
Adeguatezza del sistema, decarbonizzazione e mercato della capacità

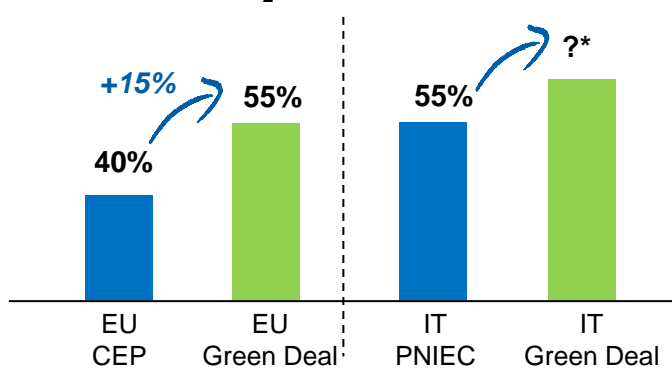
Audizione presso la 10^a Commissione Industria, commercio, turismo - Senato della Repubblica

2 febbraio 2021

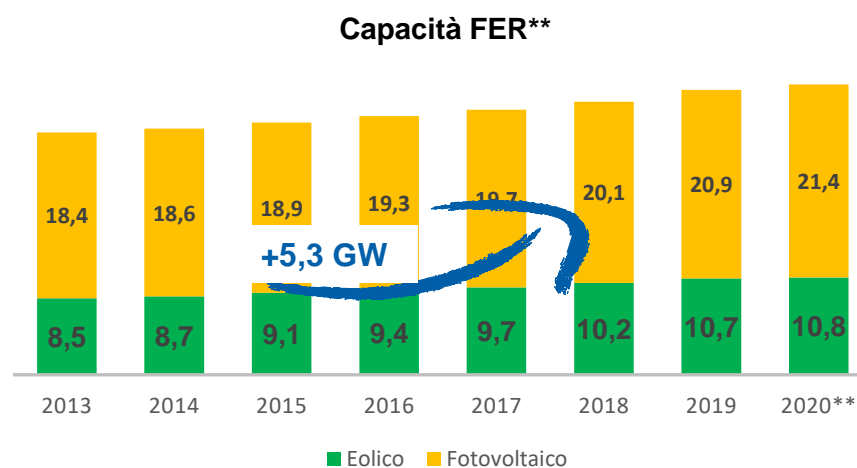
- **Adeguatezza del sistema elettrico**
- Mercato della capacità
- Il sistema elettrico e target decarbonizzazione

Target riduzione CO₂ e sistema elettrico

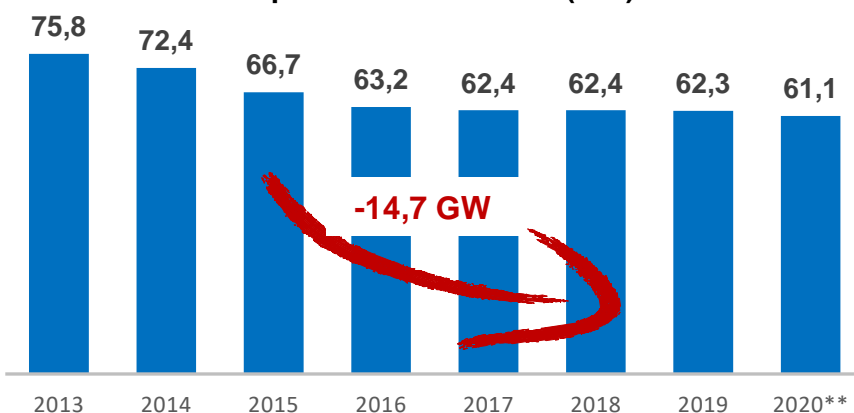
Target riduzione emissioni CO₂



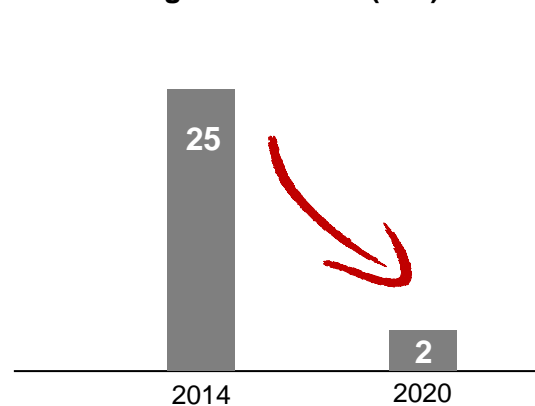
Target penetrazione FER 2030



Capacità termoelettrica (GW)



Margine di riserva (GW)



