

*Componenti Coordinamento Politiche Energetiche  
Gruppo di lavoro "Aree idonee rinnovabili"*

# **Risultati del Quadro Conoscitivo per il nuovo PER 2035: transizione energetica e sviluppo delle reti**

Ing. Arch. G. Claudia R. Romano  
Dirigente – ENERGIA ED ECONOMIA VERDE  
D.G. Conoscenza Ricerca Lavoro Imprese

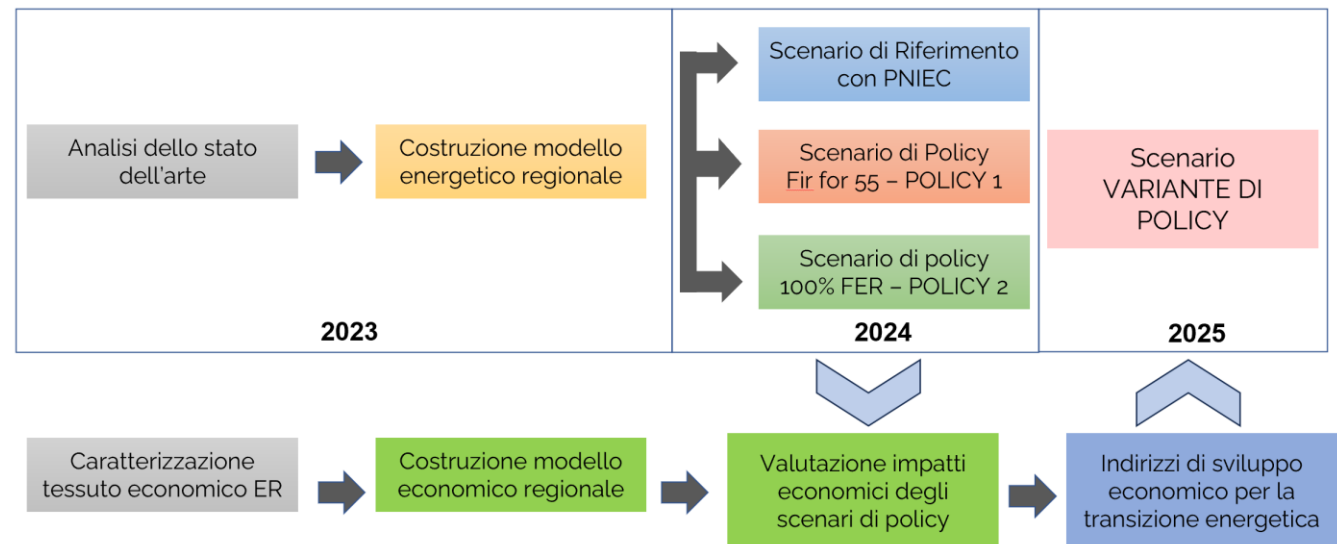
18 dicembre 2025

# Percorso regionale verso il PER 2035

- Redazione **Monitoraggio PER-PTA anno 2025**
- Definizione **Scenario energetico policy n.2** (RSE), con recepimento ipotesi Scenari di neutralità carbonica – DGR 1610/2024 Documento Strategico "Il Percorso per la Neutralità Carbonica Prima del 2050"
- **Definizione Scenari economici di impatto della transizione energetica policy n.1 e policy n.2** (NOMISMA-ENERGIA) ponendo in input gli Scenari energetici di policy
- Definizione **Mappatura regionale Idrogeno** (ART-ER)
- **Rinnovamento piattaforma SACE e CRITER** per integrazione e interoperabilità con le altre banche dati (ARES, EGIDA, ORSA)
- Avvio mappatura regionale completa degli edifici con **geolocalizzazione classe APE**, mediante protocollo di collaborazione **con UNIBO**
- Avvio incarico per creazione **registro CER** (ART-ER)
- Completamento del **Quadro Conoscitivo del PER 2035**

# Percorso regionale verso il PER 2035

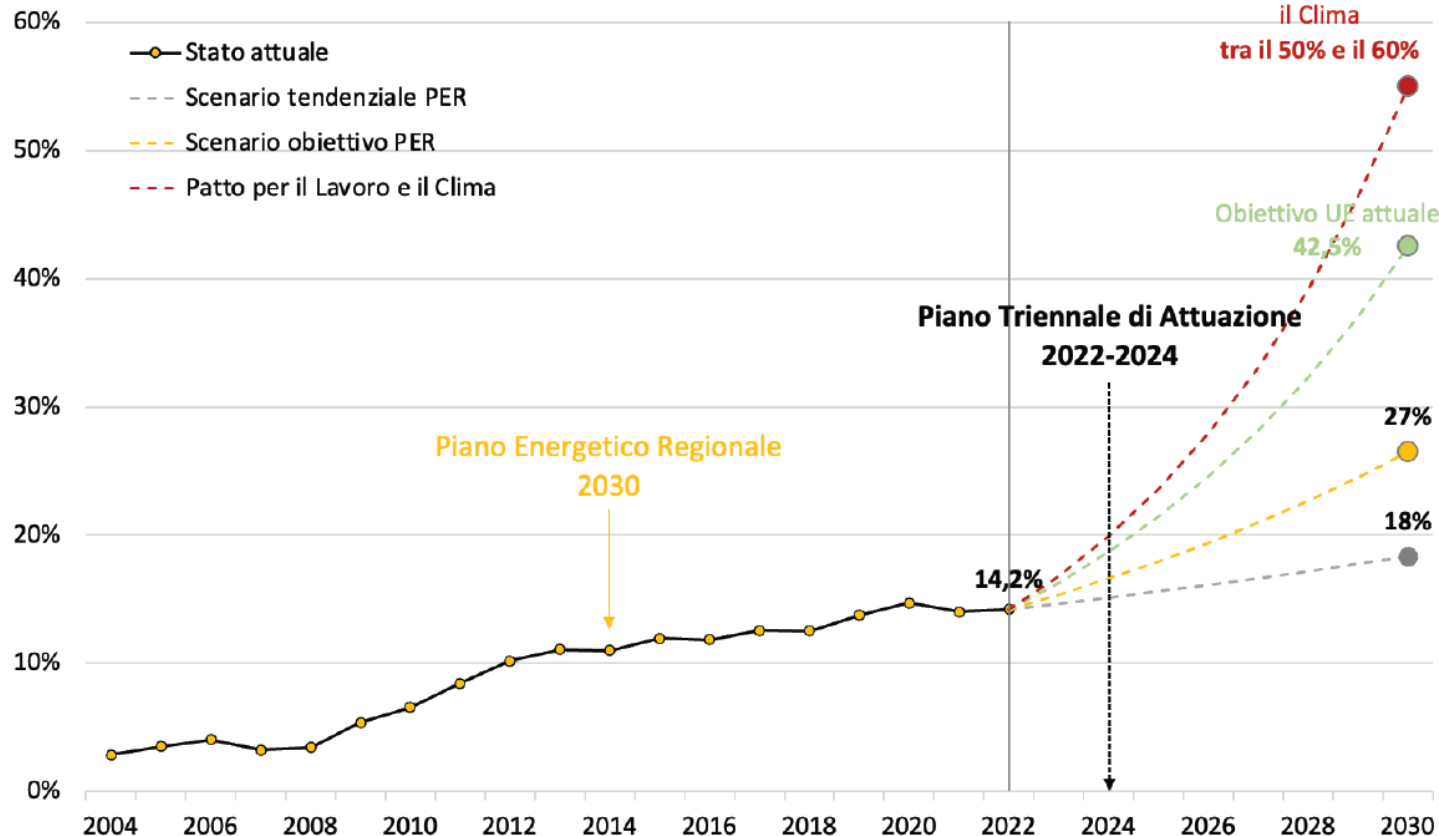
- Definizione del **potenziale regionale delle diverse fonti di energia rinnovabile** fino al 2035 - fotovoltaico, agrivoltaico, eolico, geotermico, bioenergie - e definizione obiettivi di elettrificazione e volumi di vettori energetici a impatto zero
- Definizione degli obiettivi di **efficientamento e riduzione netta dei consumi energetici** produttivo, residenziale, terziario, trasporti, agricoltura, rifiuti
- Definizione della **spesa necessaria** per lo sviluppo del potenziale di rinnovabili e per l'efficientamento
- Definizione delle **condizioni di sviluppo ottimali** dell'economia regionale nella transizione energetica, sulla base di nuovi macro-indicatori sistemici



# Monitoraggio PER 2030: dove siamo

## Obiettivi sulle fonti rinnovabili in Emilia-Romagna

% di copertura con FER dei consumi energetici finali lordi



Target	Monitoraggio		Obiettivi PER 2030		
	Dato PER <sup>1</sup> (2014)	2022	Target UE 2030	Scenario tendenziale	Scenario obiettivo
Riduzione delle emissioni serra (escl. assorbimenti) <sup>2</sup>	-11%	-6% (37,9 MtCO <sub>2</sub> -eq)	-	-23% su base ENEA -13% su base ISPRA (35,0 MtCO <sub>2</sub> -eq)	-41% su base ENEA -34% su base ISPRA (26,7 MtCO <sub>2</sub> -eq)
Riduzione delle emissioni serra (incl. assorbimenti)	-14%	-20% (33,5 MtCO <sub>2</sub> -eq)	-55%	-	-
Risparmio energetico <sup>3</sup>	n.d.	-6% (12,1 Mtep)	-11,7% (10,5 Mtep)	-5% (11,3 Mtep)	-23% <sup>4</sup> (9,2 Mtep)
Copertura dei consumi finali con fonti rinnovabili	11%	14%	42,5%	18%	27%

<sup>1</sup> dato ricalcolato secondo l'aggiornamento della metodologia di costruzione del bilancio energetico regionale (ARPAE) e della baseline GHG al 1990 (ISPRA).

