




Lo stato delle procedure e del mercato

Fabio Bulgarelli, Direttore Affari Regolatori – Terna S.p.A.

Rimini, 7 Novembre 2018

Le sfide ambientali

I TARGET EUROPEI

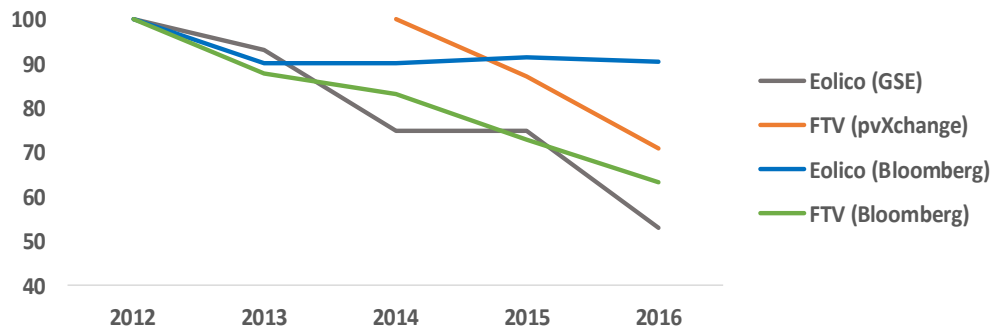
	2020 EU 20-20-20		2030 The energy bridge
			
Quota RES sui consumi energetici finali	≥20%	≥17% ✓	≥32%
Quota RES sui consumi elettrici finali	≈35%	≈26% ✓	≈46%

La SEN 2017 fissava al 55% il target per la quota delle RES sui consumi elettrici. Il nuovo target del 32% sui consumi energetici a livello UE richiede di rivedere a rialzo il valore SEN per la quota RES sui consumi elettrici

A livello europeo il target relativo alla quota di RES sui consumi energetici finali al 2030 è stato recentemente aumentato dal 27% al 32% → Il target relativo alla quota RES sui consumi elettrici finali potrà dunque essere modificato

Un target ambizioso per le RES porta benefici in termini di **decarbonizzazione**, stimolo a **innovazione** e tecnologia, supporto alla **crescita economica**, contributo alla **sicurezza degli approvvigionamenti**

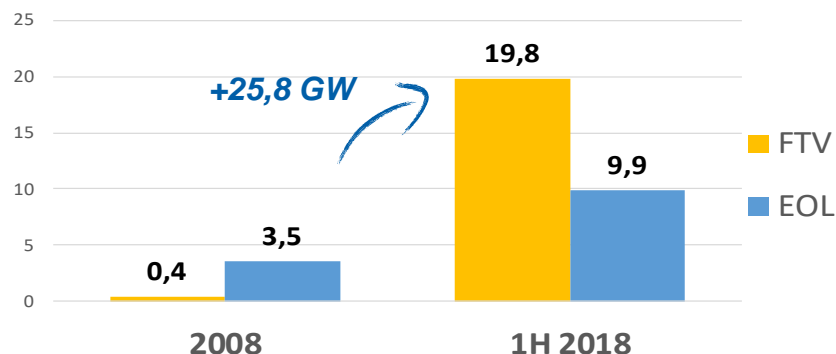
ANDAMENTO COSTI IMPIANTI EOLICI e FOTOVOLTAICI (100=costo 2012)



Costi di realizzazione RES continuamente decrescenti permettono raggiungimento target ambiziosi a costi contenuti

