

---

# Transizione energetica: Sfide nella gestione del sistema elettrico e ruolo dello storage

Fabio Genoese, Head of Strategy

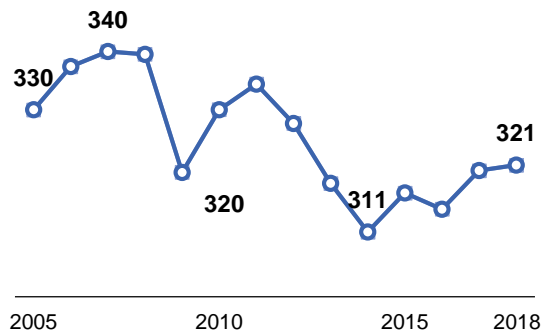
CATANIA, 06 DICEMBRE 2019

# Contesto di riferimento

## Il Sistema Elettrico Italiano

### Fabbisogno di energia elettrica

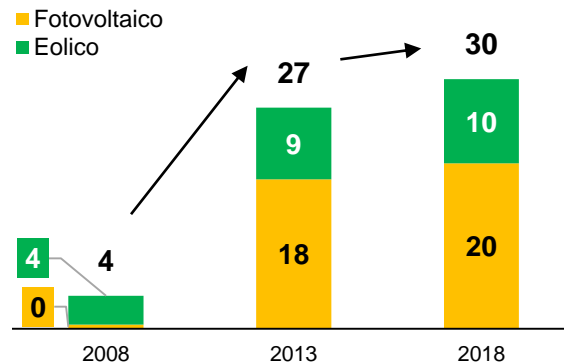
[TWh]



**Domanda elettrica ancora al di sotto dei livelli pre-crisi**

### Capacità Installata Eolico e Fotovoltaico

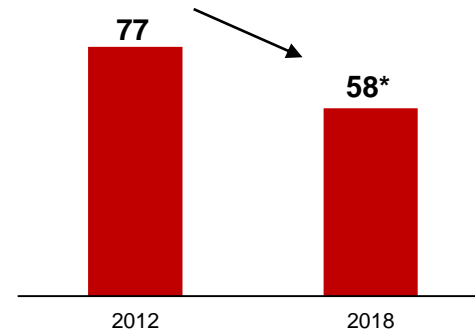
[GW]



**Forte crescita del parco di generazione FER fino al 2013**

### Capacità Installata Termoelettrica

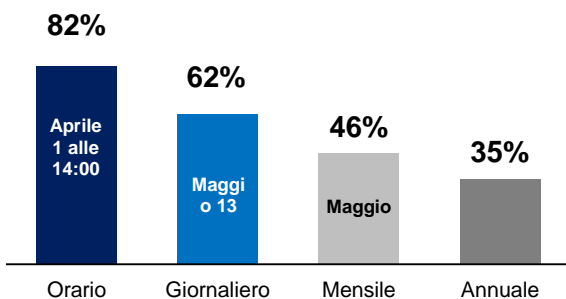
[GW]



**Progressiva riduzione della capacità termica installata**

### Picchi di copertura del fabbisogno da FER

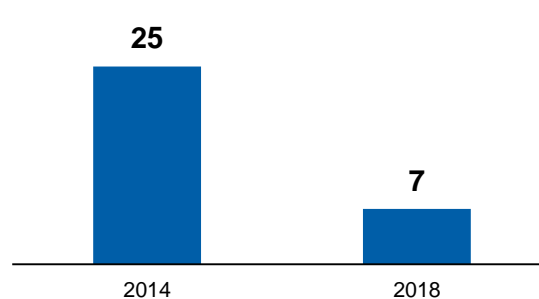
2018, [%]



**Elevate quote di copertura del fabbisogno da FER**

### Minimo margine di adeguatezza annuo

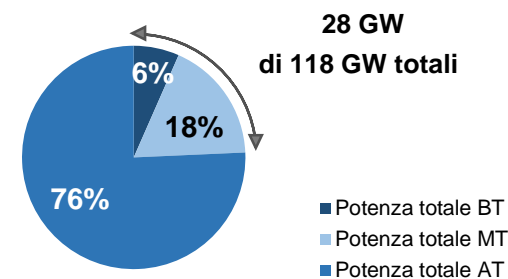
[GW]



**Riduzione del margine di adeguatezza**

### Distribuzione potenza per livello di tensione




[%]



**Fenomeno della decentralizzazione sempre più rilevante**

Per avviare la decarbonizzazione, l'Unione Europea ha fissato degli obiettivi macro per il 2020 e 2030:  
**(1) Riduzione emissioni GHG (2) Quota FER nei consumi finali (3) Efficienza energetica**

Obiettivi per il 2020 ("20-20-20") e per il 2030 ("Clean Energy Package")

|                                                        | 2020<br>EU 20-20-20 |         | 2030<br>Clean Energy Package |       |                                                                                      |
|--------------------------------------------------------|---------------------|---------|------------------------------|-------|--------------------------------------------------------------------------------------|
|                                                        | EU                  | IT      | EU                           | IT    |                                                                                      |
| <b>Riduzione emissioni gas serra (risp. al '90)</b>    | - 20%               |         | - 40%                        |       |                                                                                      |
| ....contributo settori ETS (risp. al 2005)             | -21%                | n/r*    | - 43%                        | n/r*  |                                                                                      |
| ...contributo settori non-ETS (risp. al 2005)          | -10%                | -13% ✓  | -30%                         | -33%  |   |
| <b>Quota FER nei consumi finali</b>                    | ≥20%                | ≥17% ✓  | ≥32%                         | ≥30%  |                                                                                      |
| Quota FER nei consumi elettrici**                      | ≈35%                | ≈26% ✓  | ≥50%                         | ≥55%  |   |
| <b>Efficienza energetica (rispetto a scenario BAU)</b> | - 20%               | - 24% ✓ | - 32,5%                      | - 43% |  |

- L'Italia ha già raggiunto gli obiettivi 2020
- L'implementazione del Clean Energy Package a livello nazionale è definita nel cosiddetto «Piano Nazionale Integrato Clima ed Energia» (PNIEC) che propone obiettivi sfidanti per l'Italia ma pienamente raggiungibili.

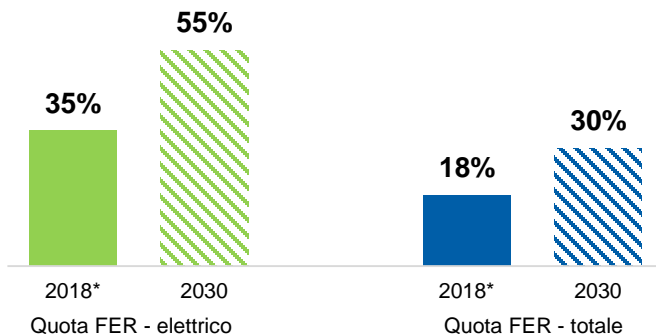
# Contesto di riferimento

## Scenari elettrici del Piano Nazionale Energia e Clima

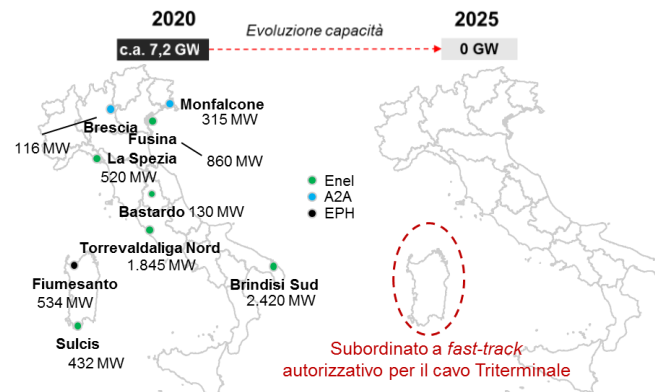
Principali target PNIEC



### Copertura FER



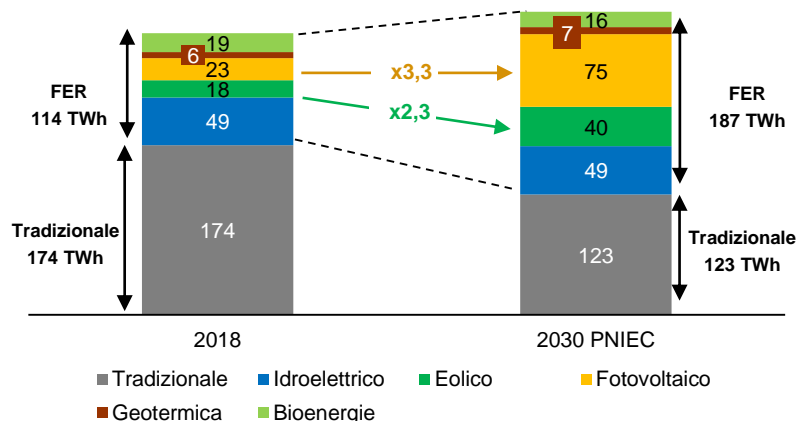
### Phase-out carbone 2025



Scenari 2030

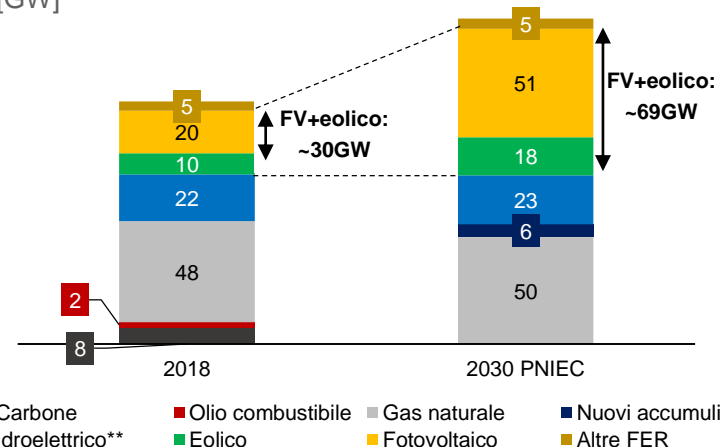
### Produzione lorda di energia elettrica