- Il sistema elettrico è all'inizio di una **trasformazione epocale** con complessità tecniche e di esercizio mai sperimentate
- Tale trasformazione sarà accelerata dai **nuovi e più ambiziosi obiettivi UE di riduzione delle emissioni al 2030 (55%)**, che richiederanno una penetrazione FER nel settore elettrico **più elevata di quanto previsto nel PNIEC** e una maggiore penetrazione del vettore elettrico
- Attuale sviluppo delle FER non in linea con target 2030**. Nelle prime 4 aste del DM FER 1, circa 1,4 GW di capacità non è stata assegnata su circa 3,4 GW disponibili

Per rispettare i nuovi vincoli europei è necessario completare il processo di dismissione degli impianti più inquinanti (phase-out), sostituendoli con impianti di generazione più efficienti e caratterizzati da minori emissioni CO₂, accelerare la realizzazione di nuovi impianti FER e di nuovi accumuli

Stress del sistema negli ultimi anni

A causa della **riduzione della capacità di generazione termica**, negli ultimi anni si sono verificate diverse situazioni di criticità con rischio di attivazione del Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico (**PESSE** - disalimentazione a rotazione delle utenze al fine di **evitare fenomeni di blackout generalizzati**):



Prima dell'avvio del Mercato della capacità, le criticità sono state contrastate esclusivamente con l'**adozione di misure di breve termine** (tra cui un continuo diniego ad autorizzare le dismissioni)

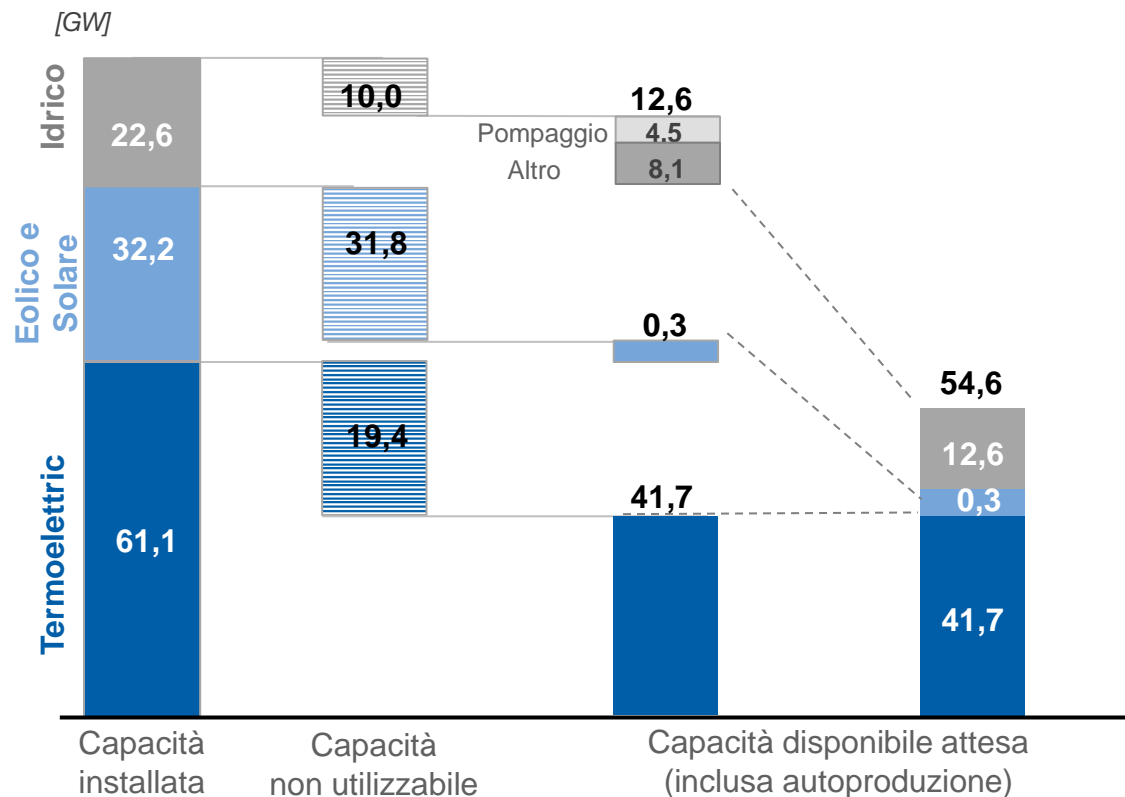
Le condizioni di criticità del sistema elettrico saranno esacerbate dal Phase out del carbone, se non saranno realizzati investimenti in nuova capacità e completati gli interventi di rete previsti dal PNIEC