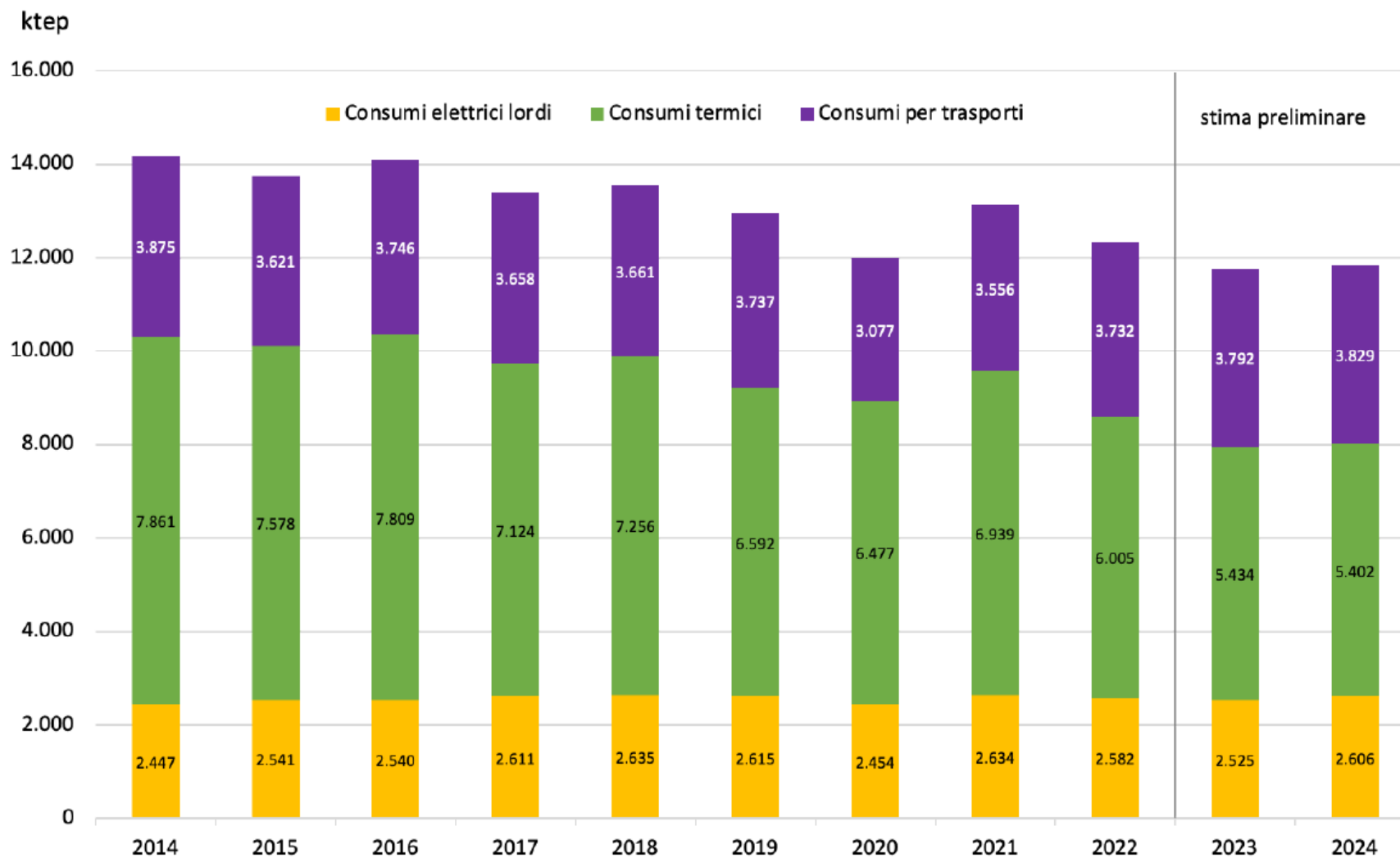
<sup>2</sup> dato ricalcolato secondo l'aggiornamento della metodologia di costruzione del bilancio energetico regionale (ARPAE) e della baseline GHG al 1990 (ISPRA). Per ulteriori dettagli si veda anche il PTA 2022-2024 approvato con DAL 112/2022.

<sup>3</sup> valore ricalcolato sulla base dell'aggiornamento delle proiezioni di riferimenti (EU Reference 2020).

<sup>4</sup> il target relativo all'efficienza energetica nel PER 2030, per poter traguardare la riduzione delle emissioni serra del 40% nel 2030, prevedeva in realtà un obiettivo ancora più ambizioso di quello europeo, e pari al 47%. Con la revisione degli obiettivi europei, che hanno modificato la base di riferimento su cui calcolare questo obiettivo, è stato aggiornato anche il target previsto dal PER 2030, che risulta pari al 23% nel 2030 rispetto allo scenario EU Reference 2020.

# Monitoraggio PER 2030: dove siamo

## Consumi energetici finali lordi in Emilia-Romagna



# Obiettivi delle rinnovabili in Emilia-Romagna

## DM Aree Idonee

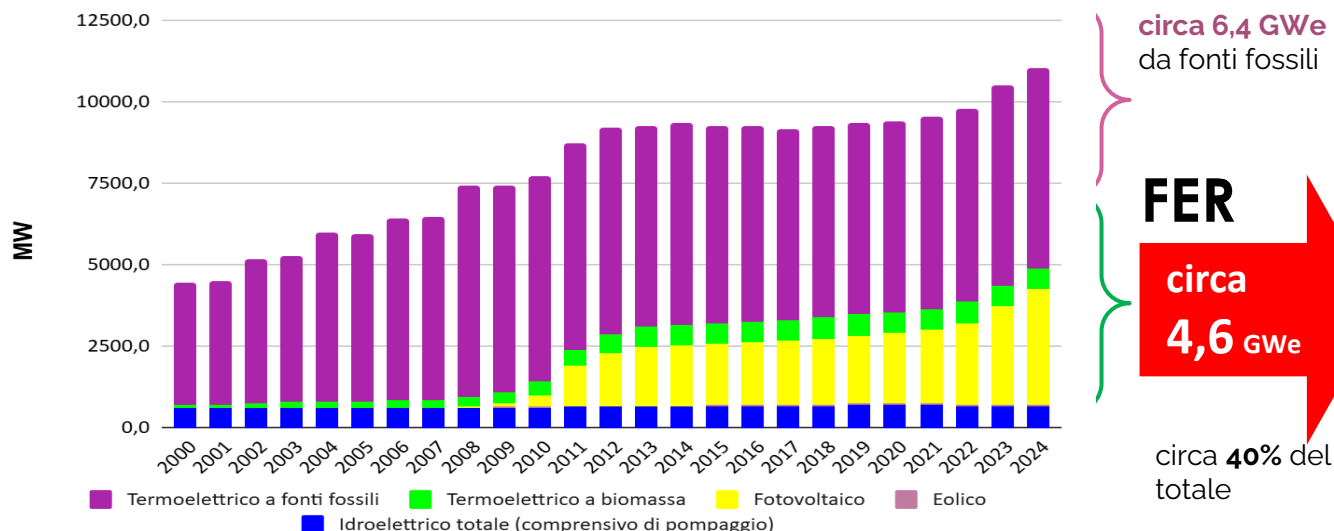
**Obiettivo nazionale PNIEC** di potenza aggiuntiva sviluppata da **rinnovabili installate** pari a **80 GW rispetto al 31.12.2020**, in linea con obiettivi pacchetto «Fit for 55»

Per il calcolo si tiene conto:

- a) della potenza nominale degli impianti a fonti rinnovabili di nuova costruzione entrati in esercizio dal 1° gennaio 2021
- b) della potenza nominale aggiuntiva derivante da interventi di rifacimento, integrale ricostruzione, potenziamento o riattivazione entrati in esercizio dal 1° gennaio 2021
- c) del 100% della potenza nominale degli impianti a fonti rinnovabili off-shore di nuova costruzione entrati in esercizio dal 1° gennaio 2021 le cui opere di connessione alla rete elettrica sono realizzate sul territorio

Regione	Obiettivi di potenza aggiuntiva [MW]									
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Abruzzo	4	65	196	454	640	850	1.086	1.350	1.648	2.092
Basilicata	145	204	329	543	748	973	1.218	1.486	1.779	2.105
Calabria	45	95	210	549	857	1.206	1.603	2.055	2.568	3.173
Campania	74	237	569	909	1.297	1.728	2.206	2.736	3.325	3.976
<b>Emilia-Romagna</b>	<b>100</b>	<b>343</b>	<b>860</b>	<b>1.288</b>	<b>1.851</b>	<b>2.504</b>	<b>3.263</b>	<b>4.143</b>	<b>5.164</b>	<b>6.330</b>
Friuli-Venezia Giulia	30	96	321	404	573	772	1.006	1.280	1.603	1.960
Lazio	82	305	544	933	1.346	1.829	2.396	3.059	3.835	4.757
Liguria	29	80	122	198	281	382	504	653	834	1.059
Lombardia	184	622	1.521	1.963	2.714	3.592	4.616	5.812	7.208	8.766
Marche	32	110	241	457	679	930	1.217	1.544	1.916	2.346
Molise	2	38	59	175	273	383	509	651	812	1.003
Piemonte	78	285	851	1.098	1.541	2.053	2.645	3.330	4.121	4.991
Puglia	163	507	876	1.672	2.405	3.213	4.104	5.084	6.165	7.387
Sardegna	34	175	468	998	1.553	2.207	2.980	3.892	4.969	6.264
Sicilia	144	473	952	1.842	2.764	3.847	5.120	6.616	8.375	10.485
Toscana	42	150	359	667	1.019	1.444	1.958	2.580	3.332	4.250
TrAA - Bolzano	11	41	120	139	186	239	298	364	438	515
TrAA - Trento	11	41	108	140	195	258	333	419	520	631
Umbria	15	60	135	279	429	609	823	1.079	1.384	1.756
Valle d' Aosta	1	4	10	27	47	75	112	162	231	328
Veneto	125	413	1.088	1.373	1.889	2.483	3.164	3.947	4.847	5.828
<b>Totale</b>	<b>1.348</b>	<b>4.344</b>	<b>9.940</b>	<b>16.109</b>	<b>23.287</b>	<b>31.578</b>	<b>41.160</b>	<b>52.243</b>	<b>65.075</b>	<b>80.001</b>

# Potenza elettrica lorda installata in Emilia-Romagna



## 2023 vs 2022:

incremento di circa **+14,6%** di Potenza FER di cui:

- **FV 2023** (3.030 MW) **+20,6%** su **FV 2022** (2.513 MW)
- **eolico**, **idroelettrico**, **bioenergie**: **stabili**

## Dicembre 2024 vs 2023:

incremento di circa **+12%** di Potenza FER di cui:

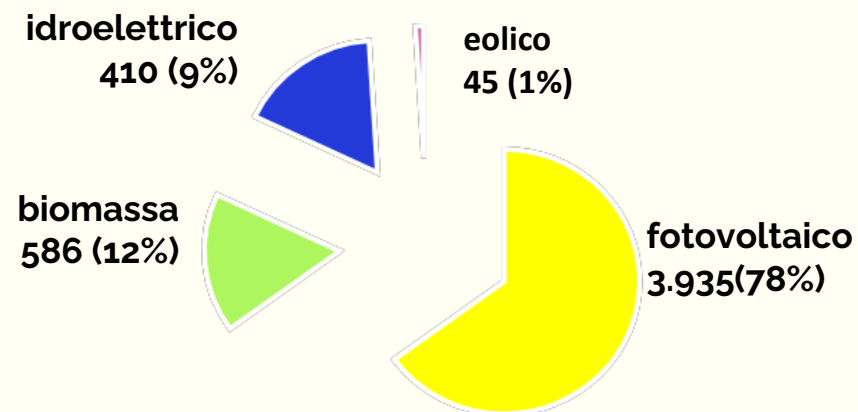
- **FV 2024** (3.574 MW) **+18%** su **FV 2023** (3.030 MW)
- **eolico**, **idroelettrico**: **stabili**, **lieve calo bioenergie** (-28 MW, -4%)

**POTENZA FER** (Dati consistenza impianti, per idroelettrico potenza nominale al netto del pompaggio, fonte TERNA/Gaudi/T.E.R.R.A.):

