

***Schema di decreto legislativo recante attuazione della direttiva (UE) 2019/944  
relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che  
modifica la direttiva 2012/27/UE (Atto n. 294)***

**Audizione Commissione X della Camera**

**Andrea Zaghi**

---

Direttore Generale, Elettricità Futura

23 settembre 2021

**Elettricità Futura**

**#GreenDealOra**



## Siamo la principale associazione delle imprese che operano nel settore elettrico italiano.

Oltre 500 imprese di ogni dimensione attive nella produzione e commercializzazione di energia elettrica da fonti convenzionali e rinnovabili, nella distribuzione, nella fornitura di servizi per il settore, fanno parte di Elettricità Futura.

**70 %**

del mercato

**75.000 MW**

potenza elettrica installata

**40.000**

addetti

**1.150.000 km**

linee di distribuzione

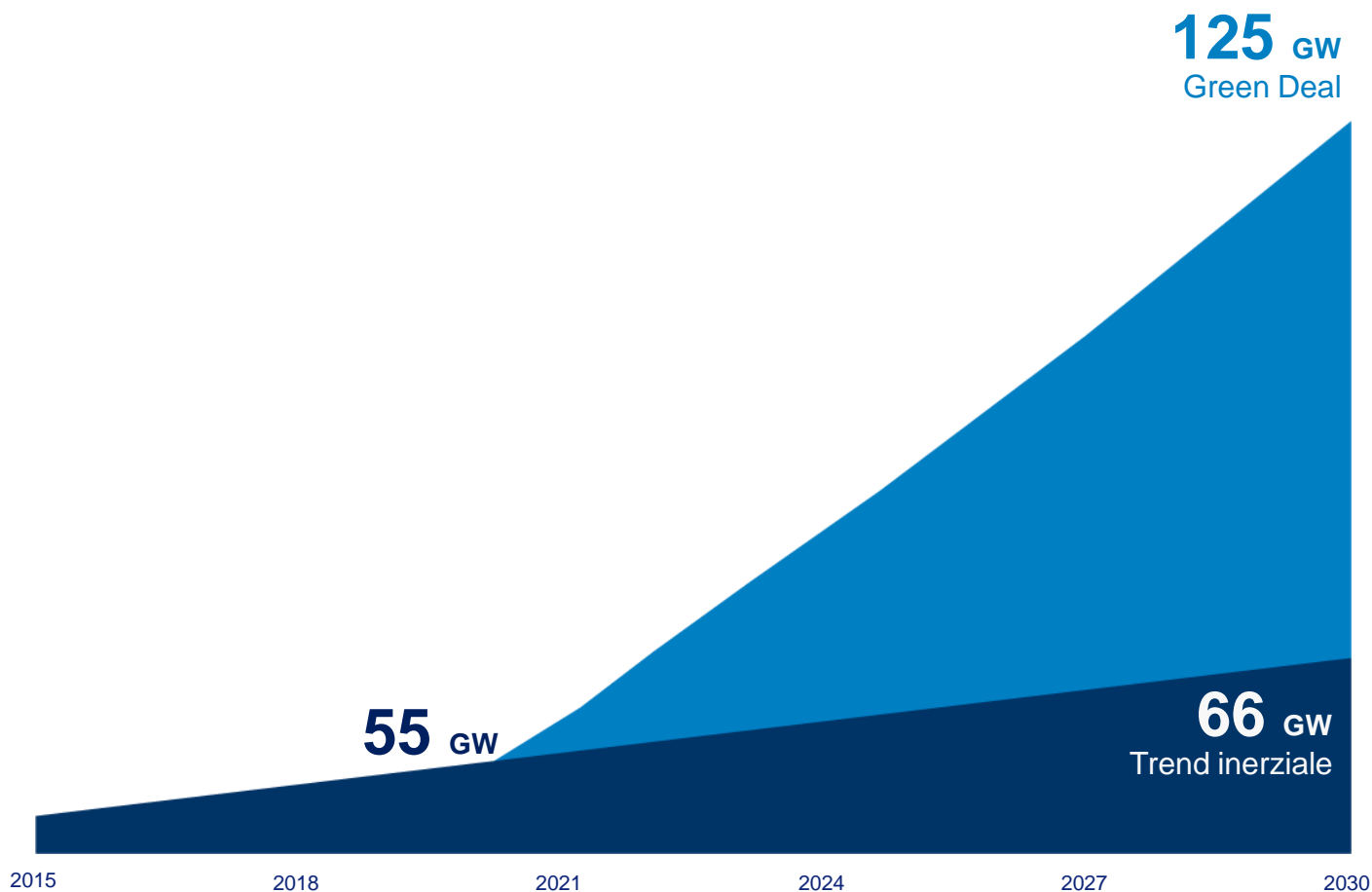
**Con l'attuale trend (2019-2021)**  
gli obiettivi al 2030 saranno raggiunti nel 2090