Valutazioni adeguatezza del sistema elettrico

La **capacità di generazione disponibile** è notevolmente **inferiore alla capacità installata**, ciò è dovuto a:

- Variabilità della generazione rinnovabile immessa in rete
- Vincoli tecnici ed ambientali che interessano parte della capacità installata (es. avarie e manutenzioni programmate)

CAPACITÀ DISPONIBILE ATTESA – INVERNO 2021¹



Winter outlook 2021	Cold Wave Average RES ²	Cold Wave Low RES ³
Capacità installata	115,9	115,9
Capacità in esercizio	113,7	113,7
Capacità disponibile	56,6	54,6
Fabbisogno	52,9	52,9
Riserva Operativa	4,0	4,0
Margini senza Import	- 0,3	- 2,3
Import considerato	5,6	5,6
Margine atteso	5,3	3,3

Le analisi di adeguatezza per l'inverno 2021 evidenziano che, in condizioni climatiche estreme, il sistema elettrico italiano, in assenza di import, risulta non adeguato (margini di riserva negativi)

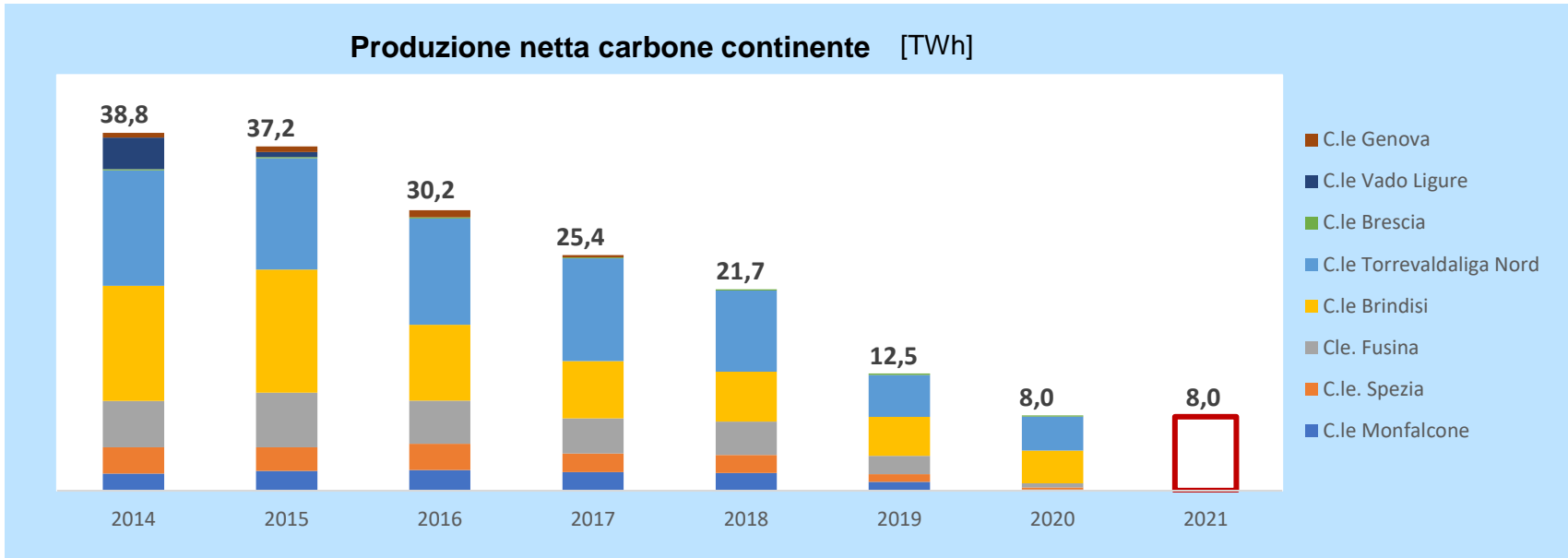
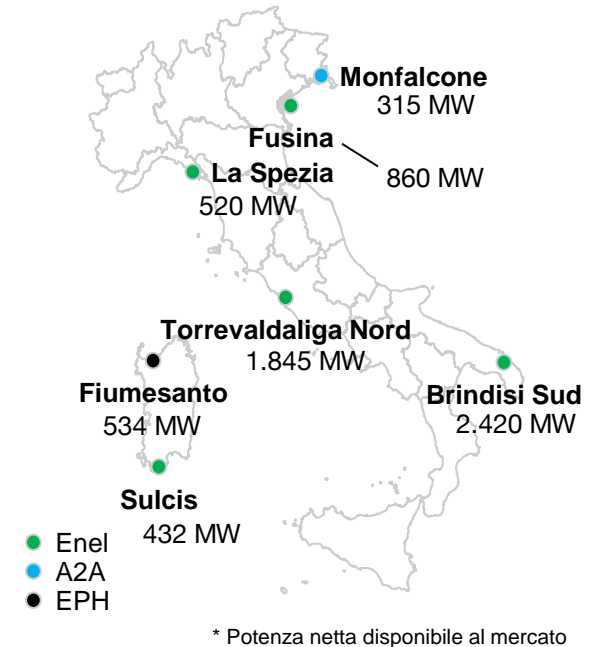
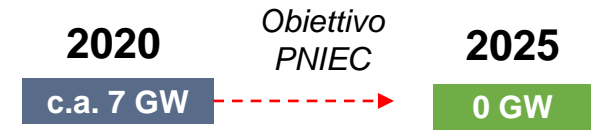
Terna adotta **simulazioni probabilistiche di adeguatezza** per la costruzione delle **curve di domanda del Capacity Market**, per le analisi di adeguatezza nazionali (Report Adeguatezza Italia) e per le valutazioni delle **criticità di adeguatezza stagionali (seasonal outlook) in linea con i criteri definiti a livello europeo**