- **2020: 3.260 MWe**
- **2021: 3.366 MWe (+3% vs 2020)**
- **2022: 3.610 MWe (+7% vs 2021)**
- **2023: 4.130 MWe (+14% vs 2022)**
- **2024: 4.649 MWe (+13% vs 2023)**

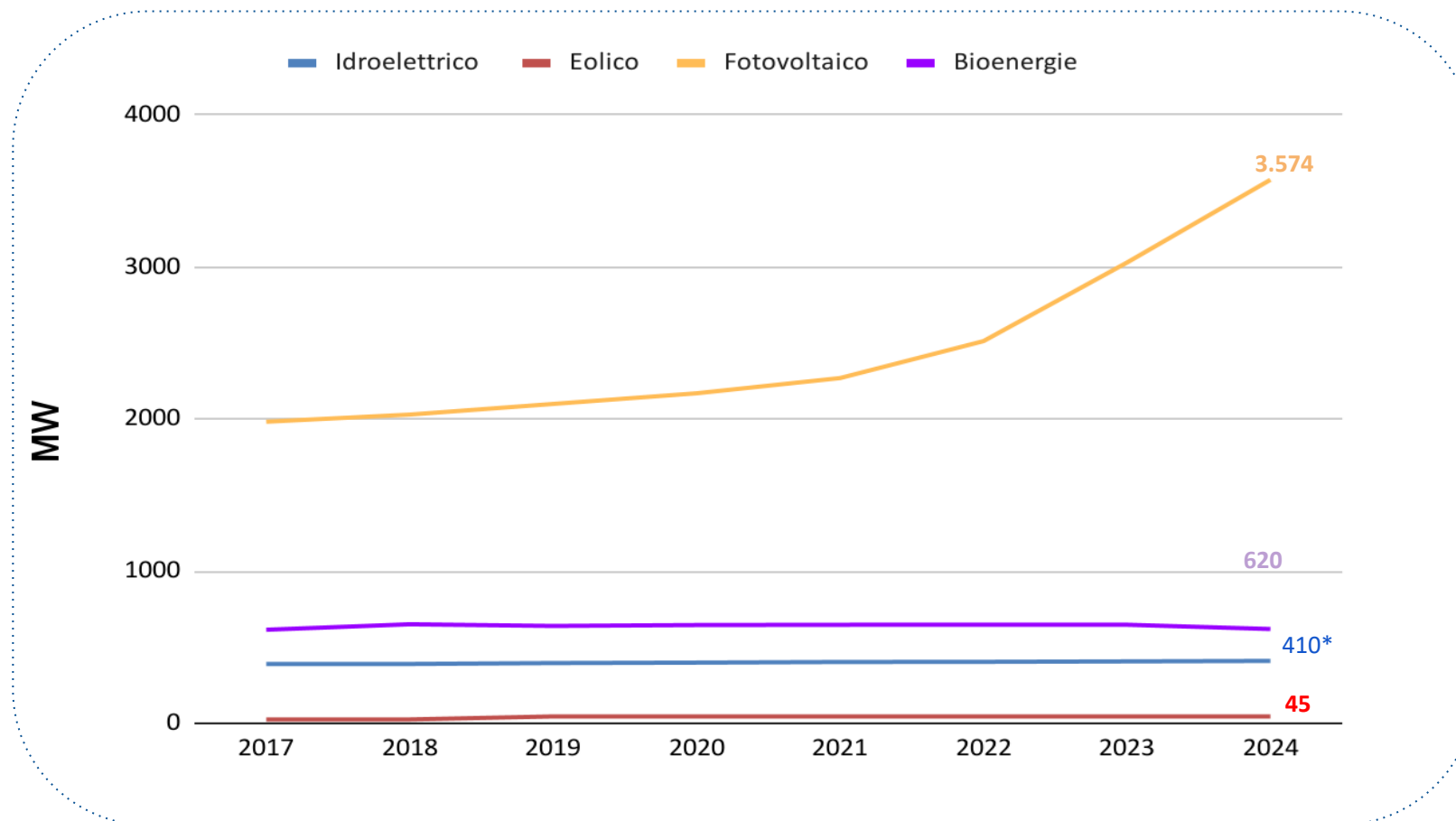
**Settembre 2025\*: circa 4.976 MWe (+7% vs 2024)**

**SUDDIVISIONE PERCENTUALE FER PER FONTE AL 30/09/2025\***



\*Dati provvisori (MW) - fonte TERNA/Gaudi

# Potenza elettrica lorda installata in Emilia-Romagna



\*Dati al netto del pompaggio dell'idroelettrico, fonte GAUDI

AGGIORNAMENTO 2025\*\* (dati provvisori FER, Settembre 2025)