Key Points Italia

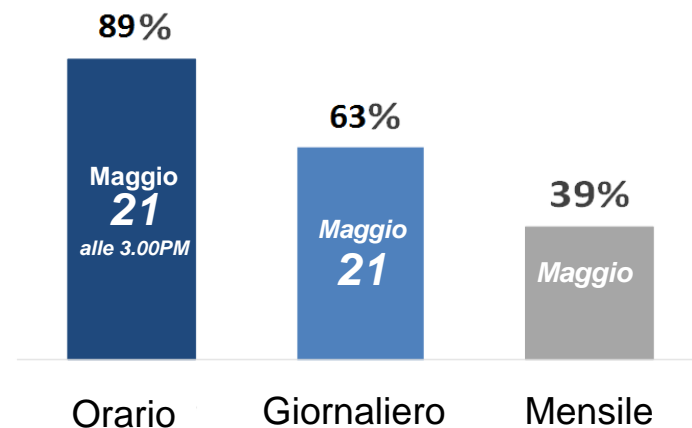
CAPACITÀ INSTALLATA EOLICA e SOLARE (GW)



Aumento capacità fonti rinnovabili

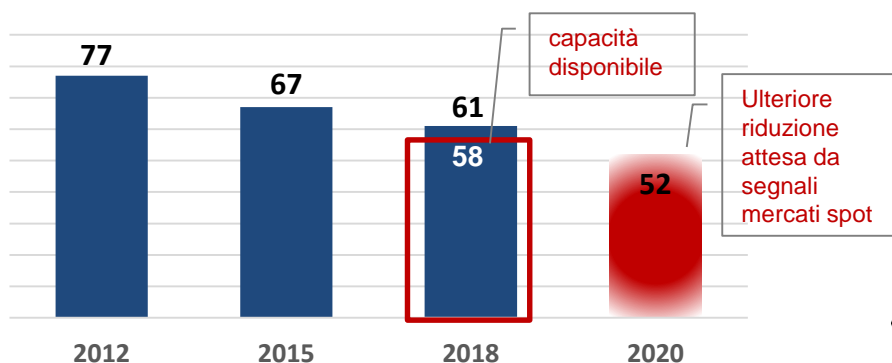
DOMANDA COPERTA DA FONTI RINNOVABILI* (2017)

* Incluso idroelettrico



Picchi di fabbisogno orario coperto da FER crescenti

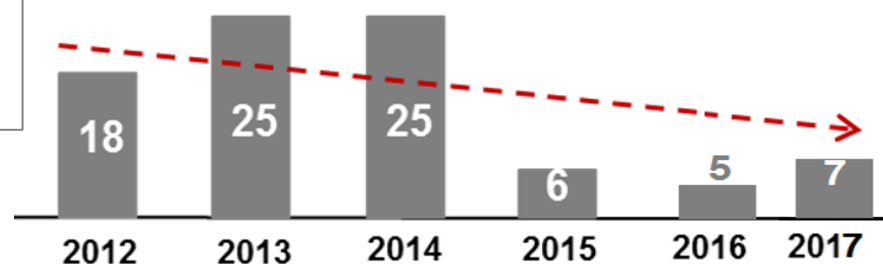
CAPACITÀ INSTALLATA TERMoeLETTTRICA (GW)



Riduzione termico convenzionale

MARGINE DI RISERVA** (GW)