- Le **analisi di adeguatezza europee e nazionali** seguono la **Metodologia «ERAA» (European Resource Adequacy Assessment)** definita da ACER* a livello Europeo
 - La metodologia ERAA prevede che l'adeguatezza del sistema sia valutata tramite **simulazioni probabilistiche**. Tali simulazioni considerano un numero molto elevato di variabili (disponibilità della capacità di generazione convenzionale e rinnovabile, disponibilità delle infrastrutture di rete, diversi scenari climatici e di fabbisogno di energia) per fornire una **rappresentazione esaustiva delle possibili condizioni di esercizio del sistema elettrico**
 - La metodologia ERAA prevede anche una **valutazione della sostenibilità economica degli impianti** e il relativo impatto sullo stato di adeguatezza del sistema in uno scenario con Capacity Market e senza Capacity Market
-
- Gli **standard di adeguatezza** (Reliability Standard – RS) per le nuove aste **saranno definiti secondo la Metodologia** definita da ACER a livello Europeo e recepita a livello nazionale con la Delibera ARERA 507/2020, che definisce come stimare:
 - il **costo economico legato all'energia non fornita (VOLL)** tramite delle survey
 - il **costo annuo legato alla realizzazione di nuova capacità (CONE)**
 - lo **standard di adeguatezza a livello nazionale e zonale (LOLE** - numero di ore massimo all'anno in cui è accettabile che le risorse disponibili risultino insufficienti a coprire il fabbisogno di energia)

Terna calcola le curve di domanda di capacità per le aste del Capacity Market sulla base dello standard di adeguatezza definito a livello europeo

Phase out carbone

- Alle **condizioni critiche** del sistema in termini di **adeguatezza** e sicurezza già oggi presenti bisognerà aggiungere l'ulteriore riduzione di capacità per **7,2 GW** in seguito alla chiusura degli impianti a carbone prevista dal **PNIEC** nel **2025**.
- Riduzione prezzo Gas, sviluppi di rete, prezzi della CO₂ e crescita delle rinnovabili, hanno già **ridotto sensibilmente la produzione a carbone**
- È stata autorizzata la dismissione di alcuni primi gruppi (Genova, 1 GR Brindisi, Bastardo). Il phase out potrà essere completato se
 - verrà realizzata tutta la **capacità contrattualizzata nelle aste 2022-23** del mercato della capacità (Capacity Market - CM) **e sarà approvvigionata ulteriore capacità** tramite le nuove aste CM 2024-25
 - Verrà realizzato il nuovo **Thyrranian Link** (interconnessione HVDC Continente-Sicilia-Sardegna)



Per raggiungere il phase out completo del carbone e degli impianti caratterizzati da maggiori emissioni CO₂ è necessaria la realizzazione di nuova capacità e di interventi di rete, lo sviluppo di FRNP, accumuli e coinvolgimento della domanda (DSR)

- Adeguatezza del sistema elettrico
- **Mercato della capacità**
- Il sistema elettrico del futuro

Il Capacity Market - mercato a termine per garantire l'adeguatezza - è **lo strumento necessario per permettere il phase out del carbone**



- **Assicura l'adeguatezza del sistema mediante un parco produttivo efficiente e più ecocompatibile** – il capacity market garantisce il mantenimento in esercizio della sola capacità necessaria all'adeguatezza del sistema, promuovendo la sostituzione degli impianti più obsoleti con un mix produttivo basato su impianti a gas, RES ed accumuli



