



we move
rsearch

La transizione energetica e l'adeguamento delle reti di distribuzione: punti aperti, costi e opportunità

Diana Moneta

Vice Direttore dipartimento Sviluppo Sistemi Energetici

RSE e il supporto alla pianificazione del sistema energetico

**Tavolo
decarbonizzazione
Presidenza del
Consiglio**
2016



PNIEC 1.0
2019



✓ **Strategia Nazionale
Idrogeno**
✓ **Comitato
Interministeriale
Transizione Ecologica**
✓ **Burden sharing
regionale FER**
2021-2022



PNIEC 2.0
2024



2017
**Strategia
Energetica
Nazionale**

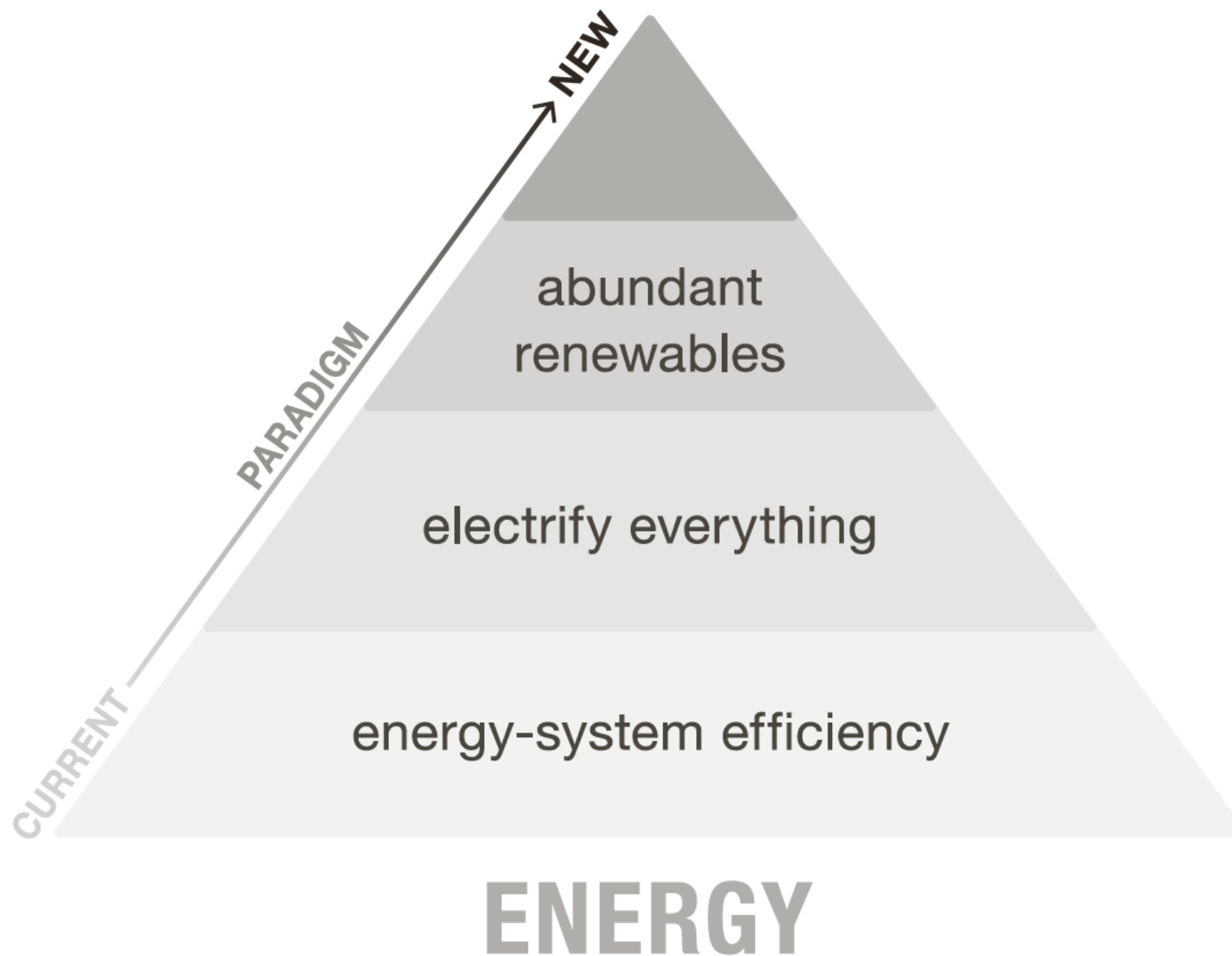


2020
**Long
Term
Strategy**



2023
**PNIEC 2.0
(draft)**

Gli scenari
non sono
previsioni



[E4ALL]

