l'energia prodotta dalla medesima Centrale, che rappresenta un importante polo di produzione e regolazione di frequenza e tensione della Regione. Presso la stazione 380 kV di Codrongianos dove sono già presenti due compensatori, è prevista l'installazione di una terza macchina, quali elementi strategici per il controllo delle tensioni.

Sovrapposto alla rete a 380 kV, esiste un anello, costituito da linee 220 kV, che collega il polo industriale di Portoscuso/ Sulcis e la stazione di Codrongianos. Il sistema elettrico sardo presenta alcune peculiarità rispetto al sistema continentale essendo caratterizzato da:

- generatori di taglia elevata, la cui perdita provoca perturbazioni rilevanti;
- impianti termoelettrici affetti da significativi tassi di guasto;
- produzioni vincolate per determinati tipi di ciclo produttivo per più di 500 MW come Sarlux;
- impianti di generazione FER non programmabili ed in continuo aumento.

Il sistema insulare risulta molto più sensibile rispetto alle perturbazioni di rete causate da squilibri di bilancio, che inducono regimi di sovralfrequenza o sottofrequenza di entità considerevole, con conseguente rischio per la sicurezza del sistema, in quanto lo stato del parco di generazione nell'Isola e la scarsa inerzia del sistema (legata anche alla ridotta interconnessione con il sistema elettrico del Continente) espone al rischio di perturbazioni la rete sarda con una frequenza molto più elevata che nel sistema continentale.

Attualmente il SAPEI ha reso la rete elettrica della Sardegna più stabile dal punto di vista della regolazione di frequenza in condizioni di normale esercizio. È da tenere presente che, essendo il SAPEI un doppio collegamento in corrente continua, con alta capacità di trasporto (2 cavi da 500 MW ciascuno) è possibile che si verifichino situazioni in cui l'improvvisa mancanza anche di uno solo dei due cavi generi fenomeni transitori nella rete della Sardegna molto gravosi; inoltre, considerando la necessità di garantire una potenza di corto circuito minima per il corretto funzionamento del collegamento, è necessario imporre dei vincoli alla produzione dell'Isola.

Al fine di superare tali limitazioni, la realizzazione dei nuovi collegamenti HVDC Tyrrhenian Link, Sardinian Link e SA.CO.I. 3 consentiranno di:

- incrementare la sicurezza di esercizio del sistema elettrico dell'isola collegandole direttamente con il Continente garantendo maggiore capacità di regolazione;
- risolvere i vincoli di essenzialità dei gruppi nelle Isole;
- 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;
- permettere la piena integrazione della nuova generazione rinnovabile;
- garantire l'adeguatezza dell'isola anche in previsione del phase-out del carbone.

Per quanto riguarda la rete 150 kV, si segnalano problemi di trasporto nell'area Nord-Orientale (Gallura) quando si registra un sensibile incremento del carico (prevalentemente nella stagione estiva), causati dalla scarsa magliatura. In particolare, è previsto l'intervento di sviluppo: "707 -P S. Teresa – Tempio – Buddusò", che consentirà di attenuare tali problematiche e contribuirà inoltre ad una maggiore stabilità di tensione.

4.4.1 Qualità e Sicurezza della rete

La risoluzione delle attuali criticità di rete, descritte nei paragrafi precedenti, si persegue attraverso la pianificazione di interventi infrastrutturali, già previsti nei piani di sviluppo precedenti o di nuova iniziativa (si rimanda per maggior dettaglio al Fascicolo "Il progetto Hypergrid e necessità di sviluppo"). Ad integrazione degli interventi di sviluppo pianificati, sono previste ulteriori azioni atte a risolvere criticità di esercizio e al miglioramento della qualità del servizio. Nello specifico, le tabelle che seguono descrivono le attività programmate e che si riferiscono alle soluzioni tecnologiche qui descritte:

- installazione dei dispositivi telecondotti (*tabella 4*) e motorizzati (*tabella 5*), con l'obiettivo di mitigare gli effetti derivanti possibili disalimentazione in caso di disservizio. In tale contesto rientrano anche i sezionatori di bypass per incrementare la flessibilità di esercizio in favore degli utenti alimentati in antenna su impianti che non rientrano nella titolarità di Terna (*tabella 6*);
- installazione di nuovi condensatori e di dispositivi per la regolazione della potenza reattiva (*tabella 7* e *tabella 8*).

In sinergia con gli interventi del Piano di Sviluppo, vi sono anche quelli del Piano Sicurezza finalizzati alla gestione ottimizzata della regolazione della tensione ed alla rimozione dei vincoli di rete così come rappresentati in *tabella 9*.

TABELLA 4 *Dispositivi telecondotti*

AREA TERRITORIALE	IMPIANTO INTERESSATO	TIPOLOGIA	TENSIONE [kV]	CODICE INTERVENTO
Milano	COLACEM	Utente	132	718-P
Milano	Acc. Metalfar Erba	Utente	132	719-P
Torino	Praoil Ponte Pietra a Pollein	Utente	132	25-P
Torino	Signayes	Utente	132	25-P
Torino	Saluzzo	Utente	132	718-P
Torino	Rossiglione	Utente	132	718-P
Torino	Masone	Magliatura RTN	132	718-P
Torino	Torriglia	Magliatura RTN	132	-
Milano	Acciaierie CALVISANO	Utente	132	719-P
Milano	Sia/Frati	Utente	132	719-P
Milano	Comabbio holcim	Utente	132	719-P
Milano	Whirlpool	Utente	132	719-P
Milano	I.R.O.	Utente	132	116-P
Milano	Valsabbia	Utente	132	116-P
Milano	Alfa acciai	Utente	132	719-P
Milano	SIAD	Utente	132	719-P
Milano	METALC. AL	Utente	132	719-P
Milano	Madesimo	Cabina Primaria	132	719-P
Padova	Marostica	Cabina Primaria	132	247-P
Padova	S. Benedetto	Utente	132	206-P
Padova	Sesto al Reghena	Cabina Primaria	132	213-P
Padova	Costalunga	Cabina Primaria	132	247-P
Padova	Tregnago	Cabina Primaria	132	247-P
Firenze	Cailungo	Cabina Primaria	132	319-P
Firenze	Cartiera Castelnuovo	Utente	132	344-P
Firenze	Castelnuovo Garfagnana	Cabina Primaria	132	344-P
Firenze	Fabbriche	Cabina Primaria	132	344-P
Firenze	Copparo	Cabina Primaria	132	344-P
Firenze	Grizzana RT	Cabina Primaria	132	326-P
Firenze	Roncobilaccio	Cabina Primaria	132	302-P
Firenze	Vaiano RT (2)	Utente	132	302-P
Roma	Acea Orte	Utente	132	720-P
Roma	Rosara - Porto D'Ascoli	Magliatura RTN	132	720-P
Roma	Montorio - Candia cd Rosara, Abbadia	Magliatura RTN	220	720-P
Roma	AQ Campania	Utente	150	720-P
Roma	Vetriere Piegaresi	Utente	132	720-P
Napoli	Brema Firestone	Utente	150	720-P
Napoli	Acquedotto Ginosa	Utente	150	720-P
Napoli	Acquedotto S. Marino	Utente	60	721-P
Napoli	AQP Camastra	Utente	150	721-P
Napoli	Acquedotto S. Felice	Utente	60	721-P
Napoli	Laminazione sottile	Utente	60	721-P
Sicilia	ACIREALE RT - S. VENERINA ALL	Magliatura RTN	150	-
Sicilia	GIARDINI ALL - CALATABIANO	Magliatura RTN	150	-
Sicilia	RAGUSA 2 - RAGUSA N DER COLACEM	Utente	150	-

TABELLA 5 *Sezionatori motorizzati per incremento flessibilità di esercizio*

AREA TERRITORIALE	IMPIANTO INTERESSATO	TIPOLOGIA	TENSIONE [kV]	CODICE INTERVENTO
Roma	Monte S. Giusto - Civitanova	Magliatura RTN	132	720-P
Roma	Porto S. Elpidio - Colmarino	Magliatura RTN	132	720-P
Roma	S. Omero - Alba Adriatica	Magliatura RTN	132	720-P
Roma	Giulianova - Roseto	Magliatura RTN	132	720-P
Roma	Ortona - Lanciano	Magliatura RTN	150	720-P
Roma	Lanciano - Vasto	Magliatura RTN	150	720-P
Roma	Villavalle-Preci	Magliatura RTN	150	720-P
Roma	Villavalle-Salisano	Magliatura RTN	150	720-P
Roma	SE Nomentano RT - CP Cisterna	Magliatura RTN	150	720-P
Roma	SE Prenestina RT - SE Sezze RT	Magliatura RTN	150	720-P
Napoli	S. Valentino - Salerno N	Magliatura RTN	60	721-P
Napoli	Tusciano - Salerno Nord	Magliatura RTN	60	721-P
Napoli	Salerno Nord - Nocera	Magliatura RTN	60	721-P
Napoli	Pozzuoli	Cabina Primaria	60	721-P
Napoli	Cava dei Tirreni	Cabina Primaria	60	721-P
Napoli	Cava dei Tirreni RFI	Utente	60	721-P
Napoli	Castelletto/Montevertrano	Cabina Primaria	60	721-P