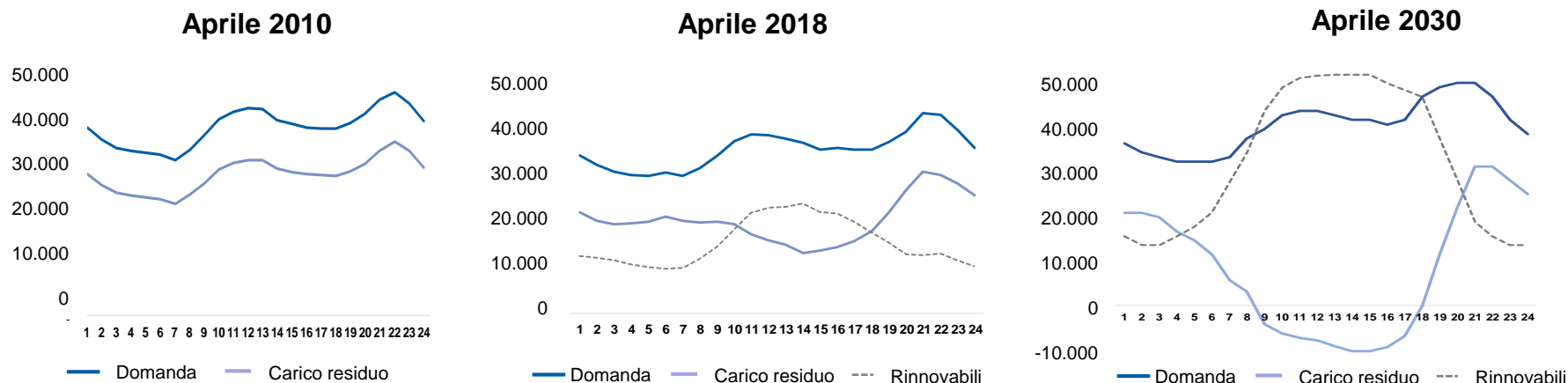
** Differenza tra la capacità produttiva disponibile (incluso import) e il consumo (comprensivo della riserva) nel momento di massimo carico



Progressiva **riduzione** margine di riserva

Curva di carico residuo

ANDAMENTO TIPICO DELLA CURVA DI CARICO RESIDUO SULLE 24 ORE [MW]



Progressiva **riduzione della domanda soddisfatta da impianti tradizionali** a vantaggio delle FER

Le ore diurne saranno coperte unicamente dalle fonti rinnovabili

Inasprimento **problematiche** di **inerzia** e regolazione di **tensione** con possibili ripercussioni sulla stabilità del sistema elettrico

Evoluzione del sistema elettrico

Principali Impatti

TREND DI SISTEMA

Progressiva **dismissione di capacità termoelettrica**;
Riduzione potenza regolante
per modifica mix produttivo

Aumento FER non programmabili (ancora insufficiente in termini di **adeguatezza**)

Cambiamento curva di domanda termica residua

Phase out atteso impianti a carbone (8 GW al 2025)

Assenza di segnali di prezzo di lungo termine per permettere il rinnovo del parco di generazione

IMPATTI

- **Riduzione margini di riserva alla punta e rischio adeguatezza di sistema** (Situazioni critiche già registrate a Luglio 2015, Gennaio 2017 ed Agosto 2017)
- **Aumento congestioni sulla rete elettrica** per distribuzione disomogenea delle RES sul territorio
- **Aumento ripidità della rampa di carico** per volatilità della produzione rinnovabile non programmabile
- **Riduzione inerzia del sistema**
- Maggiore esigenza di risorse in grado di fornire servizi di **regolazione (V, f)** in tempi rapidi
- **Maggiore esigenza di movimentare risorse su MSD**

PRINCIPALI STRUMENTI

Interventi di rete al fine di aumentarne la magliatura e le interconnessioni con l'estero

Sistemi di accumulo (idro in particolare) per integrazione FER, **adeguatezza e aumentare risorse in grado di offrire servizi di regolazione (f e V)**

Capacity market per promuovere segnali di prezzo e aste per nuove FER per far fronte ad adeguatezza

Revisione regole MSD per adattamento a nuovo contesto (apertura a nuove risorse che possono offrire servizi (f e V) e integrazione con mercati confinanti)

Obiettivi

Terna sta promuovendo, sulla base degli indirizzi di ARERA (Del. 300/2017), **nuove iniziative** volte ad abilitare un maggior numero di risorse (Generazione Distribuita, Domanda, Storage, Risorse non programmabili) alla **partecipazione attiva** al mercato dei servizi di dispacciamento

→ un ruolo attivo di queste risorse nella fornitura dei servizi per la **gestione in sicurezza** del sistema permette di **far fronte alla progressiva riduzione di risorse convenzionali**