Obiettivi e risultati FER nello scenario PNIEC 2030 2.0



Bozza inviata dal
Governo alla
Commissione nel
giugno 2023

Energie rinnovabili	Dato rilevato	PNIEC 2023: Scenario di riferimento	PNIEC 2023: Scenario di policy	Obiettivi FF55 RepowerEU
	2021	2030	2030	2030
Quota di energia da FER nei consumi finali lordi di energia	19%	27%	40%	38,4% - 39%
Quota di energia da FER nei consumi finali lordi di energia nei trasporti (criteri di calcolo RED 3)	8%	13%	31%	29% **
Quota di energia da FER nei consumi finali lordi per riscaldamento e raffreddamento	20%	27%	37%	29,6% * - 39,1%
Quota di energia da FER nei consumi finali del settore elettrico	36%	49%	65%	non previsto
Quota di idrogeno da FER rispetto al totale dell'idrogeno usato dell'industria	0%	3%	42%	42% *



a politiche correnti

* vincolante per lo Stato membro

** vincolante per gli operatori economici

Elementi chiave alla base dello scenario PNIEC 2030 2.0



☐ Settore Residenziale e Terziario

- ✓ Ristrutturazione degli edifici: **3 milioni di abitazioni ristrutturate**, con **pompa di calore** come tecnologia principale di riscaldamento
- ✓ Installazione di **pompe di calore alta temperatura** in sostituzione di caldaie per **1,4 milioni di abitazioni non ristrutturate**
- ✓ **Elettificazione** dei servizi **ACS e cottura cibi** nelle abitazioni con riscaldamento già elettrificato
- ✓ Efficientamento energetico degli **edifici pubblici**

☐ Settore Trasporti

- ✓ Veicoli elettrici: **4,3 milioni auto BEV + 2,3 milioni auto PHEV + 500mila veicoli commerciali leggeri BEV**
- ✓ Riduzione domanda di mobilità persone per incremento **smart working**
- ✓ **Shift modale** passeggeri / merci verso TPL / treno

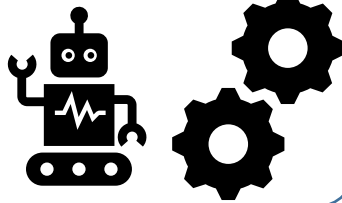
☐ Settore Industria

- ✓ Incremento dell'**efficienza energetica** da potenziamento Certificati Bianchi e Industria 4.0
- ✓ Utilizzo della **Carbon Capture and Storage (CCS)** per **4 MtCO₂/anno**
- ✓ **3 GW di elettrolizzatori** per la produzione di idrogeno verde

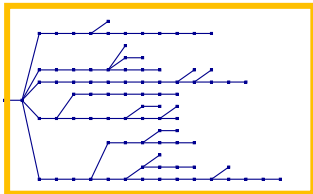
☐ Sviluppo delle **fonti rinnovabili** elettriche, termiche e nei trasporti



