Assemblea Cigre

Sfide del sistema elettrico
spunti di riflessione

Luigi Michi

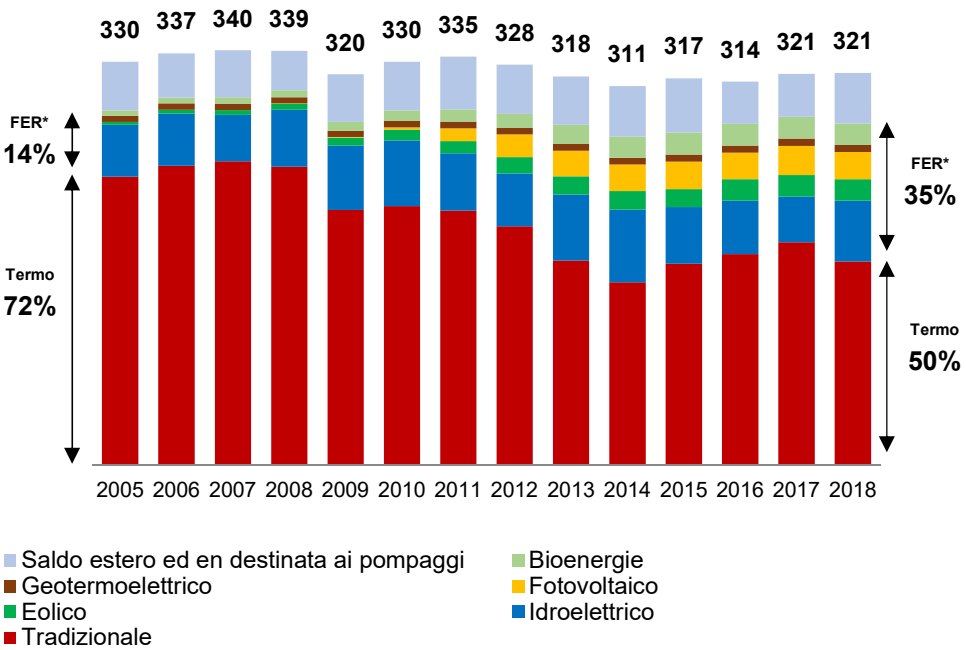
04 Dicembre 2019

Contesto di riferimento - italiano

Trend di evoluzione della copertura del fabbisogno

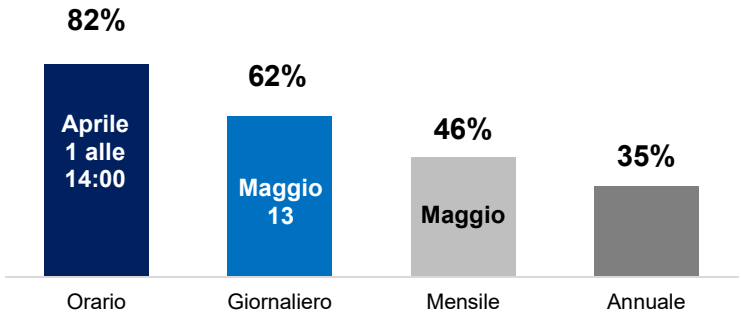
Evoluzione della copertura del fabbisogno elettrico per fonte

[TWh]



Picchi di copertura del fabbisogno da FER (2018)

[%]



Il mix di produzione italiano è fortemente variato negli ultimi anni.

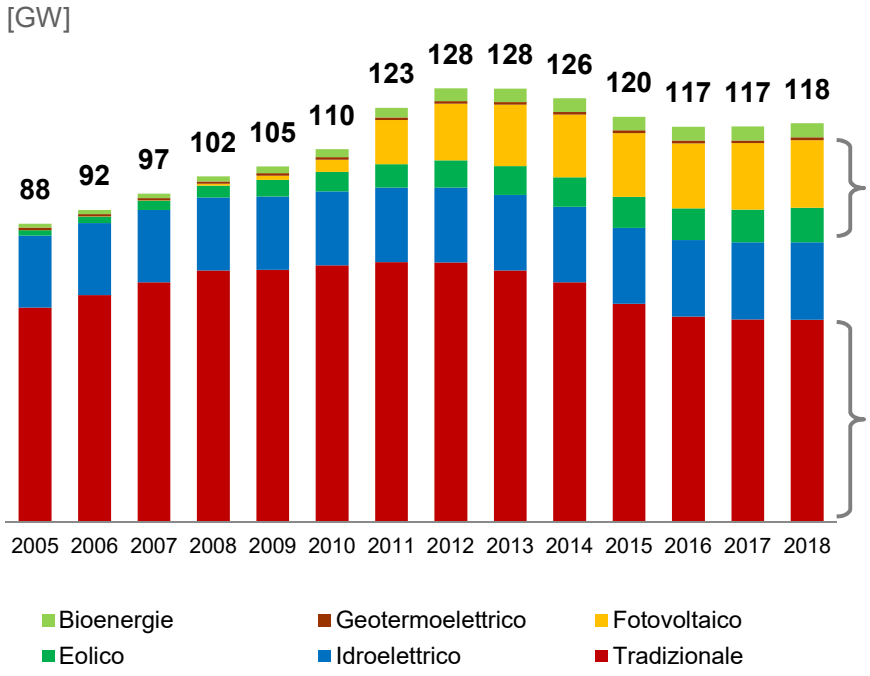
La generazione da impianti termoelettrici si è ampiamente ridotta, a fronte di un incremento della quota FER sul fabbisogno elettrico che ha raggiunto nel 2018 un valore medio annuale pari al 35%, con punte giornaliere di copertura del carico oltre l'80%.

* FER non include energia prodotta da impianti idroelettrici di pompaggio

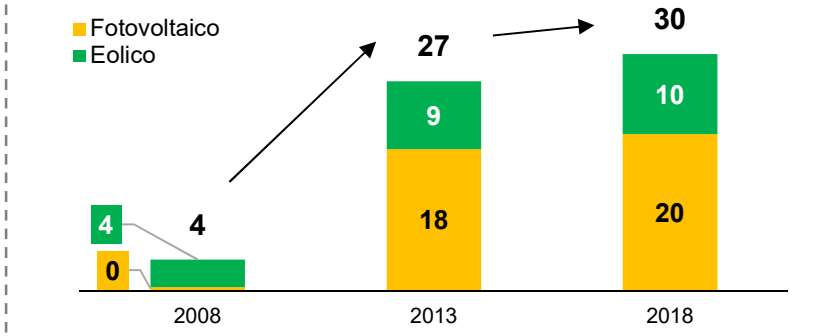
Contesto di riferimento - italiano

Trend di evoluzione della capacità installata

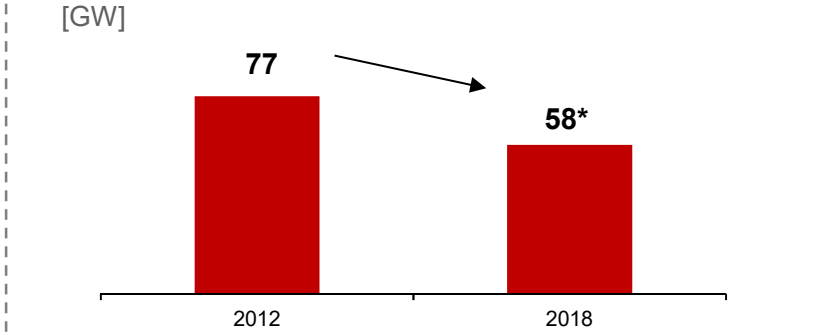
Evoluzione delle Capacità Installata per fonte



Focus Eolico e Fotovoltaico



Focus Termoelettrico



Le variazioni sul mix di generazione sono imputabili al profondo mutamento che ha interessato il parco di produzione nazionale negli ultimi anni.