\*\*

**FV: 3.935 MW**

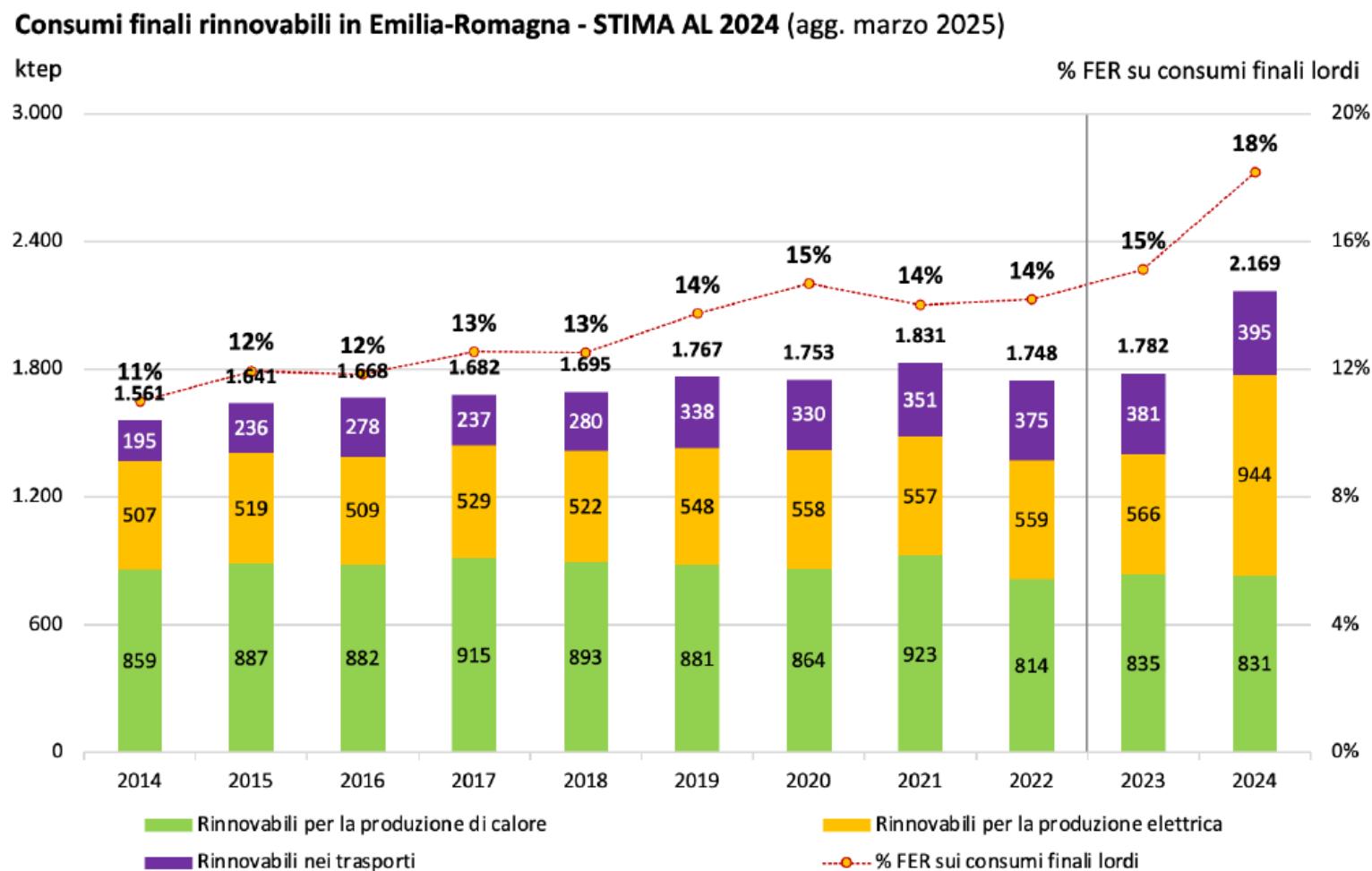
**IDROELETTRICO: 410 MW**

**BIOMASSE: 586 MW**

**EOLICO: 45 MW**



# Consumi energetici finali da rinnovabili in Emilia-Romagna

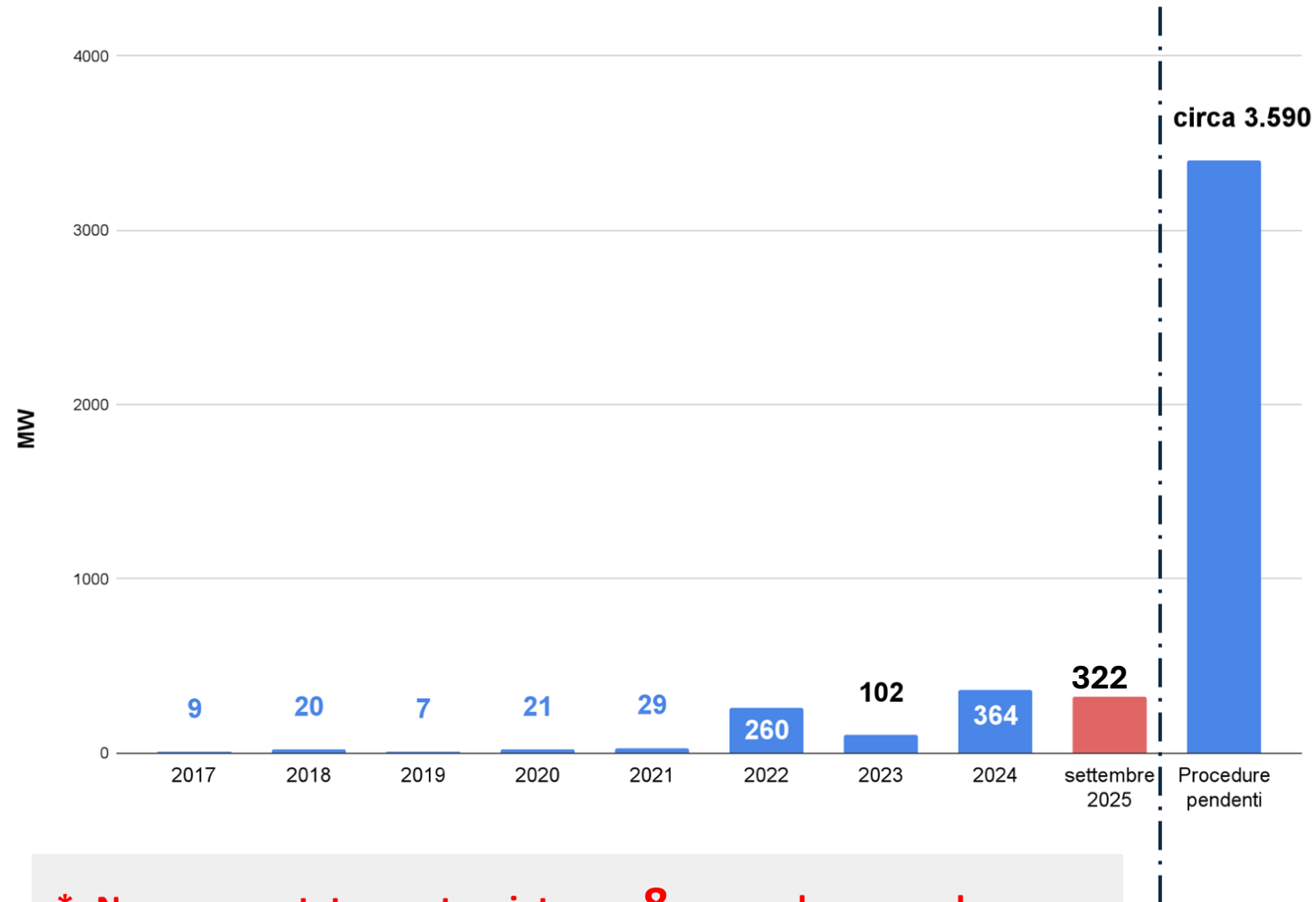


Sulla base dei dati pubblicati da ARPAE, risultano nel **2022** circa **1,8 Mtep** di consumi energetici da fonti rinnovabili, a fronte di un consumo finale lordo pari a circa **12,3 Mtep**

Di questi **1,8 Mtep**, circa la metà (**0,8 Mtep**) derivano da consumi termici rinnovabili, **0,6 Mtep** da consumi elettrici rinnovabili e circa **0,4 Mtep** da fonti rinnovabili nel settore dei trasporti.

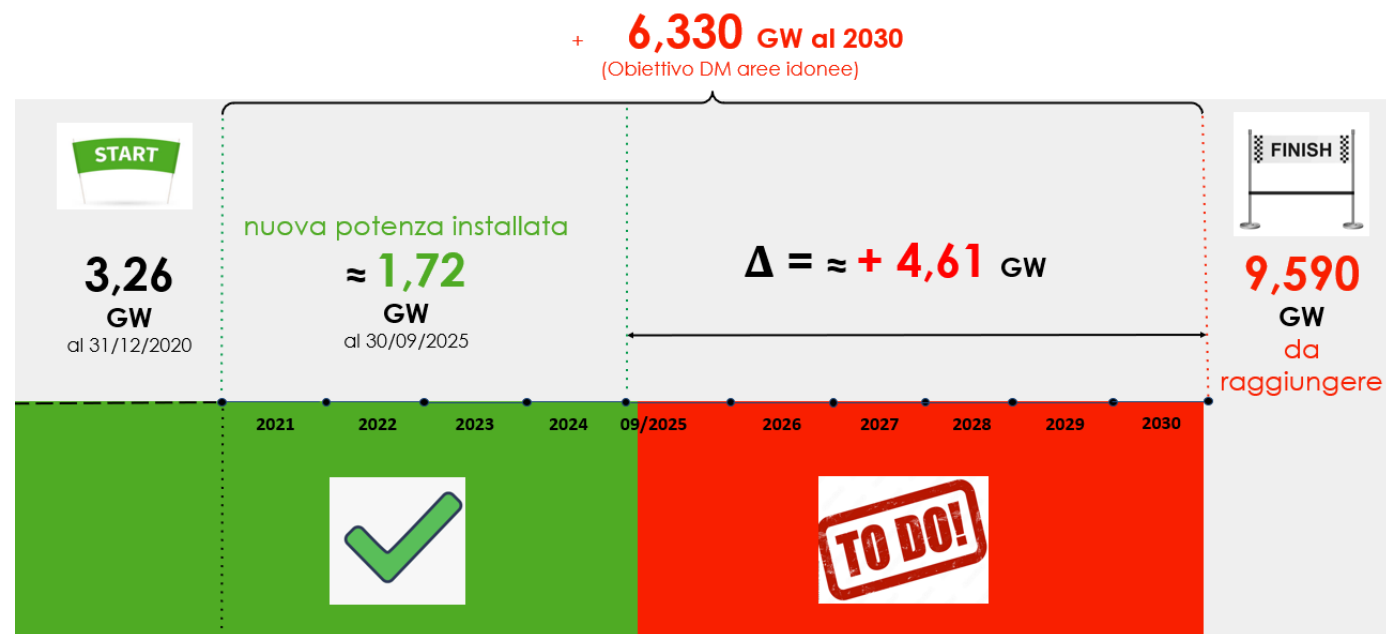
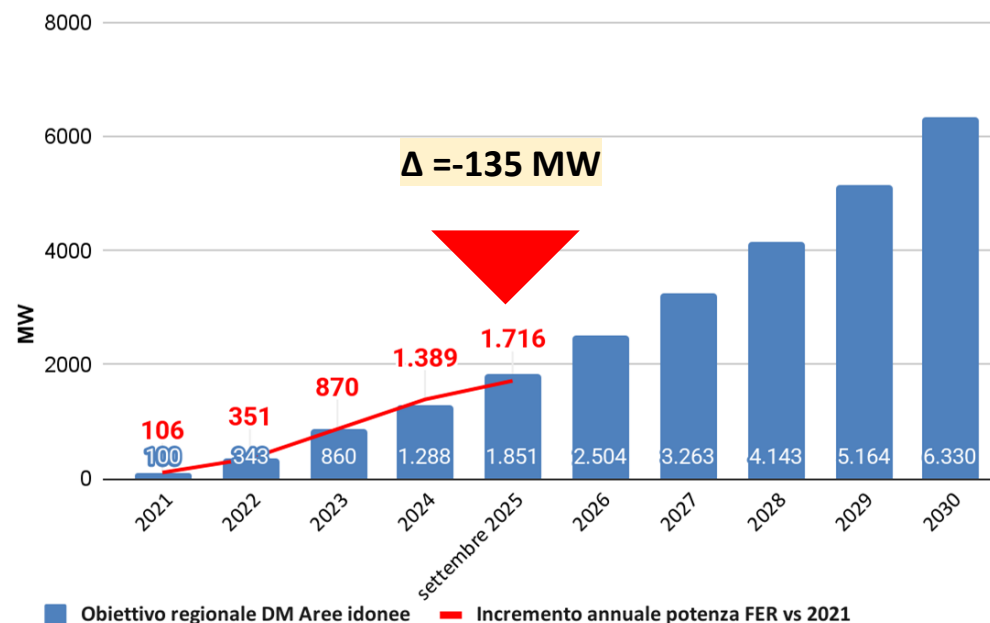
# Iter per rinnovabili in Emilia-Romagna: Trend potenza elettrica autorizzata con AU (2017-Settembre 2025\*)

Anno	Autorizzata - MWe
2017	9
2018	20
2019	7
2020	21
2021	29
2022	circa 260
2023	102
2024	364
Gen-sett.2025	322
	<b>Procedure pendenti al 30/09/2025</b>
AU EX D.LGS. 387/2003	circa 1.440
VIA STATALE in corso senza AU	circa 1.100*
AU Ministeriale Parco Offshore	circa 1.030



**\* Non sono state conteggiate n. 8 procedure concluse con giudizio di compatibilità ambientale positivo (FV circa 500 MW) senza AU**

# Obiettivi PNIEC 2030 rinnovabili in Emilia-Romagna



**Incrementi annuali di potenza FER** (\*Elaborazione ARPAE su dati di potenza, idroelettrico al netto del pompaggio, fonte TERNA/Gaudi):

- 2021 vs 2020: **+ 106 MW**
- 2022 vs 2021: **+ 245 MW**
- 2023 vs 2022: **+ 519 MW**
- 2024 vs 2023: **+ 499 MW**
- **Settembre 2025 vs 2024: + 327 MW**

**TOT. +1,7 GW Settembre 2025 - Dicembre 2020**

# Scenari di transizione del QC per il nuovo PER 2035: ASSUNZIONI

	Scenario di Riferimento	Scenario di Policy n.1	Scenario di Policy n.2
Efficienza energetica	NO obiettivo generale di efficienza energetica		
	Direttiva EED – 2018/2002 per settori industria e agricoltura	Direttiva EED – 2023/1791 per settori industria e agricoltura	Estensione al 2035 della Direttiva EED – 2023/1791 per industria e agricoltura
Emissioni CO <sub>2</sub>	Nessun vincolo	Vincolo riduzione emissioni ETS	Vincolo riduzione emissioni ETS, ESR
	Solo prezzi ETS	Prezzi ETS, ETS <sub>2</sub>	
Biometano	Potenziale da impianti esistenti/approvati	Massimo potenziale di producibilità regionale	
	No import		Possibilità di import
	Consumo abilitato in industria e trasporti	Consumo in industria, trasporti, agricoltura e civile	Consumo in industria, trasporti, agricoltura e civile e per produzione di energia elettrica e calore

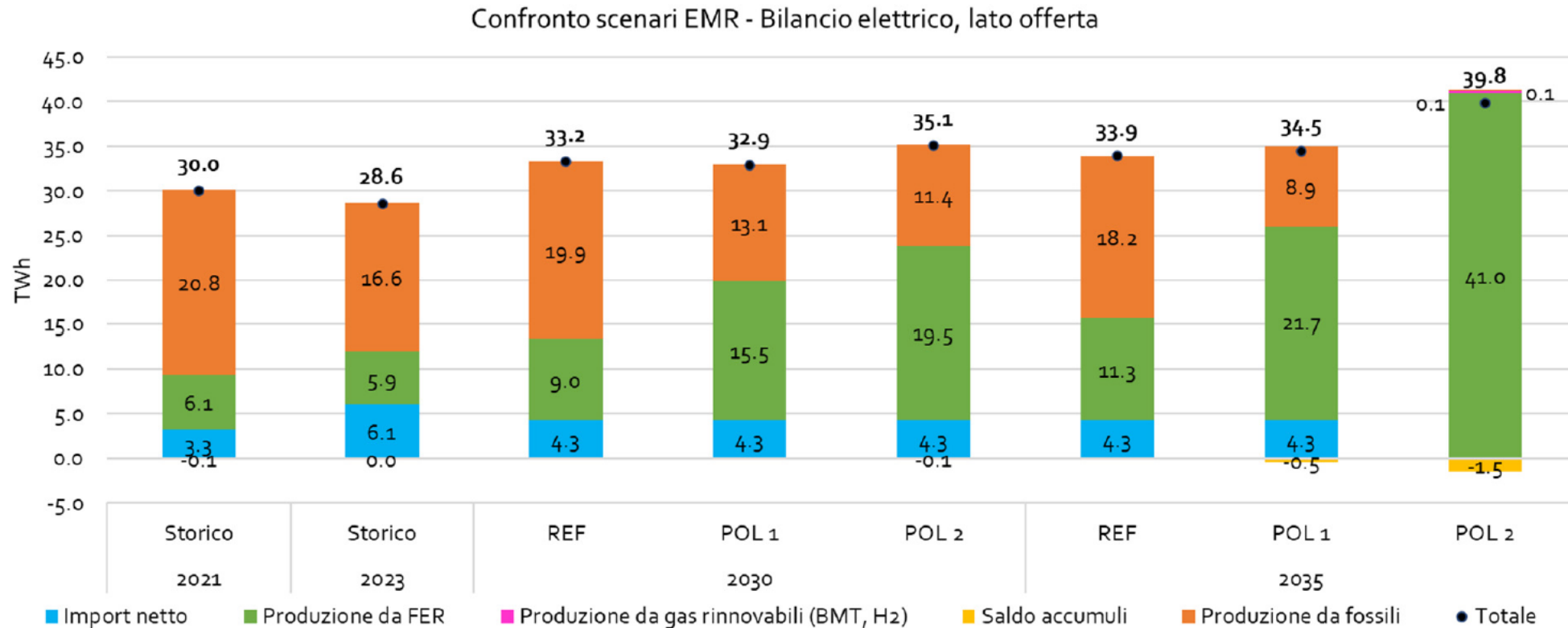
# Scenari di transizione del QC per il nuovo PER 2035: ASSUNZIONI