[TWh]



### Capacità installata

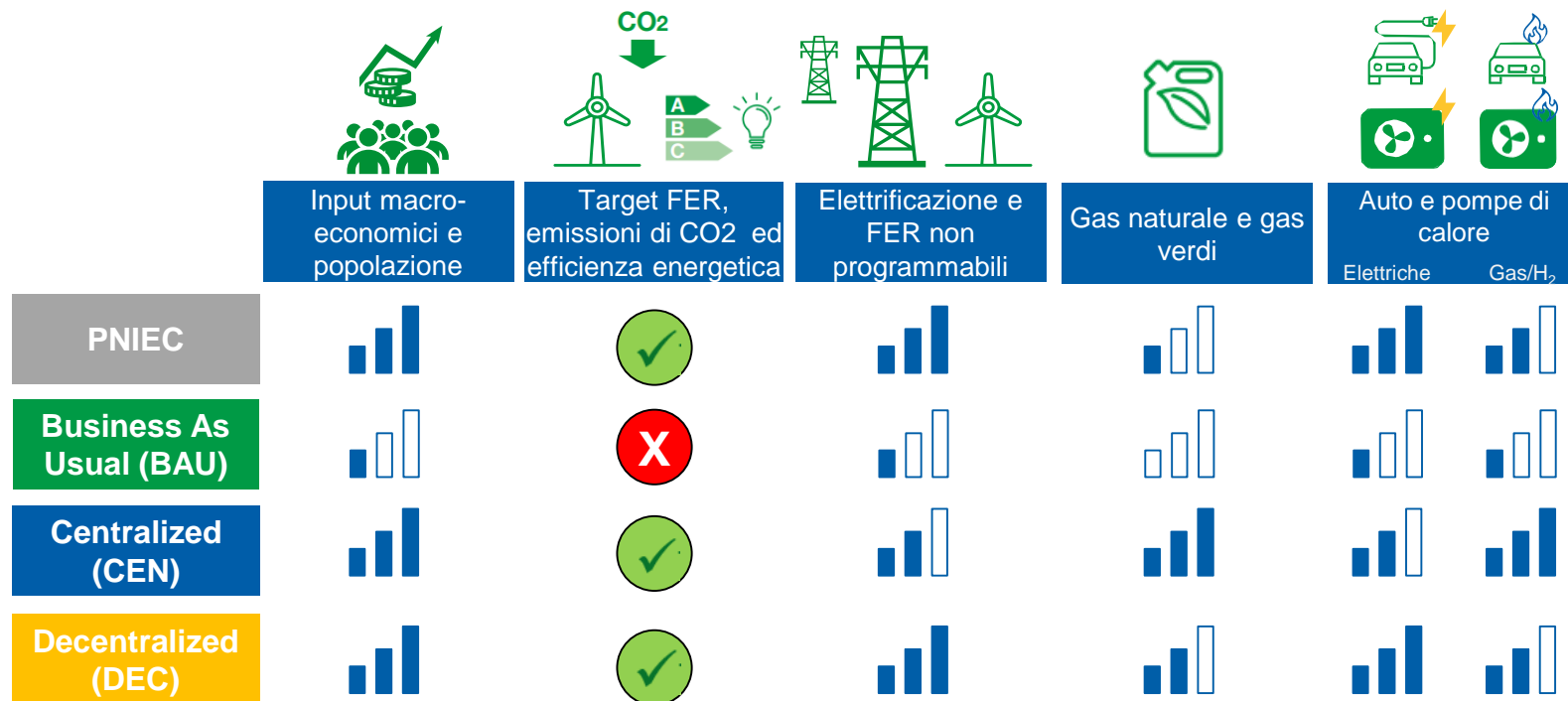
[GW]



**Il raggiungimento degli obiettivi PNIEC implica un'importante trasformazione del parco di generazione a favore di un ampio sviluppo di impianti FER**

# Contesto di riferimento

## Scenari Terna-Snam: Storylines



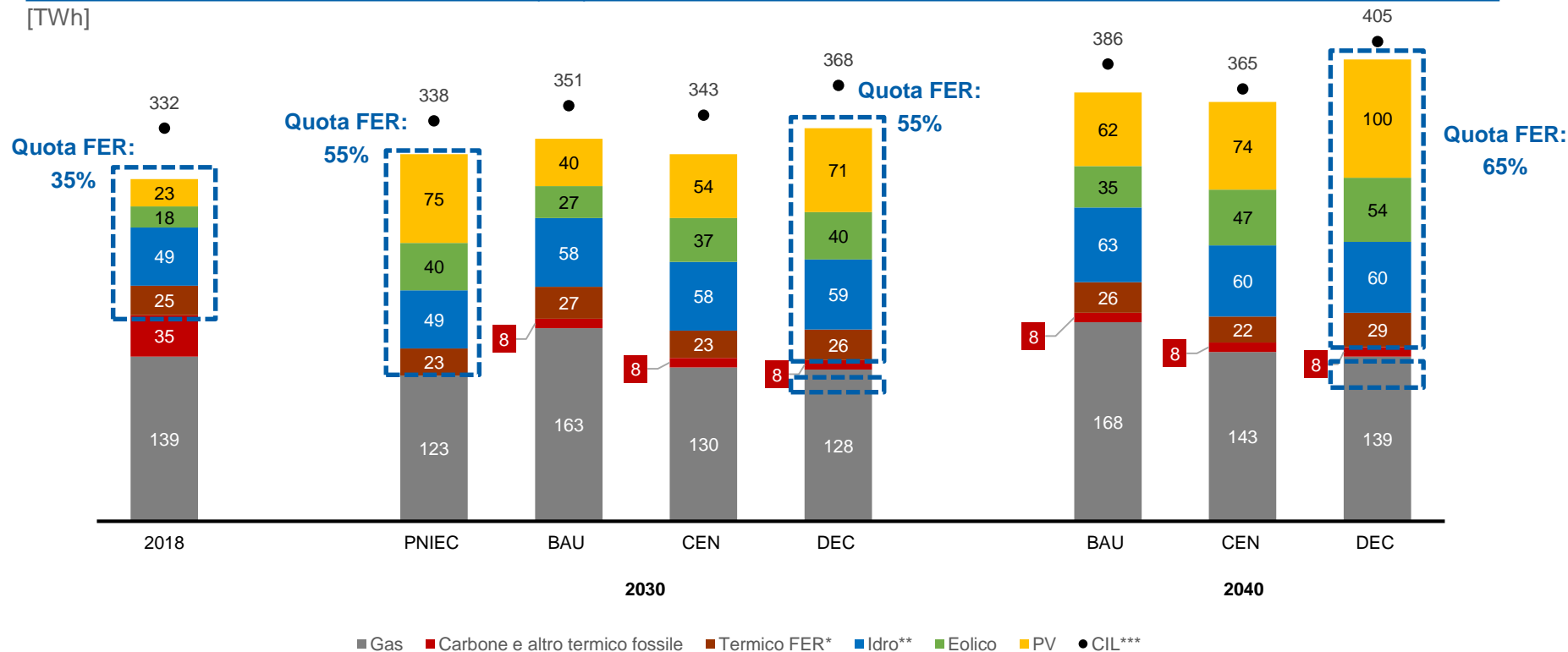
- Lo scenario **CEN** punta maggiormente su **gas verdi** e produzione centralizzata di energia elettrica; lo scenario **DEC** su **elettrificazione** dei consumi e diffusione di **rinnovabili non programmabili** e distribuite
- Gli scenari di sviluppo (**CEN** e **DEC**), in allineamento al **PNIEC**, permettono di **raggiungere gli obiettivi** di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>, quota FER ed efficienza energetica al 2030 e gli obiettivi di decarbonizzazione di lungo termine
- Lo scenario **BAU** proietta **inerzialmente i trend attuali** e non permette il raggiungimento dei target

# Contesto di riferimento

## Scenari Terna-Snam: Produzione

### Produzione lorda e consumo interno lordo (CIL)

[TWh]



