# Commissione X Attività Produttive Camera dei Deputati

Indagine conoscitiva sulle prospettive di attuazione e di adeguamento della Strategia Energetica Nazionale al Piano Nazionale Energia e Clima per il 2030

**Carlo Tamburi**

Direttore Enel Italia

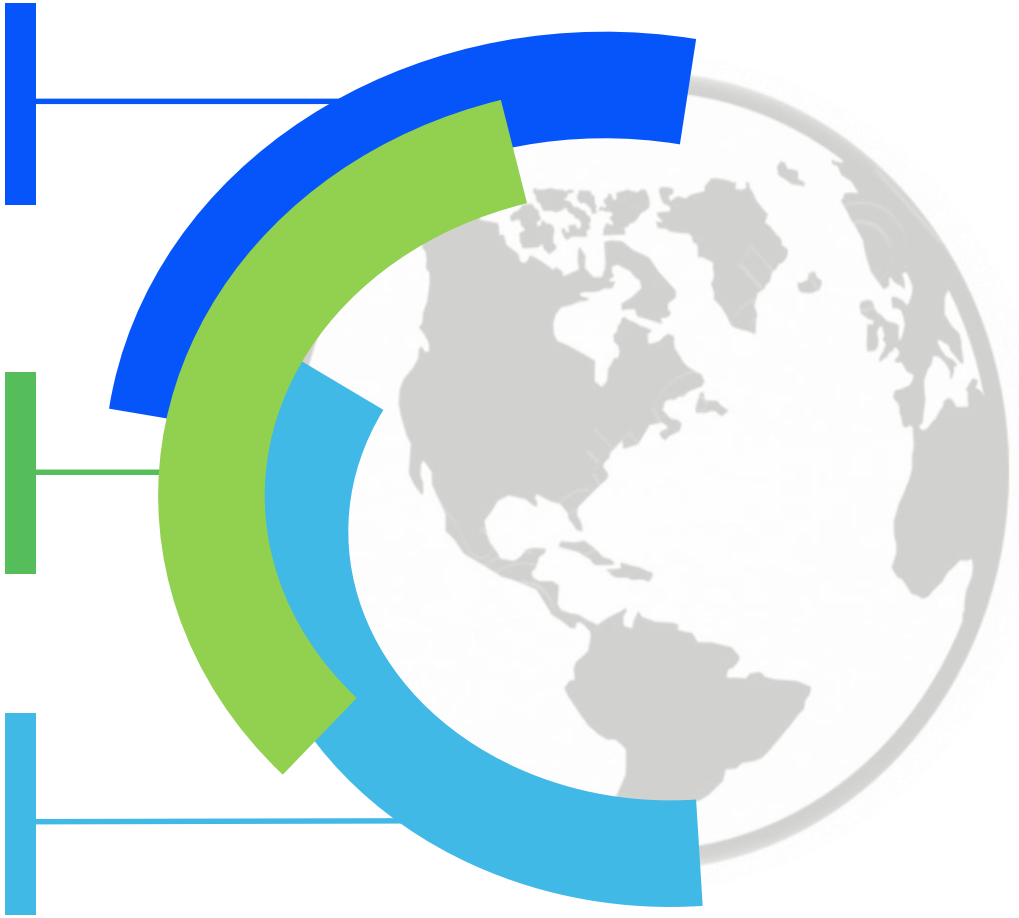
Roma, 15 maggio 2019

# Enel: un leader nel nuovo mondo dell'energia

Il più grande operatore di rete[1]

Il più grande operatore privato nel settore delle rinnovabili[2]

La più vasta base clienti nel mondo[1]



73 milioni di clienti connessi

43.4 GW di capacità rinnovabile[2]

46.4 GW di capacità convenzionale

6.2 GW di *Demand Response*

70.4 milioni di clienti[3]

1. Per numero di clienti connessi. Aziende pubbliche non incluse
2. Per capacità installata. Include capacità gestita per 4,2 GW
3. Incluso il nucleare Clienti luce e gas su mercati liberi e regolati

**Piano strategico di Enel incentrato su reti e rinnovabili**

# Il posizionamento del gruppo Enel in Italia

## Principali dati industriali 2018

**Rinnovabili**
14 GW capacità installata
25,5 TWh produzione

**Generazione termica**
14 GW capacità installata
28 TWh produzione

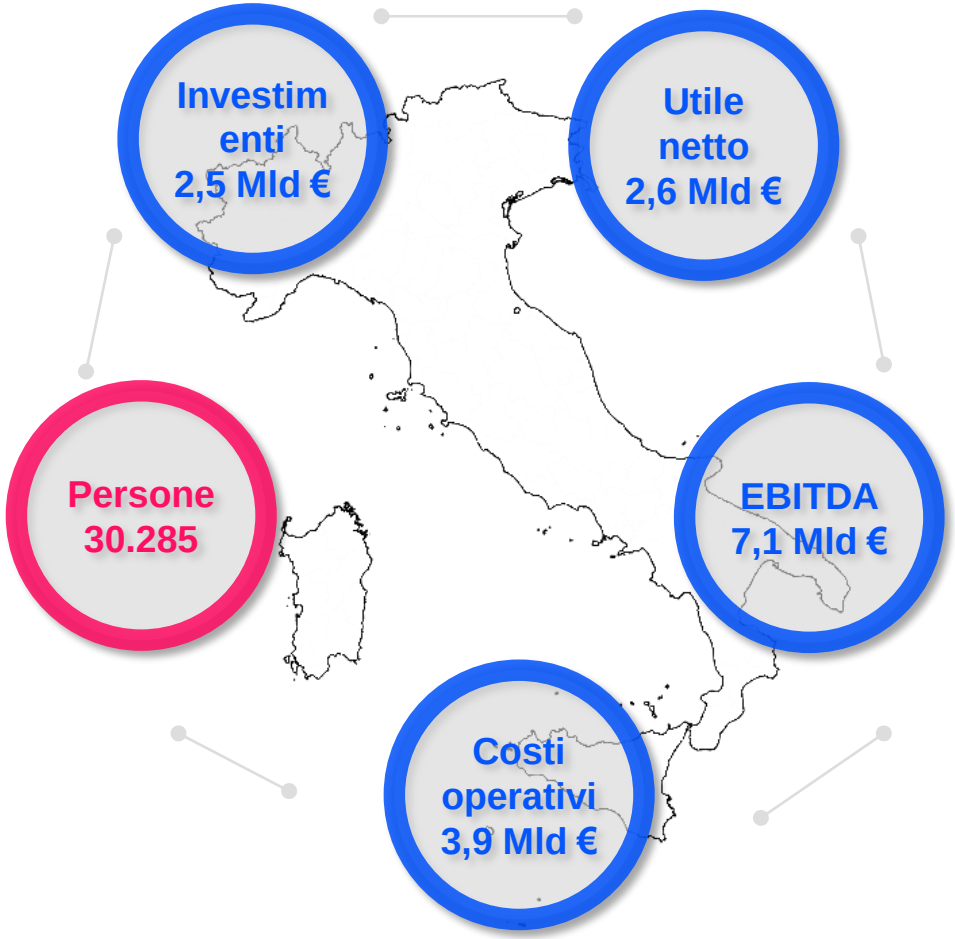
Produzione energia elettrica Enel pari a ~ 19% del totale Italia (280 TWh)*

Capacità installata Enel pari a ~ 25% del totale installato Italia*

**Infrastrutture e Reti**
31,4 mln utenti finali
228 TWh distribuiti

**Clienti**
12,7 Mln clienti power & gas free
16,6 Mln clienti power tutelato

## Dati economici 2018 (Mld€)

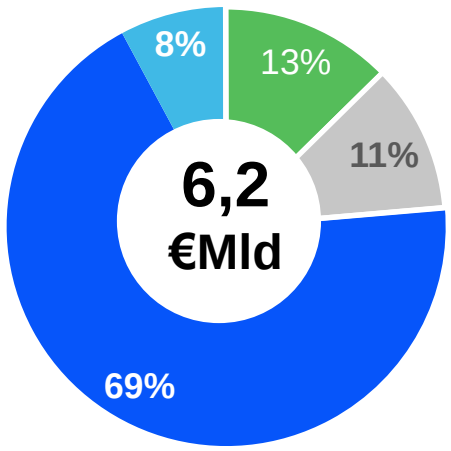



(*) Stima interna

# Piano Investimenti Gruppo Enel in Italia

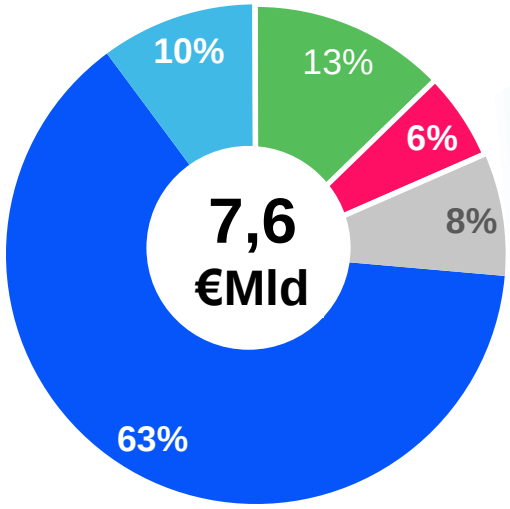
Mld €

## Cumulato 2016-18




+23%

## Cumulato 2019-21




Distribuzione | Retail | Rinnovabili | Enel X | Altro

## Progetti principali

- DIGITALIZZAZIONE RETE 1,4 Mld €
- QUALITA' 0,4 Mld €
- RESILIENZA 0,4 Mld €
- RINNOVABILI 1,0 Mld €
- EFFICIENZA, MOBILITA' ELETTRICA e SERVIZI INNOVATIVI 0,4 Mld €