TABELLA 6 *Sezionatori di bypass per utenti in antenna*

AREA	kV	UTENTE	CABINE PRIMARIE/PUNTO DI CONNESSIONE
TO	132	Ars. Marina Militare	CP Rebocco
	132	GNL Panigallia	CP Rebocco
	132	Comital	CP Volpiano
	132	Plastipack	CP Verbania
	132	Ocava	CP villanova
	132	Duferdofin	
FI	132	So.F.Ter	CP Forli' Est
	132	Altair Chimica	CP Saline Di Volterra
	132	Berco	CP Copparo
	132	Italcemen.	CP Ravenna Baiona
	132	Cementeria Piacenza	CP Piacenza Est
	132	Granitifandre	CP Pontefossa
	132	Acciaierie Beltrame	CP S.Giovanni Valdarno
	132	Palantone	CP Bondeno
	132	Piaggio	CP Pontedera
	132	Pilastresi	CP Bondeno
132	Reggello	CP Figline	
132	Sicem Saga	CP San Polo D'Enza	

AREA	kV	UTENTE	CABINE PRIMARIE/PUNTO DI CONNESSIONE
VE	132	Acc.Cividale	CP Cividale
	132	Fincantieri Ts	CP Lisert
	132	Infunfor	CP Rovigo Zi
	132	Linde	CP Servola
	132	Paluzza	CP Tolmezzo
	132	Refel	CP Ponte Rosso
	132	Secab	CP Tolmezzo
	132	Techfil	CP Maniago
	132	Zanussi Met.	CP Maniago
	132	Zanussi Elect.Porcia	CP Porcia
RM	150	Enea Frascati	CP Enea Frascati Rm
	150	Sapa Profili	CP Mazzocchio
	150	Renomedici	CP Pied.S.Germano
	150	Molise Acque	CP S.Polo Is
	150	Ita S.Polo	CP S.Polo Is
	150	Trigno Ene	CP S.Salvo Zi
	150	Reynolds S	CP S.Virginia
	150	Colacem Mol	CP Sesto Cam.
	150	Sist.Sosp.	CP Sulmona Sm
	150	Fiat Termoli	CP Termoli Sm
	150	Klopman	CP Vallesacco
	132	Adrilon	CP Cellino A.
	132	Whirlpool Ut	CP Fabriano
	132	Profilglass	CP Fano Zi
	132	Cem.Barbetti	CP Gubbio
	132	Sgl-Car Tr	CP Narni S.P
	132	Dea Osimo	CP Osimo
	132	Sacci Pe	CP S.Donatope
	132	Cementir	CP Spoleto
	150	Raffinerie	CP A.Raffinerie
	150	Dphar Spa	CP Anagni Zi
	150	Sevel	CP Atessa Zi
	150	Burgo Avezz.	CP Avezzano Z
	150	R.Vaticana	CP Casaccia Sez
150	Ene Casaccia	CP Casaccia Sez	
150	Sid.Lt Martin	CP Ceprano Zi	
150	Italtracto	CP Ceprano Zi	
150	Ita C.Ferro	CP Colleferro	
NA	220	Imi Sud	CP Casoria
	150	Ivecosofim	CP Foggia Ind
	150	Italc. Sa	CP Fuorni
	150	Sol Na	CP Fuorni
	150	Acq.Locone	CP Lamalunga
	150	Igat	CP Pignataro
	150	Marina M.	CP Taranto E
	150	Base Nato	CP Taranto S

TABELLA 7 *Installazione di batterie di condensatori*

CODICE INTERVENTO	AREA	INTERVENTO	OBIETTIVI INTERVENTO						
			INTEGRAZIONE FER	QUALITÀ DEL SERVIZIO	INTER-CONNESSIONI	CONGESTIONI INTER / INTRA	CONNESSIONE RTN	RESILIENZA	INTEGRAZIONE RFI
308-P	CENTRO-NORD	Inserimento nuova potenza reattiva (150 o 132 kV) - Nuova Stazione 132 kV di Collesalveti (LI)		●		●			●
333-P	CENTRO-NORD	Inserimento nuova potenza reattiva (150 o 132 kV) - Stazione Colunga (BO)		●					
541-P	SUD	Inserimento nuova potenza reattiva (150 o 132 kV) - Stazione Bussento		●					
707-P	SARDEGNA	Inserimento Nuova potenza reattiva SE Tempio	●	●					
707-P	SARDEGNA	Inserimento Nuova potenza reattiva SE S.Teresa	●	●					

TABELLA 8 *Installazione di reattori*

CODICE INTERVENTO	AREA	INTERVENTO	OBIETTIVI INTERVENTO						
			INTEGRAZIONE FER	QUALITÀ DEL SERVIZIO	INTER-CONNESSIONI	CONGESTIONI INTER / INTRA	CONNESSIONE RTN	RESILIENZA	INTEGRAZIONE RFI
203-P	NORD-EST	installazione di apparecchiature di compensazione del reattivo presso la SE di malcontenta, Dolo e Camin, Fusina		●					
309-P	CENTRO-NORD	l'installazione di dispositivi di compensazione reattiva presso le CP di Portoferraio e S. Giuseppe		●		●	●	●	
152-P	NORD	"Installazione reattore presso SE 220 kV Tirano"		●					

TABELLA 9 *Interventi Piano Sicurezza*

INSTALLAZIONI STATCOM

AREA TERRITORIALE	IMPIANTO	TIPOLOGIA	TENSIONE [kV]
Centro	STATCOM presso la stazione di Aurelia	FACTS	400
Centro	STATCOM presso la stazione di Montalto	FACTS	400

INSTALLAZIONI COMPENSATORI

AREA TERRITORIALE	IMPIANTO	TIPOLOGIA	TENSIONE [kV]
Centro-Nord	Compensatore sincrono presso la stazione di Ravenna	Compensatore c.a. 250 MVar	400
Centro-Nord	Compensatore sincrono presso la stazione di Forlì	Compensatore c.a. 250 MVar	400
Centro-Nord	Compensatore sincrono presso la stazione di Suvereto	Compensatore c.a. 250 MVar	400
Centro	Compensatore sincrono presso la stazione di Aurelia	Compensatore c.a. 250 MVar	400
Centro	Compensatore sincrono presso la stazione di Rosara	Compensatore c.a. 250 MVar	400
Centro	Compensatore sincrono presso la stazione di Rotello	Compensatore c.a. 250 MVar	400
Sud	Compensatore sincrono presso la stazione di Troia	Compensatore c.a. 250 MVar	400
Sicilia	Compensatori sincroni presso la stazione di Caracoli	Compensatori c.a. 500 MVar	400
Sardegna	Compensatore sincrono presso la stazione di Codrongianos	Compensatore c.a. 250 MVar	400
Sardegna	Compensatori sincroni presso la stazione di Ilttiri	Compensatori c.a. 500 MVar	400

INSTALLAZIONI REATTORI


AREA TERRITORIALE	IMPIANTO	TIPOLOGIA	TENSIONE [kV]
Centro	Reattore presso la stazione di Roma Est	Reattore da 258 MVar	400
Centro	Reattore presso la CP di Roma Tiburtina	Reattore da 80 MVar	150
Sud	Reattore presso la stazione di Patria*	Reattore da 258 MVar	400
Sud	Reattore presso la CP Secondigliano*	Reattore da 180 MVar	220
Sud	Reattore presso la CP Casoria*	Reattore da 180 MVar	220
Sud	Reattore presso la stazione di Montecorvino	Reattore da 258 MVar	400
Sud	Reattore presso la stazione di Torremaggiore	Reattore da 258 MVar	400
Sud	Reattore presso la stazione di Cerignola	Reattore da 258 MVar	400
Sud	Reattore presso la stazione di Bari Ovest	Reattore da 80 MVar	150
Sicilia	Reattore presso la stazione di Casuzze	Reattore da 80 MVar	150
Sicilia	Reattore presso la stazione di Fulgatore	Reattore da 180 MVar	220
Sicilia	Reattore presso la stazione di Partinico	Reattore da 180 MVar	220

ALTRI INTERVENTI

AREA TERRITORIALE	IMPIANTO	TIPOLOGIA	TENSIONE [kV]
Sud	Sdoppiamento sbarre presso la stazione di Laino	Stazione	400

* In corso di valutazione siti alternativi





5.1 Documento di Descrizione degli Scenari (DDS)	78
5.1.1 Processo di costruzione degli scenari	79
5.1.2 Contesto macroeconomico	79
5.1.3 Commodities	80
5.1.4 Scenari europei sviluppati da ENTSO-E ed ENTSOG	81
5.1.5 Scenari del DDS	82
5.1.6 Individuazione degli scenari di Piano	83
5.2 Scenari alla base del Piano di Sviluppo	83
5.2.1 Fabbisogno elettrico	84
5.2.2 Capacità installata	85
5.2.3 Bilancio elettrico annuo	88
5.2.4 Evoluzione del carico residuo	89

5

Gli scenari energetici

Gli scenari energetici

5

5.1 Documento di Descrizione degli Scenari (DDS)

Gli scenari energetici consentono di **tracciare le possibili traiettorie di sviluppo dell'attuale sistema energetico**, fornendo così una base essenziale per individuare e pianificare gli investimenti e sviluppi infrastrutturali necessari per abilitare la transizione ecologica.

Il processo di costruzione degli scenari energetici italiani si caratterizza per la stretta collaborazione tra i principali attori del settore energetico in modo da definire una visione coerente delle possibili evoluzioni del sistema energetico: **Terna insieme a Snam, il gestore della rete di trasporto gas, elabora ogni due anni il "Documento di Descrizione degli Scenari" (DDS)**, propedeutico ai piani di sviluppo delle reti di entrambi i settori. In modo analogo, gli scenari europei sono il risultato del lavoro congiunto tra le organizzazioni ENTSO-E (elettrico) ed ENTSOG (gas). Il lavoro è svolto da Snam e Terna nel rispetto di quanto definito dall'ARERA nelle deliberazioni 654/2017/R/EEL e 689/2017/R/ gas e consente di mettere a fattor comune le competenze specifiche dei due operatori – nella consapevolezza che l'interazione tra i due settori sia al contempo complessa e fondamentale nel processo della transizione energetica – al fine di assicurare il raggiungimento dei target nella maniera più efficiente, efficace e socialmente equa.