	Scenario di Riferimento	Scenario di Policy n.1	Scenario di Policy n.2
Idrogeno	Potenziale minimo: IdrogeMo	Potenziale minimo incrementato da Progetto AGNES	Ulteriore incremento producibilità di idrogeno verde da FV
	Consumo abilitato in industria e trasporti		
Settore civile	Evoluzione riqualificazione energetica in linea con le elaborazioni storiche	Incremento tasso di ristrutturazione; riduzione periodo riscaldamento (DM 383/2022) e incremento efficientamento da interventi di bioclimatica e BACS (DGR 1261/2022) *	
	No assunzioni specifiche su sostituzioni impiantistiche ed elettrificazione	Maggior spinta all'elettrificazione tramite sostituzione impiantistica: penetrazione PdC ad alta T e di impianti ibridi per edifici esistenti *	
	Consumo di energia elettrica da parte di data centers in linea con il valore attuale		Incremento della potenza installata in linea con le proiezioni nazionali, con conseguente incremento dell'energia elettrica consumata
			Immissione del calore di scarto da data centers nella rete di TLR

# Scenari di transizione del QC per il nuovo PER 2035: ASSUNZIONI

	Scenario di Riferimento	Scenario di Policy n.1	Scenario di Policy n.2
Settore trasporti	Domanda mobilità in evoluzione come da Scenario Riferimento PNIEC	Passeggeri: Aumento TPL su gomma e su ferro; aumento capienza bus; incremento smart working e mobilità dolce; merci: incremento merci su ferro *	
	Parco allineato allo Scenario Riferimento PNIEC	Spinta penetrazione veicoli elettrici (soprattutto al 2035), sia per trasporto passeggeri sia trasporto merci; incremento quota furgoni e bus a idrogeno *	
Settore industriale	Direttiva EED – 2018/2002	Direttiva EED – 2023/1791	Estensione al 2035 della Direttiva EED – 2023/1791
	Mantenimento delle tendenze attuali di elettrificazione dei sottosettori industriali		Incremento elettrificazione sottosettori industriali; produzione calore industriale anche da PdC
Settore agricoltura	Direttiva EED – 2018/2002	Direttiva EED – 2023/1791	Estensione al 2035 della Direttiva EED – 2023/1791
Settore elettrico	Evoluzione FER in linea con i valori storici e attuali	Crescita FER in linea con il Decreto Aree Idonee	Crescita FER in linea con l'obiettivo 100% FER elettriche al 2035

# Scenari di transizione del QC per il nuovo PER 2035: **RINNOVABILI ELETTRICHE / OFFERTA**

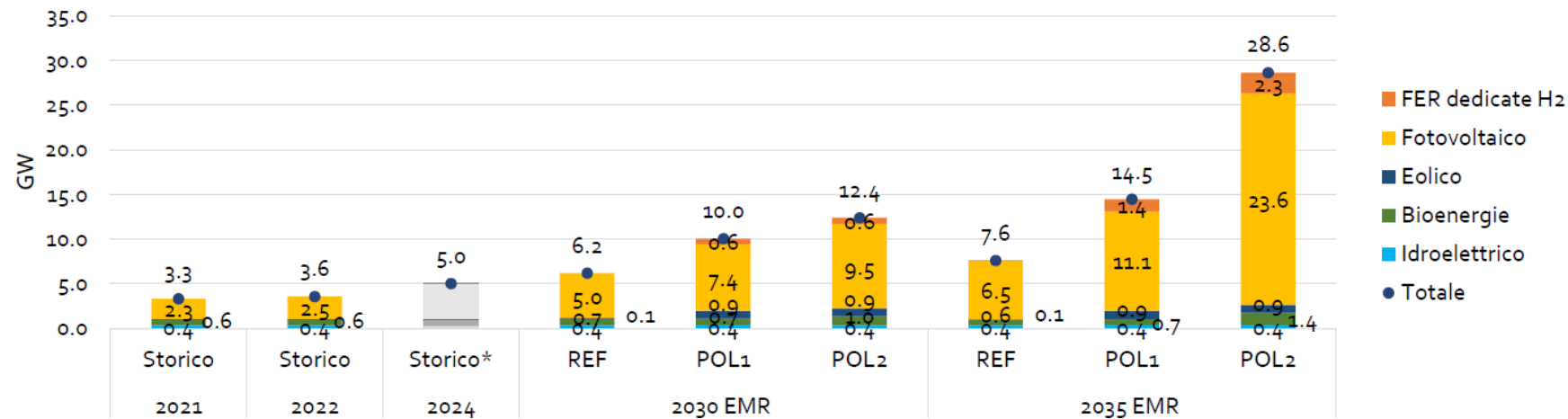
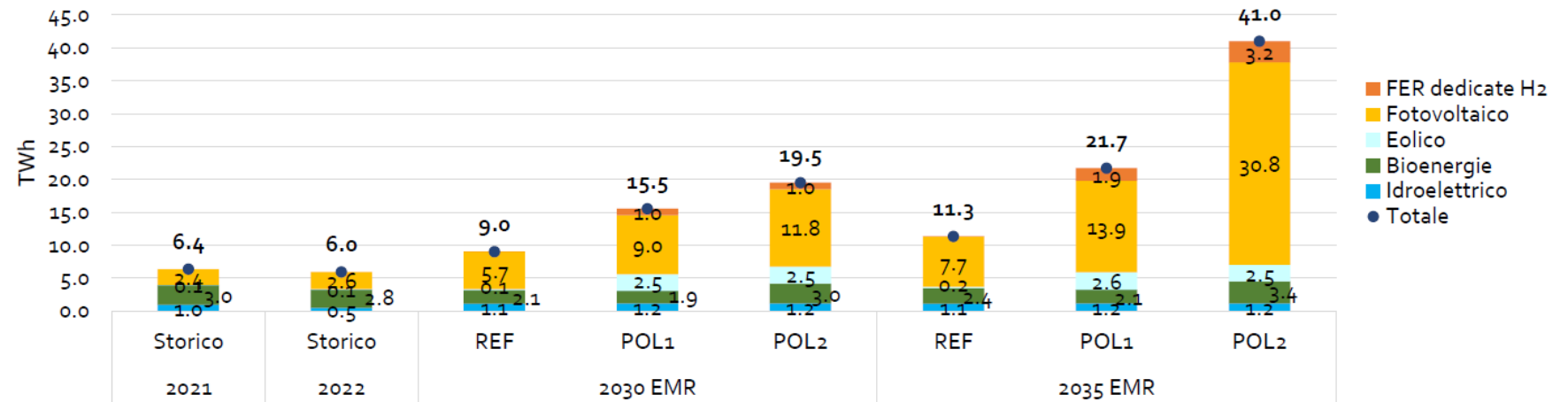


In base agli obiettivi dello Scenario Policy 2, le rinnovabili raggiungono il 100% nel mix energetico nel 2035. In questo scenario al 2035 diventa rilevante l'uso dei sistemi di accumulo.

L'offerta di energia elettrica al 2035 è pari a **39,8 TWh**:

**41 da rinnovabili** + 0.1 da fossile (componente non rinnovabile della produzione da termovalorizzatori) + 0.1 da biometano - 1.5 saldo accumuli (energia persa).

# Scenari di transizione del QC per il nuovo PER 2035: **RINNOVABILI ELETTRICHE / OFFERTA**

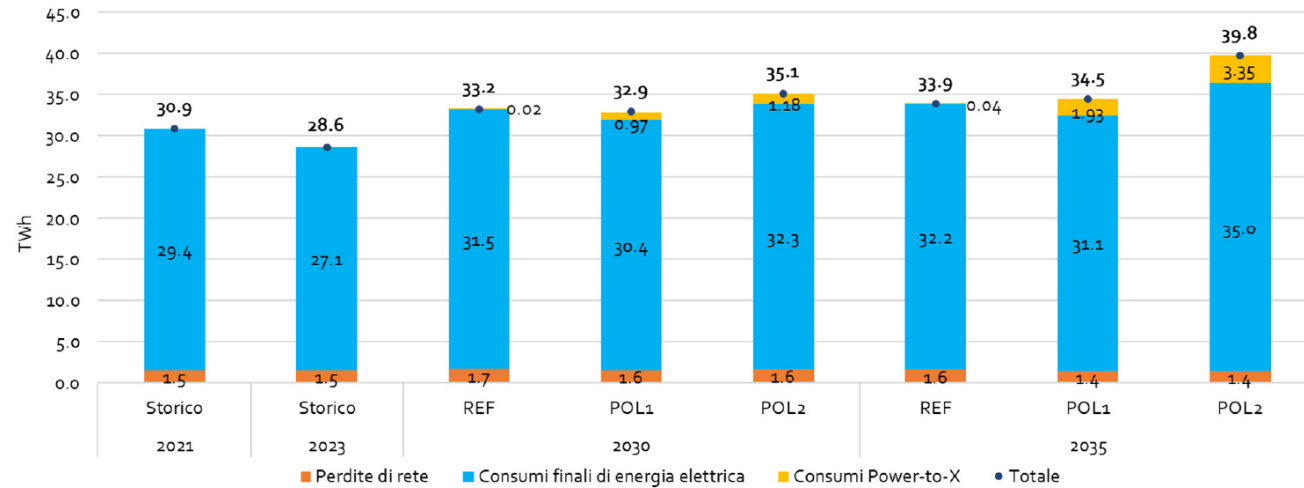


Negli Scenari di Policy è presente una forte riduzione della produzione termoelettrica da gas naturale. Nello Scenario di Policy 2, al netto della quota non rinnovabile relativa alla produzione di energia elettrica da rifiuti (0,3%), la produzione di energia elettrica è coperta da fonte rinnovabile.