- **Consente il phase out degli impianti più inquinanti** promuovendo la **conservazione** della sola **capacità esistente più efficiente**. La realizzazione della capacità nuova contrattualizzata nelle aste 2022 e 2023 permette la chiusura di parte rilevante degli impianti a carbone del continente, ma non di completarla (a tal fine è **necessario accelerare i processi autorizzativi degli impianti contrattualizzati nelle aste 2022 e 2023**). **Le aste 2024 e 2025 e l'entrata in esercizio del Tyrrhenian Link permetteranno la chiusura degli impianti a olio e a carbone nelle isole e di completare la chiusura degli impianti su continente**



- **Permette la rapida crescita delle fonti rinnovabili** promuovendo investimenti in nuova capacità flessibile (impianti OCGT o CCGT e accumuli elettrochimici) - Un'elevata penetrazione delle fonti rinnovabili, richiede la presenza di impianti peak in grado di modulare rapidamente la propria produzione. Al capacity market possono partecipare anche le **RES** che non hanno forme di incentivo, **accumuli** (circa 200 MW di Potenza nominale selezionati nelle aste 22 e 23 oltre ai circa 250 MW selezionati nelle gare di fast reserve) e il **DSR** (come ulteriore strumento rispetto alle aste UVAM)

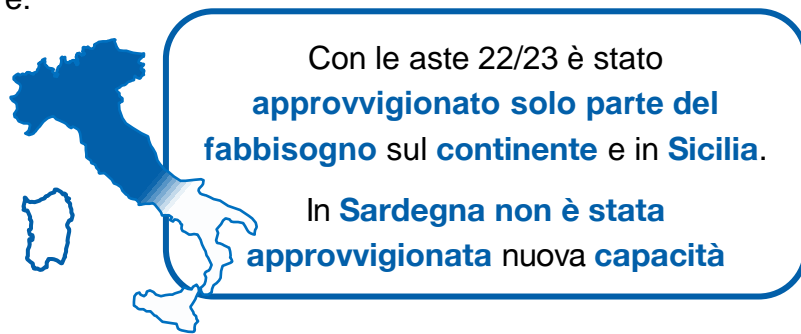


- **Fornisce segnali di prezzo di lungo periodo per promuovere investimenti in nuovi impianti a gas efficienti e flessibili e accumuli elettrochimici**. In un sistema a crescente penetrazione di RES, un mercato con segnali di prezzo spot non è in grado di garantire la realizzazione di nuovi investimenti. **L'ultimo entrata in esercizio di un impianto a gas a «mercato spot» è stata del 2011**



- **Fornisce un'assicurazione contro il rischio-prezzi ai consumatori**: i titolari di capacità selezionata nelle aste a fronte del riconoscimento del premio hanno l'obbligo di restituire al sistema l'extra-profitto percepito sui mercati nelle ore in cui i prezzi eccedono una determinata soglia. Ne consegue un contenimento **dei prezzi attesi nei mercati dell'energia e soprattutto dei servizi**, con un beneficio per i consumatori finali (evitando ad esempio le tensioni registrate nel 2020)

- A novembre 2019, Terna ha svolto le aste del mercato della capacità con anno di consegna 2022 e 2023:
 - In esito all'**asta per il 2022**, è stata assegnata **1.767 MW** di CDP nuova
 - In esito all'**asta per il 2023**, è stata assegnata **4.004 MW** di CDP nuova
- La **capacità contrattualizzata nelle aste per il 2022 e 2023 non è sufficiente** a permettere il pieno phase out al 2025. In particolare:



Inoltre non tutta la capacità contrattualizzata verrà realizzata per **problemi autorizzativi** e Terna dovrà risolvere alcuni contratti. Ciò potrebbe determinare un **rallentamento al phase out del carbone**

Senza l'approvvigionamento di ulteriore capacità tramite nuove aste il phase out del continente non può essere completato, anche perché si registrano ritardi nelle autorizzazioni della capacità nuova contrattualizzata nelle aste già svolte

Azioni necessarie per completare il processo di Phase-out



Le azioni necessarie alla realizzazione di un eventuale obiettivo di dismissione anticipata/marginalizzazione della produzione a carbone sono:

- Nuove aste del mercato della capacità 2024 e 2025
- Accelerazione del piano di autorizzazione e realizzazione degli impianti assegnatari dell'asta del Capacity Market 2022/23
- Per la realizzazione degli investimenti in tempi coerenti con gli obiettivi di decarbonizzazione è fondamentale **un'accelerazione dei tempi di autorizzazione delle infrastrutture di rete** ('fast track'), in particolare per il collegamento HVDC Sardegna-Sicilia-Continente (TL -TyrrhenianLink)