**Investimento medio annuo previsto in piano pari a circa ~2,6 Mld€**

# Contesto

# Principali driver della transizione e target europei e nazionali

**Decarbonizzazione e sviluppo Rinnovabili**

**Affidabilità (sicurezza, adeguatezza e resilienza)**



**Efficienza energetica (elettrificazione)**

## Target Europa

| - 40% gas serra | 32% FER | - 32,5% |
|---|---|---|
| vs 1990 | consumi energetici | consumi energetici* |

## Target Italia PNIEC

| - 37% gas serra | 30% FER | - 43% consumi energetici primari* |
|---|---|---|
| vs 1990 | consumi energetici | |
| **Phase out impianti a carbone al 2025 e applicazione limiti emissivi nel capacity a partire dal 2020** | • **55,4%** nel settore **elettrico**<br>• **21,6%** nel settore **trasporti** (biocarburanti e mobilità elettrica), vs 14% europeo<br>• **33%** nel settore **termico** | • -**39,7%** dell'energia finale (target **non vincolante**)<br>• Target **vincolante** di riduzione consumi finali annui pari allo 0,8% (rispetto alla media del periodo 2016-18) |

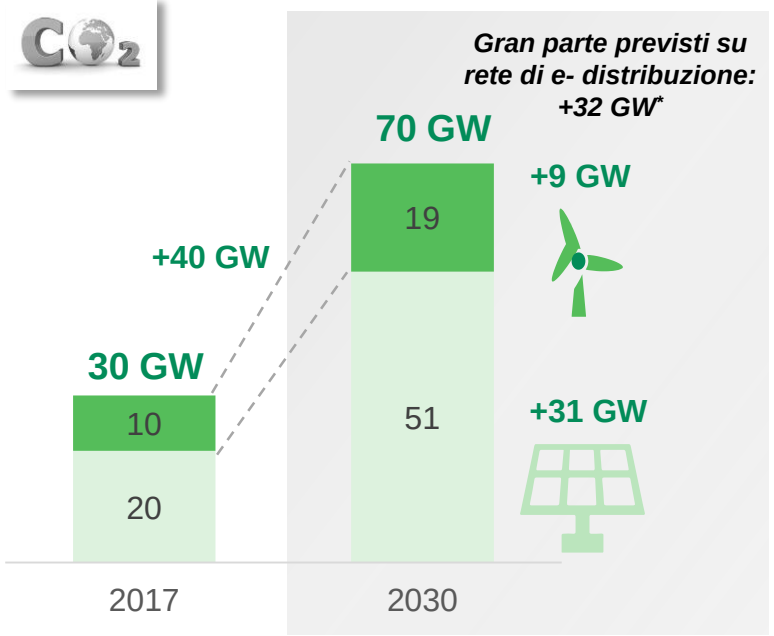


* Rispetto allo scenario tendenziale definito nel 2007 (Primes EU Reference Scenario 2007 – Energy, transport and GHG emissions trends to 2030)

# Target PNIEC

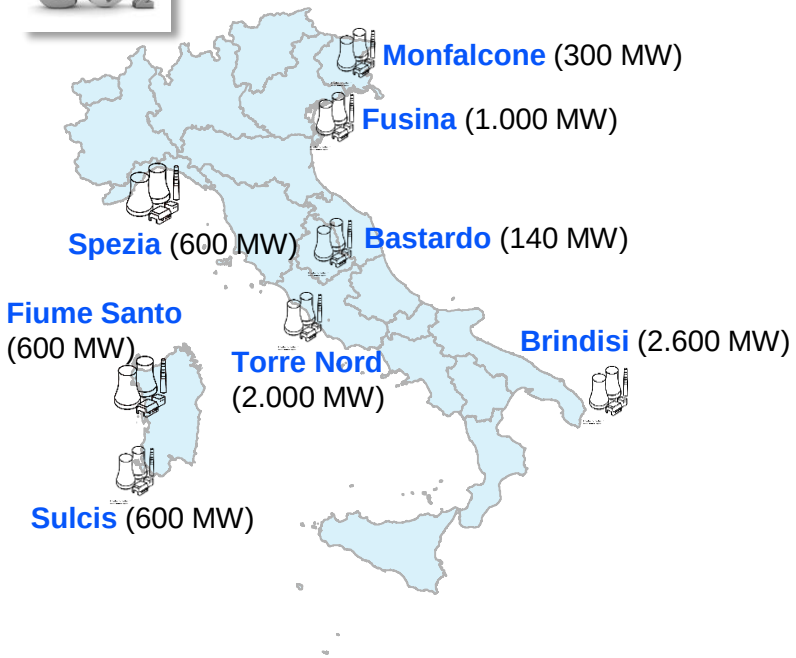
Gli aspetti di maggior rilievo del settore elettrico

## Sviluppo fonti rinnovabili 55,4% dei consumi elettrici vs attuale 34%

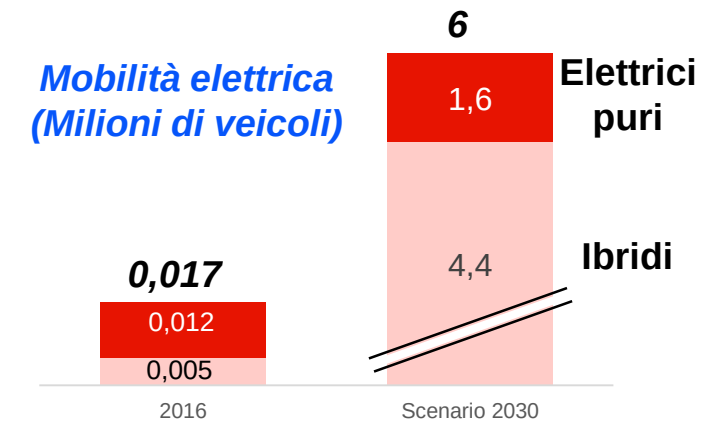



*Stima Enel

## Phase out carbone -8 GW al 2025




## 21,6% fonti rinnovabili nei trasporti* vs attuale 6,5% + Efficienza ed elettrificazione dei consumi finali




* Rispetto al 14% fissato a livello EU

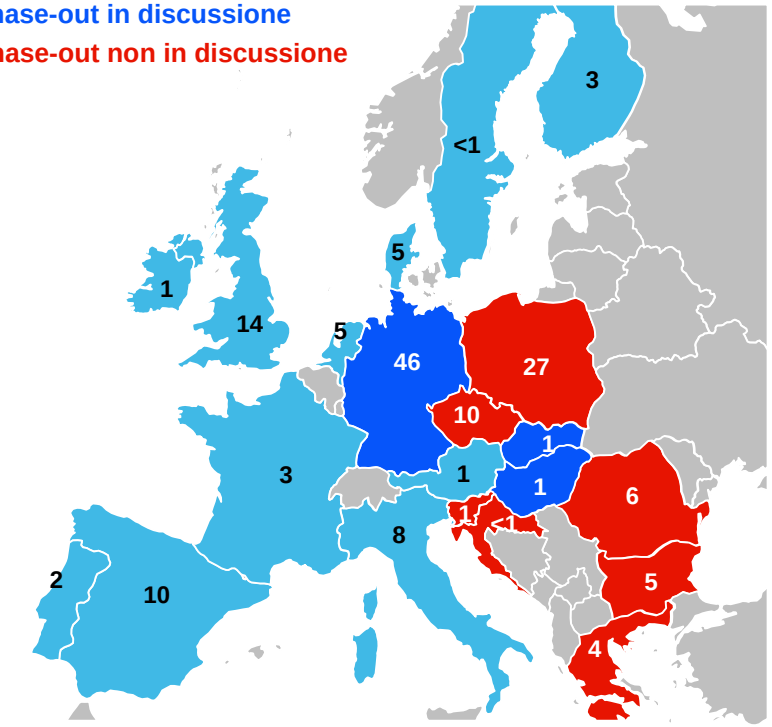
**Necessarie azioni mirate per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione e per garantire l'affidabilità del sistema elettrico**