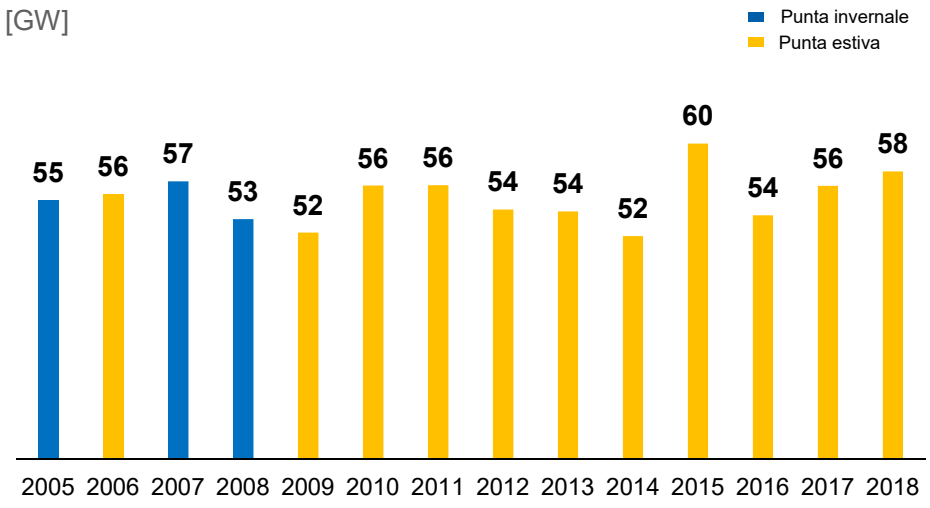
Si è assistito, infatti, a uno sviluppo senza precedenti della capacità FER (principalmente fotovoltaica ed eolica) e al conseguente decommissioning del parco termoelettrico

* Capacità termoelettrica disponibile: 58 GW
Capacità termoelettrica installata: 62 GW

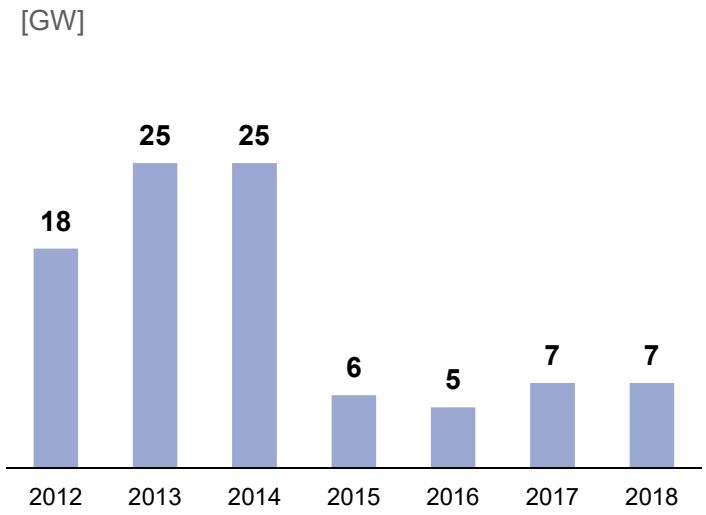
Contesto di riferimento - italiano

Punte di carico e margine di adeguatezza

Massima punta del carico



Minimo margine di adeguatezza annuo



Negli ultimi anni, si è assistito a uno **switch stagionale del picco della domanda** che fino al 2008 si verificava nella stagione invernale.

Dal 2009, invece, il picco di domanda si è verificato nei **mesi estivi** principalmente a causa del **maggior ricorso** a impianti di **climatizzazione elettrici**.

Il decommissioning del termoelettrico e il contestuale andamento della punta di carico ha impatti sull'adeguatezza del sistema.

Nel 2018, il **margine di adeguatezza** si è ridotto a circa **7 GW**, valore circa pari alla capacità di import, oltre 3 volte inferiore ai valori del 2013.

Lo switch stagionale del picco di carico tra i mesi invernali e quelli estivi e l'attuale decommissioning del termoelettrico comportano una forte riduzione del margine di adeguatezza con impatti sulla gestione in esercizio del sistema elettrico.

Impatti sulla gestione del Sistema Elettrico

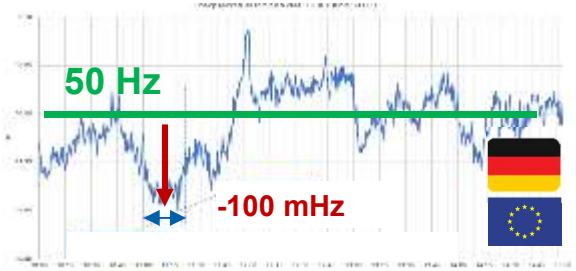
Cluster	Impatti sulla gestione del Sistema Elettrico
Caratteristiche tecniche impianti FER	Riduzione dell'**inerzia del sistema** Riduzione di risorse che forniscono **regolazione di frequenza e tensione**
Non programmabilità impianti FER	Riduzione del **margine di adeguatezza** Crescenti periodi di **over-generation** nelle ore centrali della giornata Crescente ripidità della **rampa serale del carico residuo**
Localizzazione impianti FER	Aumento **congestioni di rete** per distribuzione non coerente degli impianti FER rispetto al consumo Crescenti problematiche di **gestione del sistema,** dovute all'aumento della Generazione Distribuita

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

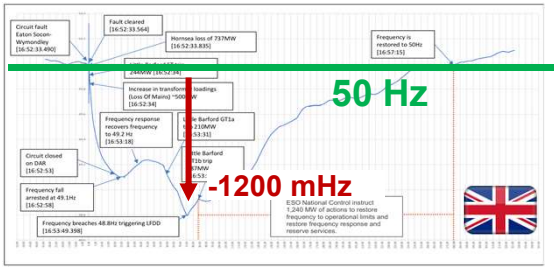
Impatti sulla gestione del Sistema Elettrico

Implicazioni sulla stabilità e sicurezza del sistema elettrico - Recenti eventi di frequenza in Europa