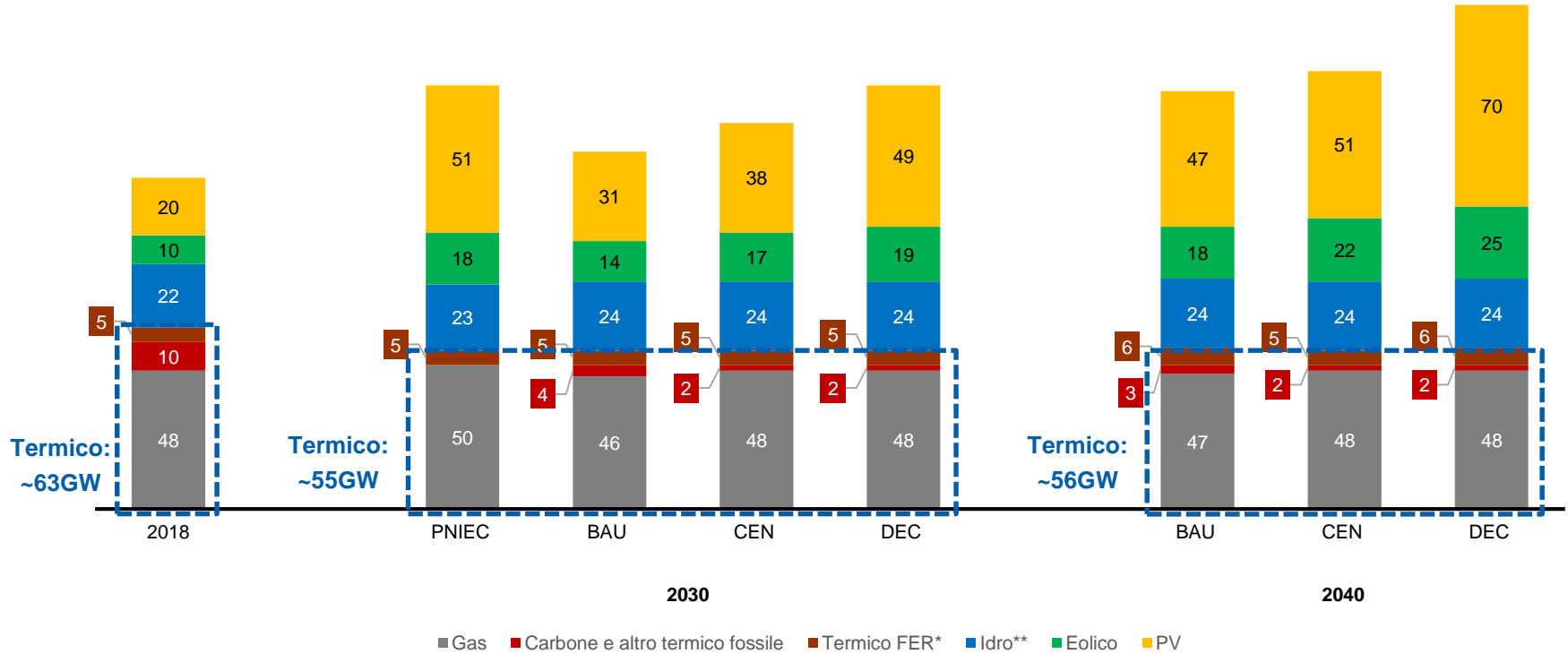
- **Per raggiungere gli obiettivi 2030-40 è fondamentale lo sviluppo FER: è prevista una crescita della quota FER sul CIL\*\*\* da oggi 35% fino a 65% al 2040**
- **Gli scenari DEC e PNIEC risultano molto simili, in quanto perseguono linee strategiche simili per raggiungere gli obiettivi (es. elettrificazione). Tuttavia, lo scenario DEC punta ancora di più sul vettore elettrico che spiega la maggior domanda elettrica da soddisfare (+8% rispetto a PNIEC al 2030)**

# Contesto di riferimento

## Scenari Terna-Snam: Capacità

### Capacità installata

[GW]



- **Nonostante la crescita delle FER** in termini di quota sui consumi, si **conferma il ruolo essenziale del termico** anche negli scenari di lungo termine.
- Infatti, la **capacità installata del termico** necessaria per garantire l'adeguatezza del sistema elettrico **non scende sotto i 55-56 GW** nemmeno al 2040.

# Impatti sulla gestione del Sistema Elettrico

## Cluster

## Impatti sulla gestione del Sistema Elettrico

### Caratteristiche tecniche impianti FER



- ▶ Riduzione dell'**inerzia del sistema**
- ▶ Riduzione di risorse che forniscono **regolazione di frequenza e tensione**

### Non programmabilità impianti FER



- ▶ Riduzione del **margin**e di adeguatezza
- ▶ Crescenti periodi di **over-generation** nelle ore centrali della giornata
- ▶ Crescente ripidità della **rampa serale del carico residuo**

### Localizzazione impianti FER



- ▶ Aumento delle situazioni di **congestioni di rete**, perché gli impianti FER, in particolare l'eolico, sono spesso localizzati lontani dai centri di consumo
- ▶ Crescenti problematiche di **gestione del sistema**, dovute all'aumento della Generazione Distribuita

### Cambiamenti climatici



- ▶ Aumento dei **disservizi sulla rete elettrica**

**Le variazioni del contesto (incremento FER, dismissione di impianti termoelettrici, cambiamenti climatici) causano infatti già oggi, e in misura maggiore negli scenari prospettici, significativi impatti sulle attività di gestione della rete da parte del TSO**



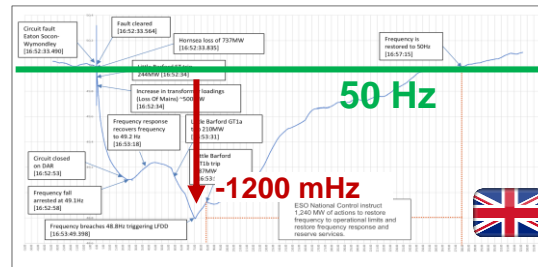
# Impatti sulla gestione del Sistema Elettrico

## Recenti eventi di frequenza in Europa

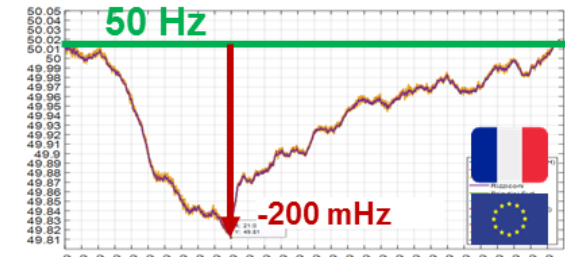
Frequenza europea – 12.06.2019



Frequenza UK – 09.08.2019



Frequenza FR – 07.10.2019



12 giugno, 2019

CAUSA

- **Errata previsione** della produzione rinnovabile in Germania
- **Deficit di quasi 6,5 GW in tempo reale**

EFFETTO

- **Frequenza a 49,9 Hz**
- Per 20 minuti, altissimo rischio di **disalimentazione di carico civile** sull'intero territorio europeo

9 agosto, 2019

- **Perdita di generazione** a causa di fulmine
- **Deficit di oltre 2 GW in tempo reale**

- **Frequenza a 48,8 Hz**
- Per quasi 60 minuti, **1,1 milioni di utenti** staccati automaticamente in Gran Bretagna (tra cui ospedali)

7 ottobre, 2019

- **Perdita di un reattore nucleare** nel nord della Francia da 900 MW
- **Deficit di 3,5 GW in tempo reale**

- **Frequenza a 49,8 Hz**
- **Distacco di carico interrompibile** in Francia per ca. 1400 MW.
- **Iniezione di 1.000 MW** nella rete europea da parte di Terna

**Evidenze di progressiva fragilità della rete sono significative e visibili in tutta Europa. L'integrazione di nuova capacità FER in un contesto di progressiva riduzione delle grandi unità di generazione richiede interventi strategici in termini di sviluppo rete, risorse di accumulo e flessibilità**

## 1 Investimenti di Rete

- **Potenziamento dorsali** Nord-Sud e **rinforzi di rete** Sud e Isole
- **Interconnessioni con estero**
- Investimenti per **regolazione tensione** ed aumento **inerzia**
- **Interventi per la resilienza**

## 2 Segnali di prezzo di lungo termine

- **Capacity Market** per promuovere investimenti in impianti termoelettrici di nuova generazione
- **Aste e contratti di acquisto di energia a lungo termine (PPA)** per impianti rinnovabili
- **Contrattualizzazione a termine** tramite procedure competitive per nuova capacità di accumulo, anche idroelettrico

## 3 Evoluzione ed Integrazione dei Mercati

- **Evoluzione della struttura e dei prodotti negoziati sul mercato dei servizi** per far fronte alle nuove esigenze (regolazione di tensione, inerzia,...)
- **Partecipazione di «nuove» risorse di flessibilità al mercato dei servizi** di dispacciamento: domanda, generazione distribuita, accumuli
- **Integrazione progressiva con i mercati dei servizi europei**