FOCUS SARDEGNA

Principali Step:

2024 -2025

Tramite le aste del mercato della capacità con consegna 2024 e 2025, **Terna approvvigiona i soli MW necessari** in Sardegna **anche dopo il completamento del TL**. L'entrata in esercizio dei MW contrattualizzati permetterà **di dismettere alcune prime UP a carbone** dell'isola

Tyrrhenian link

L'installazione del **primo tratto da 500 MW** che connette la Sardegna alla Sicilia **consentirà di dismettere ulteriore potenza a olio o carbone**. Il **completamento del Tyrrhenian Link** tramite l'installazione dell'ultimo tratto da 500 MW che connette le due isole ed il completamento del tratto Sicilia – Continente **consentirà di dismettere l'intera capacità a olio e a carbone di Sardegna (e Sicilia)**



Il completamento del Tyrrhenian Link permetterà di gestire la Sardegna con circa un terzo della attuale generazione Termoelettrica e consentirà il pieno phase out di impianti a olio e carbone delle isole

- Adeguatezza del sistema elettrico
- Mercato della capacità
- **Il sistema elettrico del futuro**

Evoluzione del sistema elettrico - principali impatti

TREND DI SISTEMA



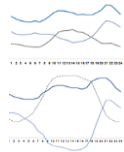
Progressiva riduzione potenza regolante e di inerzia di sistema, per modifica mix produttivo



Progressiva dismissione di capacità termoelettrica con conseguenti problematiche di adeguatezza alla punta



Aumento delle congestioni legato allo sviluppo non omogeneo delle FER



Cambiamento curva di domanda termica residua con rapide punte di carico per volatilità FER



Inasprimento problematiche regolazione di tensione



AZIONI DEL TSO

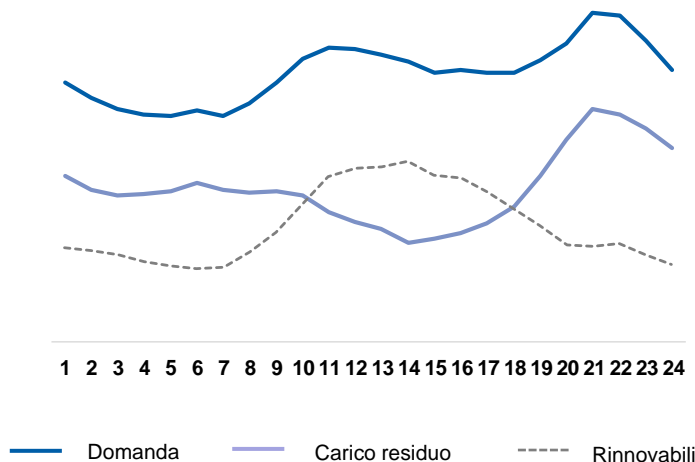
- **Interventi infrastrutturali:** rinforzi rete (es. Tyrrhenian Link) e dell'interconnessione con l'estero, investimenti per compensare perdita di inerzia e regolazione tensione (compensatori, reattanze, statcom) ed interventi per la resilienza
- **Innovazione e digitalizzazione** della RTN e della gestione del Sistema Elettrico anche ai fini dell'osservabilità delle risorse distribuite
- **Pianificazione integrata degli interventi** di rete per piena integrazione delle FRNP

AZIONI DI SISTEMA

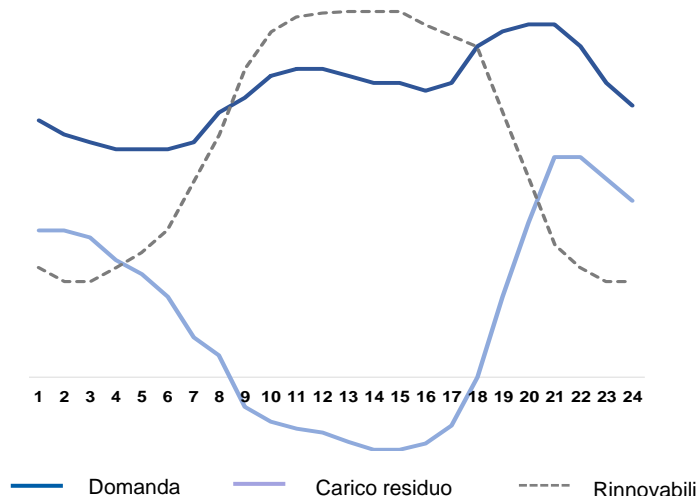
- **Realizzazione nuovi accumuli:** contrattualizzazione a termine tramite procedure competitive per nuova capacità di accumulo
- **Segnali di prezzo a lungo termine:** nuove aste Capacity Market, aste e contratti di acquisto di energia a lungo termine (PPA) per impianti rinnovabili
- **Evoluzione ed integrazione dei mercati** per far fronte alle nuove esigenze ed apertura del mercato dei servizi a nuove risorse (**DSR e accumuli, già promosse coi pilota in corso UVAM, fast reserve, estensione perimetro secondaria, UPI**)