# Phase out carbone

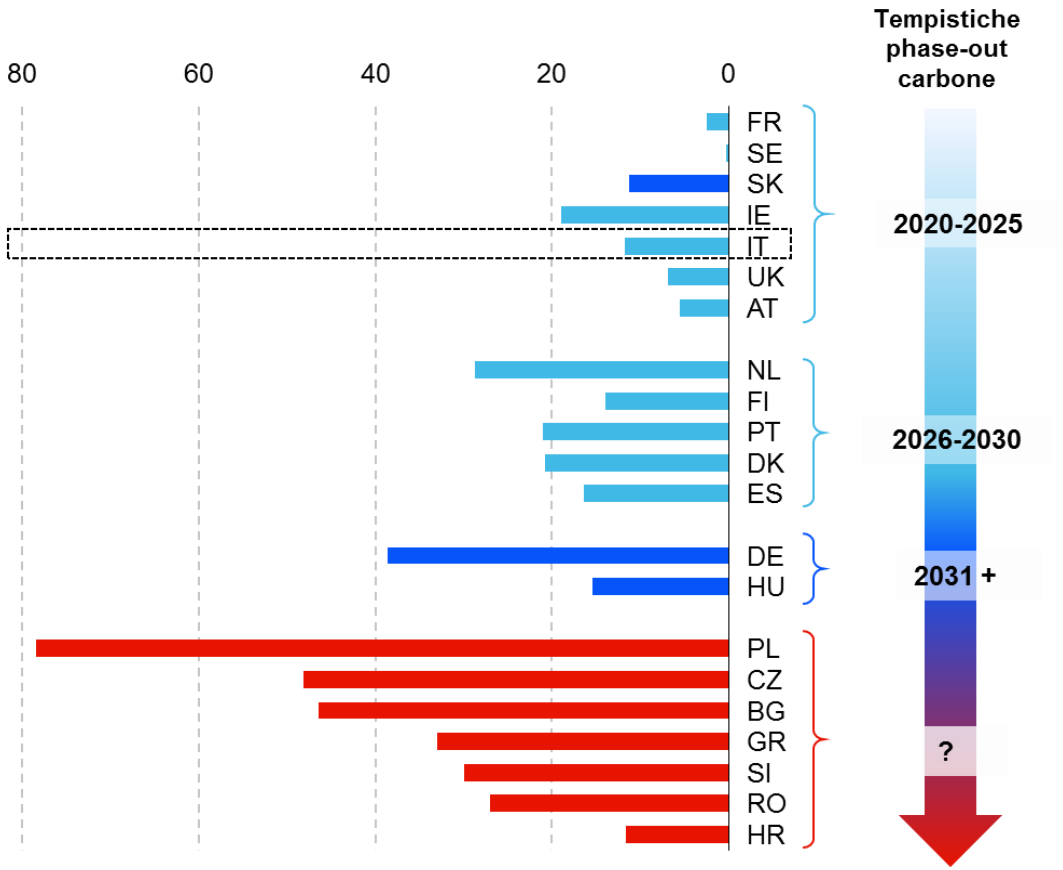
Piani di dismissione del carbone dei Paesi europei

## Capacità a carbone 2017 (GW)

Data Phase-out fissata
Data Phase-out in discussione
Data Phase-out non in discussione




## Share generazione a carbone 2017 (%)

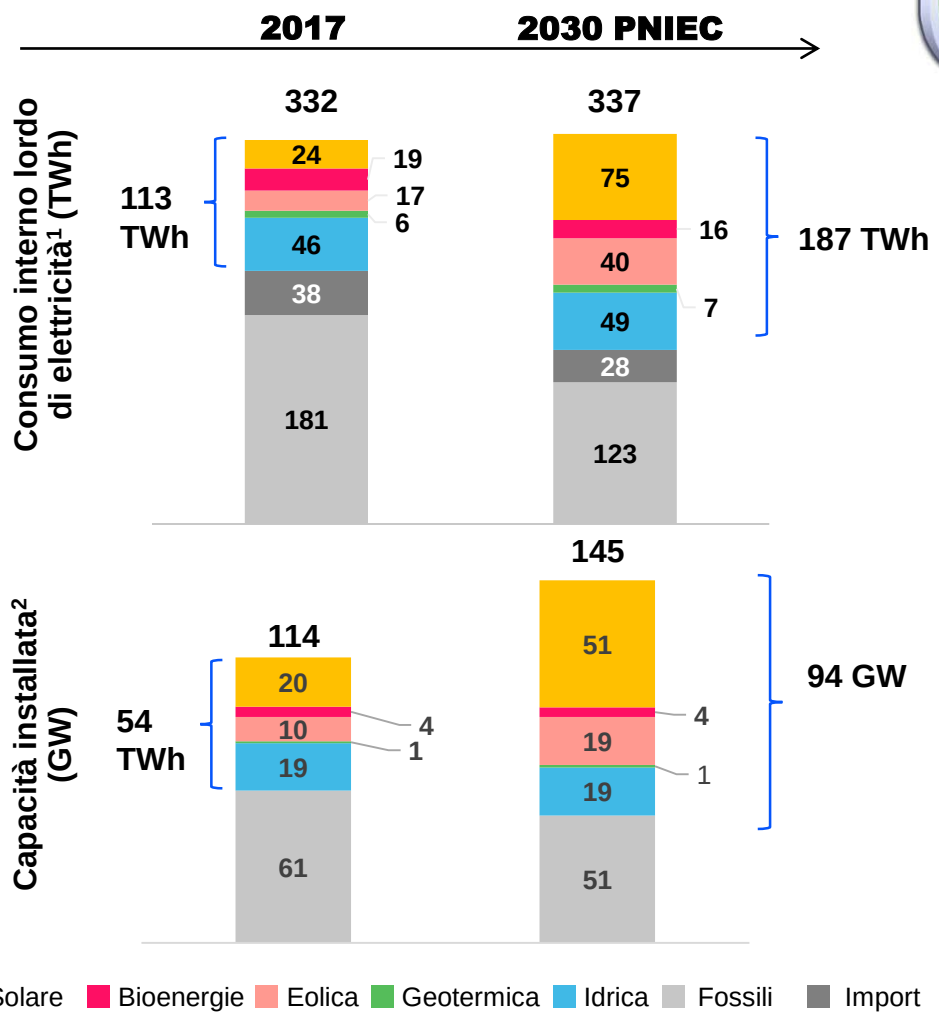



**Differenti velocità di dismissione del carbone nei Paesi europei**
**Auspicabile coordinamento dei piani di phase-out a livello europeo**



Fonte: Elaborazioni Enel su dati BNEF; *Europe Beyond Coal* Marzo 2019

# Evoluzione del sistema elettrico al 2030




**L'evoluzione del sistema elettrico al 2030 previsto dal PNIEC comporta:**

- **Nuove regole e misure di mercato** per considerare necessità ed opportunità specifiche legate all'**aumento** della produzione **eolica** e **solare** e al **phase out del carbone,** coinvolgendo le rinnovabili nella fornitura di servizi evoluti, con l'obiettivo di misurare e preservare i requisiti di sicurezza del sistema.
- **Minore dipendenza dall'import**
- Necessità di incrementare la **flessibilità del sistema** per garantirne **l'adeguatezza e la sicurezza**
  - Lato offerta, anche attraverso nuove tecnologie (es: accumulo)
  - Lato domanda, abilitando il potenziale del consumo flessibile (Demand Response e veicoli elettrici in particolare)
- **Tempestiva ed accurata pianificazione degli investimenti** in infrastrutture
- **Snellimento ed adeguamento procedure autorizzative** al fine di ottimizzare lo sfruttamento della risorsa massimizzando la producibilità e minimizzando il consumo di suolo
- **Innovazione e digitalizzazione:** necessario quadro abilitante per lo sviluppo, e successiva fase di test nel mercato, di nuove soluzioni ed applicazioni tecnologiche

**Obiettivi sfidanti necessitano di una accurata pianificazione integrata degli investimenti in nuova capacità e in infrastrutture di rete per garantire l'affidabilità del sistema elettrico**

[1]Produzione idroelettrica ed eolica normalizzata (come prescritto dalla RED II ai fini del calcolo del target 2030). Il PNIEC fa riferimento allo sviluppo e contributo alla produzione di RES di 880 MW di CSP e 900 MW di wind offshore. Composizione consumo interno lordo (fossili+import) da fonte RSE e stime Enel. [2] Stime Terna per la capacità fossile al 2030 .