**+ 7 GW/anno**

sono gli impianti rinnovabili da realizzare per raggiungere il target Green Deal 2030.

**+ 1 GW/2020**

è la capacità rinnovabile del 2020 di cui 0,8 GW fotovoltaico e 0,2 GW eolico.



**NOTE**

Elaborazioni EF su dati Piano Nazionale Integrato Energia e Clima italiano – dicembre 2019, Terna e Commissione Europea. Nel 2015 i GW erano 51. Potenza 2030 secondo il trend inerziale di 66 GW: stimati con un incremento medio annuo di capacità rinnovabile di 1 GW coerente con il trend 2019-2021.

## Per togliere i freni alla transizione ecologica e far ripartire l'Italia!

**La transizione ecologica è una straordinaria opportunità di ripresa dell'economia italiana. Per concretizzarla Eletticità Futura ritiene indispensabili:**

- Una **governance** che si ponga **in forte discontinuità** rispetto alle tempistiche del passato, in coerenza con l'imminente scadenza degli obiettivi di transizione energetica al 2030.
- Una **notevole riduzione dei tempi** per dare implementazione alle misure previste dal Clean Energy Package e dal pacchetto Fit-for-55. L'attuale tempistica per la definizione dei provvedimenti di dettaglio e per la loro entrata in vigore non è infatti compatibile con la velocità con cui dovranno crescere le nuove installazioni rinnovabili per non fallire il target Green Deal 2030. Un rischio molto concreto ipotizzando che il decreto entrerà in vigore verso fine anno e che quindi i primi positivi effetti della loro introduzione potrebbero materializzarsi tra 2 anni.
- Un **Nuovo Market Design** che sia «Fit-for-55» e che consenta quindi di raggiungere i target di decarbonizzazione del -55% di emissioni al 2030 mantenendo la sicurezza e l'adeguatezza del sistema elettrico, e assicurando la piena coerenza con la cornice del mercato europeo.

# I decreti di recepimento delle direttive rinnovabili e mercato

## La nostra visione

### Contenuti dei decreti e correttivi necessari

- ✓ Il decreto **introduce molte delle misure necessarie** per rendere possibile il processo di transizione energetica.
- Sono però numerosi gli aspetti attuativi da **definire e chiarire**.
- ✗ Sono presenti diversi **aspetti di attenzione**, sui quali è opportuno **intervenire prima dell'adozione** dei decreti. Ad esempio:

**Comunità Energetiche** Occorre rivalutare l'ipotesi di sub-concessioni di rete per le comunità energetiche per **evitare inefficienti duplicazioni della rete** favorendo il ricorso a **configurazioni virtuali**, e **allargare il perimetro dei soggetti ammessi** includendo anche grandi aziende energetiche ed ESCO; per evitare duplicazioni della rete.

**Sistemi di accumulo** È fondamentale prevedere un **ruolo maggiore degli operatori economici** limitando l'intervento di Terna solo nel caso di impossibilità ad approvvigionare il servizio sul mercato.