Il sistema di domani

Carico residuo OGGI

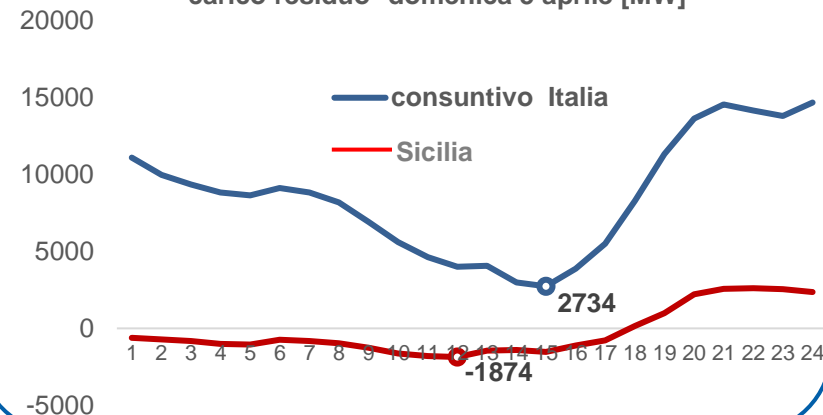


Carico residuo con target 2030



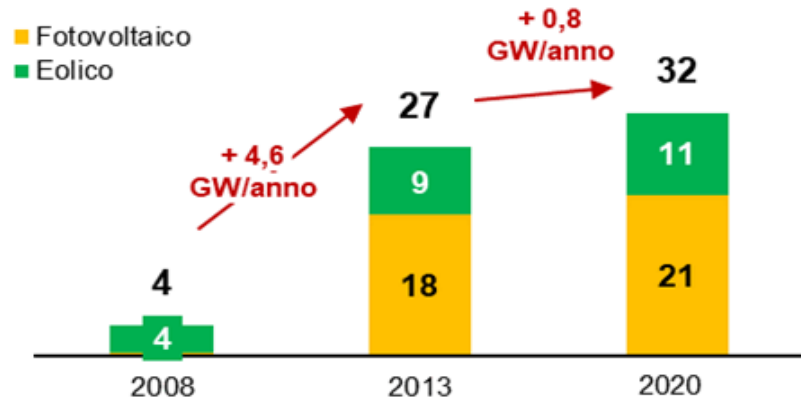
Il covid ha anticipato condizioni di esercizio che avremmo sperimentato da qui a 10 anni (carico residuo Sicilia negativo)

carico residuo* domenica 5 aprile [MW]



- L'evoluzione del carico al 2030 e l'aumento della penetrazione di fonti rinnovabili comporterà **periodi di over generation** nelle ore centrali della giornata ed un **aumento della ripidità della rampa serale** del carico residuo
- Sarà necessario un **parco di generazione termoelettrico con prestazioni (gradienti, tempi di entrata in esercizio, vincoli di funzionamento) superiori a quelle attuali**, e impianti a gas capaci di funzionare sia a ciclo aperto che a ciclo chiuso
- Le procedure concorsuali per la Fast Reserve (250 MW approvvigionati) hanno mostrato come gli **accumuli siano una tecnologia matura e poco costosa**, capace di sostituire parte dell'attuale parco generazione termoelettrica. Ed anche nelle aste del mercato della capacità 22 e 23 è già stata approvvigionata circa 200 MW di nuova capacità di accumulo
- Un sistema caratterizzato da una forte penetrazione di risorse distribuite, comporta una maggiore esigenza di coordinamento centralizzato da parte del TSO affinché le transazioni di energia siano compatibili con la sicurezza del sistema e la fornitura di energia possa essere garantita con i dovuti standard di qualità ed al minor costo per il consumatore. Modelli **self dispatching o di dispacciamento locale sarebbero meno efficienti, meno sicuri e più costosi**