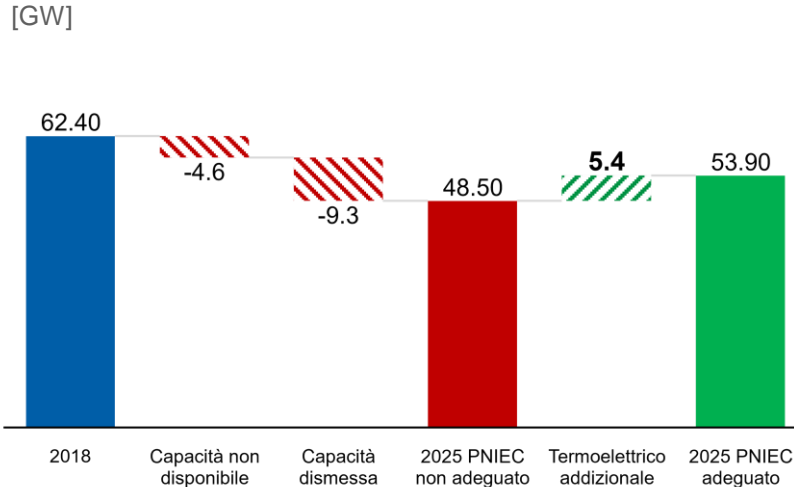
## 4 Innovazione e digitalizzazione

- **Digitalizzazione della rete di trasmissione** (asset e processi) e della **gestione del Sistema Elettrico**

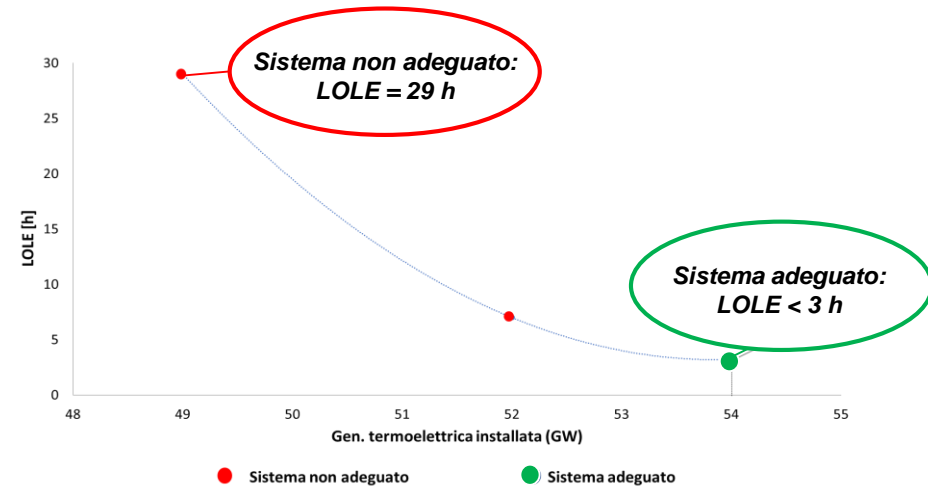
## Interventi di Sistema:

1. **ADEGUATEZZA,**
2. **ACCUMULI,**
3. **FLESSIBILITÀ**

Evoluzione parco termoelettrico\* di produzione 2018-2025



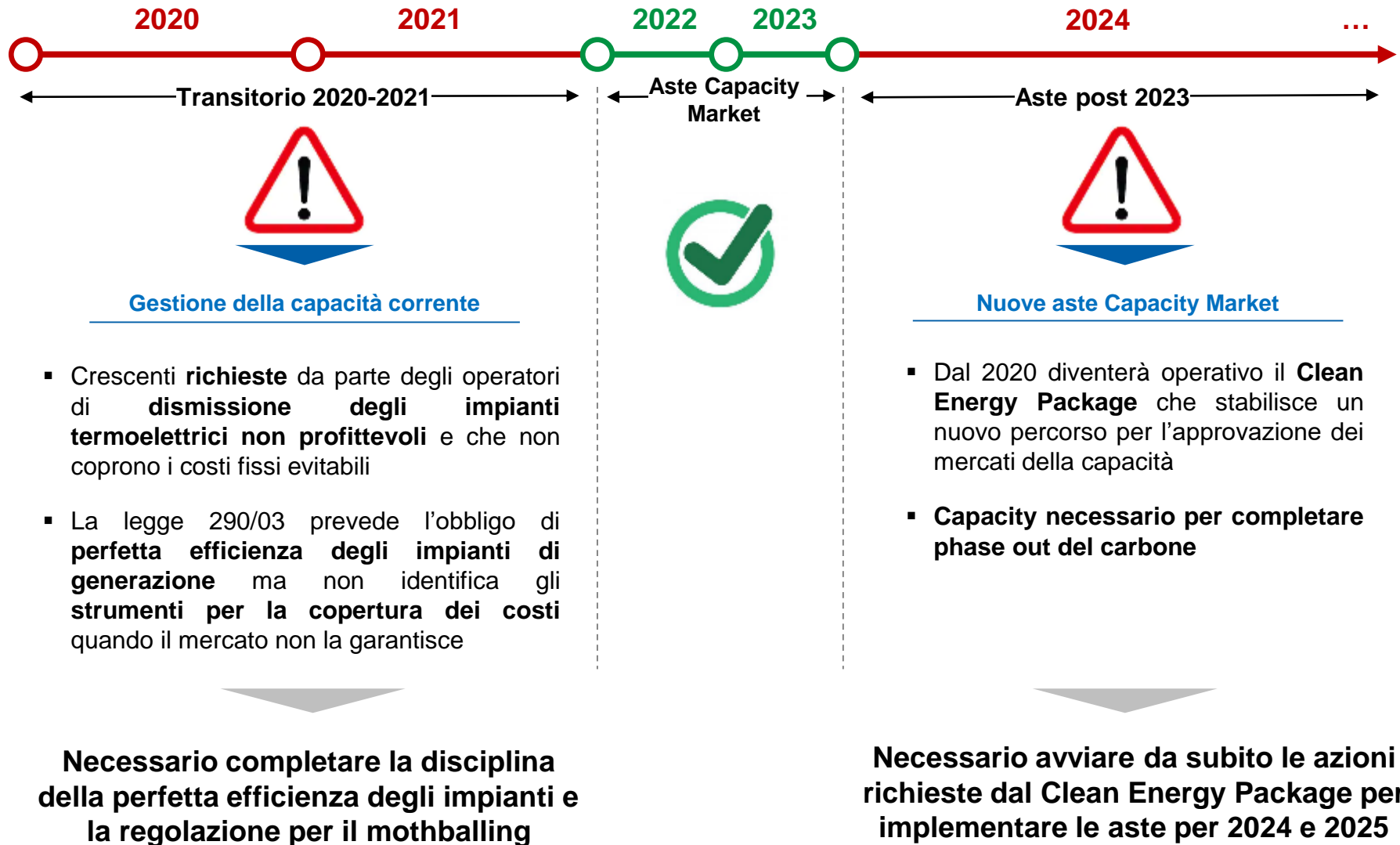
LOLE in funzione della capacità installata termica



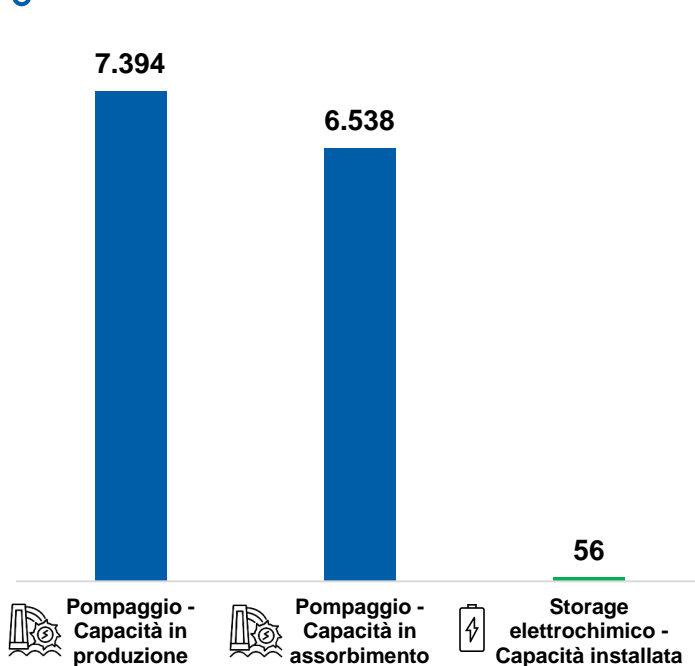
- Lo scenario PNIEC prevede una **riduzione di circa 9,3 GW di capacità termoelettrica entro il 2025**, di cui **7,9 GW di impianti a carbone**.
- Dal **Rapporto di Adeguatezza** emerge che per garantire l'adeguatezza del sistema è **necessaria l'installazione di 5,4 GW di nuova capacità termoelettrica efficiente**, in aggiunta e in parallelo allo sviluppo delle **energie rinnovabili** (valutate pari a circa 12 GW entro il 2025) e di **3 GW di impianti di accumulo**
- In assenza di nuova capacità termoelettrica al 2025, **le ore di LOLE aumenterebbero a circa 30**, 10 volte superiori agli standard di adeguatezza adottati a livello Europeo e nazionale.