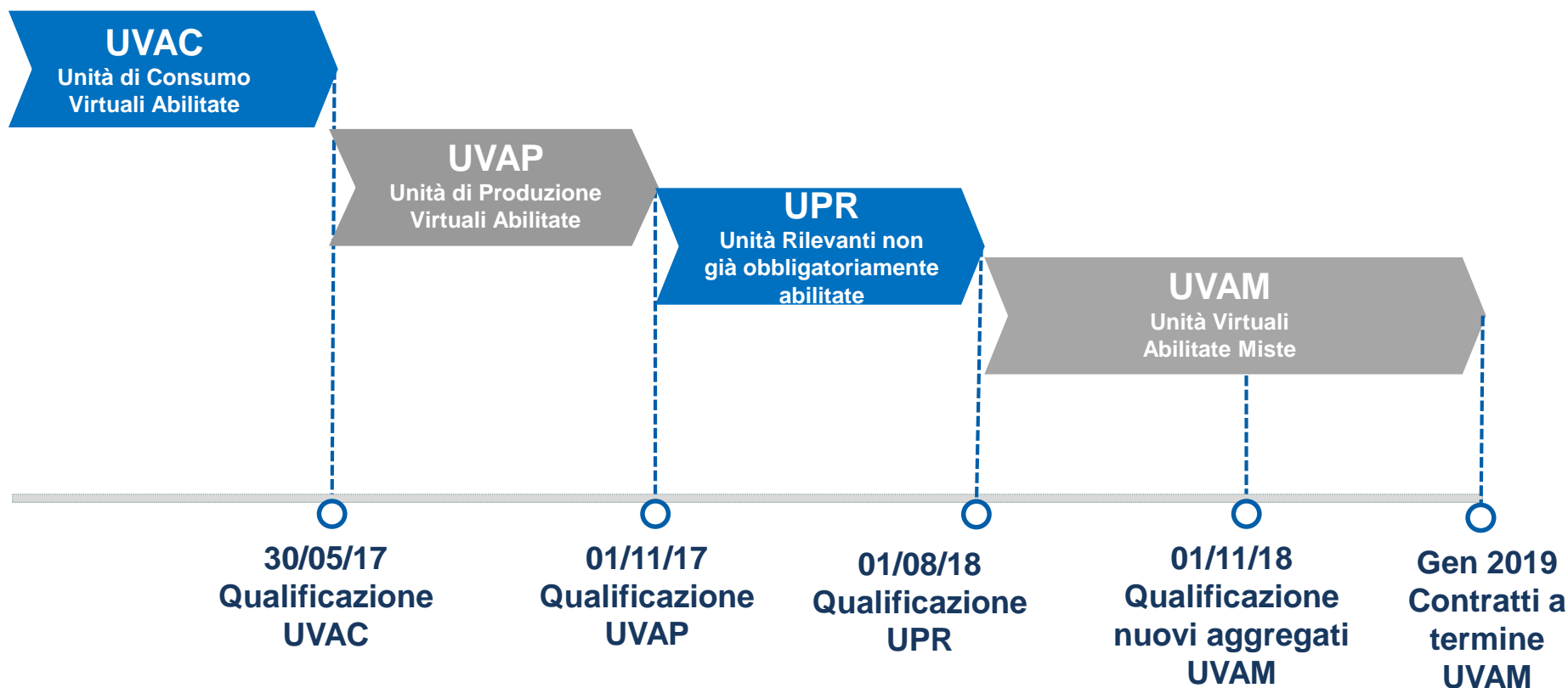
Obiettivi

- **Diversificare** la tipologia di **nuove risorse** abilitabili al mercato dei servizi di dispacciamento in coerenza con il principio di **neutralità tecnologica**
- **Incrementare** la quantità di **risorse disponibili** per garantire maggiore adeguatezza e sicurezza dell'approvvigionamento
- Sterilizzare possibili distorsioni rispetto ai mercati dell'energia, della capacità e dei servizi
- **Ampliare** progressivamente **i servizi negoziabili sul MSD** e flessibilizzare le modalità di offerta