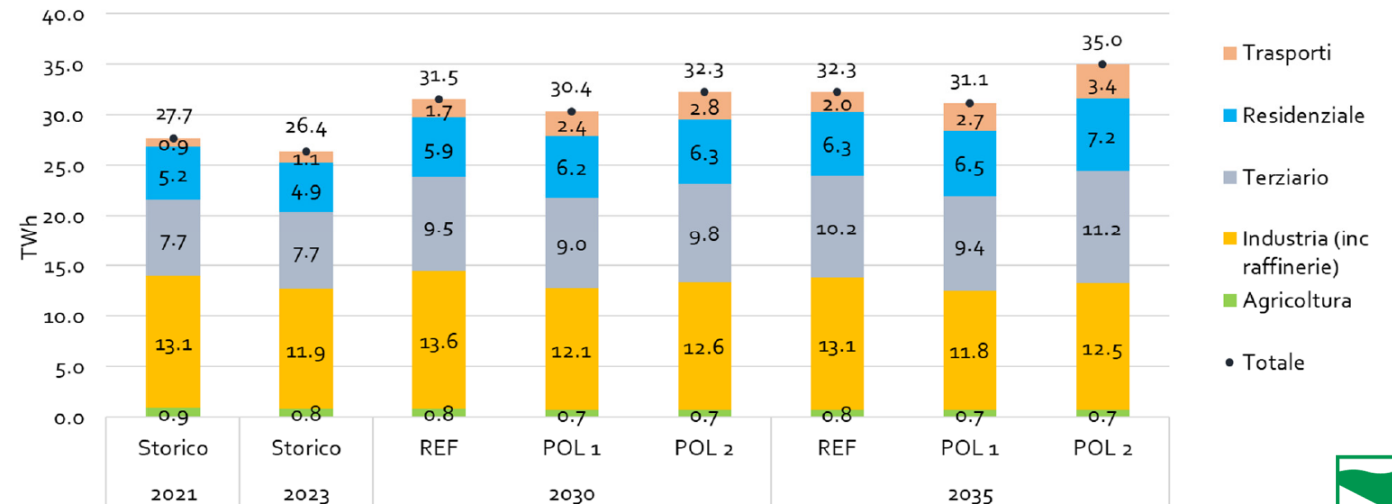
# Scenari di transizione del QC per il nuovo PER 2035: **RINNOVABILI ELETTRICHE** / **DOMANDA**

Confronto scenari EMR - Bilancio elettrico, lato domanda



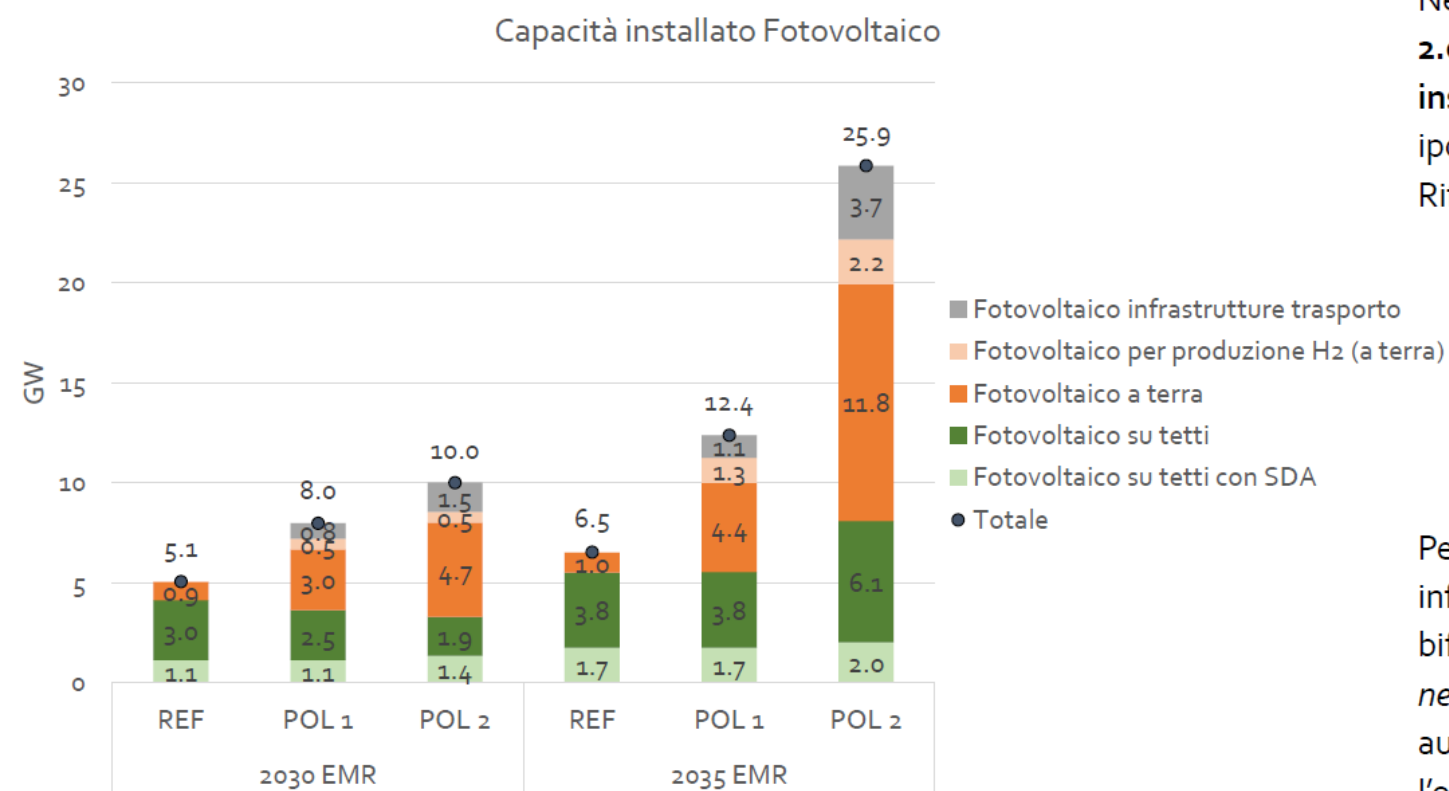
Nello Scenario di Policy 2, l'aumento dei consumi di energia elettrica è trainato dalla maggiore elettrificazione dell'industria e dalla crescita dei consumi dei data center. La quota di energia elettrica per la produzione di idrogeno sale al 8% nel 2035.

Confronto scenari EMR - Consumi finali elettrici per settore

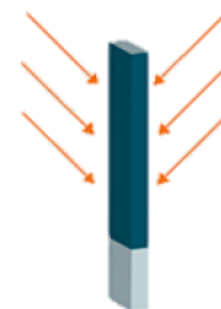


# Scenari di transizione del QC per il nuovo PER 2035: **FOCUS FOTOVOLTAICO**

Il fotovoltaico è la risorsa rinnovabile maggiormente utilizzata negli Scenari di Policy n.1 e n.2 per raggiungere gli obiettivi imposti. Nello Scenario di Policy n.1, gli impianti fotovoltaici assicurano il rispetto del vincolo stabilito dal Decreto Aree Idonee entro il 2030. Nello Scenario di Policy n.2 contribuiscono a delineare un sistema con 100% FER elettriche al 2035.



Nelle ipotesi di Policy n.2, nel 2035 si stimano **2.0 GW di impianti fotovoltaici su tetti installati con sistemi di accumulo** (1.7 GW nelle ipotesi dello scenario di Policy n.1 e Riferimento).

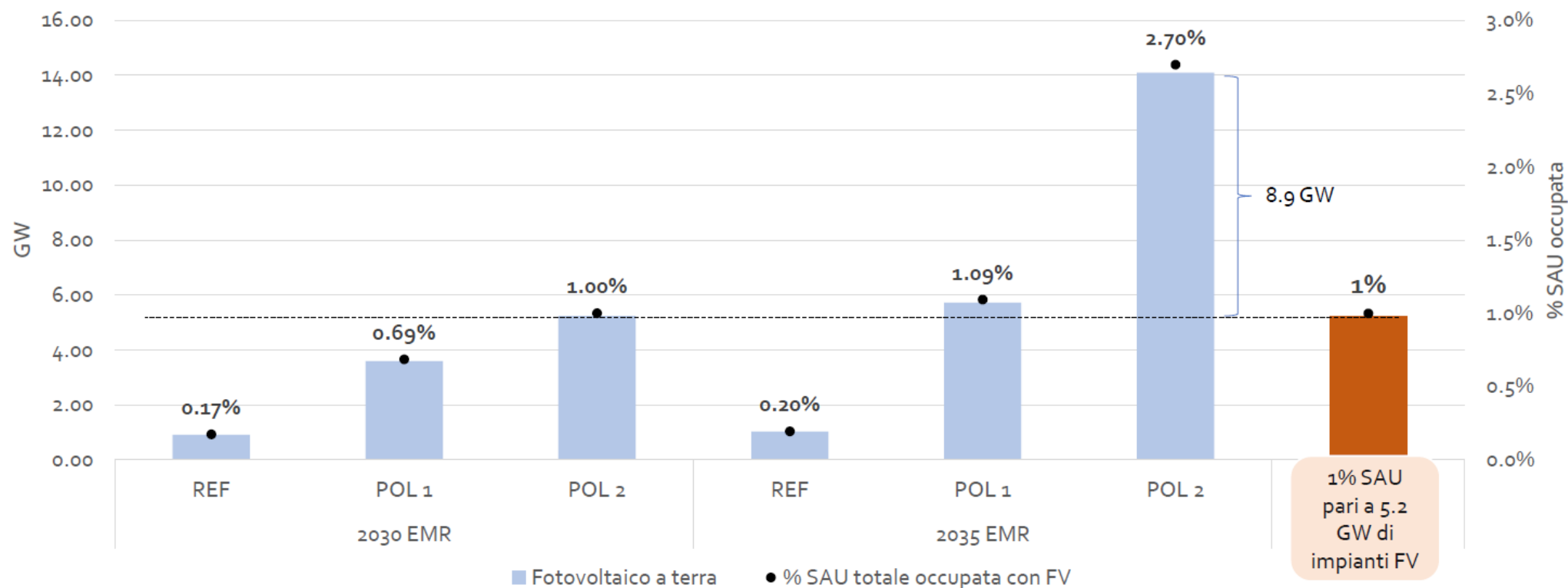


Per impianti fotovoltaici in prossimità delle infrastrutture di trasporto si intendono pannelli bifacciali disposti in verticale (*come mostrato nell'immagine*), installati lungo strade, autostrade e ferrovie, che non comportano l'occupazione di superficie aggiuntiva.