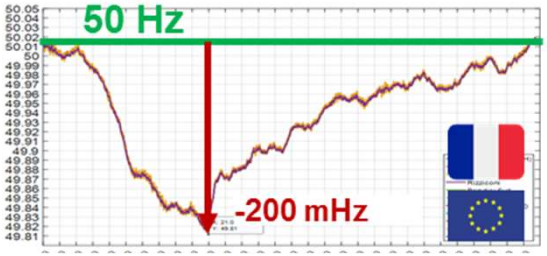
Frequenza europea – 12.06.2019



Frequenza UK – 09.08.2019



Frequenza FR – 07.10.2019

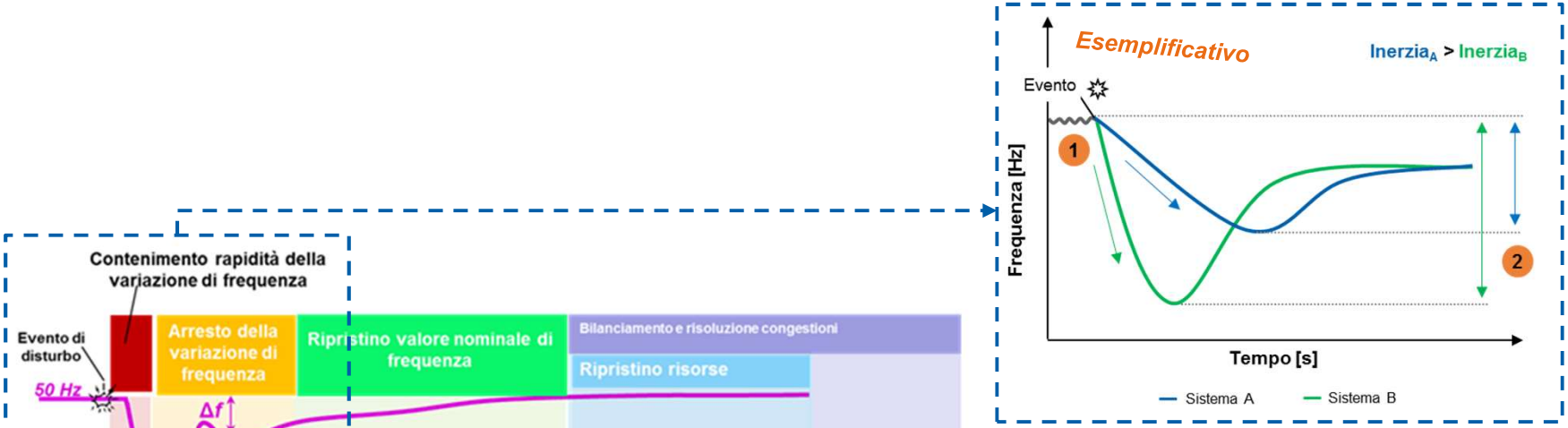


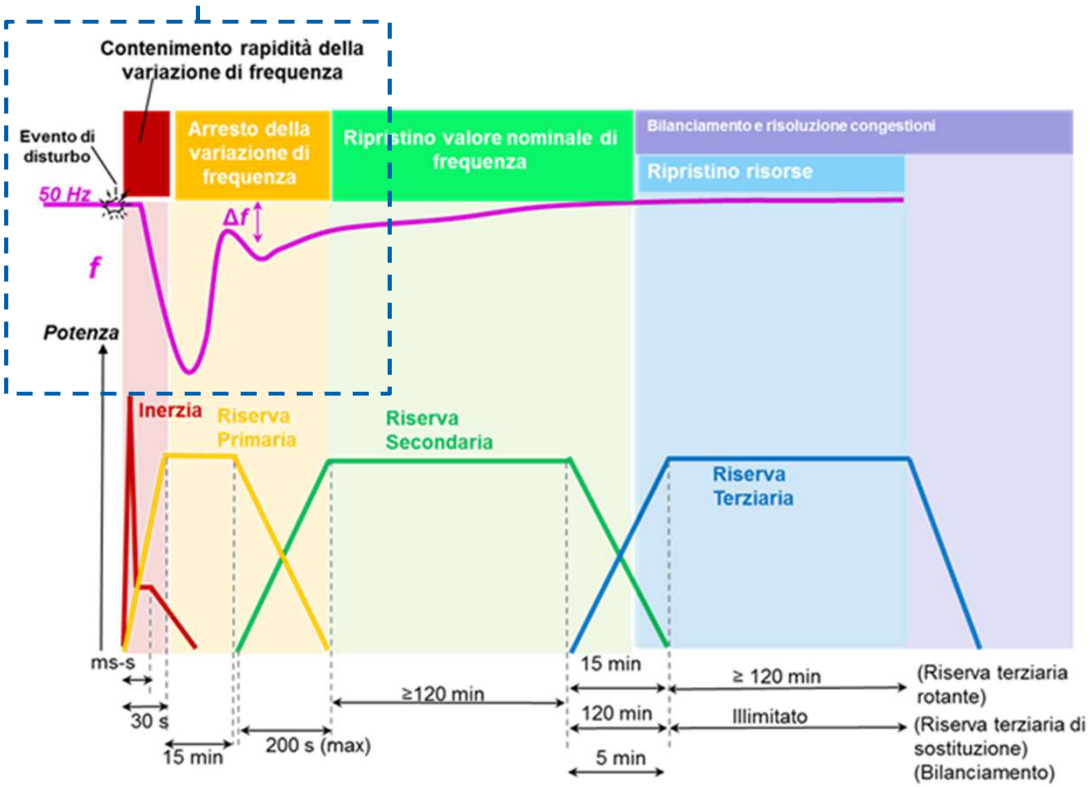
	12 giugno, 2019	9 agosto, 2019	7 ottobre, 2019
CAUSA	• **Errata previsione** della produzione rinnovabile in Germania • **Deficit di quasi 6,5 GW in tempo reale**	• **Perdita di generazione** a causa di fulmine • **Deficit di oltre 2 GW in tempo reale**	• **Perdita di un reattore nucleare** nel nord della Francia da 900 MW • **Deficit di 3,5 GW in tempo reale**
EFFETTO	• **Frequenza a 49,9 Hz** • Per 20 minuti, altissimo rischio di **disalimentazione di carico civile** sull'intero territorio europeo	• **Frequenza a 48,8 Hz** • Per quasi 60 minuti, **1,1 millioni di utenti** staccati automaticamente in Gran Bretagna (tra cui ospedali)	• **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

Impatti sulla gestione del Sistema Elettrico

Riduzione inerzia di Sistema





In caso di un **evento perturbativo** (ad esempio perdita di potenza attiva), in un sistema caratterizzato da inferiori valori di inerzia (sistema B vs. sistema A):

1. **La frequenza varia più rapidamente,** rendendo necessaria l'adozione di sistemi di regolazione della frequenza sempre più veloci
2. **Lo scostamento massimo di frequenza è maggiore**. L'eventuale superamento dei limiti ammissibili può risultare critico, con rischio di eventi a cascata.

La riduzione dell'energia regolante, derivante dallo shift verso nuove risorse, determina la necessità di incrementare la flessibilità e la rapidità di risposta del sistema

Fattori abilitanti della transizione energetica

Fattore abilitante	***Azioni necessarie***
Investimenti di Rete	• **Potenziamento dorsali** Nord-Sud e **rinforzi di rete** Sud e Isole • Investimenti per **regolazione tensione** ed aumento **inerzia del sistema** • **Interconnessioni con estero** • **Interventi per la resilienza**
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
Evoluzione e 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**
Innovazione e digitalizzazione	• **Digitalizzazione della rete di trasmissione** (asset e processi) e della **gestione del Sistema Elettrico**

Flessibilità

Esigenze (1/2)

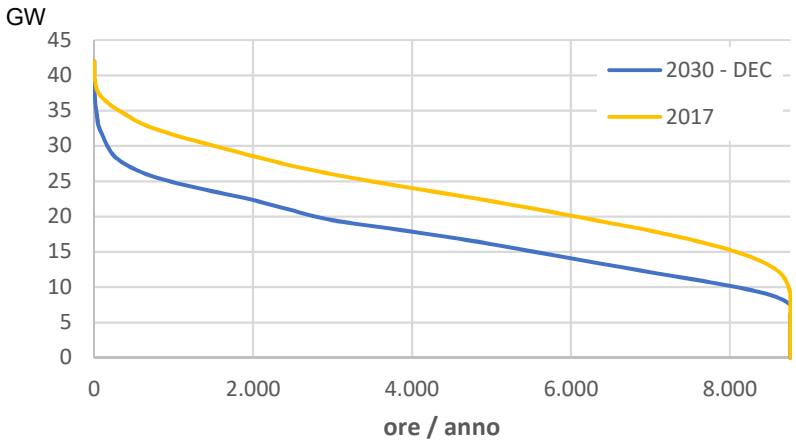
Principali risorse per servizi di rete

OGGI

FUTURO

- 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).

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



- 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.

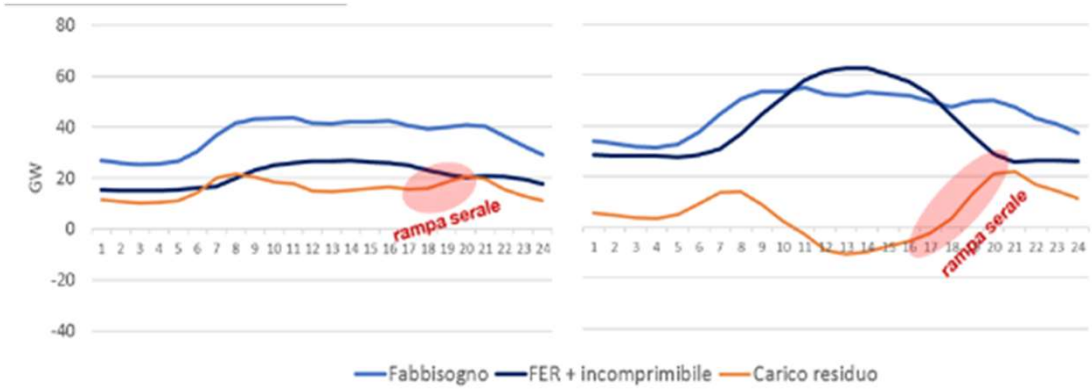
La dismissione degli impianti termoelettrici comporta la riduzione delle risorse che forniscono servizi di rete. Ciò determina la necessità di promuovere il progressivo coinvolgimento di tutte le risorse di flessibilità alla partecipazione attiva nei mercati dei servizi.