FIGURA 49 *Documento di Descrizione degli Scenari 2022*



L'edizione 2022 del DDS è stata pubblicata a inizio agosto 2022¹² e considera una serie di requisiti normativi e regolatori. In particolare, gli scenari del DDS tengono conto della Legge Europea sul clima (rif. Regolamento UE 2021/1119) che sancisce l'obiettivo dell'UE di raggiungere la neutralità climatica ("Net Zero") entro il 2050 e l'obiettivo intermedio di ridurre le emissioni di gas a effetto serra di almeno il 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990. Inoltre, gli scenari sviluppati tengono in considerazione i Decreti Attuativi delle Direttive EU sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili - Decreto Legislativo 8 novembre 2021 n.199 - e sul mercato interno dell'energia elettrica - Decreto Legislativo 8 novembre 2021 n.210.

¹² Per approfondimenti, consultare il Documento di Descrizione degli Scenari 2022.

5.1.1 Processo di costruzione degli scenari

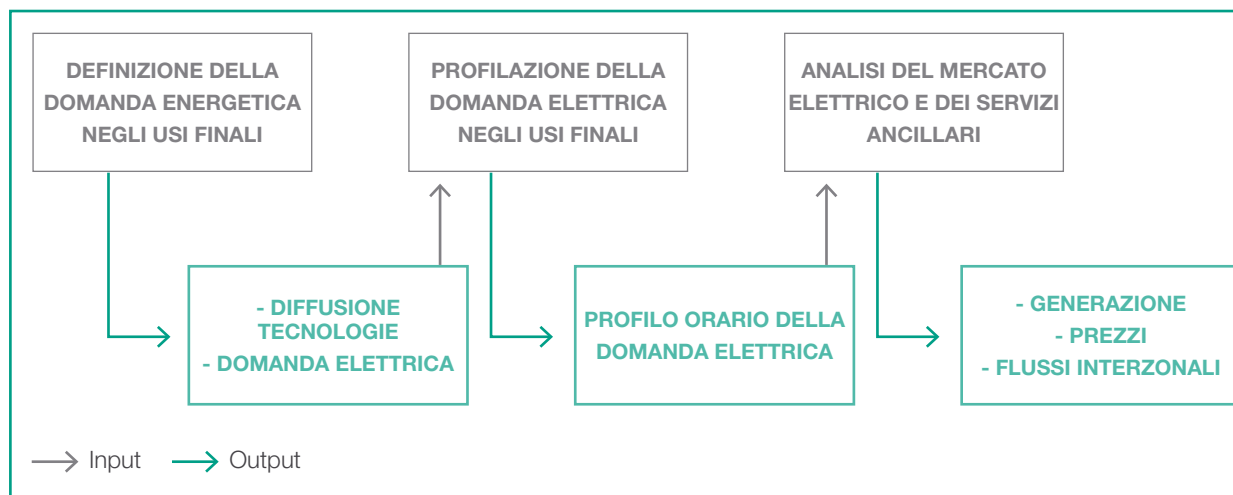
Il primo passo per la costruzione degli scenari è la definizione delle *storylines*, che forniscono una descrizione qualitativa, ma vincolante, della possibile evoluzione socio-economica, tecnologica e ambientale di uno scenario.

Le *storylines* sono quindi alla base sia delle scelte di approccio per lo sviluppo degli scenari (i.e. *bottom-up* vs *top-down*¹³) sia dei principali driver di sviluppo (misure di contenimento dei consumi, logiche di riduzione delle emissioni, etc). Per fornire un set esaustivo di possibili evoluzioni del sistema energetico, ad ogni *storyline* è associato uno scenario.

A valle della definizione delle *storylines*, la costruzione di uno scenario presuppone una metodologia di analisi, di tipo sequenziale, supportata da una catena modellistica. Tale sequenza di modelli permette la mappatura di ogni passaggio dello studio attraverso software di analisi dedicati, garantendo coerenza tra le varie fasi attraverso un meccanismo di input/output tra i diversi moduli.

La catena modellistica è sinteticamente rappresentata nel seguente schema (Figura 50).

FIGURA 50 *Catena modellistica del processo di costruzione degli scenari*



Le variabili macroeconomiche dello scenario (es. andamento popolazione e PIL) e i target di policy (es. standard di emissioni per autovetture, obblighi di efficientamento) determinano l'evoluzione della domanda energetica per ogni settore (i.e. industriale, civile, terziario, etc) a livello nazionale. La domanda energetica comprende tutti gli usi finali: elettrico, gas, altri combustibili non rinnovabili ed altri combustibili rinnovabili.

Partendo dalla domanda elettrica annuale negli usi finali, dai profili orari storici di consumo e dalla diffusione attesa delle nuove tecnologie elettriche (essenzialmente auto elettriche, pompe di calore e cottura ad induzione) viene costruito un profilo orario atteso della domanda elettrica per tutte le zone di mercato e le 8.760 ore dell'anno. Il profilo viene poi fornito in input alle analisi di mercato al fine di determinare il mix di generazione orario in grado di soddisfare il fabbisogno elettrico al minimo costo di sistema, garantendone contestualmente la dispacciabilità (rispetto dei vincoli di riserva, sicurezza e risoluzione delle congestioni intrazonali). L'analisi di mercato viene effettuata a livello europeo per poter simulare anche gli scambi di energia elettrica con i paesi confinanti.

5.1.2 Contesto macroeconomico

Tutti gli scenari sviluppati si basano sulle stesse ipotesi macroeconomiche e demografiche.

L'evoluzione del PIL è rappresentata in Tabella 10 con un tasso medio di crescita (CAGR) positivo in tutto l'orizzonte ma progressivamente decrescente¹⁴.

¹³ Uno scenario si dice di tipo bottom-up se la sua costruzione parte da logiche predittive regressive e meccanismi di switching tecnologico di tipo technology driven basati anche sul merito economico. Uno scenario si dice invece top-down se è caratterizzato da meccanismi di switching tecnologico di tipo technology-pull, ovvero prevede la diffusione di tecnologie in funzione del raggiungimento di specifici target, con eventuali iterazioni a tal fine

¹⁴ Il CAGR calcola la variazione avvenuta tra l'ultimo e il primo anno specificato nell'intervallo.

La popolazione si prevede in calo, arrivando a meno di 60 milioni di abitanti già al 2040, con una parallela diminuzione del numero medio dei componenti di una famiglia. In media, in ogni nucleo familiare ci saranno meno di 2 componenti già al 2040. Questo fenomeno provoca una crescita del numero di abitazioni nonostante la decrescita della popolazione.

TABELLA 10 *Andamento delle variabili economiche e demografiche - anni 2019-2040*

AREA TERRITORIALE	2019-25	2026-30	2031-40
PIL (CAGR) ¹⁵	1,1%	0,8%	0,3%
Popolazione (mln) ¹⁶	60,3	60,1	59,7
Componenti famiglia (avg, n.) ¹⁷	2,3	2,2	1,9
Tasso di inflazione (avg, %)	0,9%	1,5%	1,9%
Tasso di cambio (\$/€)	1,22	1,25	1,28

5.1.3 Commodities

I prezzi delle commodities rappresentano un elemento rilevante nella costruzione di uno scenario, in quanto influenzano il *merit order* delle diverse tecnologie di generazione e dunque il mix della copertura del fabbisogno previsionale. Il punto di partenza considerato per i parametri di input è stato lo Scenario Report per il TYNDP 2022 sviluppato dagli ENTSOs, elaborato prima dell'inizio dell'innalzamento dei prezzi avvenuto a partire da luglio 2021 e prima dell'invasione dell'Ucraina da parte della Russia che ha provocato uno shock ulteriore sui mercati. I prezzi utilizzati dagli ENTSOs sono infatti molto differenti rispetto ai forward di mercato disponibili nel periodo gennaio – luglio 2022.

TABELLA 11 *Prezzi forward e prezzi del TYNDP 2022 degli ENTSOs¹⁸*

MEDIE MENSILI DA GEN-22 A LUG-22								2030			2040		
	GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	TYNDP NT	TYNDP DE/ GA	SNAM TERNA	TYNDP NT	TYNDP DE/ GA	SNAM TERNA
Gas naturale TTF, €/MWh_th													
Spot	83,7	79,5	129,7	98,1	89,3	100,3	163,7						
FWD-2023	49,7	55,3	69,6	76,9	78,7	89	135	22,4	14,5	45	24,8	14,7	45
FWD-2024	31,4	37,7	46,1	58,1	60,7	64,4	83,3						
CO₂, €/t													
FWD-2024	86,6	94,7	78,4	86,1	92,7	92	89,6	70	78	95	90	123	123

Proprio in considerazione di quanto sopra si è ritenuto opportuno aggiornare i prezzi delle commodities, ipotizzando una progressiva stabilizzazione della situazione con un nuovo livello di equilibrio che rimarrà su livelli strutturalmente più alti di quelli anteguerra.

In dettaglio, per il gas naturale è stato considerato un valore di 45 €/MWh_th al 2030 e 2040, più basso del prezzo Forward 2024. Si è considerato, infatti, che l'impennata dei prezzi dell'ultimo anno possa stabilizzarsi nel lungo periodo, ma non riuscirà a tornare ai livelli precedenti al 2021.