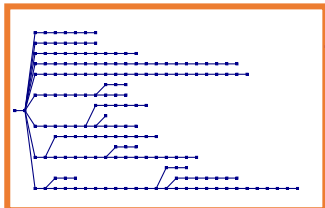
Synthetic
network
generator



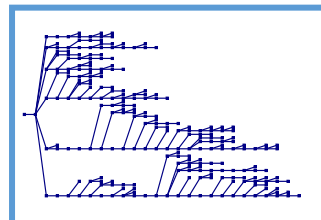
Intermediate network



Urban networks

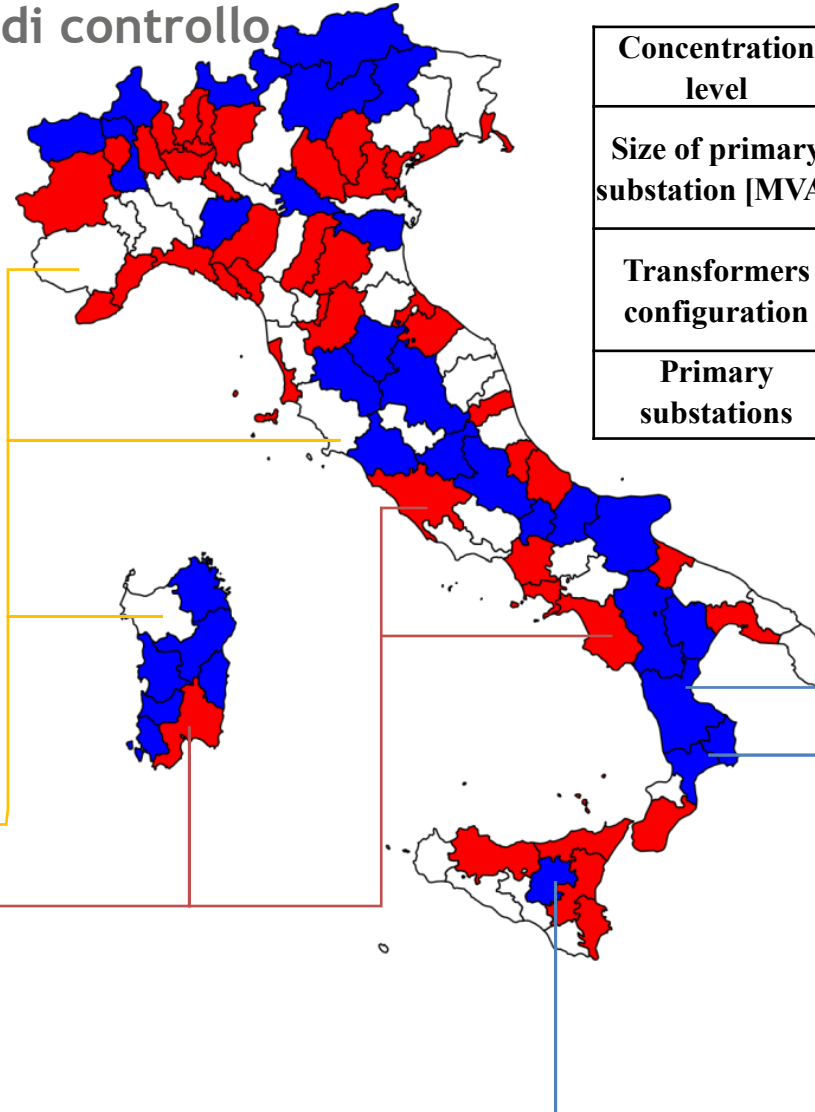


Rural network



Stima rinforzo reti distribuzione: *reti artificiali* (SARA-Strumento Analisi Reti Attive)

Creazione reti, assegnazione Generazione distribuita e carico, profili; sistemi di controllo



Concentration level	Low				Medium			High		
Size of primary substation [MVA]	16	25	32	50	32	50	80	80	126	252
Transformers configuration	1 × 16	1 × 25	2 × 16	2 × 25	2 × 16	2 × 25	2 × 40	2 × 40	2 × 63	4 × 63
Primary substations	254	91	153	363	154	233	287	371	164	49

12 giorni caratteristici (feriale/ sabato/festivo, primavera/estate/autunno/inverno)