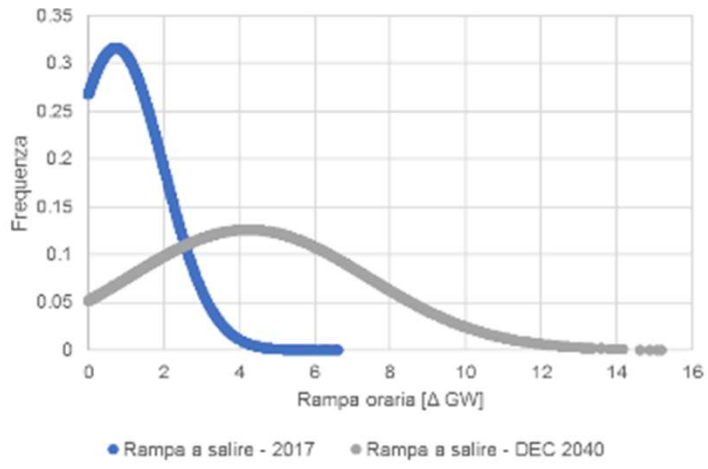
* È rappresentato lo scenario Decentralised 2030, fonte: DDS Terna-Snam

Flessibilità

Esigenze (2/2)

Lavorativo Maggio 2018	*Lavorativo Maggio 2040 (DEC)*	**Rampa oraria di carico residuo**





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 (caso 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.

Flessibilità

Overview dei servizi ancillari di rete

Linee di azione

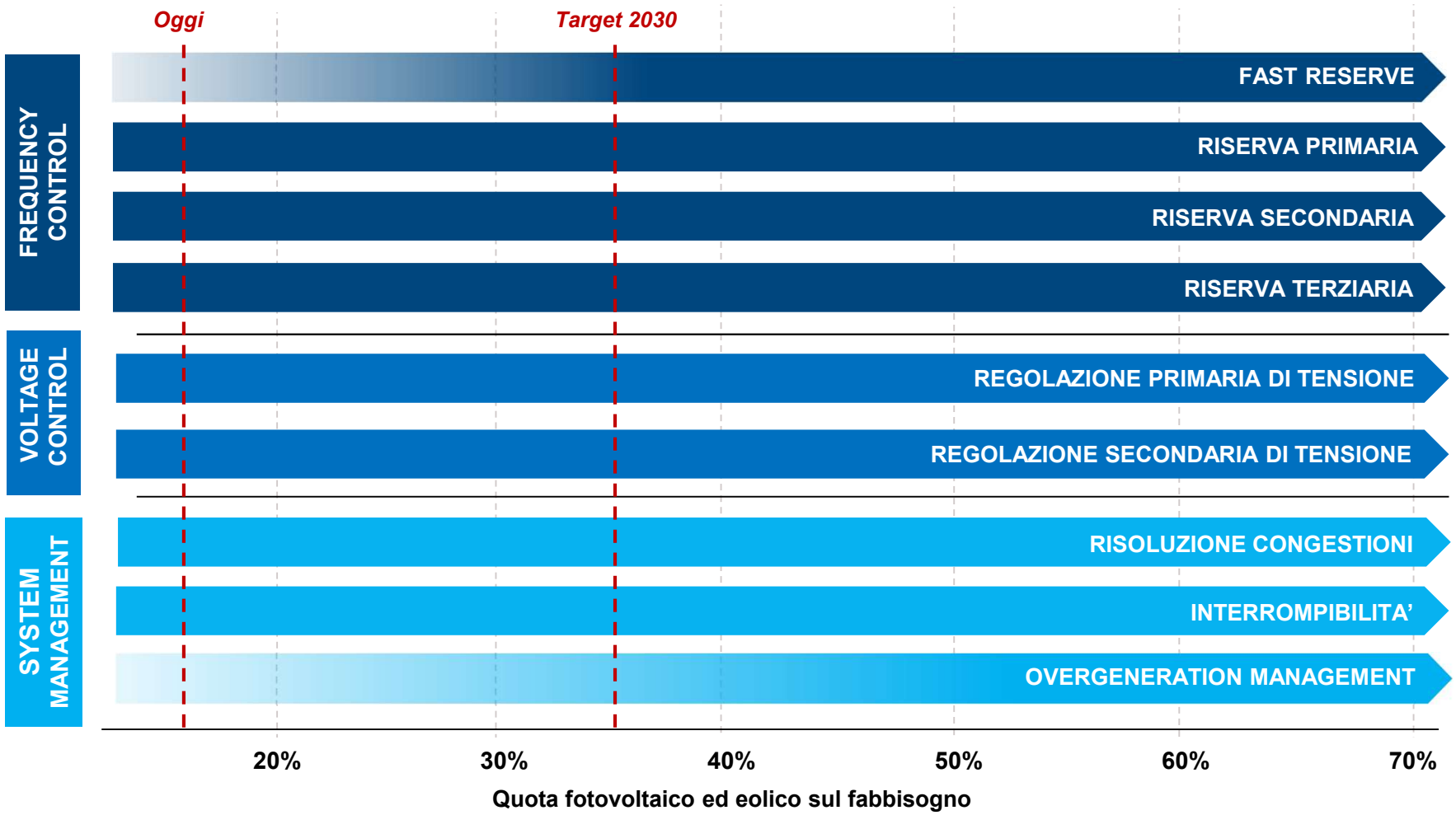
1. **Apertura mercato** dei servizi incentivando la **partecipazione a nuove risorse** per diversificare il portafoglio e adattarlo al nuovo mix di generazione

2. Introduzione **nuovi servizi** precedentemente forniti «implicitamente» da impianti rotanti

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

Flessibilità

Evoluzione del portafoglio di servizi



All'aumentare della quota fotovoltaica ed eolica nella copertura del fabbisogno, si manifesterà la necessità di introdurre nuovi servizi di rete e di ampliare la platea di soggetti che possono offrire quelli esistenti.

Flessibilità

Il ruolo delle risorse

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.

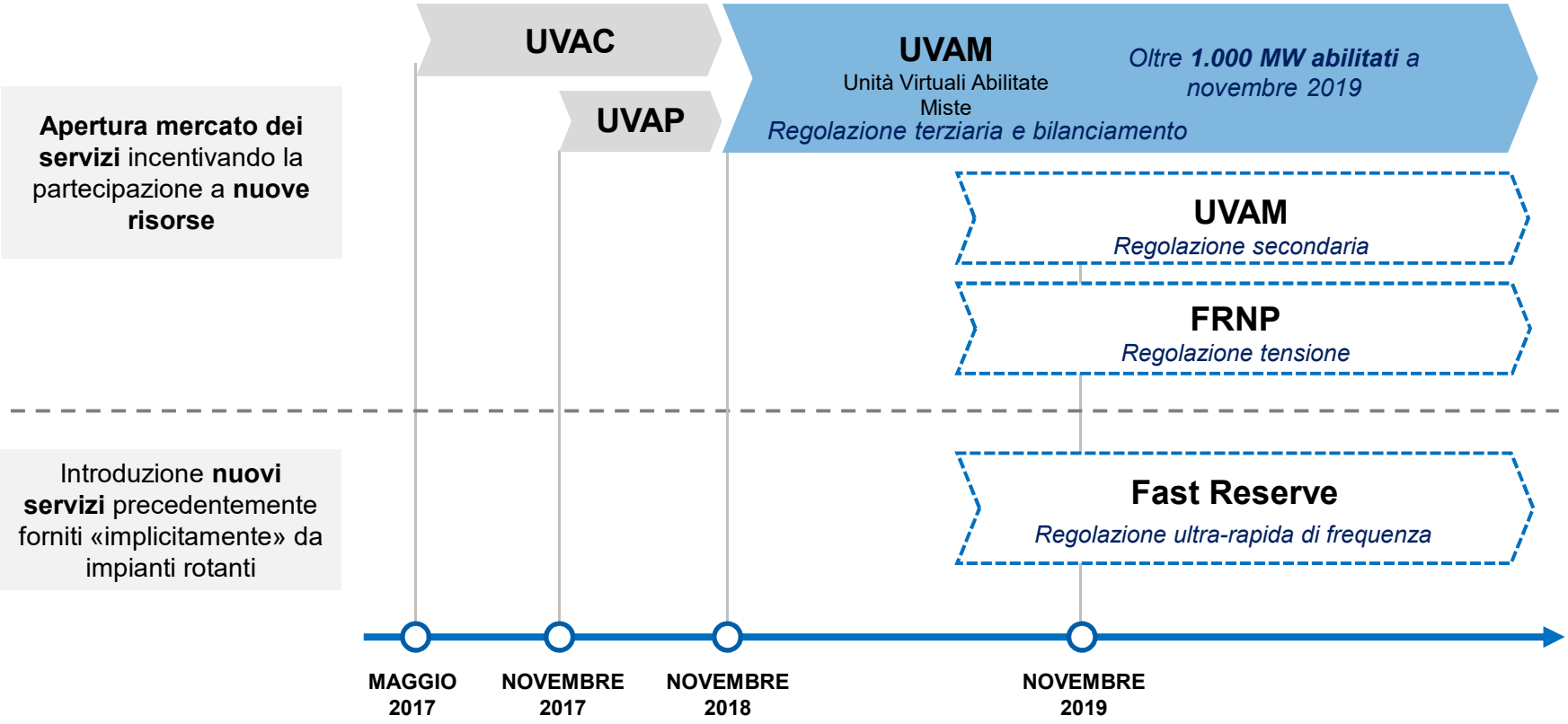
✓ Adatto a fornire il servizio
✗ Non adatto a fornire il servizio
✓ In grado di fornire il servizio con dei limiti
↑↓ Solo regolazione a salire/scendere