# Le risorse per garantire l'affidabilità del sistema

### Sviluppo della rete di trasmissione

Importante realizzare i **numerosi e rilevanti investimenti** sulla RTN previsti nei piani di sviluppo (10,5 Mld€ nel periodo 2017-30) cercando di comprimere la **durata degli iter autorizzativi** ad oggi particolarmente estesa (circa 11 anni in media per una linea)

### Sviluppo della rete di distribuzione

Previsti **rilevanti investimenti (25,7 Mld€ nel periodo 2017-30)** per la connessione, l'abilitazione delle risorse distribuite e la **gestione in sicurezza** della rete di distribuzione e dell'intero sistema elettrico

### Accumuli

Lo sviluppo deve essere pianificato tenendo conto anche dei **tempi realizzativi/autorizzativi** delle diverse tecnologie. Inoltre lo **sviluppo della nuova capacità rinnovabile** deve essere pianificato favorendone anche l'integrazione con tecnologie – come gli **accumuli esistenti e nuovi** - che possono supportare l'esigenza di **flessibilità del sistema**

### Demand response

Sviluppo, oggi affidato a progetti pilota, da perseguire a regime attraverso la **partecipazione a meccanismi di mercato** strutturati, prevedendone obiettivi minimi di sviluppo

### Nuova capacità alimentata a gas

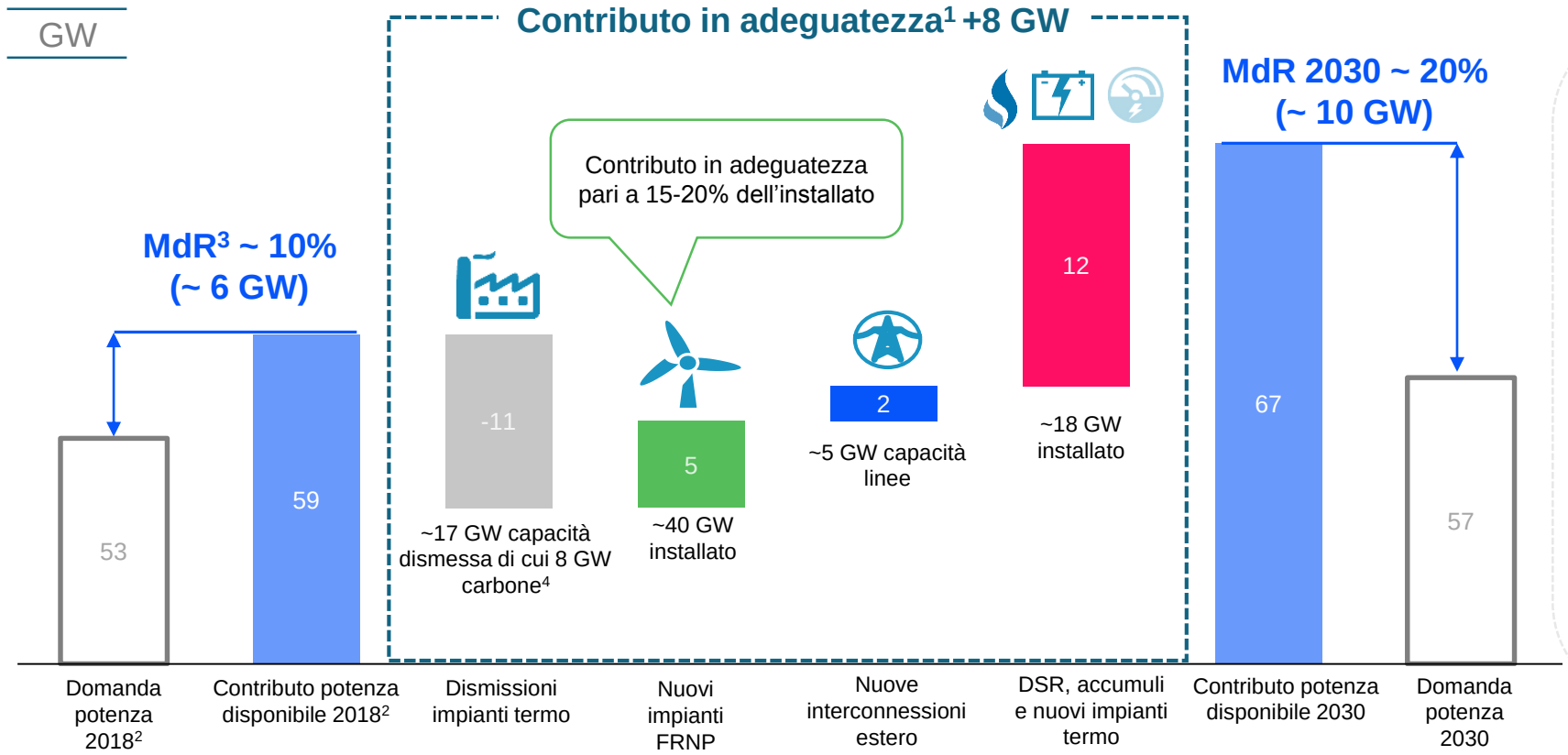
Risorsa a copertura dell'eventuale **fabbisogno residuo** di adeguatezza e per il cui sviluppo è necessario **accelerare gli iter autorizzativi e prevedere l'avvio di strumenti di remunerazione della nuova capacità (es: Capacity Market)**

**Affidabilità del sistema da perseguire attraverso lo sviluppo coordinato di differenti risorse**

# Focus adeguatezza Italia al 2030

## Necessari al 2030 +8 GW di contributo in adeguatezza

*Contributo in adeguatezza* XX




- Domanda al 2030 prevista in incremento
- **Chiusura di 17 GW** di **capacità convenzionale** programmabile — -11
- Contributo in adeguatezza **molto limitato** da nuove RES — +5
- Contributo ridotto anche per le interconnessioni — +2
- Per raggiungere Margine di Riserva adeguato al 2030 pari al 20% necessaria **nuova capacità per 18 GW** — +12
- Al 2026 margine di riserva ~ 13% con rischio inadeguatezza

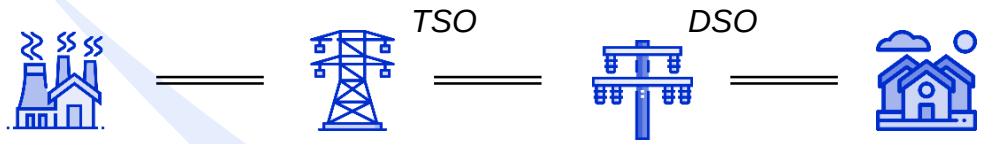
**Phase out al 2025 crea discontinuità da colmare prioritariamente con FER, reti e nuove tecnologie.**
**Nuovi impianti gas a copertura dell'eventuale fabbisogno residuo. Fondamentale coordinamento tempistiche**

[1] Il grafico indica il contributo in adeguatezza delle varie risorse, calcolato in base a coefficienti che tengono conto della disponibilità della risorsa rispetto alla capacità installata.
[2] Dati provvisori Terna [3] Margine di riserva [4] Include capacità in Sardegna ipotizzando completamento al 2030 delle infrastrutture necessarie per il phase out