Adattamento del disegno MSD fondamentale per transizione a nuovo contesto

Le azioni di Terna

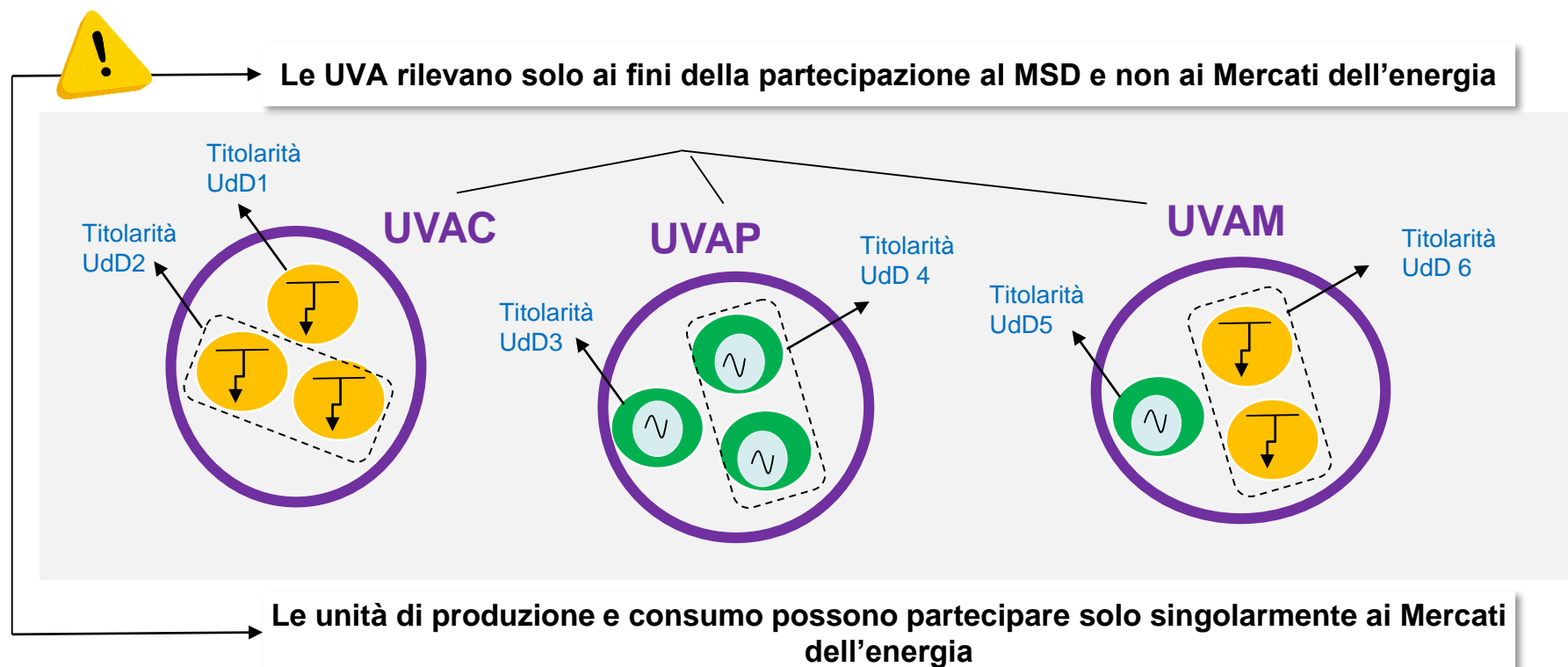
- Avviati i **Progetti Pilota** delle **UVAC** e delle **UVAP** per abilitare rispettivamente la domanda e la GD
- Dal 1° Novembre 2018 avvio del **Progetto Pilota UVAM** per consentire la partecipazione in forma aggregata della domanda, della GD e dei sistemi di accumulo