*** Tempo di attivazione < 1 secondo**

Flessibilità

Timeline interventi

Il nuovo contesto elettrico determina l'esigenza di mettere in campo un **profondo ridisegno del mercato dei servizi** agendo su **due fronti**:



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.

Progetto pilota Fast Reserve

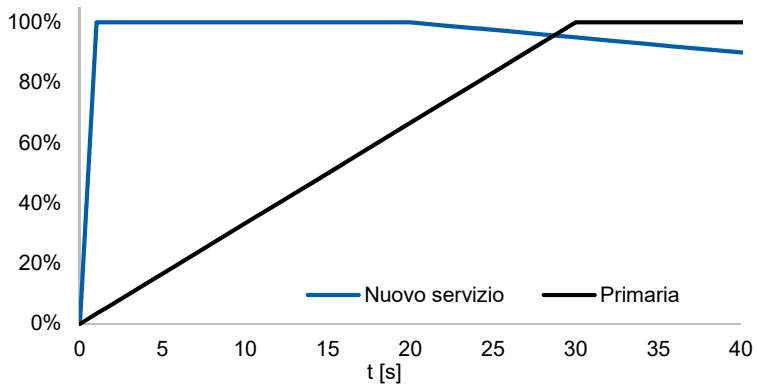
In consultazione dal 20 novembre al 17 gennaio

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

Funzionamento illustrativo: attivazione



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

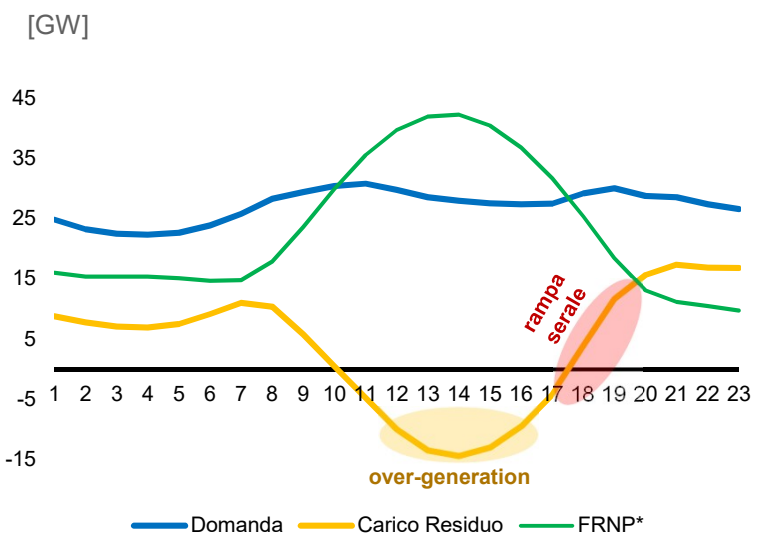
Necessità di un servizio che dia ausilio alle dinamiche di frequenza **nei primi secondi**

Partecipanti, remunerazione e fabbisogno

- Risorse che soddisfano requisiti tecnici richiesti per la fornitura del servizio con possibilità di aggregazione
- **Remunerazione fissa**: approvvigionamento tramite aste per contratti a termine con premio per la disponibilità [€/MW/h] e CAP
- **Remunerazione variabile**: nessuna
- **Fabbisogno**: definito da Terna

Necessità di accumulo per il Sistema Elettrico

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:

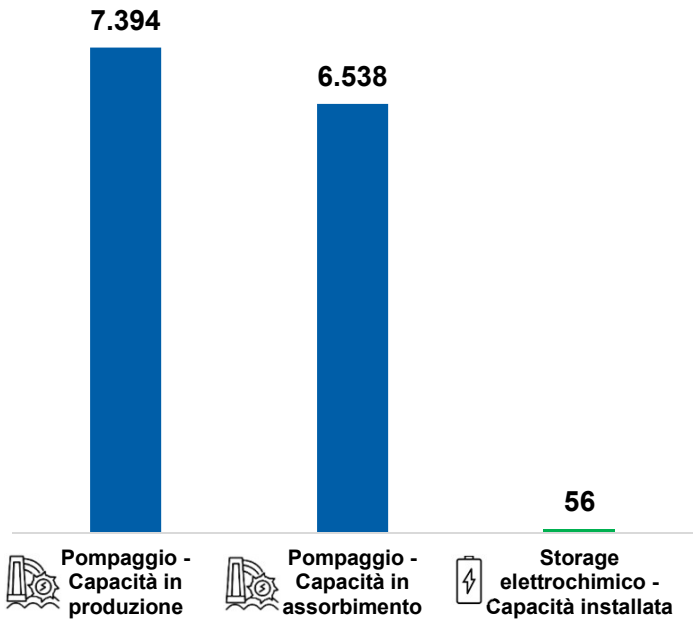
- **Riduzione dell'overgeneration** e delle **congestioni di rete**
- **Copertura del fabbisogno** nelle ore di alto carico e nelle situazioni di scarsa produzione FRNP (ad esempio durante le rampe serali)
- Fornitura di servizi di **regolazione di frequenza e tensione** anche per periodo prolungati
- **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 overgeneration strutturale e per fornire servizi pregiati di supporto alla gestione in sicurezza del Sistema Elettrico

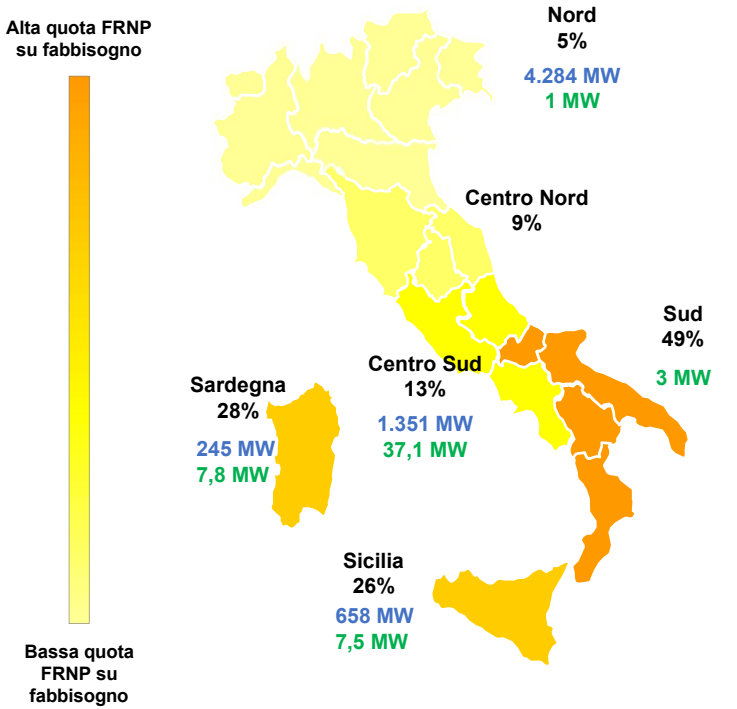
* FRNP include eolico, fotovoltaico e idroelettrico fluente