### Osservazioni puntuali (dettagliate nelle slide successive)

- Comunità energetiche e autoconsumo collettivo (art. 3, 14 DLgs Mercato)
- Mercato retail - Vendita, contratti, bollette/fatturazione, confronto offerte, clienti vulnerabili, formazione prezzi (artt. 5-11 DLgs Mercato)
- Linee Dirette (art. 15, DLgs Mercato)
- Sistemi di Distribuzione Chiusi (art. 17, DLgs Mercato)
- Sviluppo capacità di accumulo (artt. 18-19, DLgs Mercato)
- Evoluzione del ruolo dei DSO (art. 22, DLgs Mercato)

### Comunità energetiche e autoconsumo collettivo (art. 3, 14 DLgs Mercato) - 1/2

- Occorre **rivalutare l'ipotesi di sub-concessioni di rete** per le comunità energetiche per evitare **inefficienti duplicazioni della rete**, caratterizzata da elevati standard di qualità del servizio, continuando a regolare tali configurazioni attraverso modalità di **condivisione virtuale** dell'energia - supportate da misure di tipo esplicito, controllabili e trasparenti – che risulta essere l'opzione più flessibile che assicura anche il mantenimento dei diritti dei clienti compresi al loro interno (es qualità della fornitura, possibilità di switching fornitore, uscita dalla configurazione). Solo se l'utilizzo della rete pubblica esistente (o un suo potenziamento) non risultasse possibile o tecnicamente poco efficiente, ad esempio alla luce dello specifico contesto produttivo/di consumo, potrebbe essere prevista l'opportunità di poter realizzare nuove infrastrutture di rete, solo ed esclusivamente a fronte di una opportuna analisi costi-benefici.
- **Rivedere il perimetro di applicazione** ad esempio individuando ambiti «convenzionali» riferibili alla stessa CP ma associati ad un ambito geografico più facilmente identificabile (es. CAP) anche attraverso eventuali opportuni portali pubblicamente consultabili.
- È necessario ampliare il **ruolo delle imprese del settore elettrico** in entrambe le configurazioni - di autoconsumo collettivo e comunità energetiche rinnovabili. L'**inclusione delle grandi aziende** (che svolgono, come attività principale, produzione e vendita di energia elettrica), così come le **ESCO**, potrebbe agevolare la diffusione di queste nuove configurazioni attraverso non solo la capacità finanziaria di investimento, ma anche di competenze tipiche di chi opera nel settore energetico.

### Comunità energetiche e autoconsumo collettivo (art. 3, 14 DLgs Mercato) – 2/2

- Sotto il profilo dei rapporti contrattuali andrebbe meglio valutata e disciplinata la possibilità da parte dei membri delle configurazioni di **recedere in qualsiasi momento** dalla comunità/autoconsumo collettivo. Tale possibilità, attualmente prevista dalla regolamentazione transitoria introdotta dal DL Milleproroghe, potrebbe infatti rischiare di **compromettere la stabilità della comunità** energetica, a prescindere dalla forma giuridica che essa assume, soprattutto per le configurazioni con ridotti iscritti che, di conseguenza, non verrebbero realizzate in quanto considerate troppo rischiose.
- È condivisibile la scelta di rendere **facoltativo lo scorporo in bolletta della quota di energia condivisa**, non facendola obbligatoriamente rientrare tra le voci oggetto di fornitura da parte dei venditori terzi, poiché introdurrebbe notevoli complicazioni di natura operativa sia nel mercato all'ingrosso che nel mercato al dettaglio a fronte di un vantaggio potenzialmente nullo per i membri della comunità.
- È necessario consentire la partecipazione alle comunità energetiche anche alle **unità di micro-cogenerazione** ad alto rendimento, secondo le stesse condizioni previste per gli impianti FER, in modo che questa tecnologia possa dispiegare il suo potenziale di efficientamento.



### **Mercato retail - Vendita, contratti, bollette/fatturazione, confronto offerte, clienti vulnerabili, formazione prezzi (artt. 5-11 DLgs Mercato)**

- È fondamentale **pianificare adeguatamente gli interventi di adeguamento della regolazione** sulla fatturazione e la stipula dei contratti, sia dal punto di vista temporale e della portata degli interventi (preferibili azioni di più ampio respiro condensate in un unico momento, che tante consecutive una a seguito dell'altra), che della semplicità implementativa e gestionale.
- È necessario prevedere un'**applicazione graduale dei prezzi dinamici**, a partire dai grandi clienti e categorie specifiche (es. mobilità elettrica), con successiva estensione ai clienti di piccole dimensioni.
- Il decreto dovrebbe **promuovere** maggiormente **l'uso degli strumenti già attivi per rafforzare la capacitazione e la proattività del cliente finale**: Portali Offerta e Consumi.
- Non sembra corretto definire i **clienti vulnerabili** sulla base del criterio anagrafico dei 75 anni.