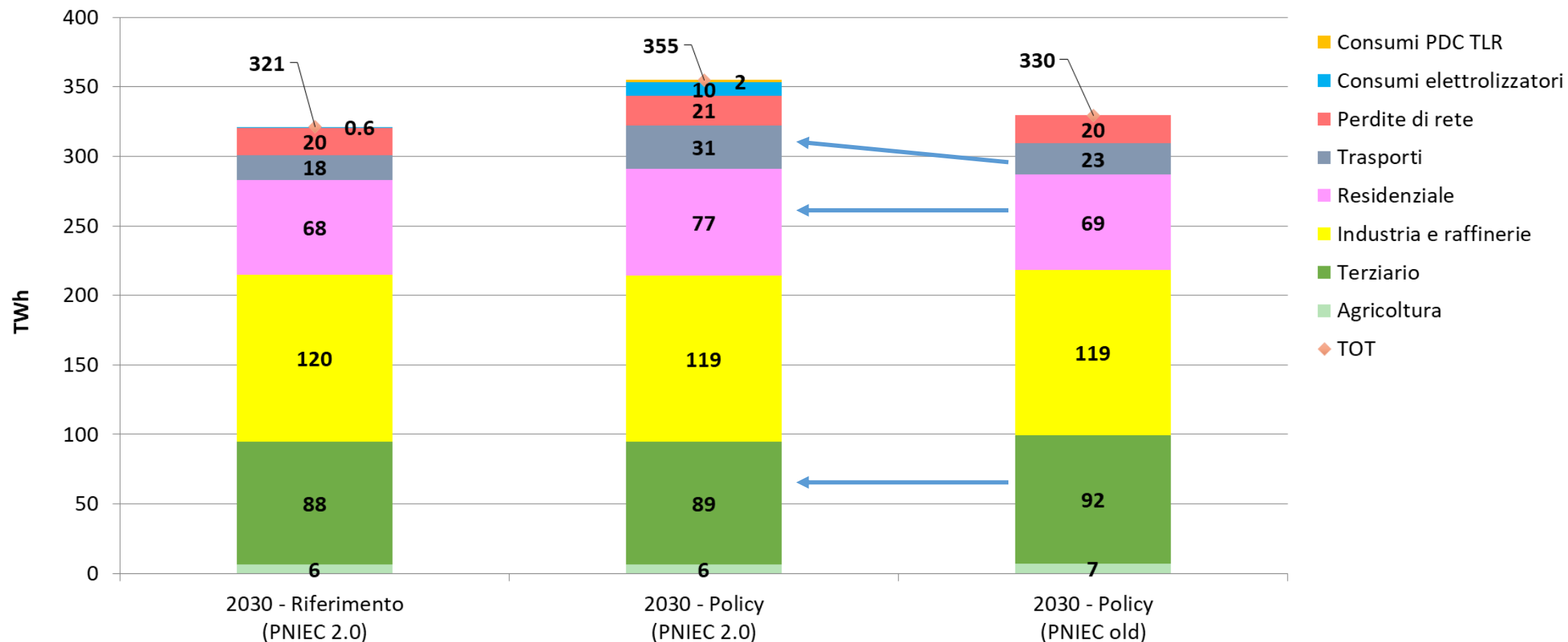
Modello *baseline* (3900 reti)
validato con dati pubblici



Scenari
carico, GD
(PNIEC old)