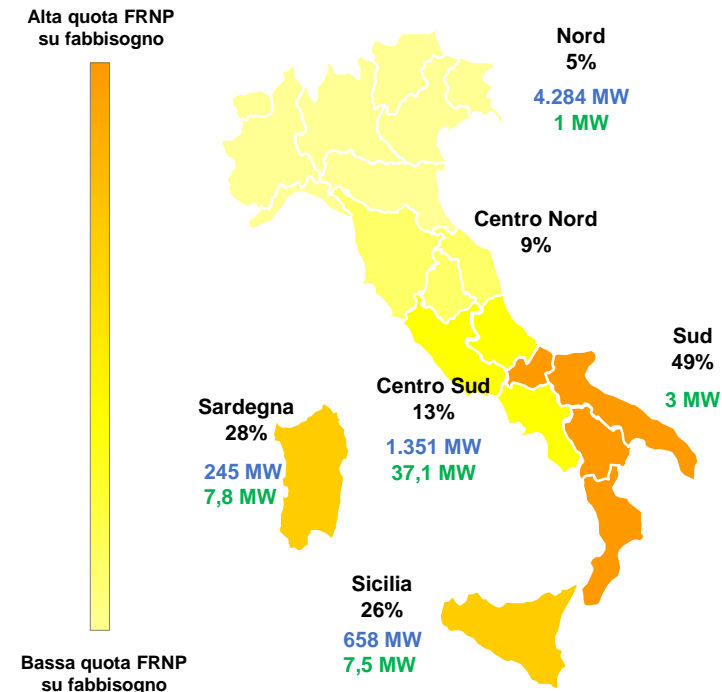
**La evoluzione di scenario fino al 2025, in presenza di forte penetrazione RES, richiede almeno 54 GW di capacità convenzionale per rispettare gli standard di adeguatezza (phase out carbone e olio oltre a incremento di carico)**



Potenza netta di sistemi di accumulo, 2018\* (MW)



Distribuzione zonale generazione intermittente su fabbisogno (%) e capacità accumulo installata, 2018 (MW)



Produzione FRNP 40,4 TWh

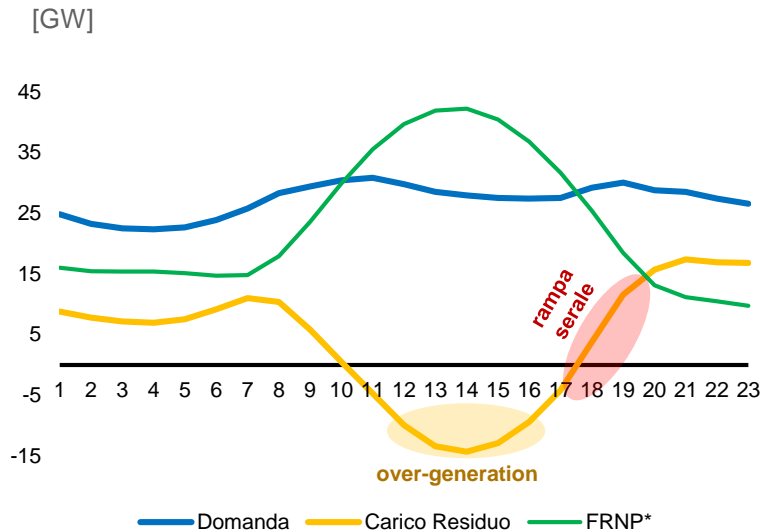
Fabbisogno 321 TWh

Media nazionale

13%

**Dopo una fase di grandi installazioni di impianti di pompaggio (1951 – 2006), nell'ultimo decennio gli investimenti in nuova capacità sono stati pressoché nulli. È necessario stimolare nuovi investimenti, attraverso contratti a termine, nelle zone in cui il potenziale è maggiore (Sud e isole)**

### Carico residuo nel 2030



- Incremento dei periodi di **over-generation** nelle ore centrali della giornata
- Aumento della ripidità della **rampa serale** del carico residuo

### Necessario incrementare la capacità di accumulo nelle zone Sud e Centro Sud entro il 2030:

+ 6 GW di accumulo centralizzato

+ 4,5 GW di accumulo distribuito

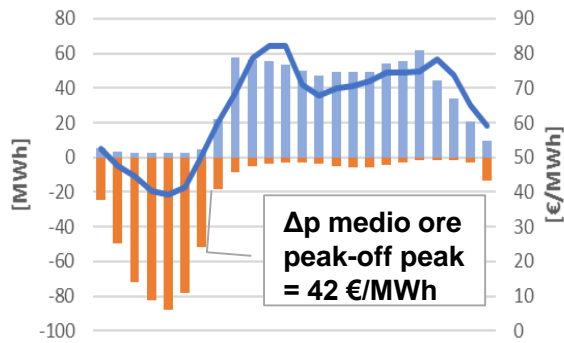


### OBIETTIVI:

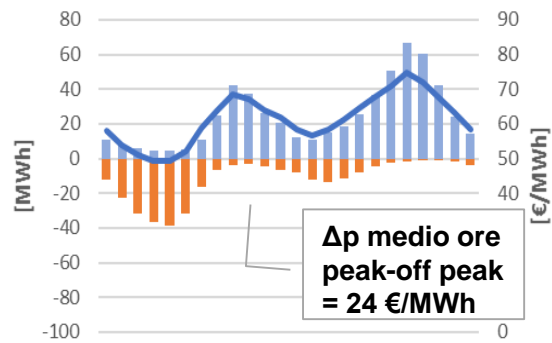
- Riduzione dell'**over-generation** e delle **congestioni di rete**
- **Copertura del fabbisogno** nelle ore di alto carico e nelle situazioni di scarsa produzione FRNP (ad esempio durante le rampe serali)
- Fornitura di servizi di **regolazione di frequenza e tensione** anche per periodo prolungati
- Incremento della **potenza di corto circuito** e dell'**inerzia del sistema**

**Necessaria la realizzazione di nuovi impianti di accumulo per far fronte a problematiche di over-generation strutturale e per fornire servizi pregiati di supporto alla gestione in sicurezza del Sistema Elettrico**

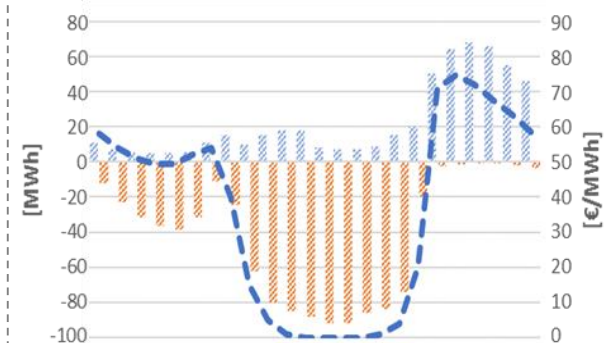
2010



2018



2030



Media di energia immessa\*

Media di energia assorbita

PUN medio



Oggi, il mercato spot non è sufficiente a fornire i corretti segnali di prezzo per investimenti in nuova capacità di accumulo, fondamentale per la sicurezza del sistema nel medio termine.

**Necessario costruire un adeguato quadro regolatorio nel quale definire una contrattualizzazione e termine che assicuri la finanziabilità dei progetti nuova capacità di accumulo, in particolare nelle zone Sud e Centro-Sud**

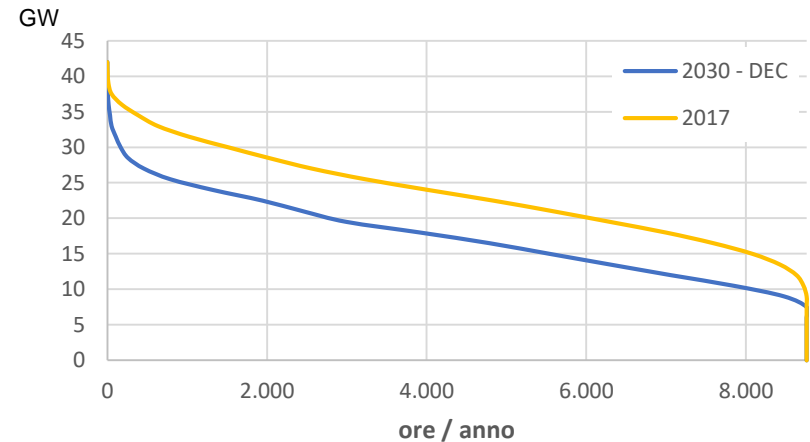
### Principali risorse per servizi di rete

### Curva di durata: Potenza dispacciata di impianti termoelettrici, storica e negli scenari previsionali\* (GW)

OGGI



- Ad oggi, le risorse che principalmente forniscono servizi di rete sono gli **impianti tradizionali di grossa taglia** (es. termoelettrico e idroelettrico)
- Nei prossimi anni, la capacità installata **termoelettrica è destinata a diminuire** e, con la crescente diffusione di rinnovabili, anche la potenza media dispacciata di questa risorsa si riduce (cf. grafico a destra).