### Linee Dirette (art. 15, DLgs Mercato)

- Opportuno valutare la possibilità di rivedere le disposizioni inserite, prevedendo una **specificata regolazione da parte di ARERA** (nell'ambito dell'art. 15, comma 7) e opportune verifiche preliminari di fattibilità ed efficienza economica della soluzione adottata (per evitare inefficienti duplicazioni delle reti).

### Sistemi di Distribuzione Chiusi (art.17, DLgs Mercato)

- Occorre **rivalutare l'ipotesi di sub-concessioni di rete** per i SDC per evitare **inefficienti duplicazioni della rete**, valutando comunque l'opportunità di regolamentarne la relativa realizzazione in ambiti in cui tali configurazioni possono risultare efficienti (es. in assenza di rete pubblica o in contesti specifici quali poli industriali, centri commerciali, porti e aeroporti), e definendo opportuni requisiti tecnici tali da garantire elevati standard di qualità del servizio/sicurezza della rete privata in relazione all'intero sistema elettrico.

### Sviluppo capacità di accumulo (artt. 18-19, DLgs Mercato)

- La **realizzazione di accumuli da parte di Terna** deve essere consentita **solo in caso di reale fallimento di mercato**, valutato secondo criteri definiti da ARERA e sottoposti a consultazione. Occorre approvvigionare il maggior quantitativo possibile di capacità di accumulo tramite aste concorrenziali aperte agli operatori, anche su più sessioni, limitando l'intervento diretto del TSO.
- **Il fabbisogno di capacità di accumulo** individuato da Terna andrebbe coperto non solo con le aste concorrenziali, ma **anche tramite meccanismi di sostegno basati su obblighi di profilo** (es. responsabilizzazione obblighi di immissione in rete).
- È importante **assicurare tempistiche congrue per l'avvio e completamento degli iter autorizzativi** per la realizzazione degli impianti.
- È necessario confermare che nella «capacità nuova» rientrano anche **i nuovi impianti di pompaggio che insistono su opere idrauliche ed impianti idroelettrici esistenti**.

### Evoluzione del ruolo dei DSO (art. 23, DLgs Mercato)

- L'evoluzione del quadro regolatorio per assegnare al **DSO** il ruolo di **facilitatori neutrali per l'approvvigionamento di servizi ancillari globali e come acquirenti di servizi ancillari locali è positiva.**
- È importante che nei Progetti pilota per l'approvvigionamento dei servizi ancillari locali regolati dall'ARERA si preveda un'**esplicita remunerazione per il DSO**. I costi per la realizzazione di sistemi e infrastrutture necessari a fornire i servizi ancillari locali dovranno essere inclusi all'interno dei ricavi ammessi.
- **La realizzazione di aste da parte dei DSO per la realizzazione dei PdR per gli EV non dovrebbe essere la priorità** e in ogni caso andrebbe chiarito l'oggetto della procedura competitiva. Nei casi di fallimento di mercato, è **più opportuna l'assegnazione dei PdR tramite asta a soggetti di mercato**, considerando l'applicazione di un'adeguata componente incentivante.