Evoluzione della capacità rinnovabile



- Il **trend di crescita delle rinnovabili negli ultimi anni** ha subito un forte rallentamento con **incrementi annui** di capacità installata **inferiori a 1 GW/anno**
- Per raggiungere i target PNIEC (peraltro già superati dalla comunicazione Green Deal) è necessario promuovere la realizzazione di nuovi impianti eolici e fotovoltaici per almeno **40 GW**
- I **primi risultati delle aste** – che evidenziano **una forte riduzione dei costi di realizzazione** di queste fonti – **non** sono **coerenti** in termini di **nuova capacità assegnata** con gli obiettivi 2030

Azioni necessarie per raggiungere target PNIEC

- **Conferma del meccanismo di incentivazione per i prossimi 5 anni** fissando contingenti maggiormente ambiziosi e con una pianificazione temporale più a lungo termine (per raggiungere nuovi target RES sono necessari tassi di crescita di ca 4 GW/anno)
- **Semplificazione ed accelerazione iter autorizzativi**
- **Maggiore utilizzo di aree** industriali **dismesse**, aree agricole degradate o **non utilizzate**, cave e discariche esaurite

Principali benefici da investimenti in FER

- **Benefici per l'economia** (investimenti con effetto moltiplicativo sul PIL nazionale pari a 2,5-3 volte il valore dell'investimento) e **per l'occupazione**
- **Aumento sicurezza e indipendenza energetica** e miglioramento della bilancia dei pagamenti del Paese,
- **Impatto trascurabile sui costi dell'energia per il consumatore.** I costi stimati per avviare un programma di grande impulso alle rinnovabili sono marginali (stima ca. 350-400 M€/anno per 20 GW)* rispetto alla spesa attuale (ca 11 Mld di euro) determinata da schemi di incentivazione superati e sviluppo impianti prima del forte abbattimento dei costi

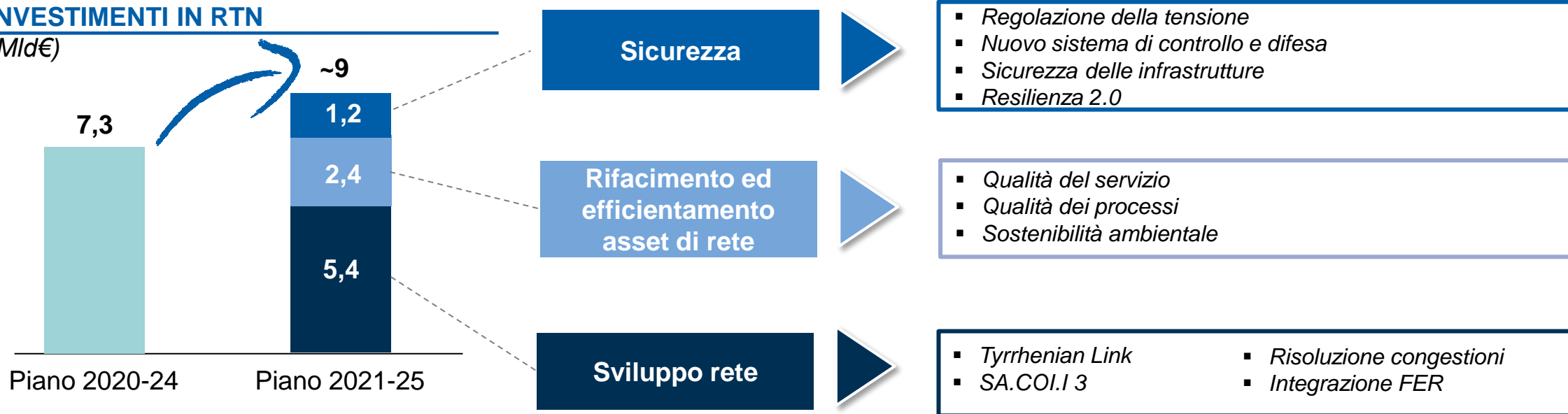
Evoluzione della capacità rinnovabile

Nuovo Piano industriale 2021-25

- Investimenti di rete determinanti per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione, abilitare la chiusura degli impianti più inquinanti, aumentare la produzione FER, abilitare la penetrazione del vettore elettrico (determinante per la riduzione della CO₂, in particolare nei centri urbani)
- L'intensificarsi di fenomeni atmosferici estremi (vento, ghiaccio&neve, ondate di calore) richiede un ulteriore impegno in investimenti per aumentare la resilienza del sistema elettrico
- Fondamentale ridurre i tempi per le autorizzazioni, che costituiscono tuttora il principale ostacolo ad uno sviluppo della rete funzionale alla decarbonizzazione e alla continuità del servizio

INVESTIMENTI IN RTN

(Mld€)



Circa il 70% delle risorse previste per lo sviluppo di rete è destinato al raggiungimento degli obiettivi per la decarbonizzazione