Anche il prezzo della CO₂ risulta rivisto al rialzo. Infatti, già oggi il prezzo della CO₂ risulta superiore al valore ipotizzato dagli ENTSOs al 2030; il mercato sembra già aver internalizzato i possibili impatti del pacchetto UE "Fit-for-55". Nel 2030, sia per lo scenario di policy che per il Late Transition, si ipotizza un prezzo pari a 95 €/t.

Al 2040 è prevista una ulteriore crescita in tutti gli scenari con un prezzo pari a 123 €/t, in linea con gli scenari degli ENTSOs.

¹⁵ Fonte PIL, tasso inflazione e tasso di cambio: rielaborazione della Baseline September 2021 di Moody's.

¹⁶ Rielaborazione della previsione popolazione Istat aprile 2021.

¹⁷ Rielaborazione su dati Istat aprile 2021.

¹⁸ Fonte: elaborazioni su dati Bloomberg ed ENTSOs.

TABELLA 12 *Prezzi commodities negli scenari Snam-Terna*

COMMODITY	2030			2040	
	FF55	LT	DE-IT	GA-IT	LT
Gas naturale (€/MWh_th)			45		
CO ₂ (€/t)	95			123	
Carbone (€/MWh_th)			9		
Brent (\$/bbl)			95		
Brent (€/MWh_th)			46		

5.1.4 Scenari europei sviluppati da ENTSO-E ed ENTSOG

Ad aprile 2022 ENTSO-E ed ENTSOG hanno pubblicato il documento degli scenari europei valido per la costruzione del Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2022 e per la selezione dei Projects of Common Interest (PCI). In continuità con la release precedente sono previsti tre scenari. Di questi, due (Distributed Energy e Global Ambition) sono coerenti con la Legge Europea sul Clima, garantendo una riduzione delle emissioni di gas serra del 55% entro il 2030, mentre uno (National Trends) rappresenta una raccolta delle stime nazionali fornite da ciascun TSO durante la data collection di febbraio 2021.

- **National Trends:** scenario prodotto dai TSO coerente con i vari National Energy and Climate Plans (NECPs).
- **Distributed Energy e Global Ambition:** scenari costruiti da parte degli ENTSOs attraverso un processo top-down, con una visione allargata all'intero sistema energetico europeo, entrambi coerenti con i target stilati nell'Accordo di Parigi di limitare l'incremento della temperatura al di sotto di 1,5° C, di raggiungere il target di -55% emissioni di CO₂ al 2030 e la neutralità climatica nel 2050.

Il principio *efficiency first* è la chiave di entrambi gli scenari top-down per minimizzare l'effort per la decarbonizzazione del sistema energetico. Altri fattori che contraddistinguono questi scenari sono:

- Miglioramento continuo delle tecnologie già esistenti e switching tecnologico verso tecnologie più efficienti;
- Partecipazione del consumatore finale con adattamenti delle abitudini quotidiane e utilizzo più consapevole dell'energia;
- Elettrificazione, che consente una decarbonizzazione più facile attraverso l'efficienza intrinseca e la disponibilità di fonti rinnovabili;
- Ruolo crescente del vettore idrogeno e sviluppo di nuovi elettrolizzatori in grado di produrre idrogeno verde;
- Sviluppo di tecnologie che consentono la cattura della CO₂ e la produzione sempre più rilevante di combustibili green di origine non biologica.

Il **Distributed Energy** (DE) rappresenta un percorso per raggiungere la carbon neutrality della UE-27 entro il 2050 con una riduzione delle emissioni di almeno il 55% già al 2030. Lo scenario è guidato dall'obiettivo di aumentare l'autonomia energetica con un forte sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili in Europa. Inoltre, è caratterizzato da una forte penetrazione del vettore elettrico legata in particolare alla diffusione delle pompe di calore elettriche e dei veicoli elettrici. Questa domanda viene soddisfatta massimizzando l'uso di energia eolica e solare, il che si traduce in un sistema elettrico con poca produzione termica disaccoppiabile residua. Per garantire adeguatezza e sicurezza del sistema sono necessarie soluzioni di flessibilità, in particolare lo sviluppo di accumuli. Inoltre, si prevede una maggiore produzione di idrogeno verde in Europa rispetto allo scenario Global Ambition, grazie alla elevata disponibilità di rinnovabili elettriche.

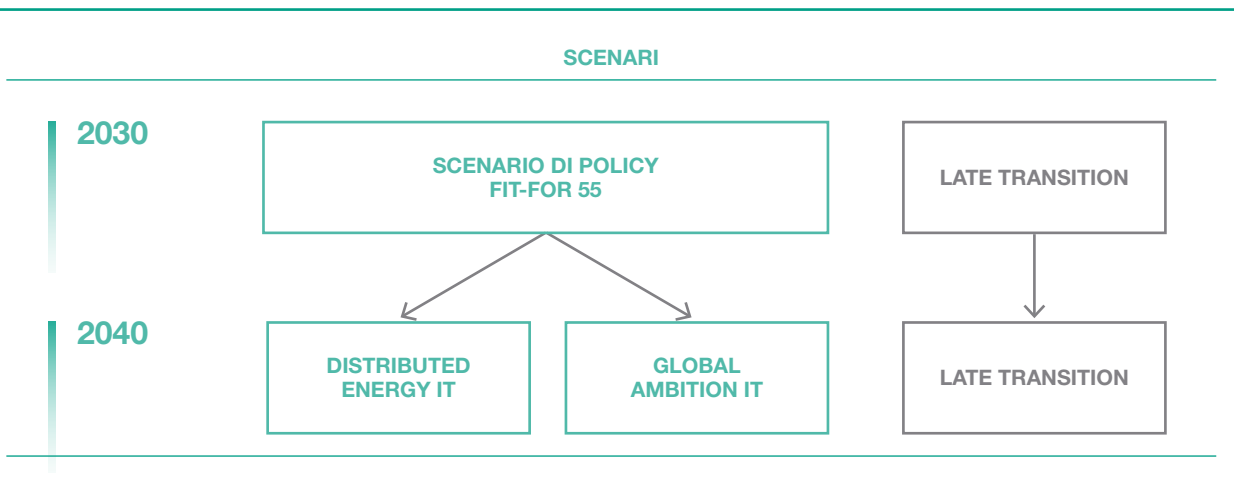
Anche il **Global Ambition** (GA) rappresenta un percorso per raggiungere la carbon neutrality della UE-27 entro il 2050 e una riduzione delle emissioni di almeno il 55% nel 2030. Lo scenario è caratterizzato dallo sviluppo di un'ampia gamma di tecnologie per la produzione di gas rinnovabili: sviluppo di bio GPL, biometano e veicoli a fuel cell. Anche le importazioni di energia decarbonizzata da fonti competitive sono considerate un'opzione praticabile con la conseguenza che lo scenario GA implica una maggior dipendenza dalle importazioni energetiche rispetto al DE.

In entrambi gli scenari di policy la CCS è considerata come opzione necessaria per il raggiungimento del target di riduzione delle emissioni.

5.1.5 Scenari del DDS

Gli scenari Snam-Terna rappresentano una declinazione degli scenari ENTSO sulla realtà nazionale. Per l'anno orizzonte 2030 questo documento descrive due scenari: uno scenario di policy in linea con gli obiettivi **Fit-for-55** (FF55) e uno scenario "**Late Transition**" in linea con l'NT Italia pubblicato a febbraio 2021 che fa riferimento agli obiettivi del Piano Nazionale Energia e Clima di dicembre 2019. Lo scenario FF55 riguarda una riduzione delle emissioni CO₂ pari a -55% a livello europeo, mentre gli obiettivi di efficienza impongono una riduzione dei consumi finali da 113 Mtep al 2019 a circa 95 Mtep al 2030. Per il Late Transition l'ambizione resta quella del Clean Energy Package, ovvero di raggiungere a livello europeo una riduzione delle emissioni CO₂ pari a -40%. **Sull'orizzonte temporale 2040 sono stati sviluppati tre differenti scenari: uno scenario Late Transition in continuità con quello del 2030; uno scenario Global Ambition Italia (GA-IT) e uno Distributed Energy Italia (DE-IT) allineati alle storyline degli scenari ENTSOs Global Ambition e Distributed Energy.** Questi ultimi (DE-IT e GA-IT) sono quindi da considerarsi scenari di sviluppo, coerenti con l'obiettivo di raggiungere un sistema Net Zero al 2050.

FIGURA 51 **Scenari e anni orizzonte**



FF55 2030: è uno scenario policy-driven che riveste un ruolo particolare per il sistema elettrico, non solo perché riguarda gli obiettivi di policy al 2030 ma soprattutto perché ipotizza un mix efficiente di investimenti in infrastrutture di rete, fonti rinnovabili, accumuli e nuove tecnologie digitali compatibili con i principali vincoli tecnici, economici ed amministrativi che altrimenti ne potrebbero impedire la realizzabilità in tempi così stretti. L'algoritmo iterativo adottato con l'obiettivo di minimizzare il costo di sistema ha consentito di identificare uno scenario di massimo volume accoglibile FER per zona di mercato che risulti coerente con le richieste di connessione e con il potenziale di sviluppo sui territori, tenendo conto dell'aumento della capacità di trasporto derivante dalle opere di rete necessarie e determinando il fabbisogno ottimo di capacità di accumulo per l'integrazione delle FER attraverso il contenimento dell'overgeneration e il supporto alla risoluzione delle congestioni di rete, in piena sinergia con le altre risorse di sistema. Lo scenario è caratterizzato dalla dismissione degli impianti termoelettrici alimentati a carbone, da una rapida crescita dei gas verdi (principalmente biometano) e decarbonizzati in sostituzione dei combustibili fossili, riducendo così le emissioni di CO₂. Inoltre, il raggiungimento dei target 2030 richiede una diffusione estesa di tecnologie efficienti e a basse emissioni non solo nella generazione ma anche nei consumi finali: sostituzione tecnologica nei settori civile (e.g. pompe di calore, caldaie a condensazione per il riscaldamento) e trasporti (e.g. veicoli elettrici e a CNG e LNG), oltre che l'implementazione di misure di efficienza energetica nei settori civile e industriale; è inoltre previsto già al 2030 l'utilizzo di tecnologie di Carbon Capture & Storage/Utilization (CCS/CCU) per iniziare il percorso di progressiva decarbonizzazione dei settori industriali *hard to abate* con la cattura delle emissioni di processo e di combustione, quando necessario.