**Ulteriori slide di contesto**

## Perché dobbiamo realizzare la transizione energetica?

### Perché...

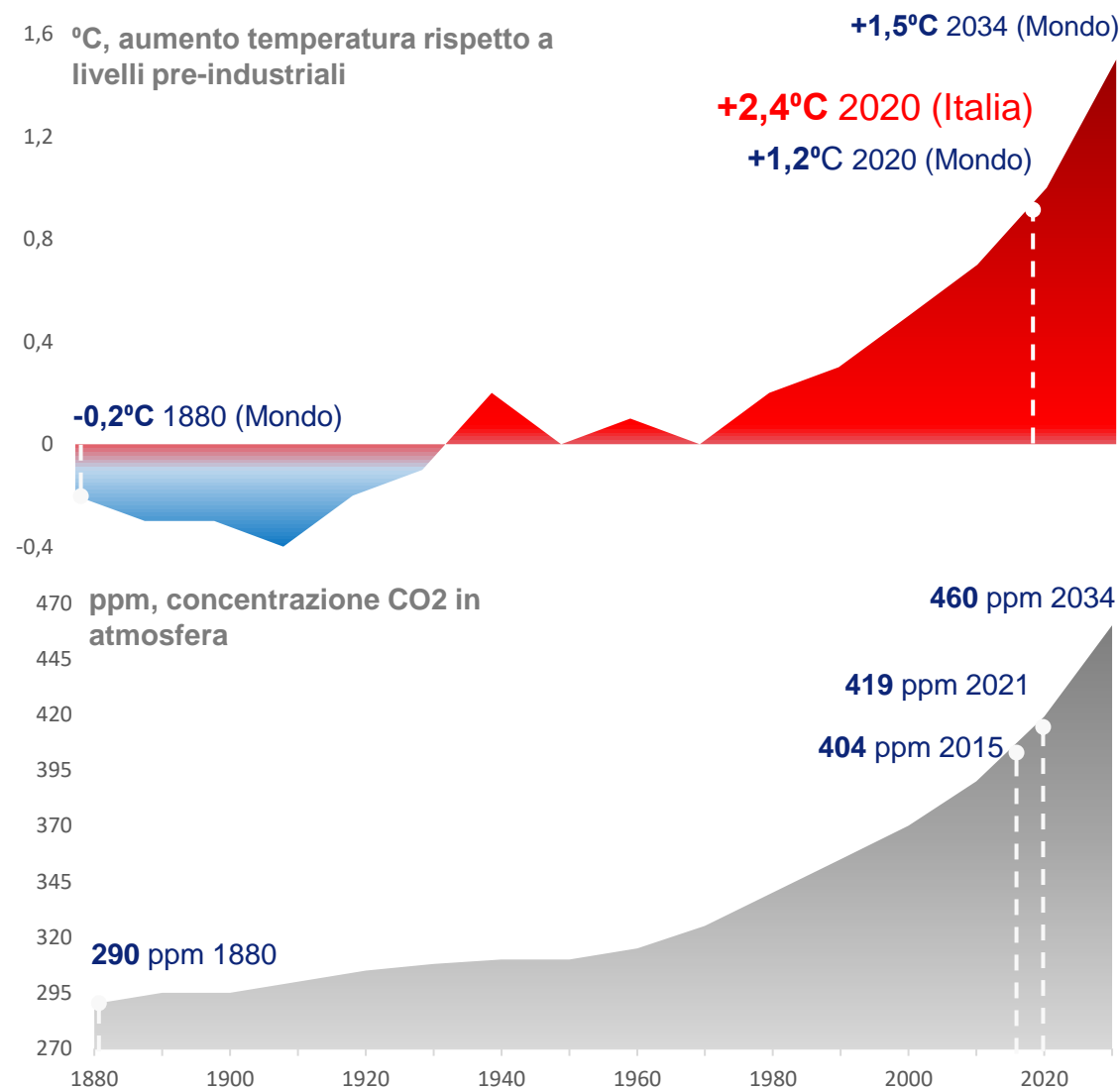
**Nel 2034 (o prima?) rischiamo di superare la soglia del +1,5°C e a fine secolo potremmo sfiorare +3,0°C.**

**In Italia la temperatura media è già aumentata di +2,4°C (vs 1880) a fronte di una crescita della temperatura media globale di circa +1,2°C.**

**Il nostro è il secondo Paese europeo per danni economici collegati al cambiamento climatico.**

**Esiste una correlazione diretta e lineare tra l'aumento della CO2 in atmosfera e l'aumento della temperatura globale.**

**Dal 2015, anno dell'Accordo di Parigi, abbiamo peggiorato la situazione, come sottolineato recentemente anche dal Presidente Draghi! La concentrazione di CO2 in atmosfera è cresciuta da 404 ppm a 419 ppm, il record storico raggiunto a maggio 2021. Nel 2034, o prima, potremmo arrivare a 460 ppm e continuando a crescere avrà effetti catastrofici..**