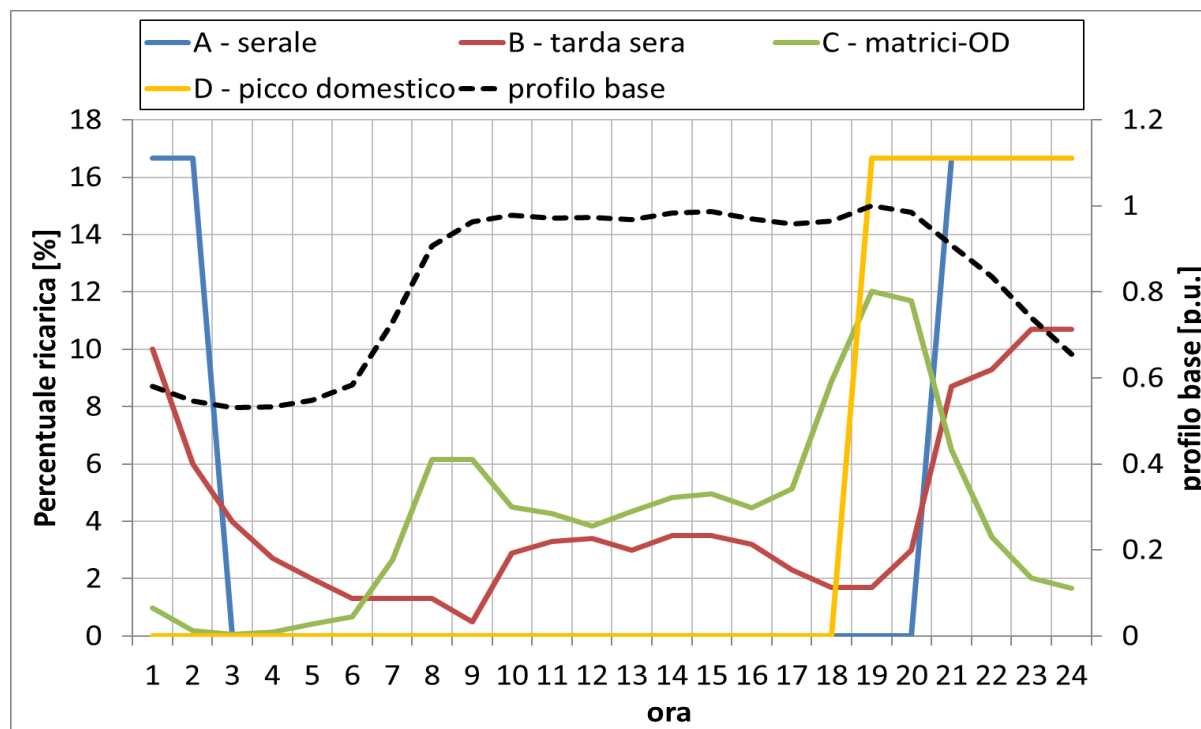


Richiesta di energia elettrica sulla rete



bozza

- **penetrazione dei veicoli elettrici** rispetto al parco circolante (limitazioni alla circolazione; correlazione tra % EV e il PIL pro capite dell'area)
- **numero e tipologia delle infrastrutture di ricarica** (lenta/accelerata/veloce...; presenza di box/posti auto privati, parcheggi di corrispondenza, ...)
- **profilo di ricarica** (percorrenza del veicolo, abitudini del guidatore, presenza di IdR private/accessibili al pubblico)



6 milioni di EV (BEV+PHEV) al 2030:
da un minimo di circa 240 M€
a un massimo di circa 2'040 M€
[aggiuntivo rispetto a BaU]

Risultati impatto veicoli elettrici - Rete MT

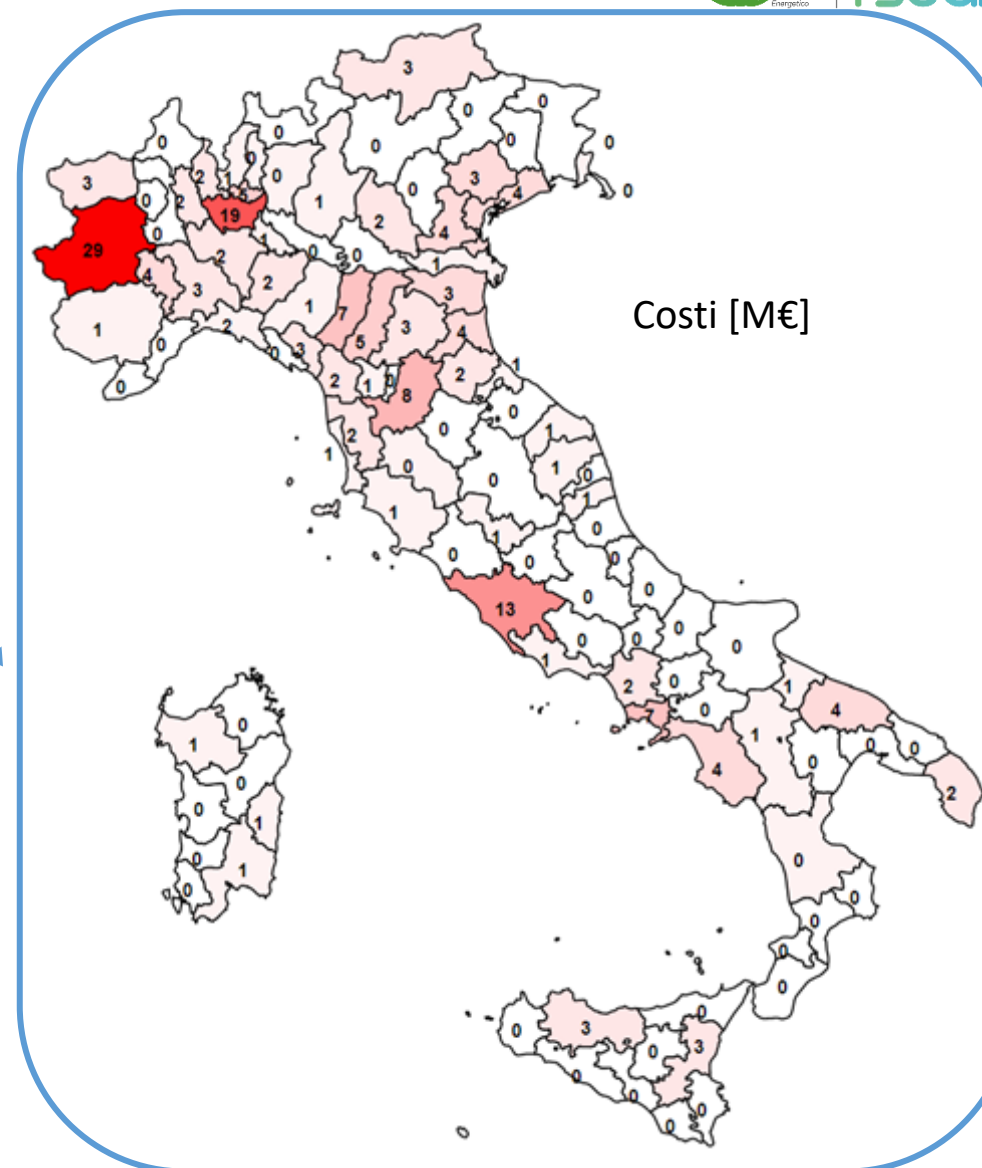
Ipotesi:

- Veicoli distribuiti in proporzione alle immatricolazioni
- Penetrazione 15% (PNIEC 1.0)
- Consumo giornaliero 5 kWh

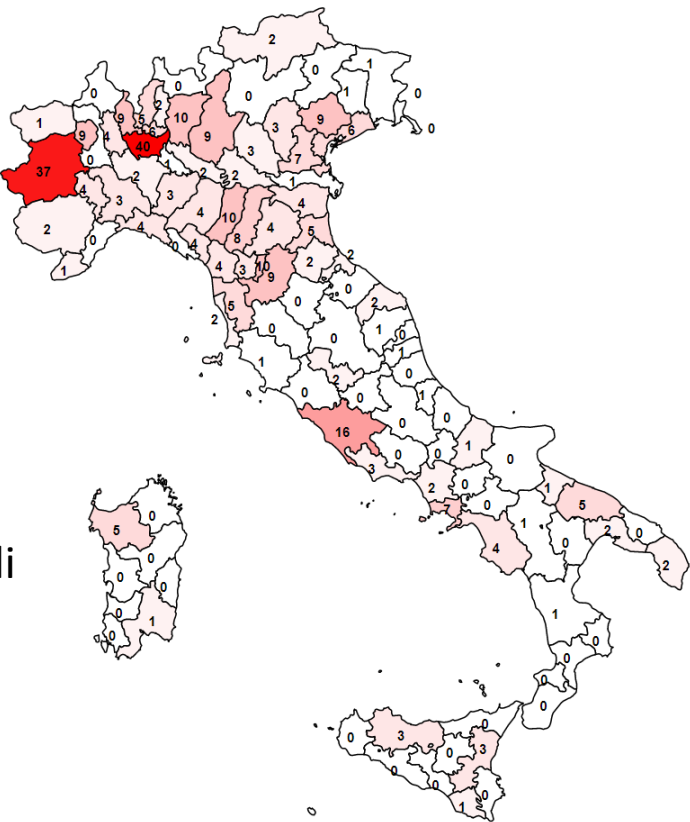
Risultati:

- I costi di rinforzo si concentrano nelle aree metropolitane
- L'impatto dipende fortemente dal profilo di assorbimento

Profilo ricarica	Potenza di picco	Costi [M€]			
	[GW]	Trafo AT/MT	Linee MT per violazioni di corrente	Linee MT per violazioni di tensione	Totale
Assorbimento notturno	3.3	0	16	4	18
Assorbimento intermedio	3.7	0	171	21	190
Assorbimento serale	5.1	0	300	31	331