FUTURO



- Sarà necessario **abilitare tutte le risorse di flessibilità** per il mercato dei servizi, anche quelle distribuite nel settore residenziale e terziario, per gestire la rete e compensare la riduzione delle risorse che forniscono servizi di rete.

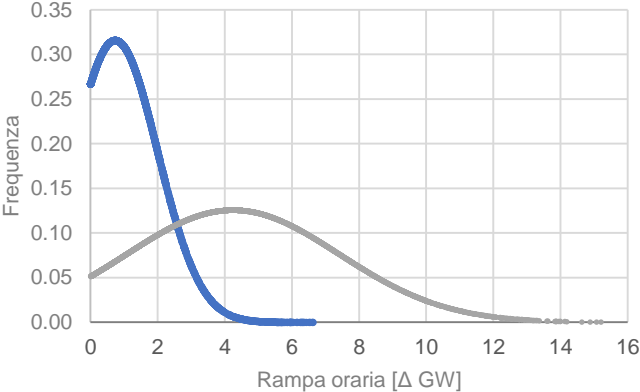
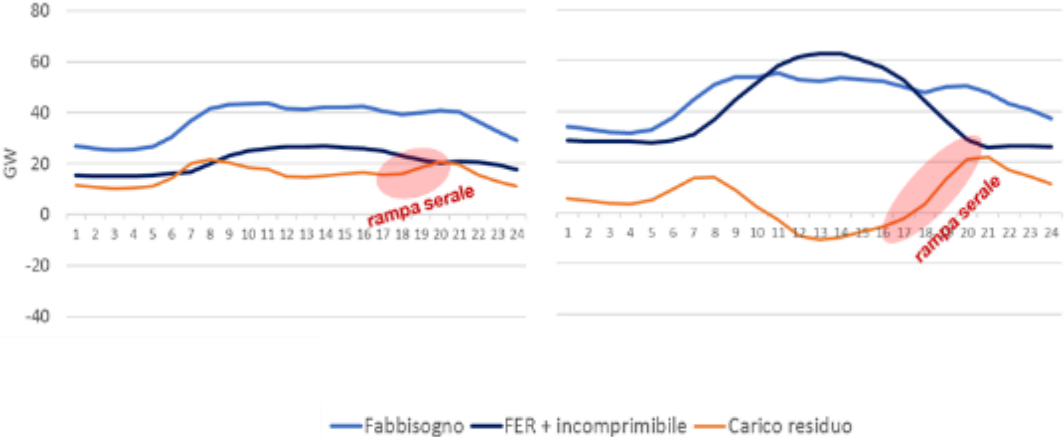
**La dismissione degli impianti termoelettrici comporta la riduzione delle risorse che forniscono servizi di rete. Ciò determina la necessità di promuovere il progressivo coinvolgimento di tutte le risorse di flessibilità alla partecipazione attiva nei mercati dei servizi**



Lavorativo Maggio 2018

Lavorativo Maggio 2040 (DEC)

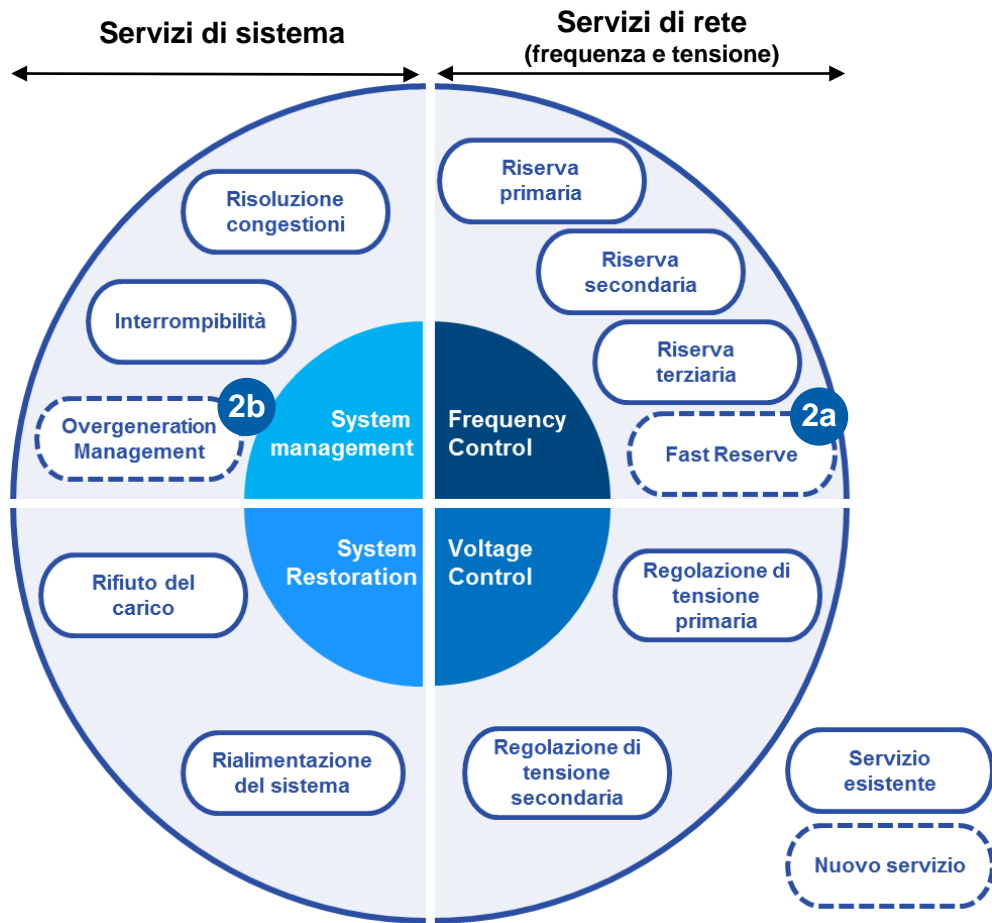
Rampa oraria di carico residuo



• Rampa a salire - 2017    • Rampa a salire - DEC 2040

La diffusione delle rinnovabili non programmabili accentua anche le **criticità** legate alle **rampe orarie di carico residuo**.  
 Si conferma la **necessità di nuovi strumenti di flessibilità** per il sistema elettrico.

Tra il 2017 e il 2040 (scenario DEC) il numero di ore in cui si osserva una **rampa oraria di carico residuo** maggiore di 6 GW passa da 30 ore a più di 1.000 ore.



### Linee di azione

1 **Apertura mercato** dei servizi incentivando la **partecipazione a nuove risorse** per diversificare il portafoglio e adattarlo al nuovo mix di generazione

2 Introduzione **nuovi servizi** precedentemente forniti «implicitamente» da impianti rotanti o non necessari

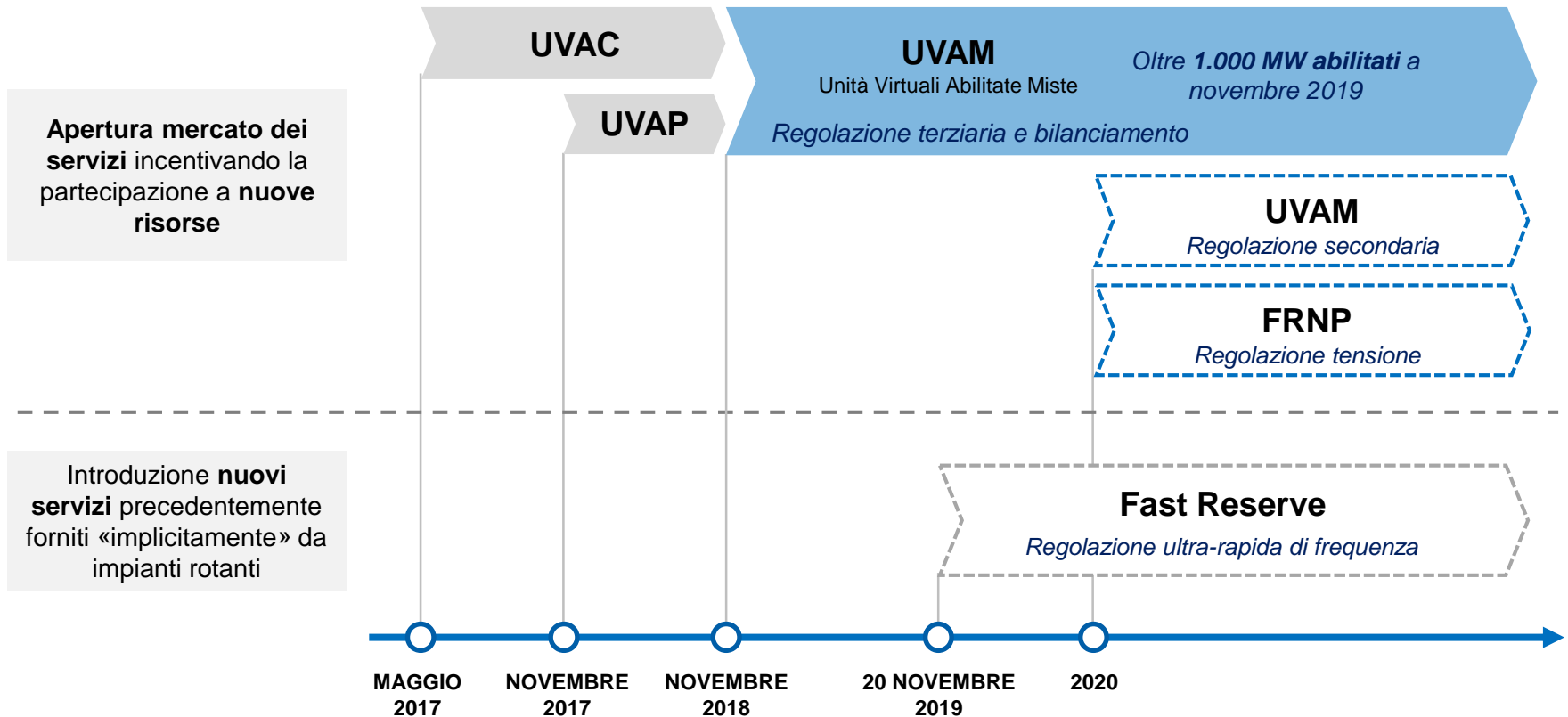
**Un'ampia revisione del mercato dei servizi sarà fondamentale per favorire la completa integrazione delle fonti rinnovabili nel Sistema Elettrico.**