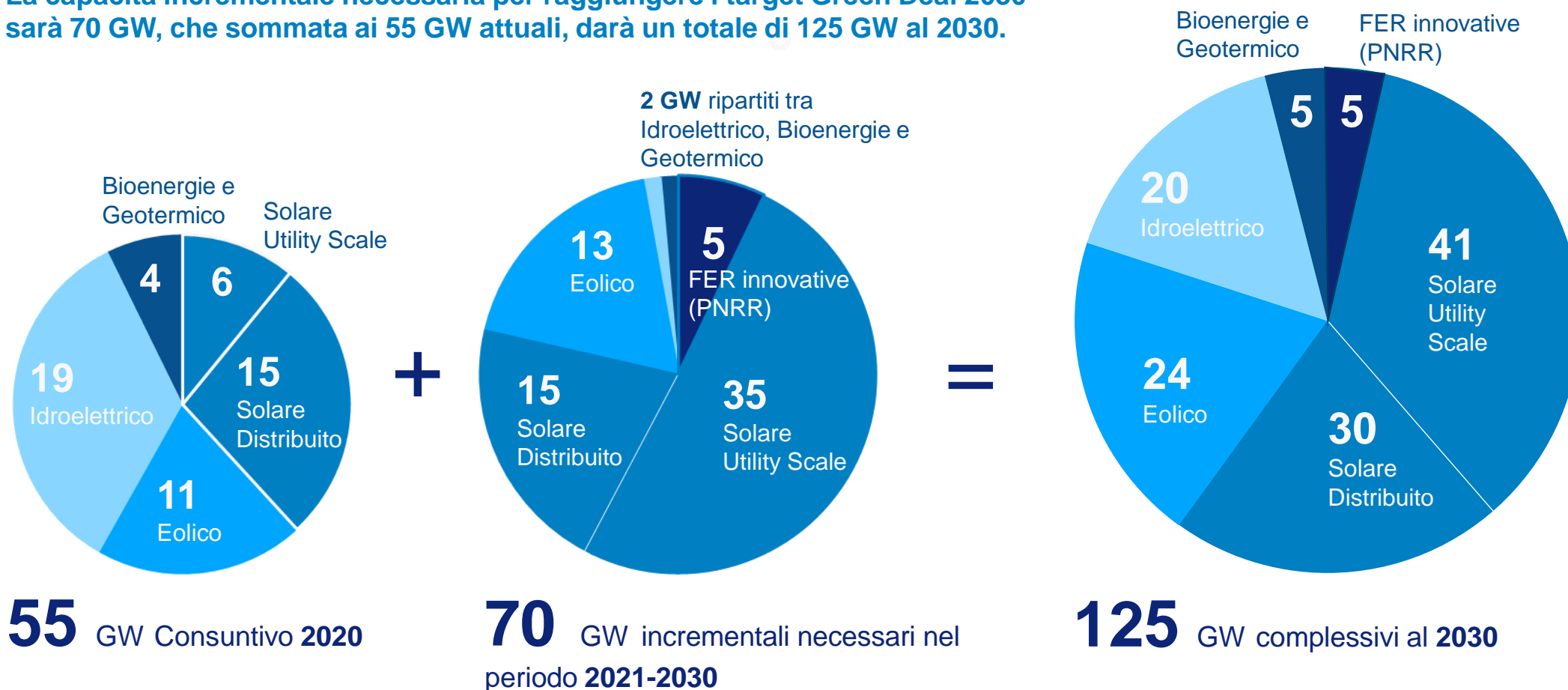
### NOTE

Fonti: ONU-IPCC AR6; [CO2 in atmosfera: nuovo record, mai così tanta in 63 anni \(rinnovabili.it\)](#), [Global Monitoring Laboratory](#); <https://www.governo.it/it/articolo/videmessaggio-del-presidente-draghi-al-major-economies-forum-energy-and-climate/17928>; EEA, Economic losses from climate-related extremes in Europe <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/direct-losses-from-weather-disasters-4/assessment>; Copernicus: programma di osservazione della Terra dell'UE: <https://climate.copernicus.eu/how-close-are-we-reaching-global-warming-15degc>  
 Stima concentrazione di CO2 nel 2034: si è ipotizzato un incremento lineare rispetto al dato storico degli ultimi 10 anni nel caso in cui si mantenga il trend attuale.

# Evoluzione per fonte della Capacità Rinnovabile per raggiungere i target Green Deal 2030

[espressa in GW]

La capacità incrementale necessaria per raggiungere i target Green Deal 2030 sarà 70 GW, che sommata ai 55 GW attuali, darà un totale di 125 GW al 2030.