Situazione attuale impianti di accumulo

Capacità installata di sistemi di accumulo 2018 (MW)



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



Produzione FRNP 40,4 TWh

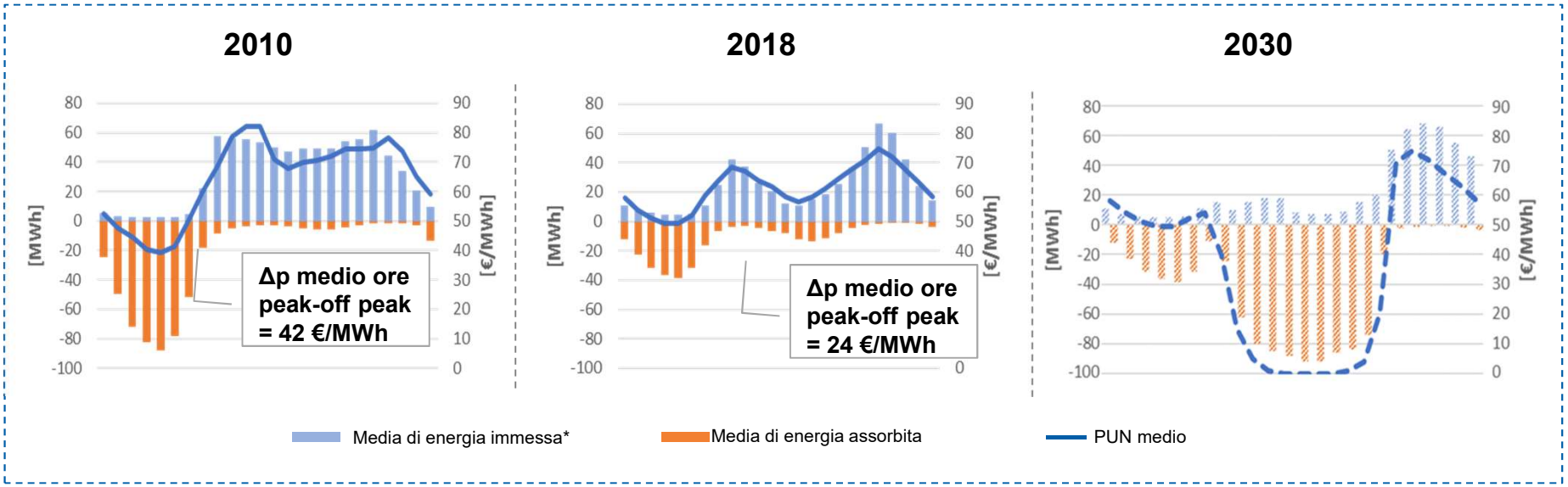
Fabbisogno 321 TWh

Media nazionale 13%

Dopo una fase di grandi installazioni di impianti di accumulo di energia elettrica, 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 fabbisogno è maggiore (Sud e isole)

Fonte: Statistiche Terna, GAUDI'
* Capacità in assorbimento per gli impianti di pompaggio

Necessità di segnali di prezzo di lungo termine



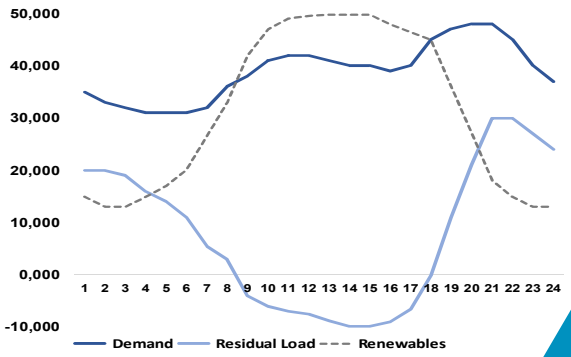
Oggi, **il mercato spot non è sufficiente a fornire i corretti segnali di prezzo per investimenti in nuova capacità di accumulo**, fondamentale per la sicurezza del sistema nel medio termine.

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

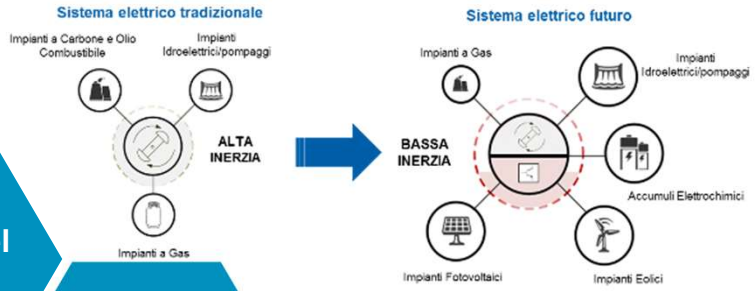
* Include pompaggio di gronda

Interventi strutturali

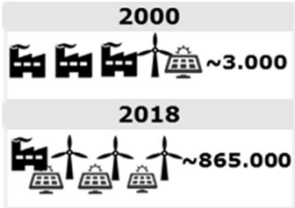
Contesto PdS 2020 - Gli impatti sul Sistema Elettrico



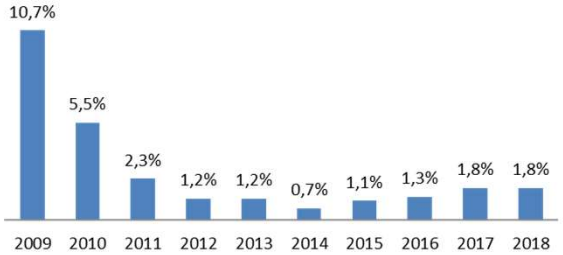
La penetrazione FER rende l'inseguimento della curva del carico residuo sempre più sfidante. Strumenti come gli accumuli e i peakers consentiranno un adeguato approvvigionamento di risorse flessibili



Crescita esponenziale di impianti da produzione FER che rendono più complessa la gestione del Sistema

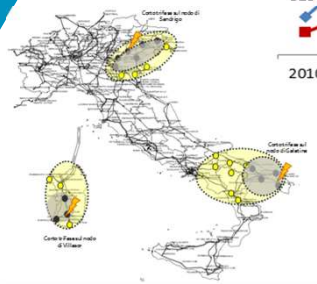


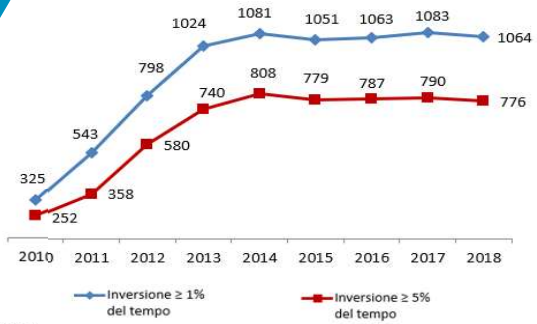
Limitare l'overgeneration e garantire la flessibilità del sistema elettrico anche grazie allo sviluppo tecnologico, in un contesto di crescente penetrazione delle FER



Wind generation curtailment (MPE) 2009 – 2018

Impatto sulla qualità del servizio per la riduzione della potenza di cortocircuito dovuto alla progressiva diminuzione del numero dei generatori sincroni





Sempre maggiore esigenza di nuove tecnologie in grado di sostenere l'enorme variabilità dei flussi di energia (e.g. HVDC di tipo VSC)

Interventi strutturali

Cavi interrati nella Rete di Trasmissione Nazionale – Criteri pianificazione

Criteri pianificazione

Aspetti Ambientali /Visual Amenity

Utilizzo cavi interrati per **integrazione/sinergia con altre infrastrutture** migliorando impatto territoriale: es. città, aree urbanizzate, aree a valenza paesaggistica.