# Focus rete di distribuzione

## Ruolo chiave del DSO in un ecosistema che cambia

### Sistema energetico tradizionale



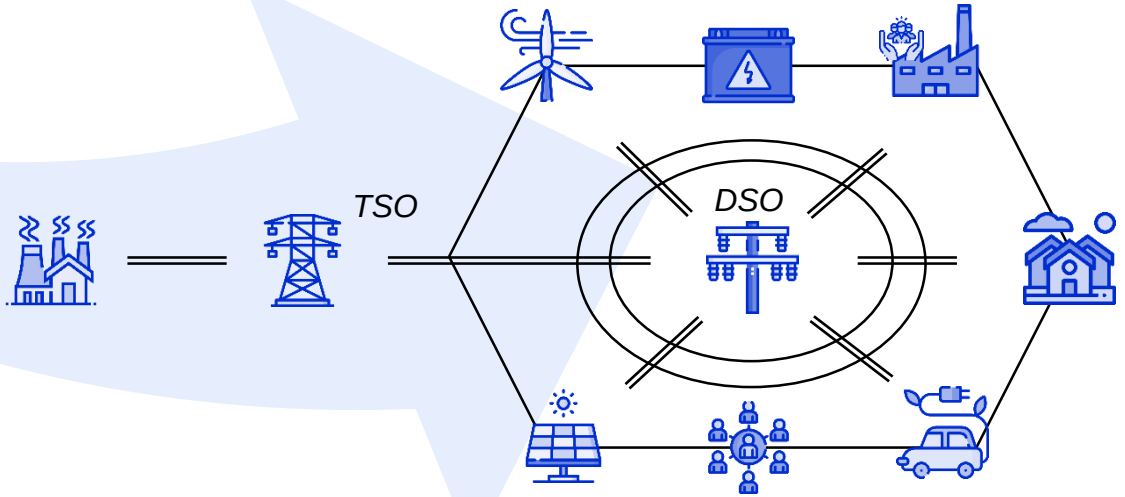

*Generazione Centralizzata*

*Operatori «orizzontali» tradizionali*

*Regolazione Tradizionale*

*Servizio universale*

### Sistema energetico in evoluzione



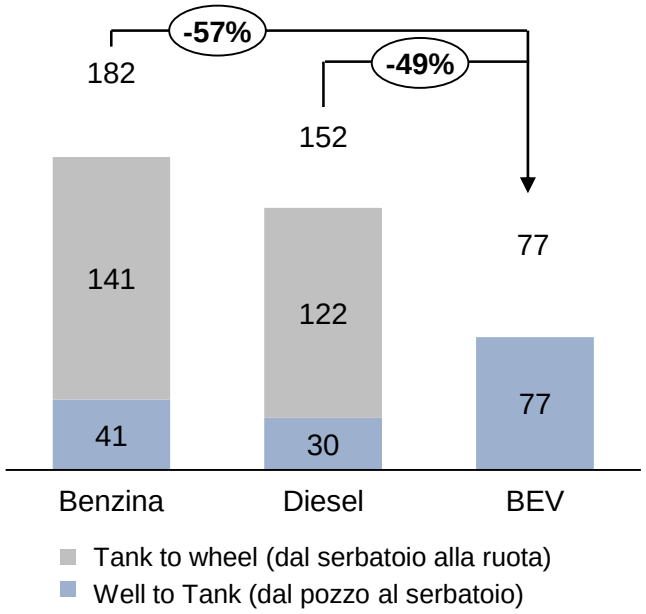

- Modello **centralizzato vs distribuito**
- Nuovi **attori emergenti** (aggregatori)
- **Partecipazione attiva** clienti/prosumer tramite Open Meter

**La rete di distribuzione dovrà integrare le azioni di tutti gli attori per abilitare un sistema elettrico efficiente, economico e sostenibile**

# Focus Elettrificazione consumi

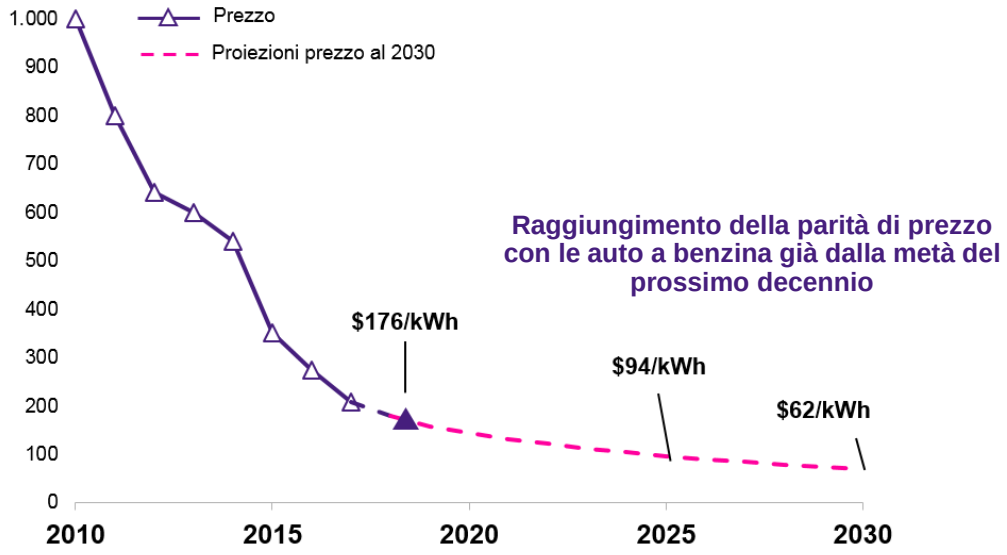
La mobilità elettrica

### Emissioni veicoli elettrici vs convenzionali[1] ($gCO_2$/km)




Efficienza auto elettrica **3,5 volte** maggiore vs auto benzina

### Evoluzione costo batterie Li-on ($/kWh)




Source: BNEF, The life and death of a lithium-ion battery, Feb19

**Sviluppo mobilità elettrica, favorito da riduzione prezzo batterie, porterà massimizzazione mix elettrico decarbonizzato, benefici per qualità aria in zone urbane e fornitura servizi di flessibilità per il sistema (V2G[2])**

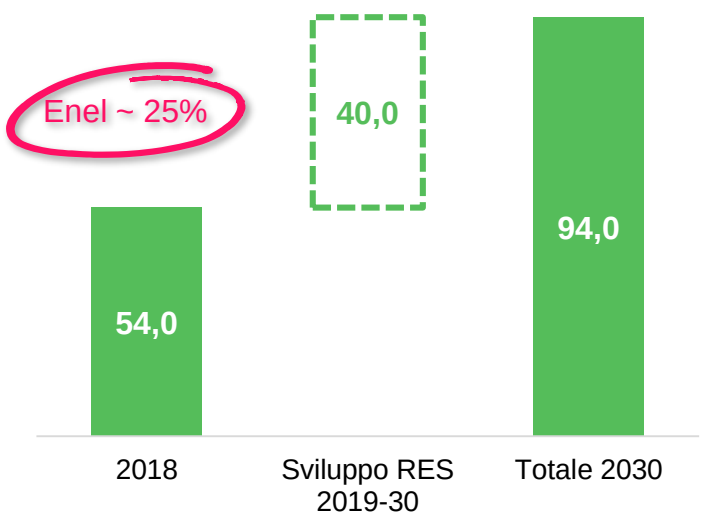
[1]Fonte: Elaborazioni Enel, Emissioni Well to Wheel + Life Cycle Assessment, media delle 5 auto classe C più vendute in Europa, test WLTP. Cautelativamente utilizzato mix elettrico Italia al 2015. Altre ipotesi: vita utile veicoli a diesel 208.000 km, veicoli elettrici e a benzina 160.000 km, blending di biocombustibili al 10% per i veicoli a benzina, 7% per i veicoli a diesel

[2]Vehicle to Grid: utilizzo, in forma aggregata, delle batterie dei veicoli in sosta per la fornitura di servizi di dispacciamento

# Misure necessarie per la transizione energetica

# Sviluppo fonti rinnovabili

## Sviluppo RES al 2030 (GW)



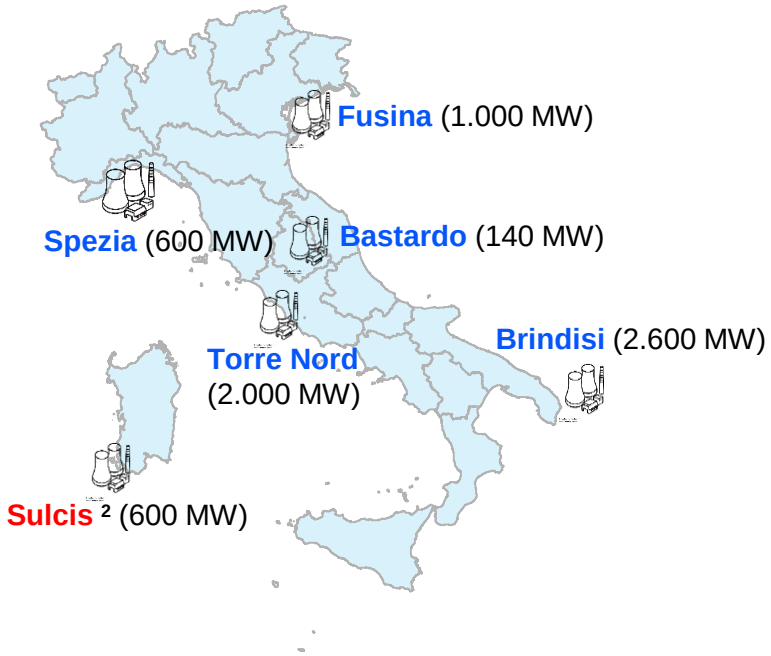

- **Target Enel al 2030**: mantenimento quota installato attuale
- Previsti per **2019-21 investimenti per 1 Mld €** in nuova capacità, repowering e **manutenzioni** per miglioramento performance su parco esistente