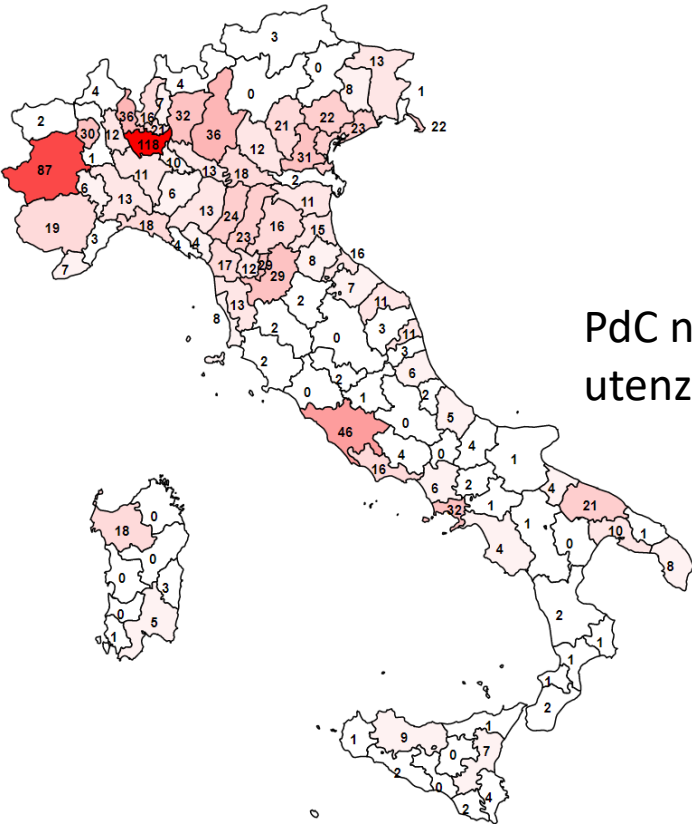


PdC nel 17% delle
utenze residenziali



[Mil€]

PdC nel 50% delle
utenze residenziali



Penetrazione [%]	Numero [milioni]	Incremento del picco [GW]	Trafo [M€]	Linee per violazioni di corrente [M€]	Linee per violazioni di tensione [M€]	Totale [M€]
17	4.4	4.4	7	303	25	334
50	13	13	33	1122	55	1210

Capacità FER elettriche nello scenario PNIEC 2030 (2.0)



MW	2020	2021	2025	2030
Idrica*	19.106	19.172	19.172	19.172
Geotermica	817	817	954	1.000
Eolica	10.907	11.290	17.314	28.140
- di cui off shore	0	0	300	2.100
Bioenergie	4.106	4.106	3.777	3.052
Solare	21.650	22.594	44.848	79.921
- di cui a concentrazione	0	0	300	873
Totale	56.586	57.979	86.065	131.285

+73,3 GW vs 2021
+34 GW vs PNIEC old

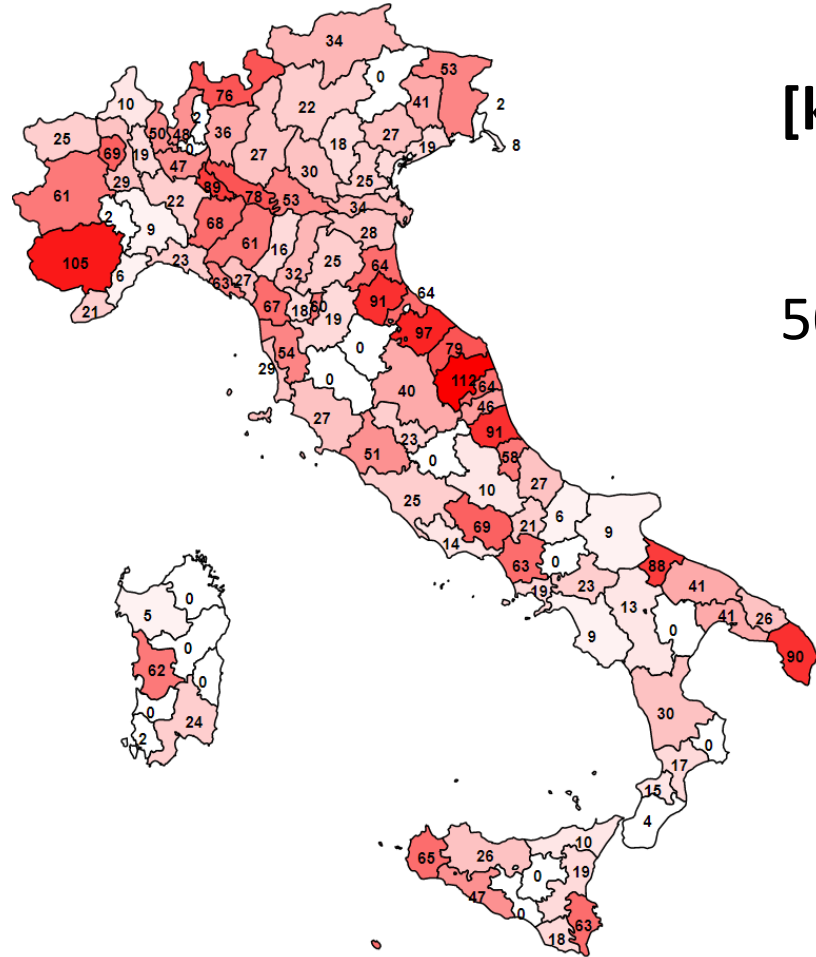
**sono esclusi gli impianti di pompaggio puro e misto*