# Scenari di transizione del QC per il nuovo PER 2035: **FOCUS FOTOVOLTAICO**

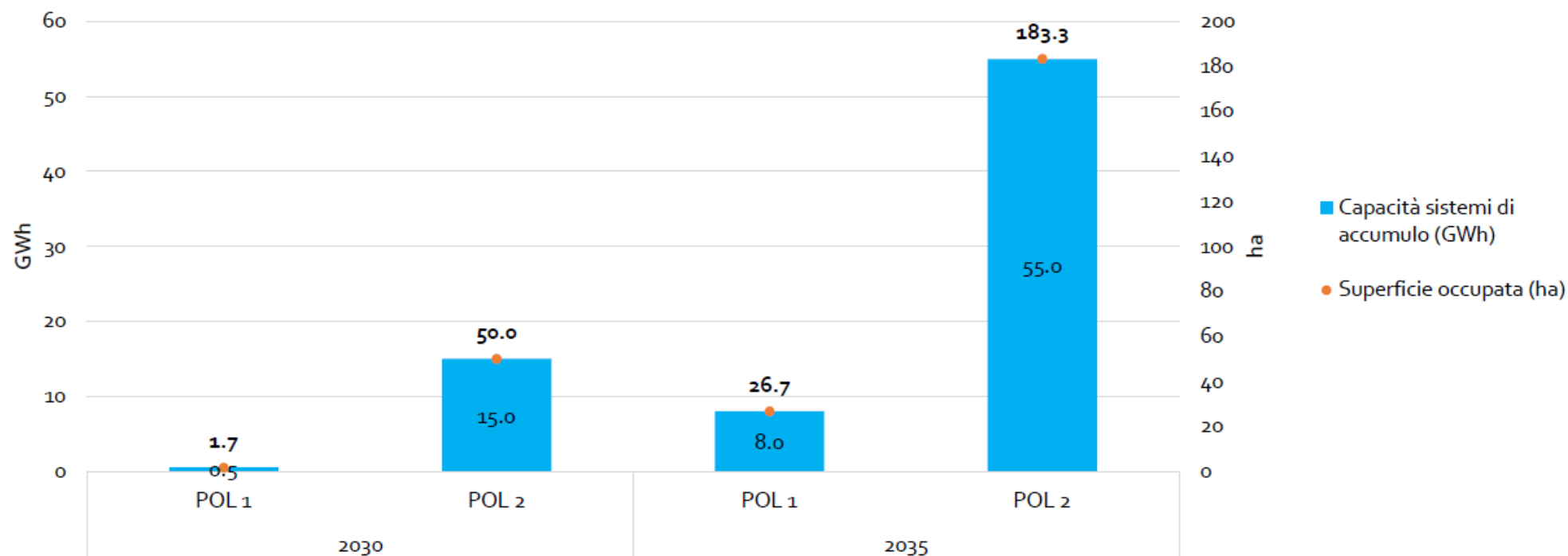
Nonostante una parte del fotovoltaico destinato alla produzione di energia elettrica venga posizionato in prossimità delle infrastrutture di trasporto\*, in entrambi gli scenari al 2035 **viene occupata più dell'1% della superficie agricola utile**.

Per il calcolo della superficie occupata è stato considerato un valore di **2 ha/MW** al fine di considerare anche l'elevata quota di agrivoltaico che sarà necessario installare in regione.



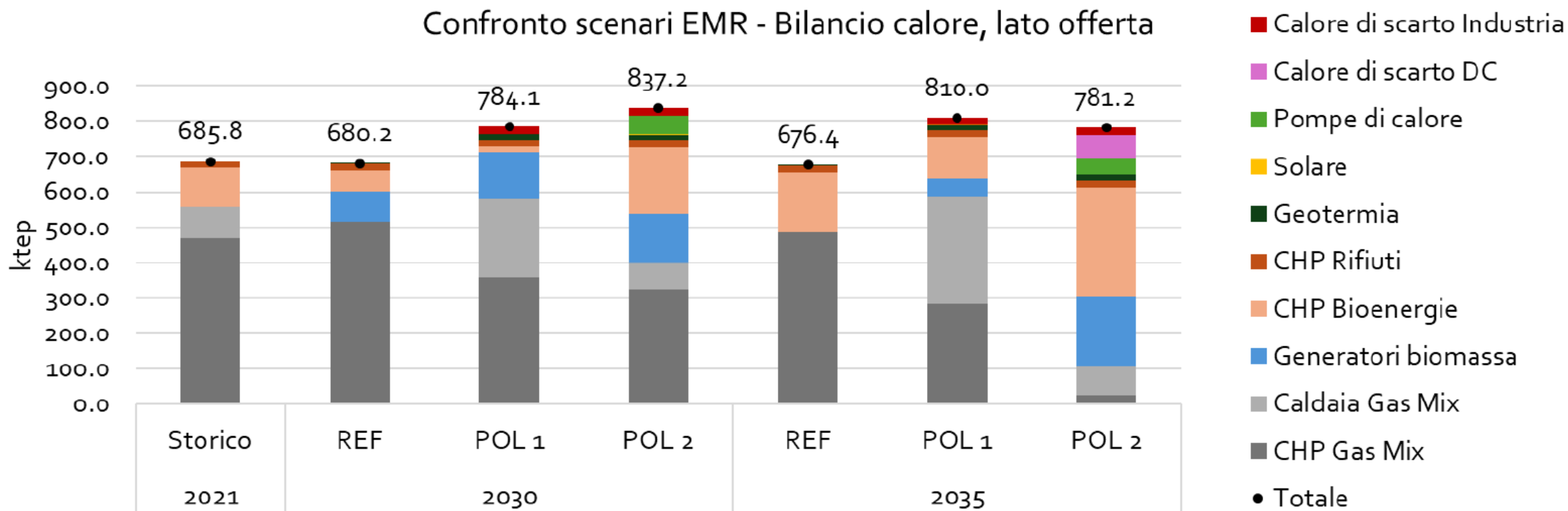
# Scenari di transizione del QC per il nuovo PER 2035: **ACCUMULI RETI ELETTRICHE**

Lo Scenario di Policy n.2, caratterizzato da una offerta elettrica regionale basata al 100% su FER (soprattutto FV), richiederebbe al 2035, nell'attuale configurazione delineata per lo scenario, un fabbisogno di nuovi sistemi di accumulo molto elevato.



Per un impianto utility-scale di durata 4-8 ore si stima che l'occupazione del suolo per un impianto agli ioni di litio (compreso di ausiliari) sia mediamente di 250-350 MWh/ettaro\*.

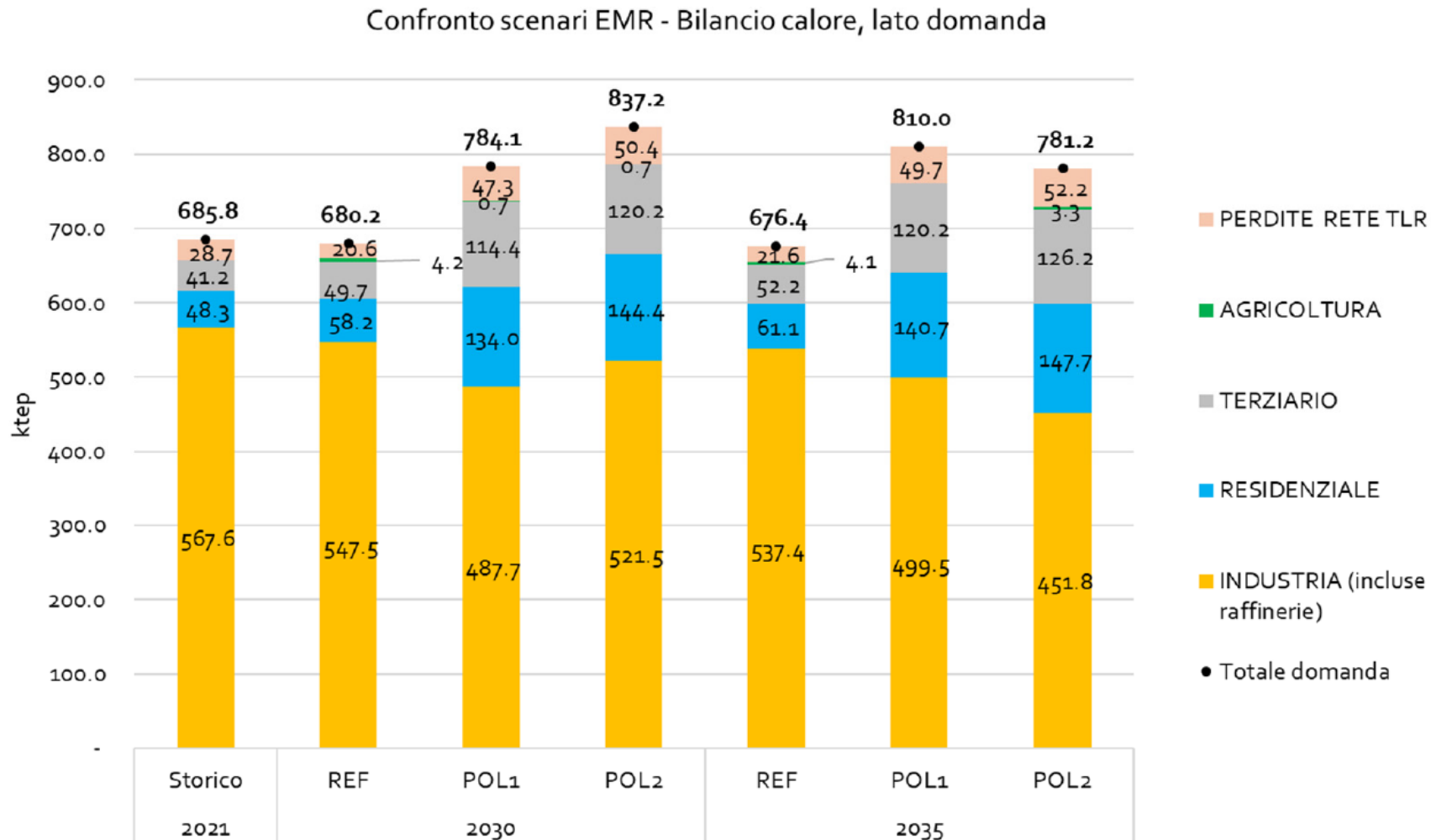
# Scenari di transizione del QC per il nuovo PER 2035: **RINNOVABILI TERMICHE / OFFERTA**



Nel Policy 2 le pompe di calore industriali al 2030 e al 2035 producono il 10% del calore derivato utilizzato nel settore industriale, e viene utilizzato e immesso nelle espansioni di rete TLR Il calore di scarto prodotto dai data center di Bologna e Parma.

Il mix di gas e biometano è costituito per il 100% da biometano al 2035 per gli impianti cogenerativi, mentre in input alle caldaie si assume che resti una quota minima di gas naturale (10%).