## Misure necessarie

- **Semplificazioni autorizzative**: certezza/riduzione dei tempi, snellimento e uniformità dell'iter sul territorio nazionale per impianti nuovi e rifacimenti; estensione del concetto di «non sostanzialità» delle varianti relative all'evoluzione tecnologica dei componenti principali (turbine eoliche, pannelli. ecc.)
- Necessità di una normativa per **semplificare l'iter autorizzativo e per rendere prioritario l'utilizzo di terreni marginali** rispetto ad altri terreni
- **Valorizzazione impianti esistenti: idroelettrico** e ecolico rappresentano circa il **56% della produzione FER attuale**[1]
- Superamento dei limiti all'accesso agli incentivi previsti dallo **«Spalma Incentivi»**
- Accesso al mercato **di nuova capacità rinnovabile** anche attraverso l'integrazione con ***nuove* tecnologie**– quali gli **accumuli** – cosi da supportare la **richiesta di flessibilità del sistema** e l'offerta di **nuovi servizi,** anche alla luce della positiva esperienza in altri mercati nel Mondo

[1]Calcolato su produzioni normalizzate 2017

# Phase out carbone e affidabilità del sistema




Enel intende **sostituire la capacità a carbone** con impianti rinnovabili, sistemi di accumulo e nuova capacità a gas

## Misure necessarie

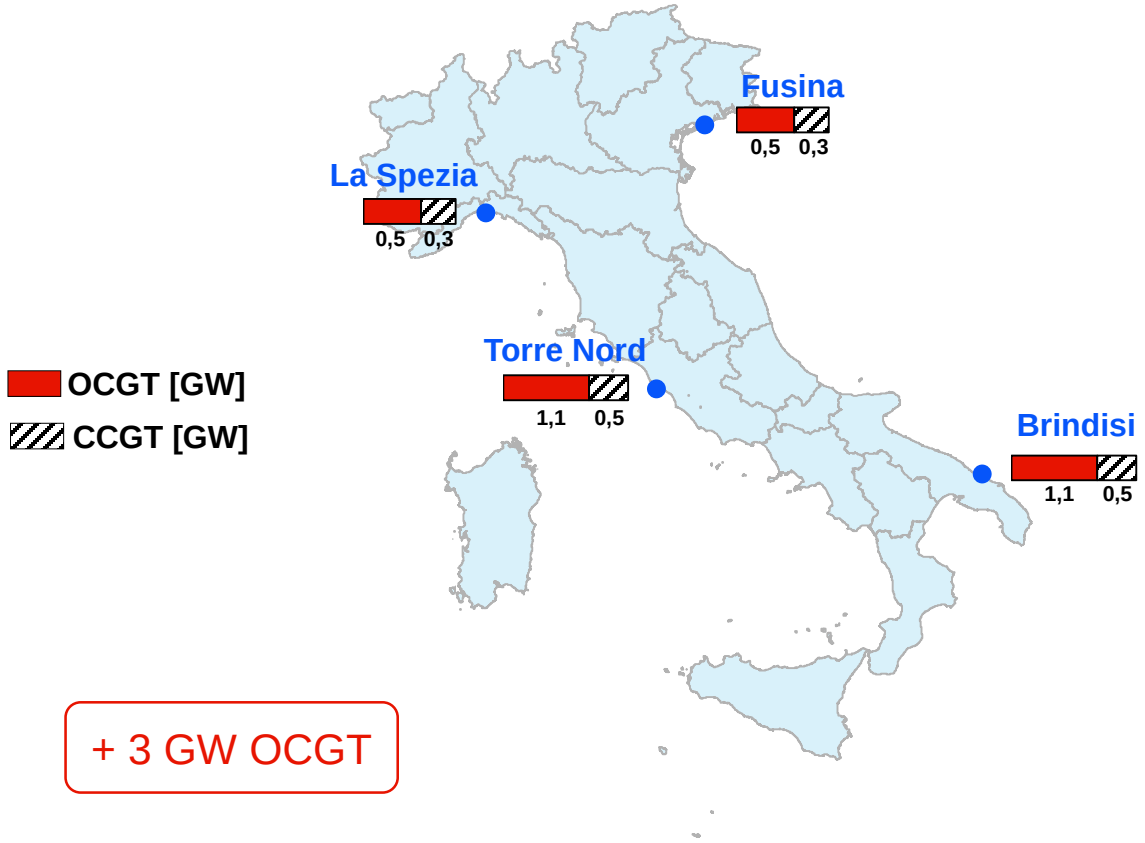
- Tempi per le procedure autorizzative rapidi e certi
- Previsione di **strumenti ad hoc, anche di lungo termine**, per acquisizione dei servizi necessari a garantire l'affidabilità del sistema:
  - **capacity market** per permettere realizzazione nuova capacità di sostituzione
  - **apertura all'ingresso di accumuli,** anche associato alla nuova capacità rinnovabile**,** per favorire flessibilità
  - approvvigionamento di servizi **specifici** per bilanciamento rapido/ultrarapido
  - Eventuali strumenti ad hoc per preservare esercizio impianti a carbone necessari per adeguatezza prima del loro definitivo phase-out

**Tavolo di lavoro phase-out carbone** avviato dal Governo funzionale a implementare le misure necessarie salvaguardando il contesto sociale

1, La *Coal Commission* tedesca ha proposto alcuni criteri per gestire la transizione del phase out del carbone in Germania, replicabili sul contesto italiano: procedure autorizzative accelerate per nuovi impianti a gas sui siti coal esistenti, tutela del diritto di proprietà e conseguente necessità di compensazioni a favore degli impianti oggetto di chiusura anticipata, compensazioni da definire in accordo con i titolari,
2. Dismissione da valutare compatibilmente ad esigenze puntuali relative alla sicurezza del sistema elettrico della Sardegna, evidenziate da Terna e dal MISE, nonché all'evoluzione tecnico e economica dell'isola

# Avvio iter di permitting per nuova capacità a gas

Creazione di opzione strategica per il Gruppo




+ 3 GW OCGT

- Avviato iter di **permitting per nuova capacità a gas** in parziale sostituzione della capacità a carbone oggetto di phase out, con approccio modulare a seconda delle esigenze del sistema
- Impianti a **gas** a ciclo aperto (OCGT). Da valutare a seconda delle esigenze di sistema e delle condizioni di mercato la possibilità di realizzare impianti gas a ciclo combinato (CCGT)
- Riduzione di capacità termica con significativo miglioramento delle performance ambientali grazie all'utilizzo di tecnologie più flessibili ed efficienti
- **Riutilizzo siti ed infrastrutture esistenti in ottica di economia circolare in modo da assicurare adeguata continuità sia occupazionale che di sistema elettrico**

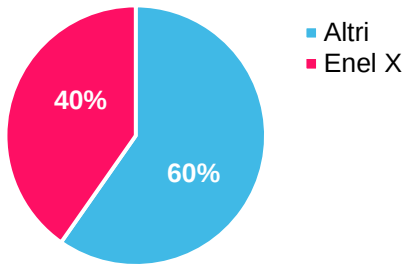
**Necessari iter autorizzativi rapidi e certi ed avvio strumenti di remunerazione capacità a termine** (es. Capacity Market)