Scenari 2040 Distributed Energy Italia (DE-IT) e Global Ambition Italia (GA-IT): sono entrambi scenari di policy, allineati rispettivamente agli scenari ENTSOs Distributed Energy e Global Ambition, e rappresentano il ponte tra la riduzione delle emissioni del 55% che caratterizza il 2030 e uno scenario a zero emissioni nel 2050. Il DE-IT 2040 è caratterizzato da una forte penetrazione del vettore elettrico in tutti i settori (civile, trasporto e industria) massimizzando l'utilizzo di rinnovabili elettriche, quali solare ed eolico affiancate da un notevole sviluppo della capacità di accumulo e soluzioni per il recupero dell'overgeneration per assicurare una migliore gestione del sistema. Lo scenario, infatti, prevede lo sviluppo massimizzato della generazione FER-E, con un ruolo marginale della tecnologia CCS. La forte penetrazione delle FER-E rende possibile la riduzione delle emissioni di CO₂ e lo sviluppo di nuovi elettrolizzatori per la produzione di idrogeno permettendo un'integrazione ottimale delle risorse rinnovabili intermittenti. I gas verdi, in questo scenario, vengono spesso utilizzati come back-up per la generazione intermittente. Il GA-IT, invece, vede uno sviluppo maggiore di tecnologie alimentate a gas verdi (uso di pompe di calore ibride nel civile, biometano, idrogeno ed e-fuel nel trasporto e nell'industria) a fronte di una generazione rinnovabile ridotta.

Scenario Late Transition (LT2030 e LT2040): è costruito coerentemente al PNIEC e allo scenario NT Italia, senza fattorizzare gli effetti dei recenti sviluppi geopolitici o delle recenti iniziative di policy europee. Pertanto, lo scenario prevede al 2030 un incremento di capacità FER pari a quasi +40 GW rispetto al 2019, in linea con il PNIEC, considerando però una dislocazione delle FER più allineata alle richieste di connessione ad oggi pervenute a Terna. In sintesi, il Late Transition descrive un mondo in cui i nuovi obiettivi di policy vengono raggiunti con un ritardo di 5-10 anni e rappresenta di conseguenza uno scenario contrastante rispetto agli scenari di sviluppo.

5.1.6 Individuazione degli scenari di Piano

In accordo alla Delibera 627/2016/R/EEL così modificata e integrata dalle deliberazioni 856/2017/R/EEL e 692/2018/R/EEL, nella quale si prevede che negli anni studio di medio e di lungo termine siano analizzati mediante almeno due scenari differenziati contrastanti ("contrasting scenarios"), al fine di contemperare le incertezze associate ad orizzonti temporali più lunghi, per il Piano di sviluppo 2023 si è scelto di utilizzare:

- due scenari di sviluppo che siano rispondenti alle policy nazionali ed europee, ovvero il FF55 per il 2030 e il DE-IT per il 2040;
- due scenari contrastanti che non consentono il raggiungimento dei target nei tempi previsti, LT2030 e LT2040.

5.2 Scenari alla base del Piano di Sviluppo

In questo paragrafo sono illustrati gli scenari energetici che Terna ha selezionato al fine di valutare gli interventi di sviluppo dell'infrastruttura di trasmissione mediante Analisi Costi - Benefici.

Gli anni orizzonte scelti sono il 2030 e 2040, in coerenza con gli scenari alla base del TYNDP 2022 sviluppati dagli ENTSOs e costruiti (nel caso degli scenari di policy) per il raggiungimento degli obiettivi europei di riduzione delle emissioni del 55% entro il 2030 e di Carbon Neutrality al 2050.

Nonostante che gli scenari del DDS siano focalizzati su una visione nazionale dell'impatto della transizione energetica, il modello di simulazione considera anche le scelte energetiche dei Paesi europei (confinanti e non) che possono influenzare il sistema energetico italiano.

Tali Paesi, quindi, sono modellati considerando i principali input degli scenari elaborati a livello europeo ENTSO-E e ENTSG (i.e. evoluzione della capacità installata, domanda elettrica, domanda idrogeno, domanda e produzione di gas naturale e biometano).

5.2.1 Fabbisogno elettrico

Una variabile chiave di ogni scenario è il fabbisogno di energia elettrica che è definito come la somma di:

- Energia elettrica per usi finali
- Usi energetici
- Perdite di rete.

Gli usi energetici rappresentano consumi di elettricità che non sono destinati agli usi finali, ma funzionali alla produzione di un altro combustibile che a sua volta diventa un vettore energetico per uso finale. In futuro, anche i consumi elettrici per la produzione di idrogeno attraverso il processo di elettrolisi rientreranno nella categoria dei consumi energetici.

TABELLA 13 *Evoluzione del fabbisogno elettrico per gli scenari FF55 2030, LT, Distributed Energy 2040 (TWh).*

(TWh)	2019	2030		2040	
	STORICO	FF55	LT	DE IT	LT
Consumi elettrici finali	292	330	306	371	353
<i>Industria</i>	119	120	118	125	120
<i>Civile</i>	161	177	167	182	178
<i>Trasporti</i>	12	34	21	64	55
Consumi del settore energetico	10	16	7	25	16
<i>Di cui tradizionali (es. raffinerie)</i>	10	7	7	7	7
<i>Di cui produzione H2 (elettrolisi)</i>		9	0	18	9
Consumi elettrici	302	346	313	396	369
Perdite di rete	18	20	19	22	21
Fabbisogno elettrico	320	366	331	418	389

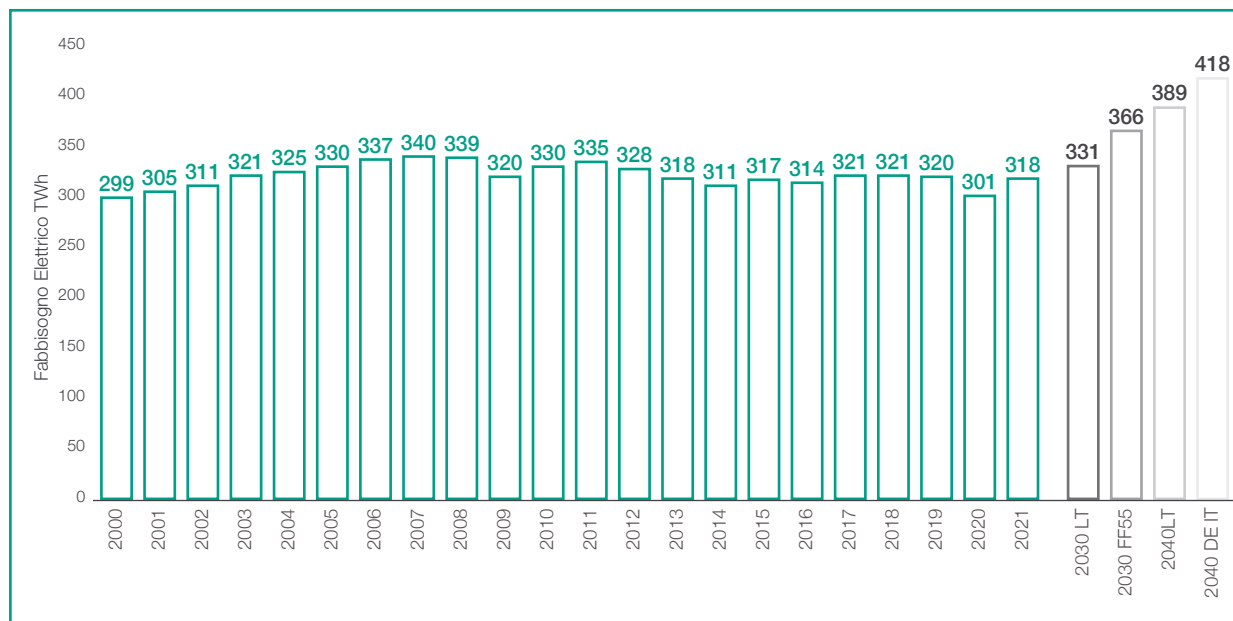
Il fabbisogno elettrico (*Tabella 13*) dello scenario FF55 2030 (+46 TWh rispetto al 2019, di cui 9 TWh destinati alla produzione di idrogeno) tiene conto sia della correlazione lineare della domanda con il PIL (ipotizzato in aumento) sia dei driver del pacchetto legislativo UE «Fit-for-55» che prevede un'accelerazione del processo di elettrificazione dei trasporti, dove ci si aspetta un sostanziale aumento dei veicoli elettrici “puri”, e del riscaldamento con una forte diffusione delle pompe di calore, contribuendo così al raggiungimento degli obiettivi di efficientamento.