Unità Virtuali Aggregate: caratteristiche generali

La delibera 300/2017 individua due soggetti distinti:

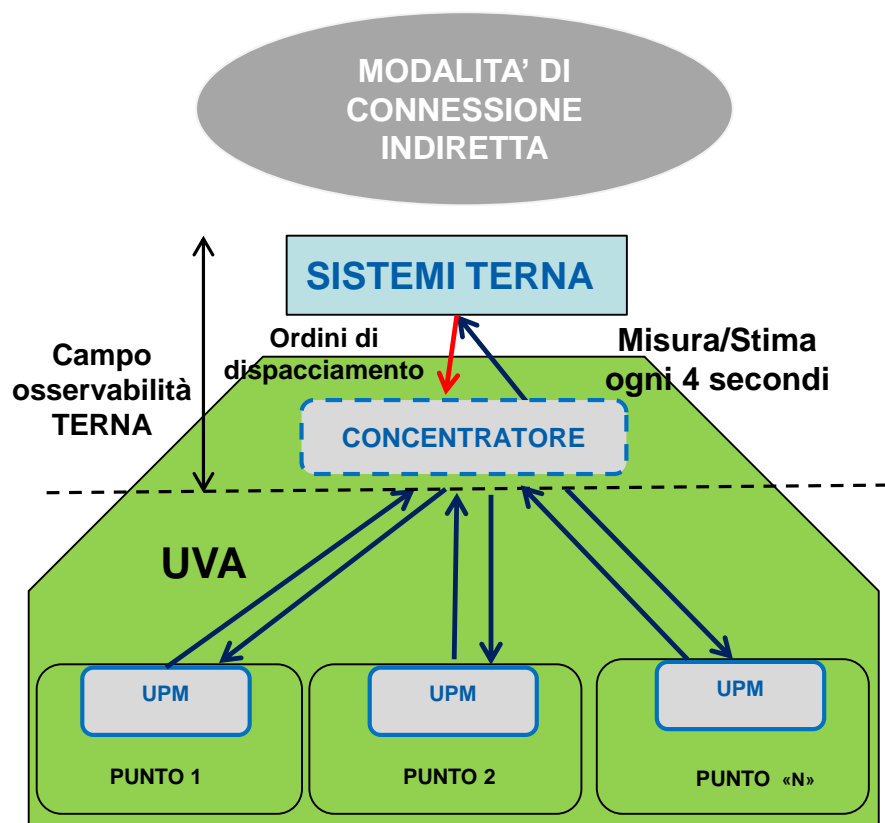
- **Balancing Responsible Party (BRP)**: è l'utente del dispacciamento delle unità di produzione e/o unità di consumo incluse all'interno dell'UVA
- **Balancing Service Provider (BSP)**: è il soggetto titolare della UVA e responsabile della prestazione dei servizi negoziati sul MSD



Requisiti tecnici di connessione

Ciascun punto incluso all'interno dell'UVA deve essere dotato di una apparecchiatura in grado di:

- effettuare la **misura** dell'energia immessa/prelevata
- inviare il dato di misura al **concentratore**, ossia al dispositivo di interfaccia con i sistemi Terna che invia la **misura/stima aggregata** ogni 4 secondi



Requisiti Affidabilità della Misura/Stima dell'aggregato

		Potenza UVAM		
		1-10 MW	10-50 MW	>50 MW
Numero di punti di immissione e/o prelievo	1-10	5%	2,2%	2,2%
	11-100	5%	5%	2,2%
	>100	10%	5%	2,2%

% errore quadratico medio di misura

Requisiti UPM

UNITA' DI PRODUZIONE	POTENZA MODULABILE	FREQUENZA INVIO MISURA	UNITA' DI CONSUMO	POTENZA MODULABILE	FREQUENZA INVIO MISURA
	< 250 kW	60 secondi		< 1 MW	60 secondi
	≥ 250 kW	4 secondi		≥ 1 MW	4 secondi