Esercizio rete

Oltre determinate lunghezze è necessaria **compensazione** energia reattiva prodotta dai cavi e garantire la **massima potenza attiva trasmissibile**.

Affidabilità & resilienza

Cavi prodotti in bobine di lunghezza non maggiore di 1 km per limiti di trasporto dovuti a peso/dimensioni: **giunti** rappresentano un potenziale elemento di riduzione affidabilità.

Realizzazione/ Fattibilità

Problematiche costruttive e/o realizzative di cavi interrati possono limitarne l'applicazione.

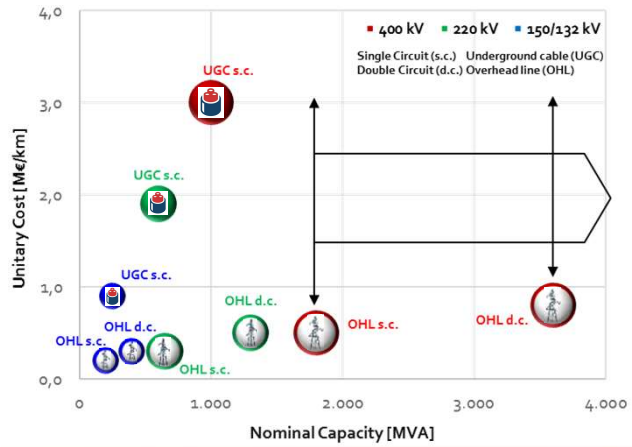
Capacità trasmissione

Vincoli di **massima capacità nominale** per cavi interrati: ~1.000 MVA sul 400 kV significativamente minori di soluzioni aeree.

Costi investimento

Maggiori costi di cavi interrati vs. linee aeree al netto di ulteriori extra-costi per eventuali **stazioni di transizione aereo/cavo** o per **capacità di trasporto/affidabilità** equivalente.

Valori minori di tensione nominale sono uno dei principali fattori a supporto dell'utilizzo di cavi interrati nonostante in condizioni di elevato livello di magliatura il ricorso ai cavi interrati per ragioni di **diversificazione tecnologica** consente di migliorare la risposta del sistema elettrico nel suo complesso ad una molteplicità di condizioni di rete/eventi esterni.



Interventi strutturali

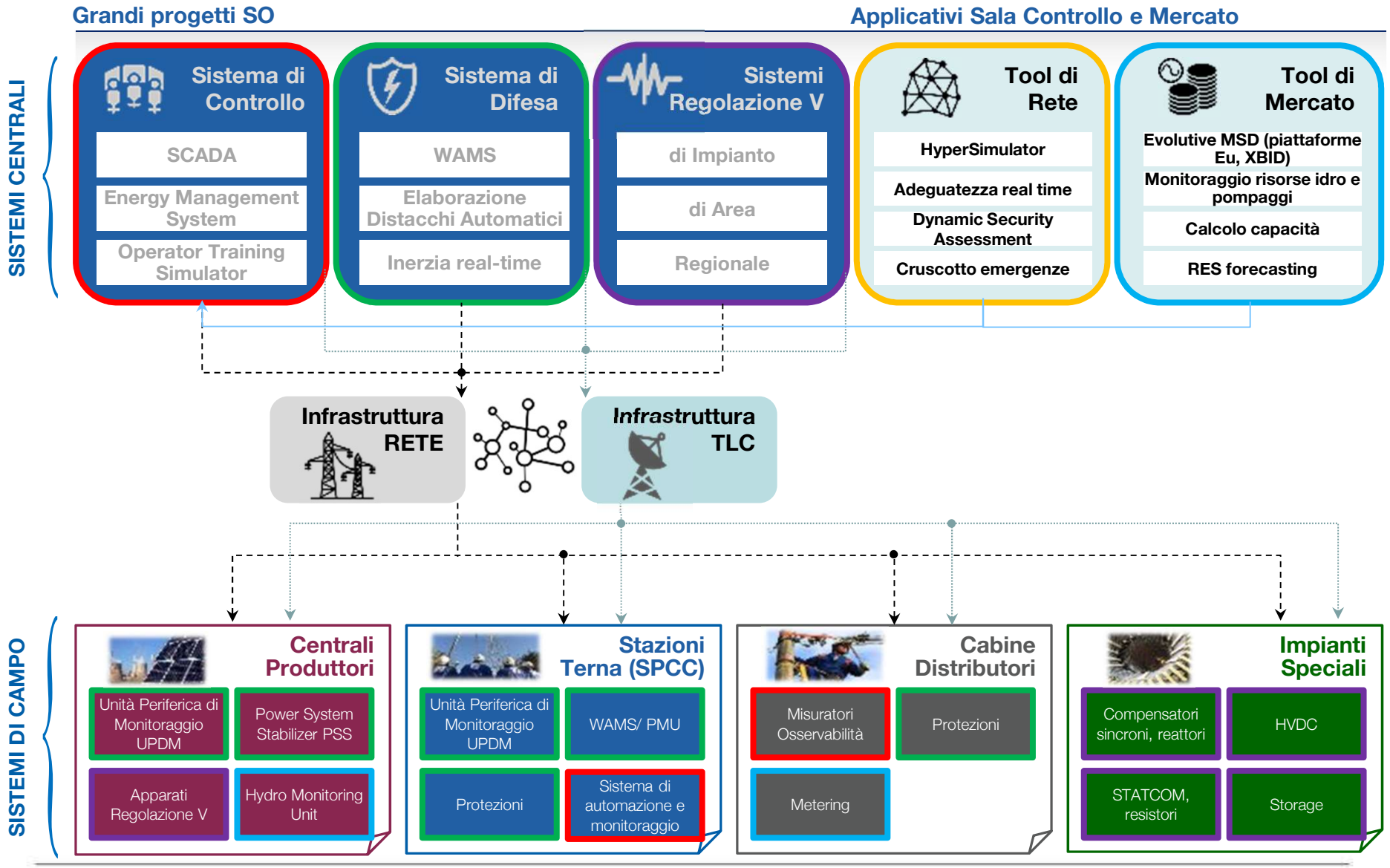
Cavi interrati nella Rete di Trasmissione Nazionale – Cavi interrati (UGC) vs. linee aeree (OHL): valutazione qualitativa

Tecnologia e livello di tensione

CRITERI PIANIFICAZIONE	DC OHL | UGC	400 kV OHL | UGC	220 kV OHL | UGC	150-132kV OHL | UGC
Capacità Trasmissione	*Stazioni conversione AC/DC customizzate alla capacità nominale OHL/UGC*	*Limiti di massima capacità nominale di UGC richiedono più cavi in parallelo*	*Limiti di massima capacità nominale di UGC non impattano significativamente standard OHL*	*UGC e OHL hanno simili valori capacità nominale*
Affidabilità & resilienza	*Guasti transitori su OHL impatta la tecnologia DC*	*Resilienza UGC per eventi climatici estremi vs. elevati rischi indisponibilità*	*Resilienza UGC per eventi climatici estremi vs. rischi indisponibilità*	*UGC in reti magliate consente diversificaz. tecnologica e migliora risposta sistema a eventi climatici estremi*
Costi investimento	*Minori costi di soluzioni OHL vs. tecnologia/performance sistemi DC*	*UGC impatta significativamente i costi di investimento*	*UGC impatta i costi di investimento*	*UGC impatta marginalmente i costi di investimento*
Realizzazione/ Fattibilità	*Rilevanti estensioni lineari vs. soluzioni realizzative su autostrade/viadotti/tunnel*	*UGC presenta maggiori complessità per lavori civili (site specific)*	*UGC presenta limitate complessità per lavori civili (site specific)*	*Complessità lavori civili per UGC gestite durante la progettazione*
Esercizio rete	*Guasti transitori su OHL confrontabili a guasti permanenti su cavi*	*Guasti UGC e lunghi tempi di ripristino implica prolungati rischi di indisponibilità di rete*	*Guasti UGC e tempi di ripristino valutati caso per caso (site specific)*	*Guasti UGC e tempi ripristino gestiti in reti magliate (site specific)*
Aspetti Ambientali/ Visual Amenity	*Impatto lavori civili per UGC vs. impatto visibilità OHL*	*Rilevante impatto lavori civili di UGC in doppia terna vs. impatto e Visual Amenity OHL*	*Impatto lavori civili di UGC vs. impatto e Visual Amenity OHL*	*Ridotto impatto lavori civili di UGC vs. impatto e Visual Amenity OHL*