**NOTE**

**Consuntivo 2020:** Elaborazioni EF basate su dati Terna. I dati consuntivi Terna indicano una capacità rinnovabile complessiva pari a 56,6 GW a fine 2020 (con un aumento del 2% rispetto al 2019). Questi valori sono stati poi arrotondati a 55 GW nel grafico a torta. **Green Deal 2030:** stime preliminari EF basate su dati Terna, RSE, PNIEC 2019 e della Commissione europea. I 70 GW incrementali includono sia nuova capacità che l'incremento di potenza dovuta al repowering degli impianti esistenti.

Nota: nei grafici a torta, il solare Utility Scale comprende gli impianti con potenza uguale o superiore a 1 MW.

Target di riduzione delle emissioni per l'Italia al 2030

L'Unione europea ha fissato il target di riduzione delle emissioni di CO2 ad almeno il 55% al 2030 rispetto al 1990.

In Italia, per il settore elettrico, rispettare il target significa incrementare la quota di energia rinnovabile dal 38% di oggi ad oltre il 70% al 2030.

Riduzione gas effetto serra	2020 Preconsuntivo	2030 Target
<b>Settore elettrico</b> rispetto ai 125 Mt del 1990	<b>-24%</b> -30 Mt	<b>-64%</b> -80 Mt
<b>Trasporto e termico</b> rispetto ai 295 Mt del 1990	<b>-20%</b> -60 Mt	<b>-51%</b> -150 Mt
<b>Altri settori</b> rispetto ai 105 Mt del 1990	<b>-19%</b> -20 Mt	<b>-57%</b> -60 Mt
<b>EMISSIONI TOTALI</b> rispetto alle 525 Mt del 1990	<b>-21%</b> -110 Mt	<b>-55%</b> -290 Mt

**NOTE**

I dati di preconsuntivo 2020 sono elaborazione Eletticità Futura su dati Commissione europea e si intendono al netto degli effetti COVID-19.  
 I target 2030 per le rinnovabili sono stime Eletticità Futura su dati PNIEC 2019, ISPRA e Commissione europea.  
 180 Mt di riduzione gas effetto serra rispetto al 2020: di queste, 50 Mt saranno realizzate con la decarbonizzazione del settore elettrico, 90 Mt dovranno essere realizzate dal settore trasporto e termico e **40 Mt** dagli **altri settori (es. agricoltura e processi chimici)**. Le emissioni per usi energetici rappresentano attualmente circa l'80% del totale e si ipotizza di mantenere tale % anche nel 2030.



## Burden sharing: importante sarà governare lo sviluppo dei 70 GW di nuova capacità FER da realizzare

In verde lo sviluppo prevedibile in base alle attuali richieste di connessione ricevute da Terna.

In azzurro i 70 GW di nuova capacità FER ripartiti in proporzione all'installato attuale.

Gli istogrammi blu rappresentano l'attuale installato FER pari a **55 GW**.



**NOTE:**

Elaborazione Elettricità Futura su dai RSE, Terna e Commissione europea. I dati consuntivi Terna indicano una capacità rinnovabile complessiva pari a 56,6 GW a fine 2020 (con un aumento del 2% rispetto al 2019). Questi valori sono stati poi arrotondati a 55 GW.

Le richieste di connessione alla rete in Alta Tensione Terna aggiornate a fine 2020 sono state 95 GW di cui oltre l'80% nella zona Sud e Isole dell'Italia.