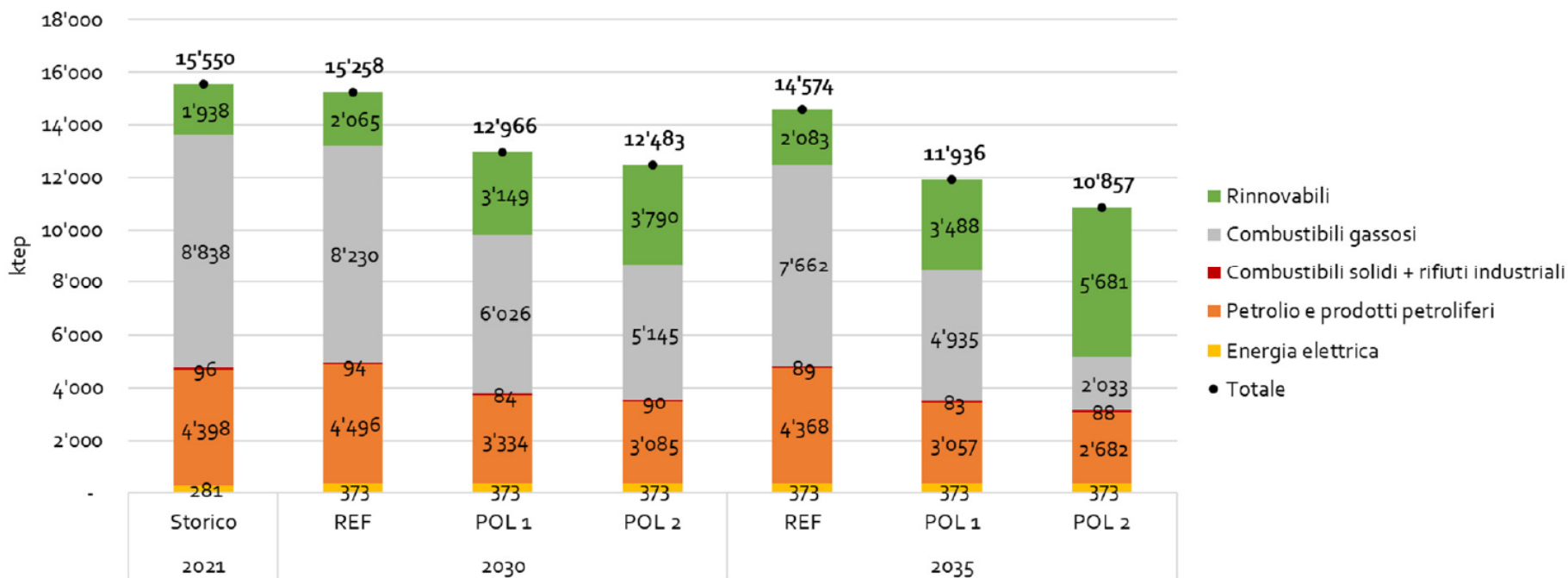
# Scenari di transizione del QC per il nuovo PER 2035: **RINNOVABILI TERMICHE / DOMANDA**



Il settore industriale passa da circa 80% di copertura domanda di calore nel reference, al 55% nel Policy 2 al 2035. C'è incremento della copertura della domanda di calore tramite rete di teleriscaldamento per il settore civile, e quindi anche delle perdite di rete.

# Scenari di transizione del QC per il nuovo PER 2035: **DOMANDA COMPLESSIVA**

Confronto scenari EMR - Consumo interno lordo per fonte

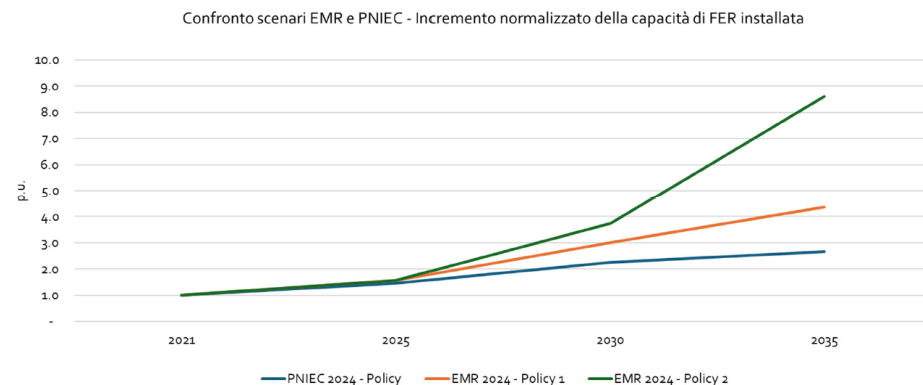


Gas e petrolio al 2035 si riducono ad oltre  $\frac{1}{4}$  e di  $\frac{1}{2}$  circa al 2035 nel Policy 2, rispetto allo storico del 2021, con usi esclusivamente termici.

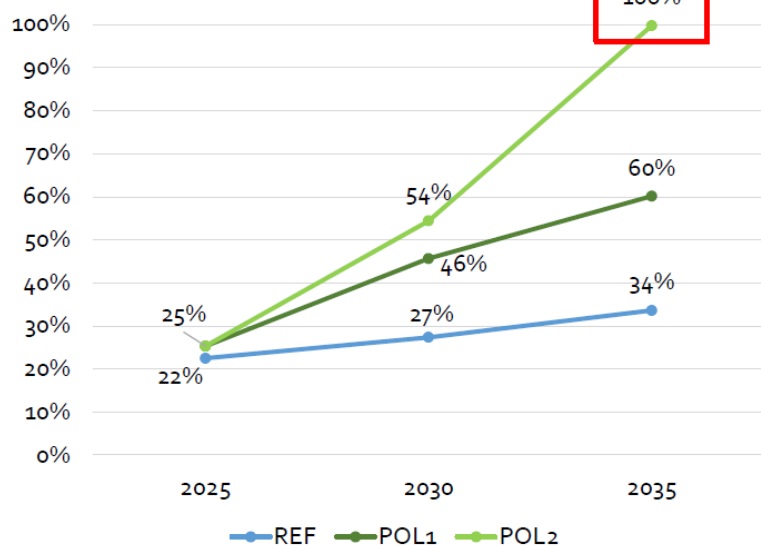
Bisogna affrontare la trasformazione di usi delle centrali termoelettriche, come impianti buffer di emergenza e ripensare il ruolo delle reti del gas, ad esempio come serbatoi diffusi.

# Scenari di transizione del QC per il nuovo PER 2035: **OBIETTIVI RINNOVABILI**

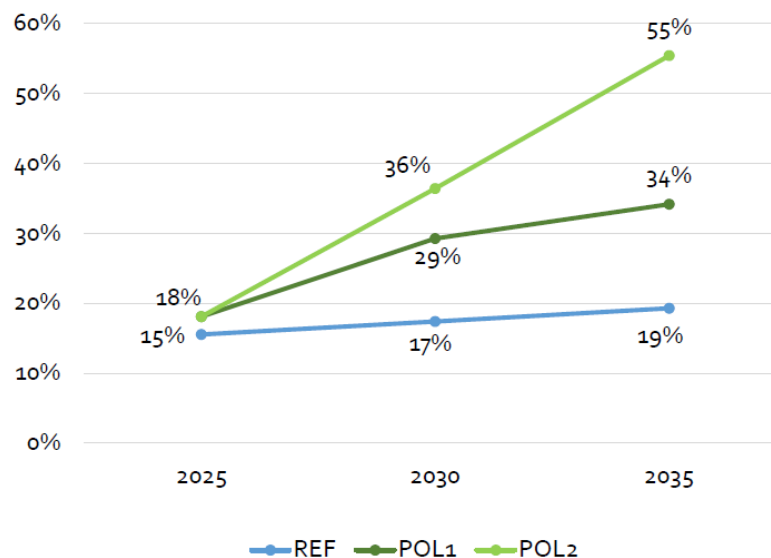
Il trend delle rinnovabili che si ottiene per trascinamento del PNIEC 2024 (con orizzonte al 2030) è di poco superiore allo scenario di riferimento. Invece lo scenario Policy 2, in linea con il Percorsi di Neutralità Carbonica regionale, punta al 100% di copertura con rinnovabili dei consumi elettrici e al 55% di copertura con rinnovabili dei consumi termici.



% FER ELETTRICHE



% FER TERMICHE





# Scenari di transizione del QC per il nuovo PER 2035: **LE NUOVE RETI**

1. Espansione e **nuove connessioni delle reti elettriche** di distribuzione (e trasporto) con un ritmo mai conosciuto prima
2. Diffusione degli **accumuli**
3. Attuali **centrali termoelettriche in riconversione** verso centrali moderne con funzione di "capacity providers" per l'affidabilità del sistema. Trasformazione in centrali hydrogen-ready (metano → idrogeno o mix); alimentate da biometano; abbinate a cattura della CO<sub>2</sub> (CCS) in casi specifici.
4. Espansione e **decarbonizzazione reti TLR**
5. Transizione delle **reti gas** con diminuzione delle utenze, verso:
  1. vettore di gas rinnovabili (biometano) per abilitare economia circolare
  2. vettore di H<sub>2</sub> o blend metano/biometano/H<sub>2</sub> >>> retrofit condotte/separazione all'erogazione
  3. Serbatoio distribuito di gas per flessibilità e copertura picchi domanda

# Scenari di transizione del QC per il nuovo PER 2035: **LE NUOVE RETI**

- **Integrazione della pianificazione** delle infrastrutture energetiche:  
reti elettriche, reti gas, impianti CCS e trasporto della stessa, accumuli elettrici, reti TLR, accumuli termici
- **Pianificazione dello sviluppo di capacità e accumulo** delle reti in coerenza con gli obiettivi di rinnovabili del nuovo PER 2035
- **Modellazione integrata delle reti** rispetto alla **localizzazione degli energivori** esistenti e nuovi, per ottimizzazione dei carichi termici ed elettrici
- Sviluppo strumenti e modelli di **PPA** per crescita rinnovabili e stabilizzazione costi

# Scenari di transizione del QC per il nuovo PER 2035: **IL RUOLO DEGLI ATTORI**

## ➤ **Pianificazione coordinata tra PA e gestori delle reti energetiche:**

- Sviluppo nuove reti elettriche, H2, TLR, accumuli
- Retrofit reti esistenti del gas e immissione nuovi gas rinnovabili
- Investimenti corrispondenti
- Verifica dei tempi di esecuzione degli investimenti rispetto alla roadmap di piano

## ➤ **Coinvolgimento attivo gestori nella definizione del nuovo PER 2035:**

- Condivisione e raccolta dei rispettivi piani di sviluppo, dei piani straordinari, degli obiettivi e delle criticità
- Definizione delle soluzioni integrate per:
  - di pianificazione
  - gestione
  - nuovi modelli di business e contratti per sinergia tra domanda (imprese, cittadini) offerta

# GRAZIE dell'attenzione

Ing. Arch. G. Claudia R. Romano  
Dirigente – ENERGIA ED ECONOMIA VERDE

D.G. Conoscenza Ricerca Lavoro Imprese

**[Giovanna.romano@regione.emilia-romagna.it](mailto:Giovanna.romano@regione.emilia-romagna.it)**