# Gestione attiva della domanda (Demand Response)

## Iniziative Enel e misure necessarie

**Quote di mercato Enel X nel Demand Response**

Potenza UVAM[1] assegnata
Tot 656 MW




- **Enel X** è il **primo operatore in Italia** e l**eader mondiale** con 6.200 MW gestiti
- Enel X ha finalizzato importanti acquisizioni, quale strumento per **posizionarsi velocemente in nuovi segmenti** di mercato acquisendo il relativo know-how e competenze

eMotorWerks ENERNOC ufinet yousave DEMAND energy

**Misure necessarie**

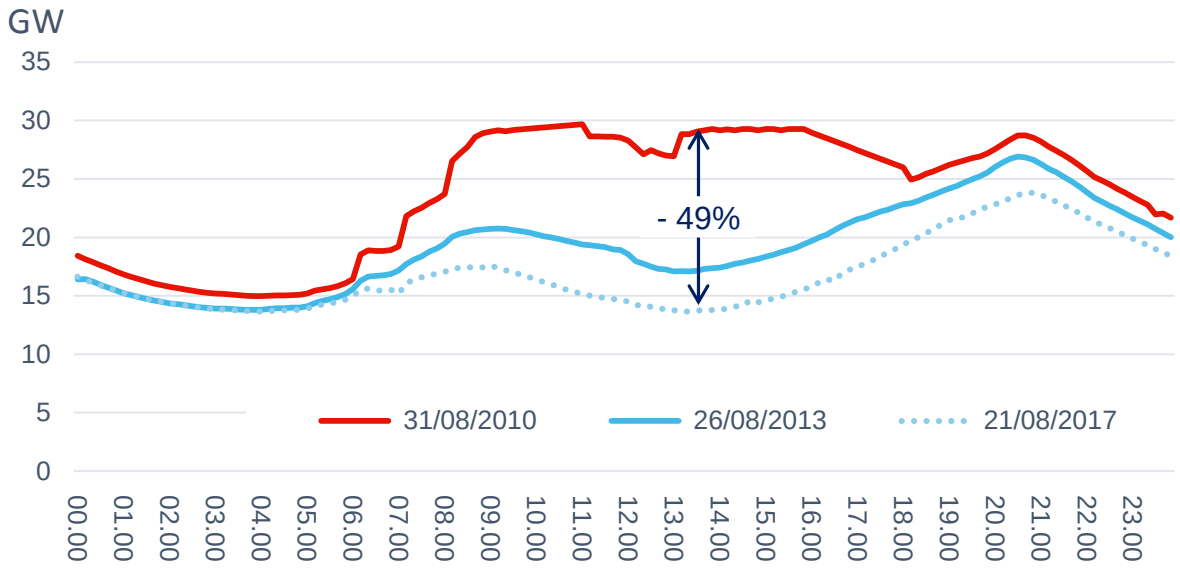
- Apportare miglioramenti agli schemi degli attuali **progetti pilota** (UVAM):
  - Rendere la remunerazione congruente con la disponibilità a prestare il servizio
  - Ridurre le penalità per la parziale fornitura del servizio
- **Integrare negli strumenti di mercato a regime** (es. Capacity Market) **la gestione attiva della domanda** permettendone una partecipazione diretta e tramite aggregatori
- Prevedere a livello nazionale **obiettivi minimi di sviluppo** del demand response al 2030



1. Progetto pilota di aggregazione delle unità di produzione e consumo (dal 2019 ha sostituito il progetto UVAC). Percentuali calcolate sulle assegnazioni relative all'asta annuale, infrannuale e del mese di maggio.

# Evoluzione rete di distribuzione e ruolo DSO

## Curva di scambio RTN – rete e-distribuzione




- **26 GW:** rinnovabili su rete e-distribuzione
- **94%**: percentuale su rete e-d della potenza FER in Italia su reti MT/BT

- **32 GW:** ulteriori connessioni previste al **2030** su rete e-distribuzione
- **≈2 Mln impianti** FV ed eolico connessi al 2030 vs ≈760k attuali e 7k al 2007

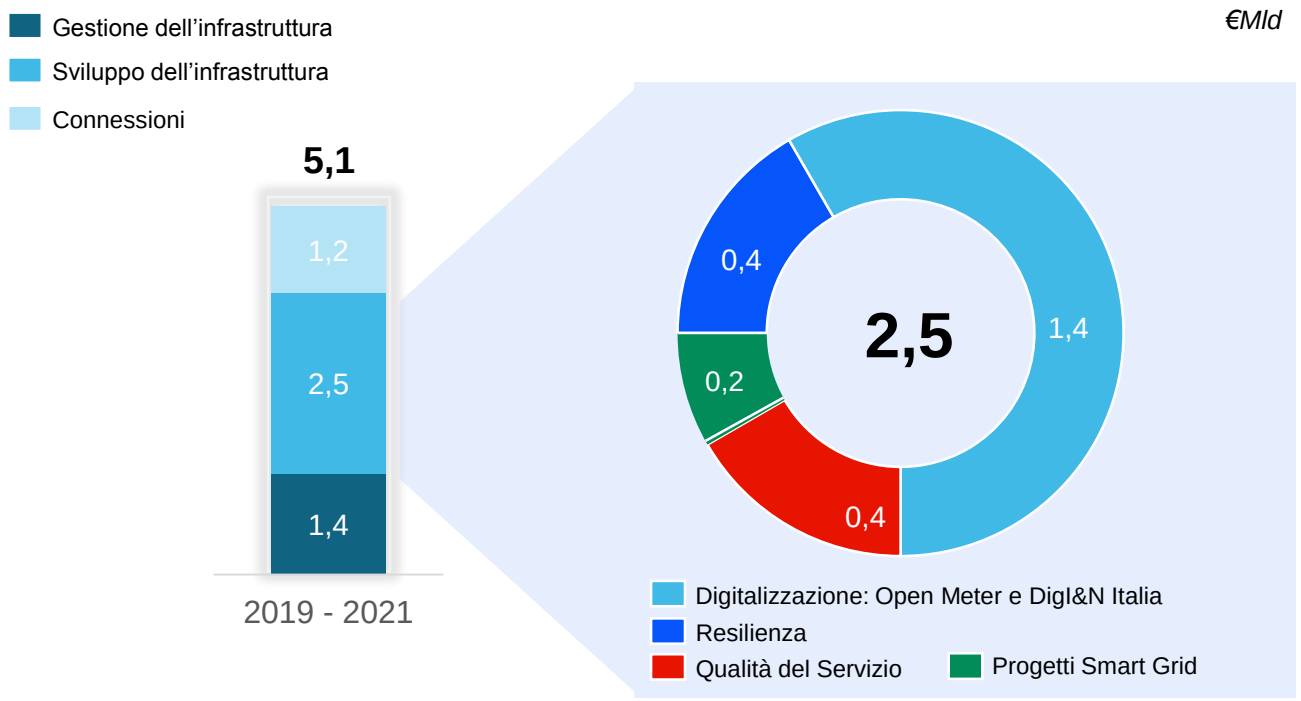
## Misure necessarie

- Assicurare al **DSO** gli strumenti per la **gestione in sicurezza, efficienza e qualità** della propria rete
- **Promuovere il ruolo del distributore** come agente catalizzatore per un uso efficiente della rete e per garantire la **partecipazione delle risorse distribuite** ai servizi per il sistema
- Definire **regole per il coordinamento efficiente tra TSO e DSO** sulla base di analisi costi-benefici, **valorizzando lo sviluppo tecnologico già realizzato dai distributori**
- **Favorire gli investimenti a carattere fortemente innovativo** (es. automazione avanzata) **funzionali all'incremento della *hosting capacity* della rete**

**Ruolo chiave del DSO per il raggiungimento degli obiettivi 2030**

# Sviluppo reti di distribuzione
## Piano degli investimenti 2019-2021

### Investimenti 2019 – 2021




### Leve di intervento

**Progetto Resilienza** per riduzione rischio manicotto di ghiaccio e ondate di calore
~ 250 milioni già investiti, ~400 mn€ nel 2019-2021

**Open Meter** per digitalizzare la rete e per abilitare nuovi servizi ai clienti. Piano al 2031: 41 Mil di CE, ~4 Mld€ investimento complessivo, 250 imprese e 4000 addetti coinvolti. 7,3 mil CE installati a fine 2018
**DigI&N Italia** per ridisegno processi *end to end* in chiave digitale

**Piano Qualità** per miglioramento performance di rete

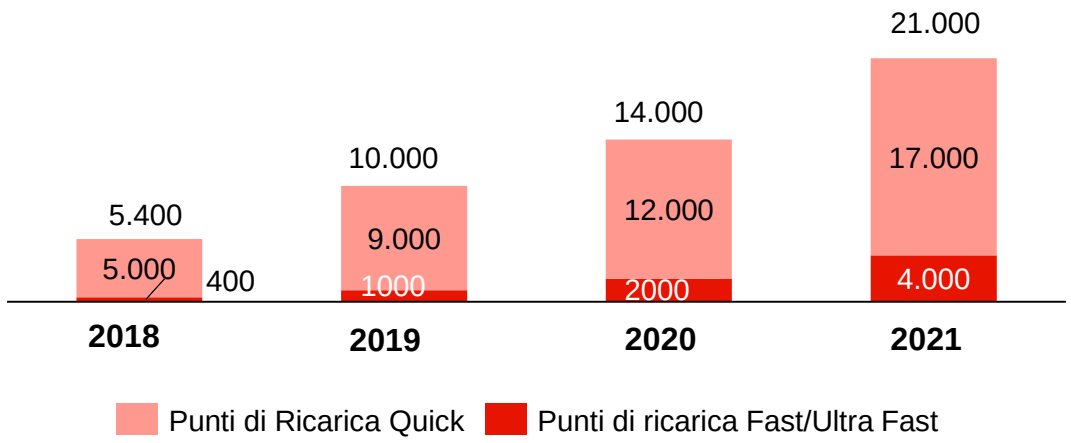
**Progetti Smart Grid**

**Incremento investimenti del 21% rispetto al triennio 2016 - 2018**

# Mobilità elettrica

## Iniziative Enel e misure necessarie

**Piano Enel X di installazione ricarica pubblica[1]**




- Enel X sta implementando il **più grande piano di installazione di ricarica pubblica in Italia**