L'incremento del fabbisogno elettrico tradizionale nello scenario Distributed Energy 2040 è pari a + 80 TWh rispetto ai consumi registrati nel 2019 a cui si aggiungono 18 TWh per la produzione di idrogeno da elettrolizzatori per sfruttare al meglio l'installato della generazione rinnovabile. Il PIL continua ad avere un impatto sulla domanda seppur la crescita stimata sia inferiore rispetto al decennio precedente. Infine, per gli anni orizzonte 2030 e 2040 è stato costruito uno scenario “Late Transition” che in termini di fabbisogno elettrico, in linea con il PNIEC del 2019 e con il National Trend Italia (NT Italia) di Snam-Terna, si ha un incremento complessivo rispetto al 2019 rispettivamente di +11 TWh e + 69 TWh.

Nella *Figura 52* si nota come il fabbisogno sia cresciuto negli anni fino al 2008, con una contrazione durante le crisi economiche del 2009 e del 2012, fino a rimanere pressoché costante dal 2017 ad oggi, al netto del 2020 dove le misure per il contrasto e il contenimento della pandemia da Covid-19 (es. lockdown) hanno provocato un arresto di alcune attività economiche con conseguente riduzione del fabbisogno elettrico.

Negli anni orizzonte degli scenari, il processo di elettrificazione porta ad un aumento sostanziale del fabbisogno elettrico. Nel caso dello scenario Distributed Energy, quello di maggiore penetrazione del vettore elettrico per gli scenari italiani, si raggiunge un valore di 418 TWh al 2040. Il fabbisogno rappresentato in *Figura 52* comprende la domanda aggiuntiva per la produzione di idrogeno verde.

FIGURA 52 *Evoluzione del fabbisogno elettrico dal 2000 al 2040 [TWh]*

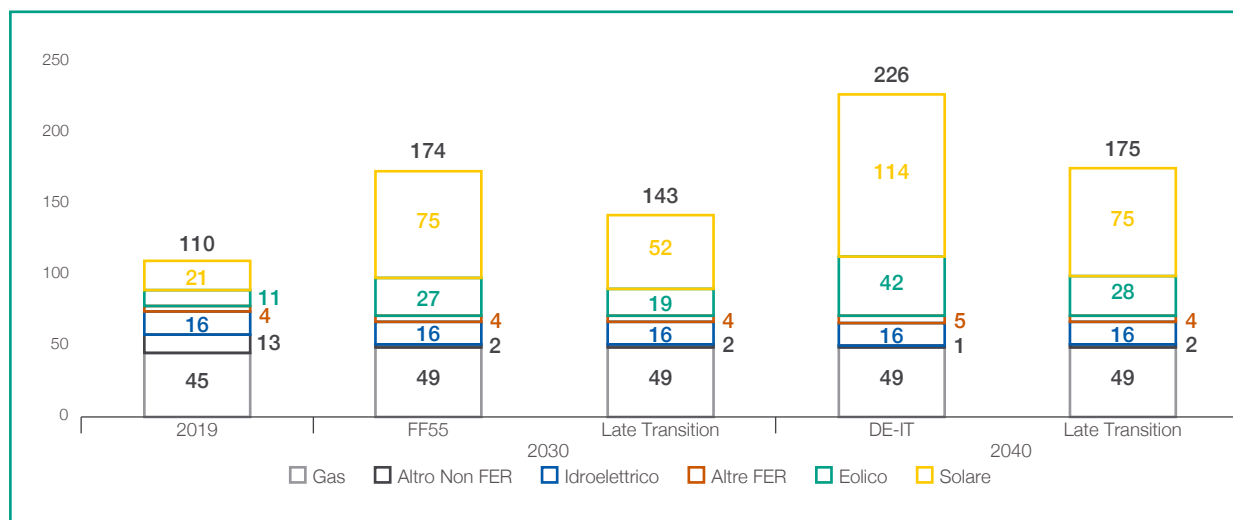


5.2.2 Capacità installata

Alla luce dei target previsti dal pacchetto legislativo UE «Fit-for-55», la capacità installata del parco di generazione rinnovabile italiano è prevista in forte aumento in tutti gli scenari elaborati.

Per quanto riguarda la capacità convenzionale, tutti gli scenari di Piano interiorizzano il completo phase-out della capacità a carbone e considerano gli esiti delle aste del Capacity Market 2022, 2023 e 2024 in termini di riconversione di impianti esistenti e sviluppo di nuovi impianti. Nessuna ipotesi è invece stata formulata sulla possibile dismissione di una parte della capacità di generazione a gas, che è quindi stata convenzionalmente mantenuta costante in tutti gli anni successivi al 2025. Come riportato in *Figura 53*, il parco termoelettrico¹⁹ al 2019 è pari a circa 62 GW, per poi attestarsi ad un valore di circa 55 GW sia negli scenari al 2030 che al 2040. Inoltre, si prevede un deciso aumento di solare ed eolico che al 2030 varia tra un minimo di 71 GW (scenario LT) ad un massimo di 102 GW (FF55), di cui il solare rappresenta più del 70%²⁰. Al 2040, la continua crescita delle FER raggiunge il massimo nello scenario DE (156 GW totali) e un valore minimo nello scenario LT (104 GW); in tutti gli scenari il solare è la tecnologia trainante.

FIGURA 53 *Evoluzione della capacità installata negli scenari (GW)*



¹⁹ Potenza efficiente netta, include biomasse e geotermico.

²⁰ Il valore della capacità installata solare include sia PV che CSP. Il CSP corrisponde a circa 900 MW.

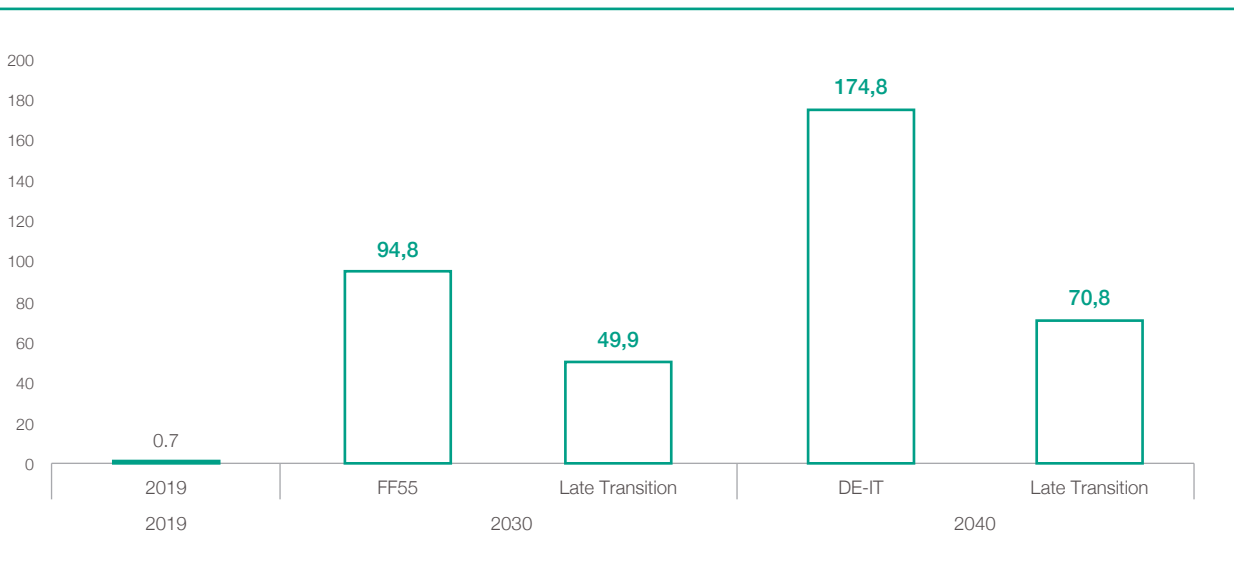
Con riferimento alla capacità di generazione solare, per tutti gli scenari di Piano, è prevista una notevole crescita rispetto al 2019 in tutte le zone d'Italia. In particolare, al Nord si prevede uno sviluppo più ampio del fotovoltaico di piccola taglia rispetto alle regioni del Sud, dove ci si aspetta invece un incremento della capacità solare di grande taglia. Il Sud, la Sicilia e la Sardegna sono le zone con più elevato potenziale nelle quali si prevede una crescita più marcata del solare utility-scale sia con strutture fisse, sia con strutture dotate di tracker che permettono di sfruttare al meglio le ore di sole, con una producibilità che arriva anche ad essere superiore del 15%-20%.

Per quanto riguarda l'eolico onshore, la maggior parte della nuova capacità è attesa al Sud e nelle isole, con una quota rilevante anche al Centro Sud, sia per la presenza di una buona ventosità sia per la buona predisposizione naturale. Infine, l'evoluzione dell'eolico offshore si concentra principalmente al Sud ed intorno alle due isole maggiori dove le ore di producibilità medie sono più alte.

Date le elevate quantità di nuova capacità solare ed eolica attese, per massimizzare l'utilizzo dell'energia elettrica rinnovabile prodotta e integrare tali volumi di FER è necessario lo sviluppo di un'adeguata capacità di accumulo. I nuovi sistemi di accumulo includono sia soluzioni "utility-scale" (idroelectriche di pompaggio o batterie elettrochimiche con un rapporto energia/potenza piuttosto elevato di circa 6-8 ore) sia soluzioni "small-scale": batterie elettrochimiche a rapporto energia/potenza di 4 ore affiancate allo sviluppo del solare fotovoltaico di piccola taglia in modo da incrementare l'autoconsumo.