| Esemplificativo   | Servizi                            | RISORSE         |      |         |                 |          |              |
|-------------------|------------------------------------|-----------------|------|---------|-----------------|----------|--------------|
|                   |                                    | Termo-elettrico | FRNP | Domanda | Idro / Pompaggi | Batterie | Compensatori |
| FREQUENCY CONTROL | Fast reserve*                      | ✓               | ✗    | ✗       | ✗               | ✓        | ✗            |
|                   | Riserva Primaria                   | ✓               | ✗    | ✗       | ✓               | ✓        | ✗            |
|                   | Riserva Secondaria                 | ✓               | ✓↓   | ✓↑      | ✓               | ✓        | ✗            |
|                   | Riserva Terziaria                  | ✓               | ✓↓   | ✓↑      | ✓               | ✓        | ✗            |
| VOLTAGE CONTROL   | Regolazione di tensione primaria   | ✓               | ✓    | ✗       | ✓               | ✓        | ✓            |
|                   | Regolazione di tensione secondaria | ✓               | ✓    | ✗       | ✓               | ✓        | ✓            |
| SYSTEM MANAGEMENT | Risoluzione congestioni            | ✓               | ✓↓   | ✓↑      | ✓               | ✓        | ✗            |
|                   | Interrompibilità                   | ✗               | ✗    | ✓       | ✗               | ✓        | ✗            |
|                   | Overgeneration management          | ✗               | ✗    | ✗       | ✓               | ✓        | ✗            |

**Necessario definire un framework regolatorio capace di favorire la partecipazione al mercato dei servizi a tutte le risorse di flessibilità, tenendo in considerazione le diverse specificità di ogni tecnologia**

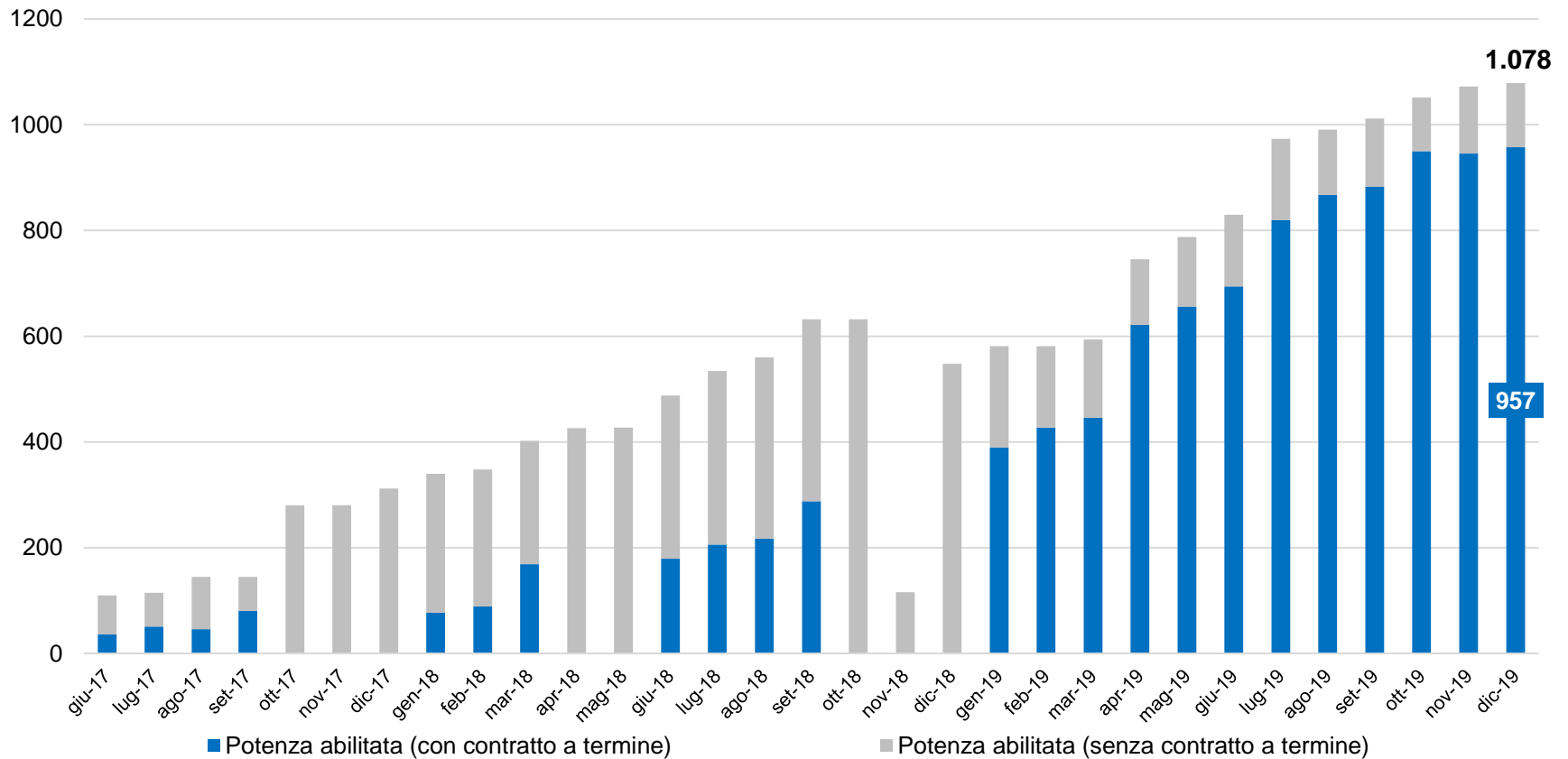
## Evoluzione e ridisegno del mercato dei servizi

Il nuovo contesto elettrico determina l'esigenza di mettere in campo un **profondo ridisegno del mercato dei servizi** agendo su **due fronti** e facendo leva sul know-how sviluppato da Terna in ambito **storage**:




**A partire dal 2017, Terna ha avviato una serie di progetti pilota finalizzati ad incrementare le risorse in grado di offrire servizi di rete e esplicitare servizi intrinsecamente forniti dal termoelettrico. La forte volontà di Terna è quella di proseguire nell'implementazione di ulteriori progetti pilota**

## Esiti progetto pilota UVAM




**Con le ultime aste di dicembre, si sono qualificati su MSD oltre 1.000 MW di aggregati misti, di cui circa il 90% mediante strumenti di contrattualizzazione a termine**

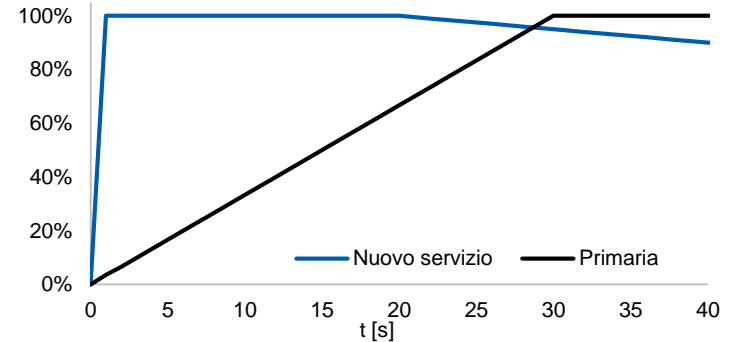
 **Obiettivo:** introduzione di un nuovo servizio ad attivazione **ultra-rapida** (< 1 s) per supporto all'inerzia di sistema