Progetti per la gestione del sistema elettrico

Architettura logico-funzionale, componenti fisici e apparati



WAMS: Wide Area Measuring System | PMU: Phasor Measurement Unit | SPCC: Sistema di Protezione Comando e Controllo

Progetti per la gestione del sistema elettrico

Mappa dei cluster progettuali abilitanti

STRATEGIA E SVILUPPO SISTEMA ELETTRICO

GESTIONE ED ESERCIZIO SISTEMA ELETTRICO

MEDIO/ LUNGO TERMINE

6 TOOL PIANIFICAZIONE STRATEGICA
- Tool Energy Market Scenarios
- Tool Market Modeling
- Tool Grid Modeling

BREVE TERMINE

5 SISTEMI DI ENERGY OPERATIONS
- Calcolo capacità Regione GRIT (LiSca)
- Monitoraggio risorse idriche e pompaggi (Hydra)
- Evolutive MSD
- Upgrade previsione RES
- Advanced Analytics
- RSC GRIT

TEMPO REALE

1 SISTEMA DI CONTROLLO
- Nuovo Sistema di Controllo
- Sistemi di regolazione di tensione

4 RIASSETTO SALE CONTROLLO
- Evoluzione centri controllo e conduzione (EC4)

2a STABILITA', PROTEZIONE e DIFESA
- Evoluzione Sistema di Difesa (SCDM)
- Wide Area Measurement System (WAMS)
- Enhanced Protection System (EPS)
- Inerzia di rete

3a OSSERVABILITA' E TOOL DI MONITORAGGIO
- Emulatore France-Italy link (REFIL, HyperSimulator)
- Real Time Adequacy Assessment
- SANC e Storage Lab automation platform
- Real-time Reserve Dimensioning & Short-term Load Forecasting
- Monitoraggio servizi MSD (Dynamic Grid Services Monitoring)
- Gestione delle emergenze

3b OSSERVABILITA' E TOOL DI MONITORAGGIO
- Osservabilità risorse distribuite

2b STABILITA', PROTEZIONE e DIFESA
- Richiusura Lenta Automatica (RLA) e monitoraggio oscilloperturbografia (OP)

GESTIONE ASSET RTN (INTERNO)

GESTIONE ASSET TERZI (ESTERNO)

Progetti per la gestione del sistema elettrico

Esigenze di gestione del Sistema Elettrico

Attività di Tempo Reale

1. ADATTARE IL **SISTEMA DI CONTROLLO** AL NUOVO CONTESTO
2. INCREMENTARE LA STABILITA' DEL SISTEMA E MIGLIORARE L'EFFICACIA DEI **SISTEMI DI PROTEZIONE E DIFESA**
3. IMPLEMENTARE L'**OSSERVABILITA'** E I TOOL DI **MONITORAGGIO** A SUPPORTO DELLE ATTIVITA' DI TEMPO REALE
4. ADATTARE L'ASSETTO DELLE **SALE CONTROLLO** AL NUOVO CONTESTO

Attività di Breve/Medio Termine

5. MIGLIORARE LE **PREVISIONI**, IL DIMENSIONAMENTO DELLE RISERVE E LA REPORTISTICA

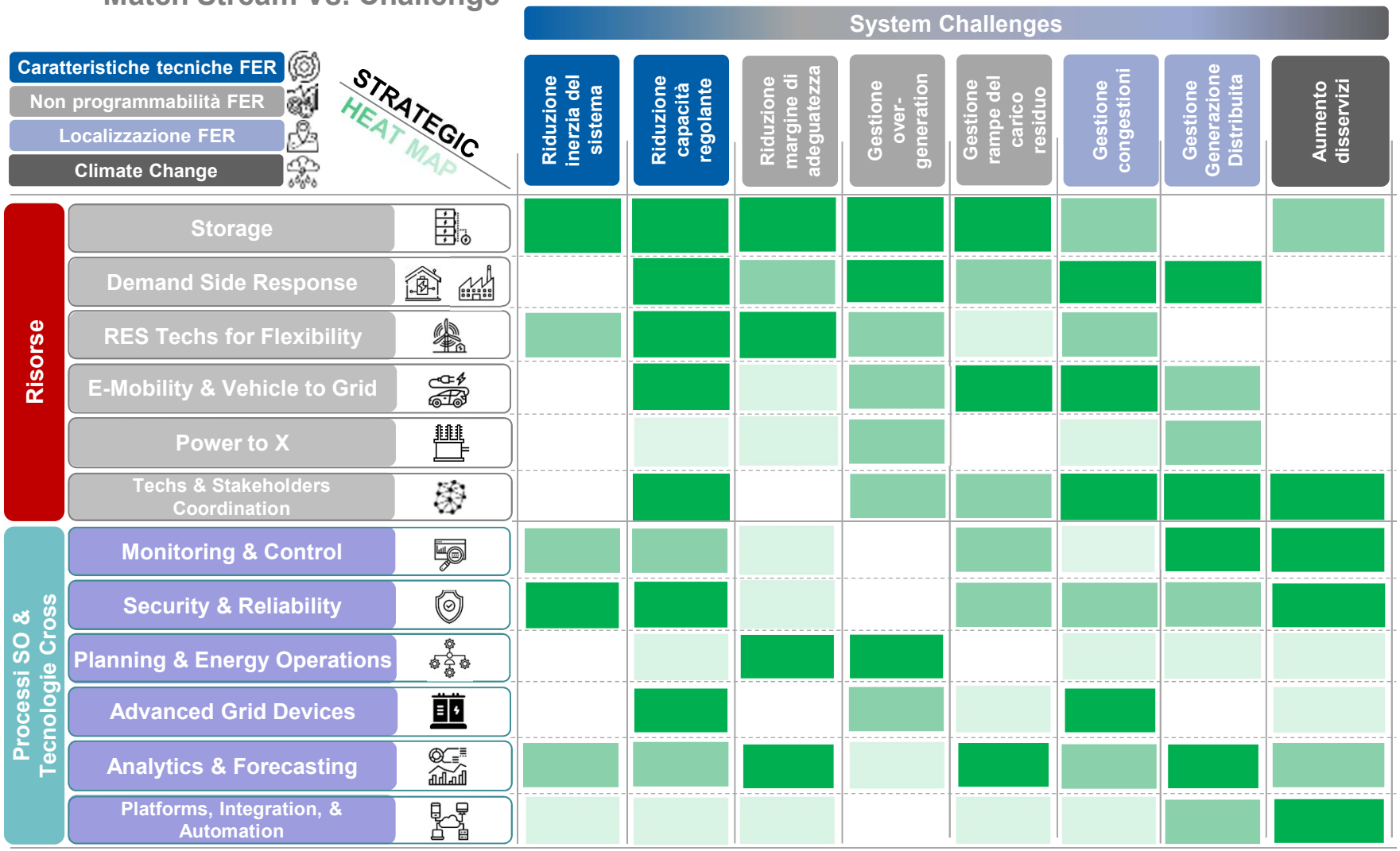
Attività di Medio/Lungo Termine

6. MIGLIORARE LA **PIANIFICAZIONE STRATEGICA** DELLA RETE E DEI MERCATI

Le attività di gestione del Sistema Elettrico in tempo reale, breve termine, medio termine e lungo termine portano alla luce sei principali cluster di esigenze, realizzabili soltanto con un adeguato sviluppo di una infrastruttura digitale abilitante

Innovazione System Operator: strategia e obiettivi

Match Stream Vs. Challenge



Gli stream tematici di IFO coprono tutte le challenge strategiche del sistema: esiste un forte grado di interdipendenza, ma non vi è un'evidente grado di priorità assegnabile. <u>Tutti i filoni vanno implementati in parallelo.</u>

Alta rilevanza
Media rilevanza
Bassa rilevanza