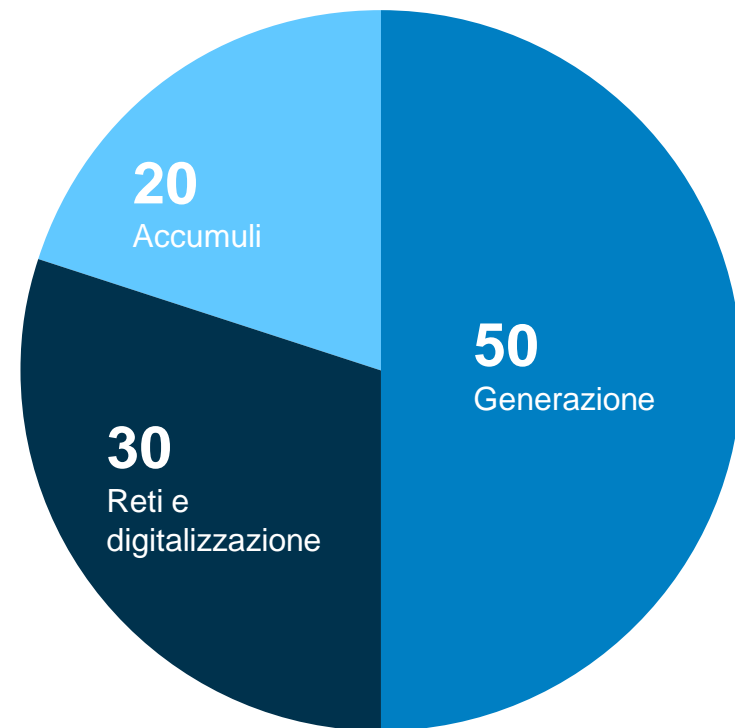
**Il Green Deal se implementato mobilerà al  
2030 nel solo settore elettrico italiano:**

**50** Mt/CO<sub>2</sub>  
Emissioni evitate

**90.000**  
Nuovi occupati

**100** Mld/€  
Investimenti

## I benefici del Green Deal Gli investimenti nel settore elettrico



**2021-2030** investimenti [%]

**NOTE**

Elaborazione Eletticità Futura su dati PNIEC 2019 e Commissione europea.

## I freni alla transizione ecologica: coltiviamo la transizione e non la disinformazione

Tra i fattori che alimentano le opposizioni agli impianti c'è anche una percezione errata delle rinnovabili data da disinformazione.

Di recente una «notizia» ha collegato gli incendi avvenuti in Sicilia al fotovoltaico. Falso! Per legge i terreni percorsi dal fuoco non possono avere una destinazione diversa da quella preesistente all'incendio per almeno 15 anni.

Esiste anche il falso quanto famigerato mito che il fotovoltaico sottragga terreni all'agricoltura.

La realizzazione dei 35 GW di impianti FV previsti a terra coinvolgerà una superficie pari a 50.000 ettari (ha)\*, di cui solo una parte sarà su superficie agricola; comunque, anche se tutti i 35 GW fossero realizzati su superficie agricola (caso non dato), si utilizzerebbe appena lo 0,3% della superficie agricola totale oppure l'1,4% della superficie agricola già oggi abbandonata.

Nello studio di Elettricità Futura e Confagricoltura, emerge che un importante aiuto per lo sviluppo delle imprese agricole sarà dato dalla possibilità di introdurre l'agrovoltaico, che non comporta la sottrazione di terreni per le coltivazioni.

### NOTE

\*Tale valore potrà variare in relazione a determinate condizioni di morfologia del territorio e di tecnologia impiegata. Per i campi fotovoltaici di tipo standard si può raggiungere attualmente 1,5 ha/MW (su cui si basa la stima dei 50.000 ha). Tuttavia, tale stima è da ritenersi conservativa: tenendo conto delle performance degli impianti FV di ultima generazione si stima 1 ha/MW (che implicherebbe una superficie totale di 35.000 ha, pari allo 0,2% della superficie agricola totale oppure lo 0,9% della superficie agricola già oggi abbandonata). Su aree produttive le soluzioni di agrovoltaico potranno richiedere un maggior interessamento di suolo, ma non comporterebbero sottrazione di terreno utilizzato per le colture.

Fonti: Linee guida per l'applicazione della legge 21 novembre 2000 n. 353; SNPA – Rapporto sul consumo suolo 2021;

Studio Elettricità Futura – Confagricoltura: [https://www.elettricitafutura.it/Pubblicazioni/Studi-e-Approfondimenti/Impianti-fotovoltaici-in-aree-rurali-sinergie-tra-produzione-agricola-ed-energetica\\_3623.html](https://www.elettricitafutura.it/Pubblicazioni/Studi-e-Approfondimenti/Impianti-fotovoltaici-in-aree-rurali-sinergie-tra-produzione-agricola-ed-energetica_3623.html)

**0,3%**

della superficie agricola  
totale

oppure

**1,4%**

della superficie  
agricola non utilizzata