Progetti Pilota UVAC, UVAP e UPR

516
MW
abilitati



UVAC – Unità di Consumo Virtuali Abilitate



- Abilitazione a MSD di aggregati di carico in grado di ridurre il proprio prelievo di almeno 1 MW entro 15 minuti dalla richiesta di Terna
- Introdotta la figura dell'aggregatore

110
MW
abilitati



UVAP – Unità di Produzione Virtuali Abilitate



- Abilitazione a MSD di aggregati di unità di produzione connesse alle reti di distribuzione (programmabili o non) inclusi i sistemi di accumulo, in grado di offrire flessibilità a scendere e/o a salire di almeno 1 MW entro 15 minuti dalla richiesta di Terna
- Introdotta la figura dell'aggregatore



UPR – Unità di Produzione Rilevanti non già obbligatoriamente abilitate



- Progetto pilota per la partecipazione delle **UP rilevanti oggetto di abilitazione volontaria** a MSD
- Abilitazione alla fornitura di riserva terziaria in modalità **asimmetrica** («a salire» e/o a «scendere»)



UVAM – Unità Virtuali Abilitate Miste

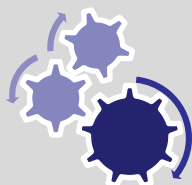


- Le UVAM rappresentano uno **strumento chiave e flessibile** di risorse di diversa natura:
 - Unità di **produzione**
 - Unità di **consumo**
 - Impianti di **accumulo** «stand alone» o abbinati a UP e/o a unità di consumo
 - Sistemi di accumulo funzionali alla **mobilità elettrica**
- Le UVAM devono essere in grado di offrire flessibilità a scendere e/o a salire di almeno 1 MW entro 15 minuti dalla richiesta di Terna

Per la prima volta in Italia, attraverso il progetto UVAM, le tecnologie V2G e G2V avranno la possibilità di partecipare al mercato dei servizi di dispacciamento

Fattori abilitanti alla transizione energetica

EVOLUZIONE DEL MERCATO



SEGNALI DI PREZZO DI LUNGO TERMINE

Garantire strumenti che forniscano segnali di prezzo di lungo termine capaci di promuovere gli investimenti sia in impianti rinnovabili che tradizionali per rinnovare il parco e permettere dismissione impianti più inquinanti

APERTURA A NUOVE RISORSE

Favorire la partecipazione di nuove risorse (domanda, generazione distribuita, storage) al mercato dei servizi ancillari. Nel 2017/18 **avviati progetti pilota con ARERA**

INTEGRAZIONE MERCATI

TERRE per lo scambio di riserva terziaria e XBID (piattaforma unica per mercato infragiornaliero) possono aumentare competizione e disponibilità risorse

STORAGE



Necessari nuovi sistemi di **storage idroelettrico ed elettrochimico** per garantire adeguatezza, sicurezza e rapidità di risposta, assorbendo energia nelle ore di maggiore produzione rinnovabile (**quadro regolatorio/normativo da definire**)



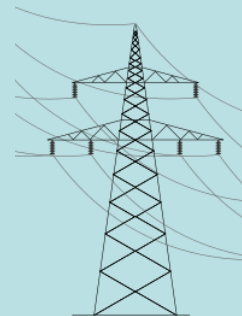
DIGITALIZZAZIONE



Investimenti in tecnologie che potenziano **OSSERVABILITÀ e CONTROLLABILITÀ DELLA RETE** e delle risorse distribuite ad essa connesse

Disponibilità dei dati è un abilitatore fondamentale per permettere integrazione nuove risorse nel Sistema elettrico