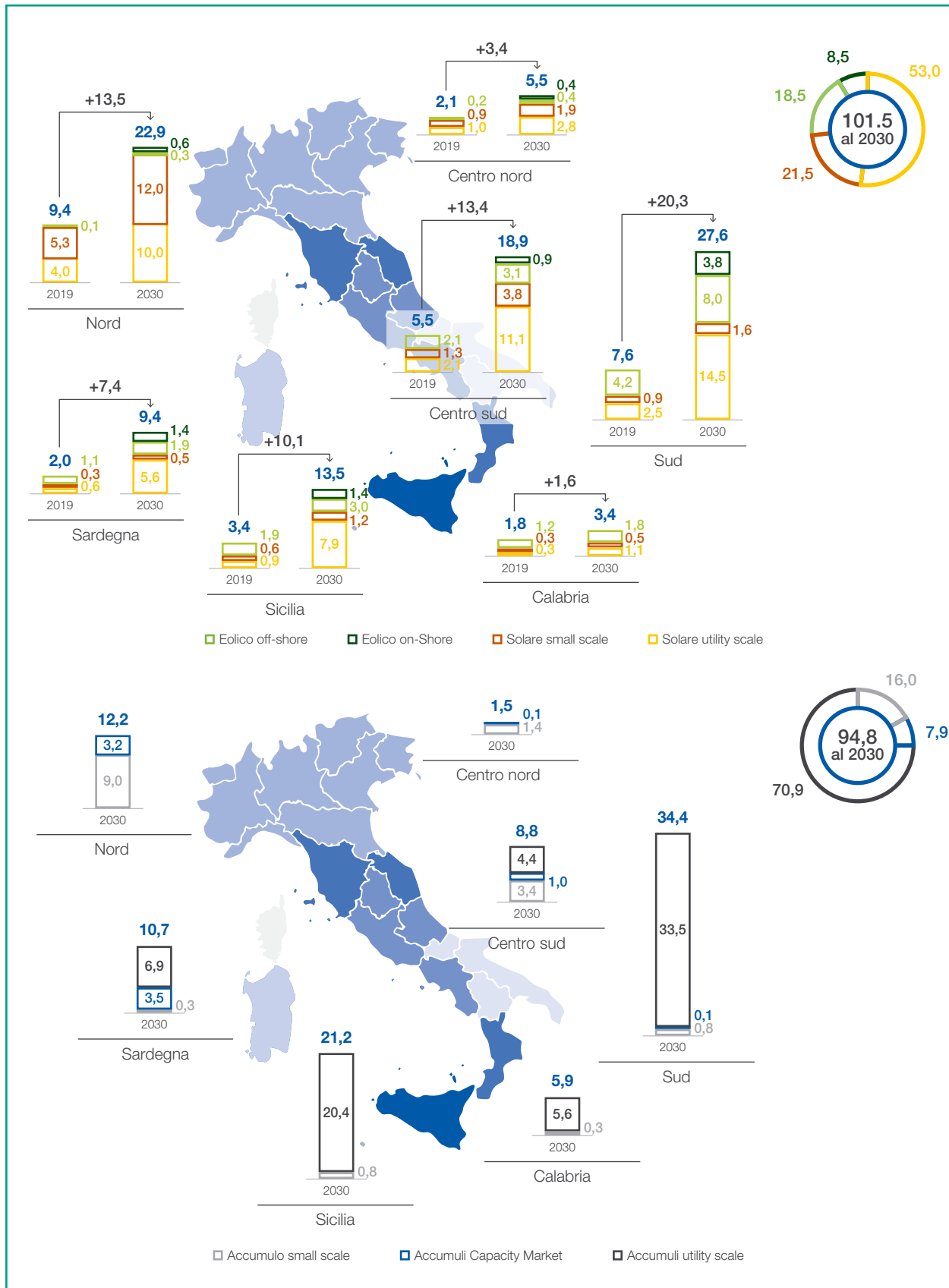
La *Figura 54* mostra la capacità complessiva degli accumuli, comprensiva di quella già contrattualizzata con le aste del Capacity Market (circa 2,1 GW di potenza installata, localizzata principalmente nelle zone di mercato Nord e Sardegna, con rapporto Energia/Potenza pari a 2 o 4 ore). La zona Sud presenta l'incremento di capacità più elevato, trainato principalmente da impianti di tipo "utility" che rappresentano in media il 90% della nuova capacità di accumulo installata; al Nord, invece, più del 70% della nuova capacità installata è relativa ad impianti small scale.

FIGURA 54 *Evoluzione della capacità energetica degli accumuli al netto dei pompaggi esistenti (GWh)*



Nella *Figura 55* è mostrato il dettaglio zonale della capacità solare ed eolica nello scenario FF55 2030, confrontata con il 2019. Più del 70% della capacità (75 GW) è rappresentato dal solare, di cui 53 GW sono da ricondursi ad impianti di tipo utility scale e 21,5 GW derivano da impianti fotovoltaici distribuiti. L'eolico raggiunge i 27 GW al 2030, con un incremento di circa 16 GW rispetto al valore raggiunto nel 2019. L'eolico onshore ammonta a circa 18,5 GW (+7,7 GW rispetto al 2019), mentre l'offshore raggiunge 8,5 GW. L'elevato incremento delle FER, comporta, ed è a sua volta abilitato, un aumento della capacità di accumulo disponibile. Il fabbisogno di accumulo complessivo individuato nello scenario FF55 2030, addizionale rispetto agli impianti di pompaggio oggi esistenti, è pari a circa 95 GWh di cui 16 GWh si stima giungeranno da comunità energetiche e piccoli impianti distribuiti, 8 GWh risultano già assegnatari di contratti pluriennali nelle aste del Capacity Market e i restanti 71 GWh impianti di grande taglia che dovranno essere realizzati attraverso i meccanismi d'asta delineati dall'art. 18 del D.lgs. 210/2021.

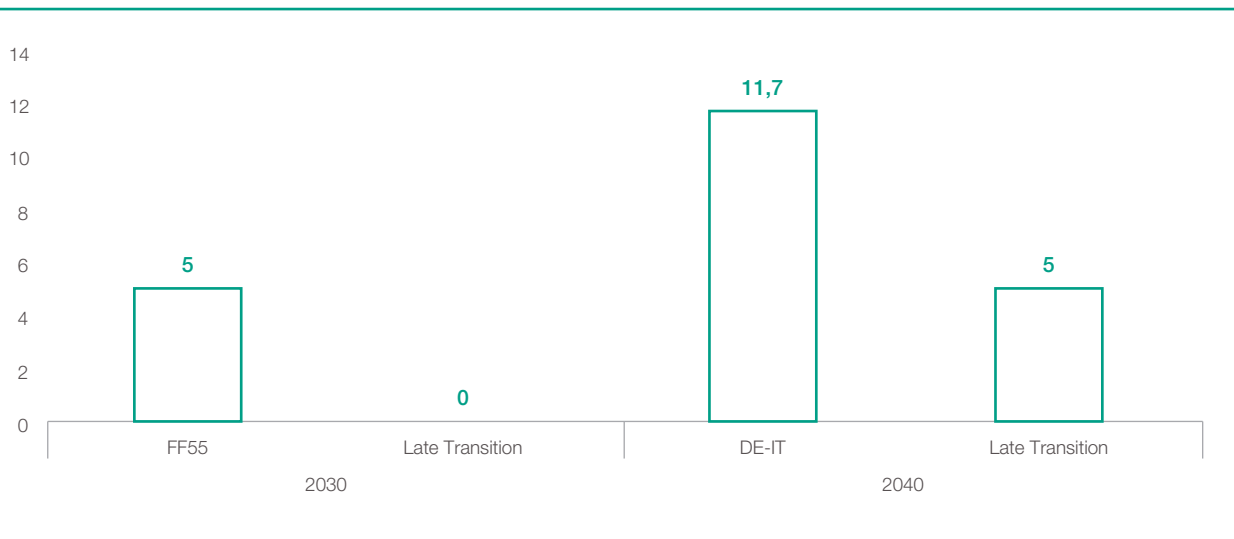
FIGURA 55 *Dettaglio evoluzione capacità FER (GW) e capacità totale accumulata (GWh) al 2030 nello scenario FF55*



Negli scenari sono anche presenti elettrolizzatori, ovvero dispositivi che possono convertire energia elettrica in idrogeno. Nei modelli sono rappresentati come carichi elettrici che si attivano durante i periodi di basso carico e in particolare in presenza di overgeneration rinnovabile. L'idrogeno prodotto è destinato ad essere utilizzato per la decarbonizzazione di altri settori energetici, tra i quali i trasporti e i cosiddetti settori hard-to-abate in cui un uso diretto dell'energia elettrica non è tecnicamente o economicamente conveniente.

Al 2030 (Figura 56) solo lo scenario FF55 (ma non l'LT) prevede lo sviluppo di elettrolizzatori. La loro distribuzione zonale è stata ipotizzata in ragione della distribuzione delle rinnovabili e dei settori che già oggi consumano idrogeno (es. industria chimica, raffinazione). Al 2040 si è invece ipotizzato che l'incremento della capacità sia concentrato maggiormente nelle zone del Sud, caratterizzate da una maggior presenza di surplus di produzione rinnovabile.

FIGURA 56 *Evoluzione della capacità degli elettrolizzatori negli scenari (GW_el)*



5.2.3 Bilancio elettrico annuo

La Tabella 14 mostra il dettaglio del bilancio elettrico negli scenari sviluppati evidenziando alcuni elementi significativi:

- la produzione rinnovabile al 2030 copre il 65% del fabbisogno nello scenario FF55 e il 56% nello scenario LT e cresce ulteriormente nello scenario di policy al 2040 raggiungendo il 78% di copertura.
- la produzione termoelettrica subisce una forte riduzione per via del completo phase-out degli impianti a carbone e della riduzione dell'utilizzo dell'olio combustibile (incluso nella voce "Altro non FER");
- la quota di produzione a gas si riduce per via degli obiettivi di decarbonizzazione e di sviluppo delle FER.