### Meccanismo di funzionamento

- Attivazione ultra-rapida (< 1 secondo)
- Risposta in **frequenza proporzionale**, anche non lineare, su evento e nel continuo
- Possibilità di **attivazione remota** tramite asservimento al Sistema di Difesa
- Gradualità nel rilascio del contributo per ridurre perturbazioni sulla rete

 Servizio **non in sostituzione** alla regolazione **primaria** né all'inerzia sintetica ma un servizio coordinato con esse per contribuire alla stabilità dinamica di frequenza

### Funzionamento illustrativo: attivazione



Necessità di un servizio che dia ausilio alle dinamiche di frequenza **nei primi secondi**

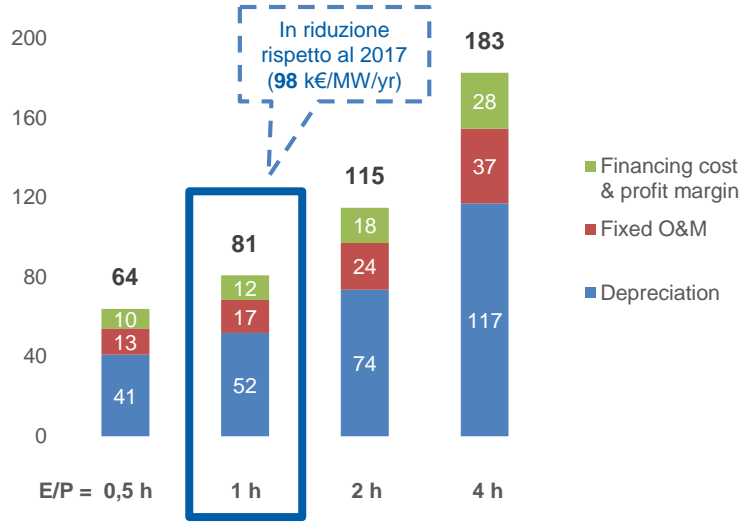


Partecipanti,  
remunerazione  
e fabbisogno

- Risorse che soddisfano requisiti tecnici richiesti per la fornitura del servizio con **possibilità di aggregazione**
- **Remunerazione fissa:** contratto a termine per la disponibilità [€/MW/h] approvvigionamento tramite aste
- **Remunerazione variabile:** nessuna
- **Quantitativo da approvvigionare:** 200 MW (Continente e Sicilia), 30 MW (Sardegna)
- **Revenue stacking:** possibilità di accumulare cash flow da altri mercati nelle ore in cui non è richiesta la disponibilità per la Fast Reserve

## Storage – Revenue stacking

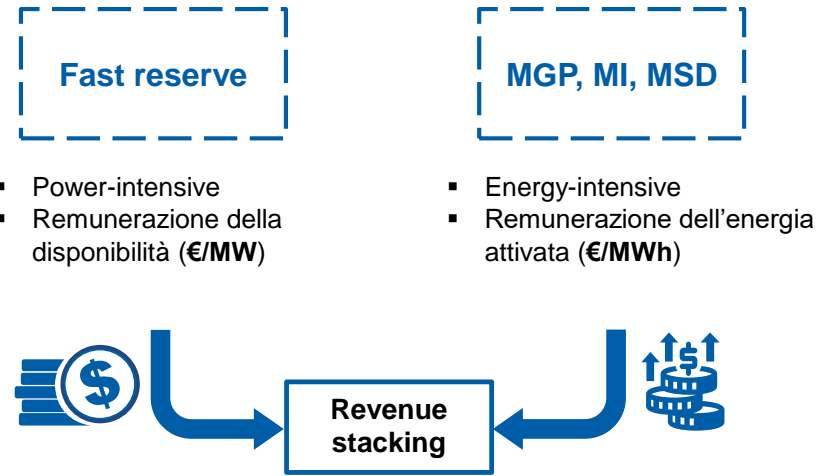
### Levelized cost of storage (k€/MW/yr)



Fonte: Elaborazione Terna su dati BNEF 2019. Annual Fixed O&M: 4% of CAPEX, WACC:10%, Lifetime: 8 yrs

Il **costo degli accumuli** elettrochimici è **ancora alto**, soprattutto per dispositivi con un elevato **rapporto energia / potenza** della batteria, ma in continua **riduzione** anno dopo anno.

### Concetto di revenue stacking



Il concetto revenue stacking consiste nella possibilità di accumulare ricavi da mercati *power-intensive* (Fast reserve) e mercati *energy-intensive* (MGP, MI, MSD).

**Un approccio di mercato di tipo revenue-stacking può accelerare gli investimenti, considerando che i costi dello storage elettrochimico sono ancora elevati**

1

## Nuovi investimenti in accumuli

Sono necessari meccanismi di **contrattualizzazione a lungo termine** per **promuovere gli investimenti in nuovi accumuli**.

2

## Approccio revenue-stacking

I **costi** delle tecnologie ad accumulo **elettrochimico** sono ancora **elevati**. Un approccio di mercato di tipo **revenue-stacking** può accelerare gli investimenti, offrendo agli operatori la possibilità di accumulare ricavi da diversi mercati (energia, servizi, capacity).

3

## Remunerazione a termine

La **remunerazione a termine in €/MW** delle UVAM è risultata un fattore chiave per incentivare l'apertura del mercato a **nuove risorse di flessibilità**, fondamentale per garantire una ampia partecipazione delle risorse distribuite.

4






## Remunerazione binomia

La **remunerazione binomia** (capacità e energia) è uno dei fattori abilitanti del nuovo disegno del **mercato dei servizi**.



# Azioni minime necessarie

Fabbisogni al 2025 e 2030\*

|                                                                                                                    | 2025                                                                                                                                                                                                 | 2030                                                                                                |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <br><b>Investimenti di Rete</b>   | <p>▶ <b>Piano di Sviluppo 2019 e Piano Sicurezza 2019</b><br/>Triterminale Sardegna – Sicilia – Penisola (1000 MW)</p> <p>▶ <b>+4500 MVar</b> compensatori sincroni (di cui 750MVar in Sardegna)</p> |                                                                                                     |
| <br><b>Generazione flessibile</b> | <p>▶ <b>+5,4 GW</b> nuova capacità gas<br/>(di cui +1 GW per riconversione olio e +1 GW per aumento del carico)</p>                                                                                  | <p><b>+1 GW</b> nuova capacità gas</p>                                                              |
| <br><b>FER</b>                    | <p>▶ <b>+12 GW</b> nuova capacità FER<br/>(già ricompresi in obiettivo FER globale)</p>                                                                                                              | <p><b>+27 GW</b> nuova capacità FER</p>                                                             |
| <br><b>DSR</b>                    | <p>▶ <b>+1 GW</b> demand-side response</p>                                                                                                                                                           | <p><b>+1 GW</b> demand-side response</p>                                                            |
| <br><b>Storage</b>               | <p>▶ <b>+3 GW</b> nuova capacità accumulo<br/>(centralizzato: pompaggio + storage elettrochimico)</p>                                                                                                | <p><b>+3 GW</b> nuova capacità accumulo<br/>(centralizzato: pompaggio + storage elettrochimico)</p> |

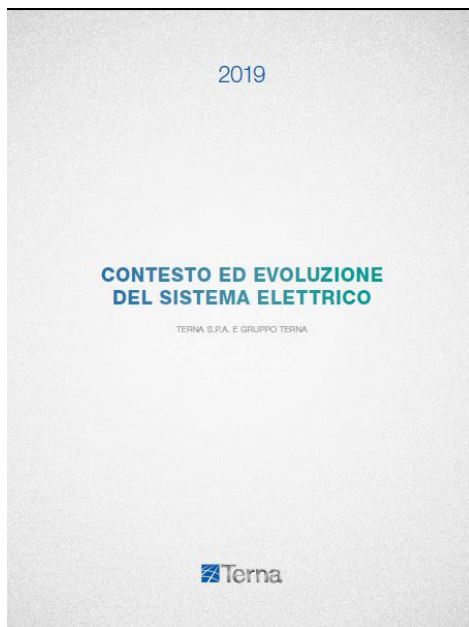
**La crescita delle FER e il phase-out del parco a carbone entro il 2025 necessitano straordinari investimenti *capital-intensive*. Gli investimenti in nuova capacità gas, nuove FER e nuovi accumuli sono condizionati dall'introduzione di strumenti di lungo termine**

# Principali documenti di indirizzo strategico pubblicati nel 2019



**Stati Generali della Transizione Energetica**

<https://www.terna.it/it/media/news-eventi/stati-general-transizione-energetica-italiana>



**Contesto ed Evoluzione del Sistema Elettrico**

<https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/ruolo-terna/insight>



**Rapporto Adeguatezza Italia 2019**

<https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/dispatching/adequattezza>



**Documento di Descrizione degli Scenari edizione 2019**

<https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/rete/piano-sviluppo-rete/scenari>

**Please stay tuned, more to come.....**