INTERVENTI INFRASTRUTTURALI



Potenziamento delle **dorsali interne (Nord-Sud e isole) e interconnessioni** necessario a risolvere nuove congestioni e vincoli, aumentare adeguatezza e sicurezza del sistema, migliorare integrazione delle rinnovabili. **Reti ad alta capacità e FACTS** (Flexible AC Transmission System) per aumento efficienza complessiva del sistema

BACK-UP

Tipologia di servizio	Codice di rete	Progetto pilota
	Requisiti unità obbligatoriamente abilitate	Requisiti progetto pilota
Risoluzione congestioni	<ul style="list-style-type: none"> a) 10 MW in 15 minuti; b) Per unità idroelettriche, il rapporto tra l'energia che può essere erogata in una giornata e la potenza massima dell'unità deve essere almeno pari a 4 ore 	<ul style="list-style-type: none"> a) 5 MW in 15 minuti; b) Per unità idroelettriche, il rapporto tra l'energia che può essere erogata in una giornata e la potenza massima dell'unità deve essere almeno pari a 2 ore
Bilanciamento	<ul style="list-style-type: none"> a) 3 MW in 15 minuti b) Per unità idroelettriche, il rapporto tra l'energia che può essere erogata in una giornata e la potenza massima dell'unità deve essere almeno pari a 4 ore 	<ul style="list-style-type: none"> a) 2MW in 15 minuti; b) Per unità idroelettriche, il rapporto tra l'energia che può essere erogata in una giornata e la potenza massima dell'unità deve essere almeno pari a 2 ore
Riserva terziaria di potenza	<p>Riserva rotante :</p> <ul style="list-style-type: none"> a) 10 MW in 15 minuti b) Servizio sostenuto per almeno 120 minuti 	<p>Riserva rotante</p> <ul style="list-style-type: none"> a) 5 MW in 15 minuti b) Servizio sostenuto per almeno 120 minuti
	<p>Riserva di sostituzione a salire (a scendere):</p> <ul style="list-style-type: none"> a) 10 MW in 120 minuti b) Servizio sostenuto senza limitazioni di durata 	<p>Riserva di sostituzione a salire (a scendere):</p> <ul style="list-style-type: none"> a) 5 MW in 120 minuti b) Servizio sostenuto per almeno 8 ore



Soggetti abilitati (BSP)

- Utente del dispacciamento
- Aggregatore diverso da Gestore dei Servizi Energetici e Acquirente Unico



Servizi	Modalità «a salire»	Modalità «a scendere»	Tempo di avvio modulazione dall'ordine di dispacciamento (sia «a salire» che «a scendere»)	Tempo minimo di durata della modulazione (sia «a salire» che «a scendere»)	Requisiti CdR - Tempo minimo di durata della modulazione (sia «a salire» che «a scendere»)
Risoluzione delle congestioni	✓	✓	Entro 15 min dalla ricezione ordine dispacciamento	120 min	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 240 min (UP idro) ▪ Tempo illimitato per le altre UP
Riserva terziaria rotante	✓	✓	Entro 15 min dalla ricezione ordine dispacciamento	120 min	120 min
Riserva terziaria di sostituzione	✓	✓	Entro 120 min dalla ricezione ordine dispacciamento	480 min	Tempo illimitato
Bilanciamento	✓	✓	Entro 15 min dalla ricezione ordine dispacciamento	120 min	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 240 min (UP idro) ▪ Tempo illimitato per le altre UP

Potenze Modulabili in incremento delle UP non programmabili non > 50% della Potenza Massima Abilitata



Il BSP, per ciascun punto incluso all'interno dell'UVAM, deve aver ricevuto l'assenso da parte dell'UDD nel cui contratto è ricompreso il medesimo punto. La Delibera 422/2018/R/eel ha introdotto il principio del silenzio-assenso in base al quale, in assenza di esplicito diniego dell'UDD entro 10 giorni dalla data di trasmissione della richiesta da parte del BSP, l'assenso è da intendersi implicito