TABELLA 14 *Dettaglio del bilancio elettrico (FF55, LT, DE, GA)*

BILANCIO ELETTRICO (TWH)	2030			2040	
	2019	FF55	LT	DE IT	LT
Fabbisogno elettrico totale	320	366	331	418	389
Fabbisogno elettrico "puro"	320	357	331	400	380
Consumi elettrici per produzione H2	0	9	0	18	9
Totale Produzione Nazionale	282	319	281	374	343
Totale produzione FER	113	239	187	325	244
Idroelettrico	46	51	51	51	51
Solare	23	101	69	157	102
Eolico	20	68	46	108	71
Altre FER	23	23	23	25	24
Overgeneration	0	-5	-4	-16	-5
Totale produzione convenzionale	169	80	96	49	99
Gas naturale	138	75	91	46	94
Altro non FER	31	5	5	3	5
Saldo estero (import netto)	38	52	54	54	51
Perdite accumulati	-1	-5	-3	-10	-5
Quota FER su fabbisogno (%)	35%	65%	56%	78%	63%

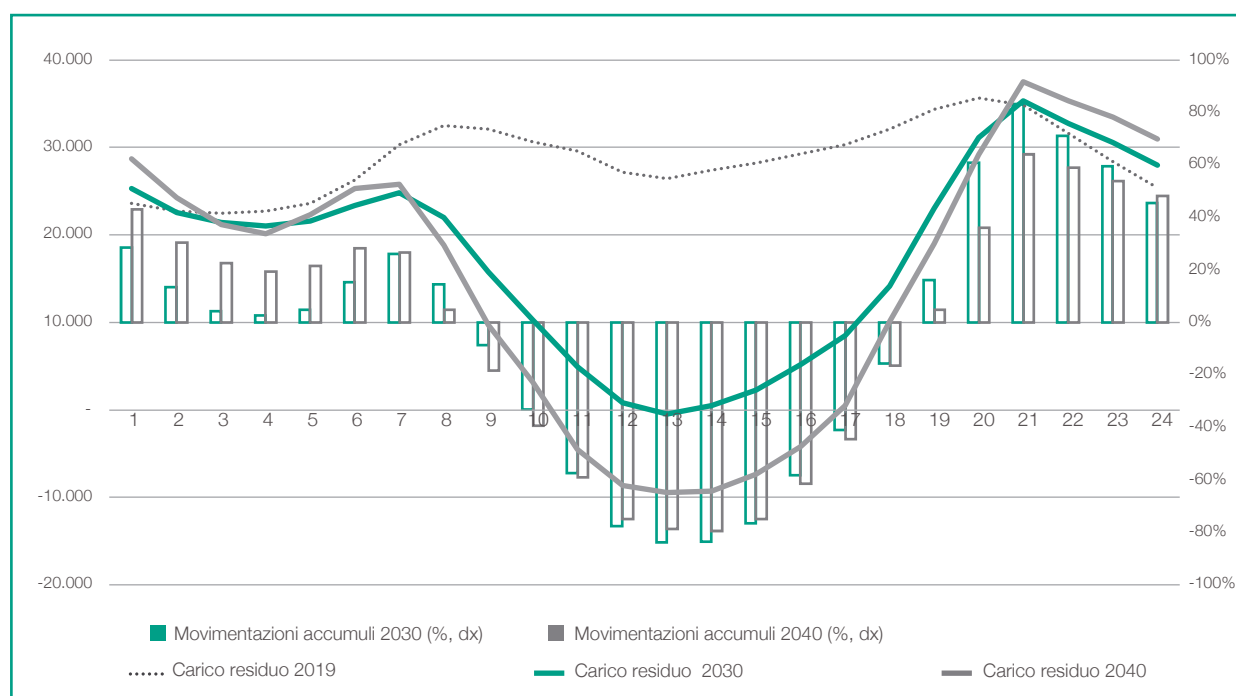
5.2.4 Evoluzione del carico residuo

Il carico residuo, definito come la differenza fra carico e generazione FNRP, rappresenta un parametro che ha assunto una notevole importanza negli ultimi anni con l'aumentare delle FRNP ed in particolare con la forte penetrazione del fotovoltaico.

Nella *Figura 57* viene rappresentato il carico residuo orario mediamente osservato nel mese di maggio.

Si nota come la variabilità sia molto più accentuata nell'arco di una giornata nel 2030 e nel 2040 rispetto al 2019 proprio per la forte penetrazione del solare, che nelle ore centrali della giornata può anche superare il fabbisogno di elettricità. In tali situazioni è necessario un servizio di "energy shifting" da parte degli accumuli: nelle ore centrali l'accumulo assorbe questo surplus di energia e lo rilascia durante le ore serali quando il carico residuo aumenta. In assenza degli accumuli sarebbe necessario ricorrere ad impianti termoelettrici per coprire il fabbisogno durante la sera, mentre l'energia in surplus verrebbe tagliata ("curtailment").

FIGURA 57 *Carico residuo medio (MWh) e movimentazioni accumuli medie (%) per il 2030 ed il 2040*



FOCUS: ADEGUATEZZA

La **progressiva sostituzione di fonti programmabili convenzionali con fonti non programmabili** implica la necessità di affrontare e superare importanti sfide nella gestione del sistema elettrico, fra cui la **riduzione del margine di riserva alla punta** per la forte **dismissione di capacità termoelettrica con il conseguente rischio di non poter coprire i valori massimi di domanda**. Tale rischio si è aggravato, più recentemente, a seguito della sempre maggiore **instabilità delle forniture energetiche** (conseguenza a sua volta del contesto geopolitico internazionale) che potrebbe causare, in concomitanza con altre contingenze (es: prolungati periodi di manutenzione del parco nucleare, situazioni climatiche estreme, ...) situazioni di **scarsità di generazione diffusa su tutto o parte del perimetro Europeo**, e conseguentemente, una riduzione della disponibilità di import per paesi come l'Italia.

In questo contesto Terna, in qualità di **gestore di rete, verificare il rischio di non poter coprire i valori massimi di domanda**, o in altri termini **valutare le condizioni di adeguatezza del sistema nel medio-lungo termine**.

L'**adeguatezza** si misura comunemente attraverso due indicatori:

- **Expected Energy Not Supplied (EENS, MWh)**: inteso come la quota parte attesa di domanda non fornita, in un dato periodo, per vincoli del parco di generazione e/o del sistema di trasmissione;
- **Loss of Load Expectation (LOLE, h)**: inteso come numero atteso di ore in cui il valore di EENS è differente da zero.

Con il Decreto Ministeriale del 28/10/2021, il MiTE ha definito il **valore massimo di LOLE (standard di adeguatezza del sistema elettrico italiano) pari a 3 h/anno**.

Le valutazioni di adeguatezza eseguite nel medio e lungo termine considerando gli scenari maggiormente aggiornati disponibili tenendo in **considerazione i cambiamenti (casuali e non) delle principali variabili di input del modello utilizzato**, tra cui, ad esempio, l'aleatorietà legata ai fenomeni climatici (temperatura, ventosità, l'irraggiamento, ...) **che producono, a loro volta, un impatto diretto sia sulla domanda di energia elettrica sia sulla disponibilità di una sempre più consistente quota parte di generazione** (le fonti rinnovabili intermittenti).

Nel **medio termine**, le valutazioni hanno evidenziato **come la contemporanea presenza di quanto già contrattualizzato nelle aste del CM ('22, '23 e '24), di quanto previsto dal Piano di Sviluppo della RTN (in particolare il Tyrrhenian link) e in assenza di ulteriori dismissioni**, oltre a quelle già previste per gli impianti a carbone, **il sistema elettrico italiano risulta adeguato e non necessiterà di nuova capacità**.

Nel **lungo termine**, invece, grazie al rilevante aumento delle FRNP, dei sistemi di accumulo e di un ulteriore sviluppo della rete di trasmissione (PdS '23), **il sistema elettrico italiano potrebbe rinunciare, oltre alle centrali a carbone, anche a una parte del parco di generazione a gas**, mantenendone comunque una parte in condizioni di piena efficienza per garantire la sicurezza e adeguatezza del sistema elettrico. Sempre sul **lungo termine**, il rilevante aumento di FRNP e accumuli determinerà una riduzione delle ore di funzionamento della **generazione termoelettrica da fonte fossile**, con conseguente **restringimento dei possibili ricavi sui mercati spot dell'energia** (ad esempio il Mercato del Giorno Prima – MGP) e un altrettanto **conseguente rischio di dismissione**. L'effettiva dismissione della capacità in perdita determinerebbe un valore di LOLE superiore allo standard di adeguatezza.

Al fine, quindi, di garantire l'adeguatezza del sistema elettrico italiano, anche a fronte di una progressiva riduzione del parco di generazione termoelettrico tradizionale, sarà necessario, oltre che sviluppare i sistemi di accumulo e la rete di trasmissione, **gestire la dismissione del parco termoelettrico, coerentemente con l'evoluzione dello scenario, attraverso meccanismi di extra-remunerazione** (da definire di concerto con gli enti di competenza) per garantire la presenza in servizio anche di impianti non più economicamente sostenibili, ma allo stesso tempo necessari a coprire la domanda e **mantenere il sistema all'interno dei suoi standard di qualità del servizio**.

Tutte le foto utilizzate sono di proprietà di Tema.

www.terna.it

Mercurio GP
Milano

Consulenza strategica
Concept creative
Graphic design
Impaginazione
Editing

www.mercuriogp.eu



M4
Milano
Stampa