### Misure necessarie

- **Uniformare regolamenti** comunali e procedure burocratiche per **l'installazione di infrastrutture di ricarica,** permettendo di dare una **piena e rapida esecuzione al piano nazionale delle infrastrutture di ricarica** (PNIRE)
- Sollecitare **Piani di infrastrutturazione elettrica da parte dei concessionari autostradali** e introduzione obblighi minimi di copertura
- **Prevedere e dare continuità alle agevolazioni (dirette e non)** sulle infrastrutture di ricarica
- **Sostituzione** parchi autovetture in uso **alla PA**
- Prevedere un **sistema di tariffe** dell'energia elettrica volto a supportare lo sviluppo della mobilità elettrica
- Accelerare la partecipazione dei **veicoli elettrici al mercato di dispacciamento** (Vehicle Grid Integration)



1. Equivalenti a circa 10.000 colonnine

# Autoconsumo e Efficienza energetica

## Misure necessarie

### Autoconsumo

Favorire unicamente la realizzazione di **tecnologie rinnovabili attraverso:**

- **Nel breve-medio termine esenzioni tariffarie e meccanismi fiscali** (estendere **cedibilità del credito fiscale** e aumentare tetto credito fiscale)
- Nel lungo termine, se necessari, **meccanismi espliciti di sostegno che riflettano evoluzione costi nuove tecnologie** e che **siano correlati** al **beneficio** apportato al sistema

**Preferire soluzioni di natura commerciale che, con utilizzo della rete di distribuzione,** possono consentire:

- Adeguato **sviluppo delle fonti rinnovabili** distribuite
- Tutela **diritti dei consumatori** (qualità tecnica e commerciale del servizio)
- **Sicurezza** del sistema elettrico
- **Equità** nella distribuzione degli oneri di rete e di sistema

### Efficienza energetica

- **Agevolazioni fiscali**
  - Rendere strutturali le agevolazioni oggi previste per misure di efficienza energetica e FV ed estendere al raffrescamento
  - Estendere il meccanismo della cessione del credito d'imposta a panelli FV, FV+storage e accumulo stand-alone
- **Diagnosi energetiche**
  - introdurre standard sui consumi massimi consentiti per edifici e industria
  - supportare la diffusione di sistemi di monitoraggio energetico e IoT
- **Pubblica Amministrazione**
  - Rafforzare piano di efficientamento PA in termini di obblighi, tempi di implementazione e meccanismi di controllo

**Diffusione autoconsumo percorribile attraverso schemi commerciali e utilizzo rete distribuzione.**
**Efficienza energetica da supportare attraverso rafforzamento meccanismi fiscali e ruolo PA**

# Un’innovazione che aiuta il sistema Paese

Innovation Hub e fabbrica di 3SUN

Enel ha aperto 10 Innovation Hubs nei migliori ecosistemi di innovazione nel mondo (es. San Francisco, Tel Aviv).
I **3 Hub italiani, di Catania, Pisa e Milano sono il punto focale** di questo modello di innovazione.
Negli ultimi tre anni il modello di Enel ha portato a:

- **più di 40** collaborazioni con startup italiane
- **20 Mln €** di contratti sottoscritti

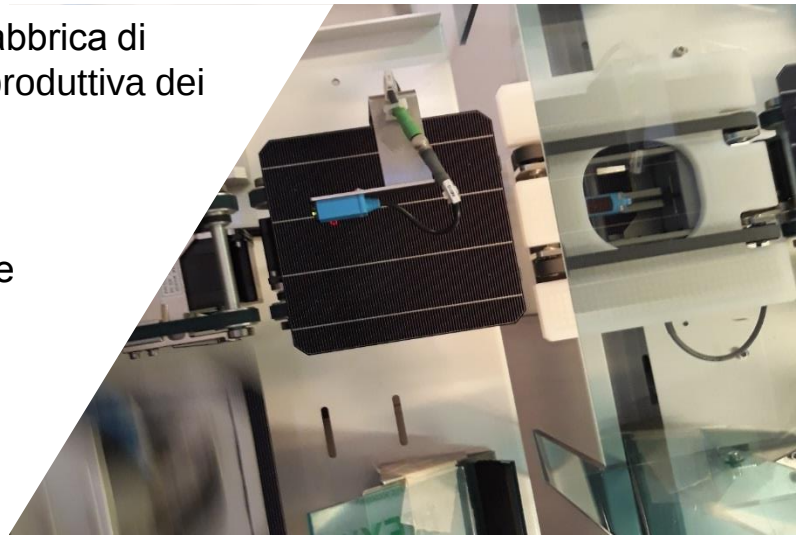
**Favorire lo sviluppo di Startup e PMI italiane**
Enel si pone come partner industriale:

- fornendo **supporto** tecnico e di business
- offrendo **accesso ai propri laboratori** e a una **rete internazionale** di mentor e di finanziatori
- **scalando le soluzioni** sviluppate a livello internazionale

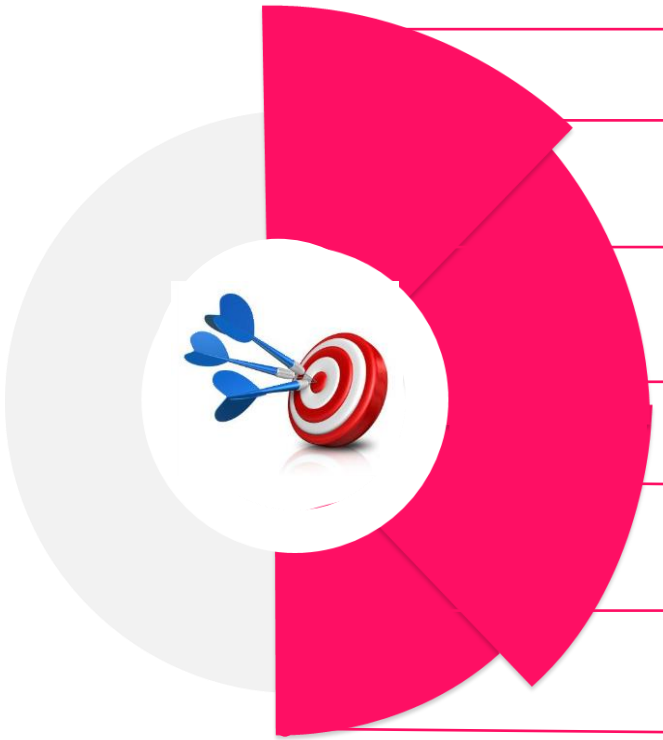
L’esperienza di Enel nel settore delle rinnovabili ha portato al rilancio della fabbrica di pannelli solari di 3 SUN a Catania. La messa in esercizio della nuova linea produttiva dei pannelli fotovoltaici è prevista per la prossima estate

Un forte investimento nel settore R&S ha consentito di sviluppare una tecnologia ibrida alla frontiera dell’innovazione, per la produzione industriale della cella fotovoltaica a più alta efficienza al mondo

Gli investimenti in ricerca e sviluppo per i prossimi anni, consentiranno di mantenere la leadership tecnologica nel settore



# Sintesi delle misure principali



Strumenti normativi per **accelerare lo sviluppo** di rinnovabili, nuova capacità convenzionale ed infrastrutture

Definizione programma di **phase out del carbone** finalizzato al mantenimento dell'affidabilità del sistema e al contenimento degli impatti sociali ed occupazionale

Garantire strumenti a termine (es. **capacity market**) per la remunerazione della nuova capacità necessaria a garantire **l'affidabilità del sistema**

Integrare la **demand response** negli strumenti di mercato a regime e prevederne obiettivi minimi di sviluppo

Adozione di criteri di efficienza e sostenibilità per lo sviluppo della **generazione distribuita**

Potenziare il **ruolo del distributore** come agente catalizzatore, per un uso efficiente della rete, per garantire la **partecipazione delle risorse distribuite** ai servizi di rete e per armonizzare il coordinamento con il TSO per la gestione in sicurezza del sistema

Misure su infrastrutture e tariffe per garantire il pieno sviluppo della **mobilità elettrica**

**Necessaria attuazione delle misure per una transizione del sistema energetico sicura, coordinata nei tempi e nello sviluppo delle tecnologie**