Bozza burden sharing regionale delle FER elettriche

Nuova potenza FER in esercizio dal 1 gennaio 2022: **+80 GW** (PNIEC +73,3 GW)



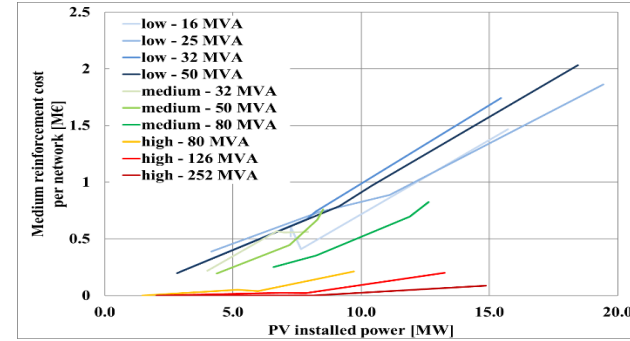
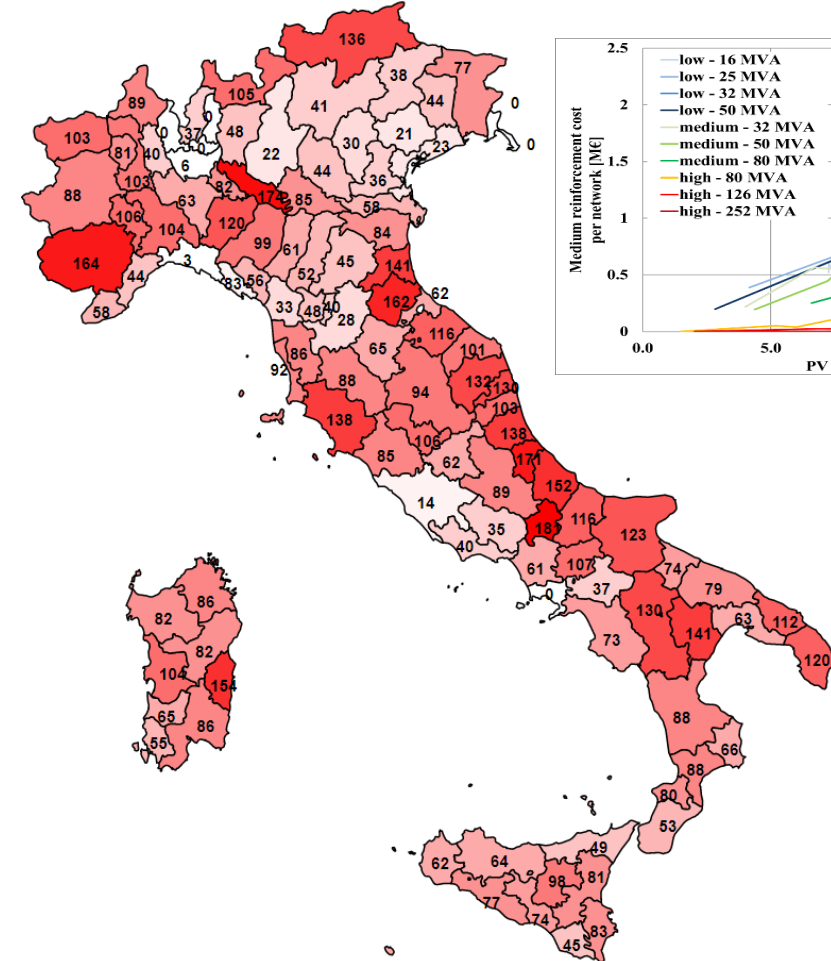
Scenari di aumento della generazione FV - costi unitari di rinforzo



[k€/MW FV]

50 GW totali

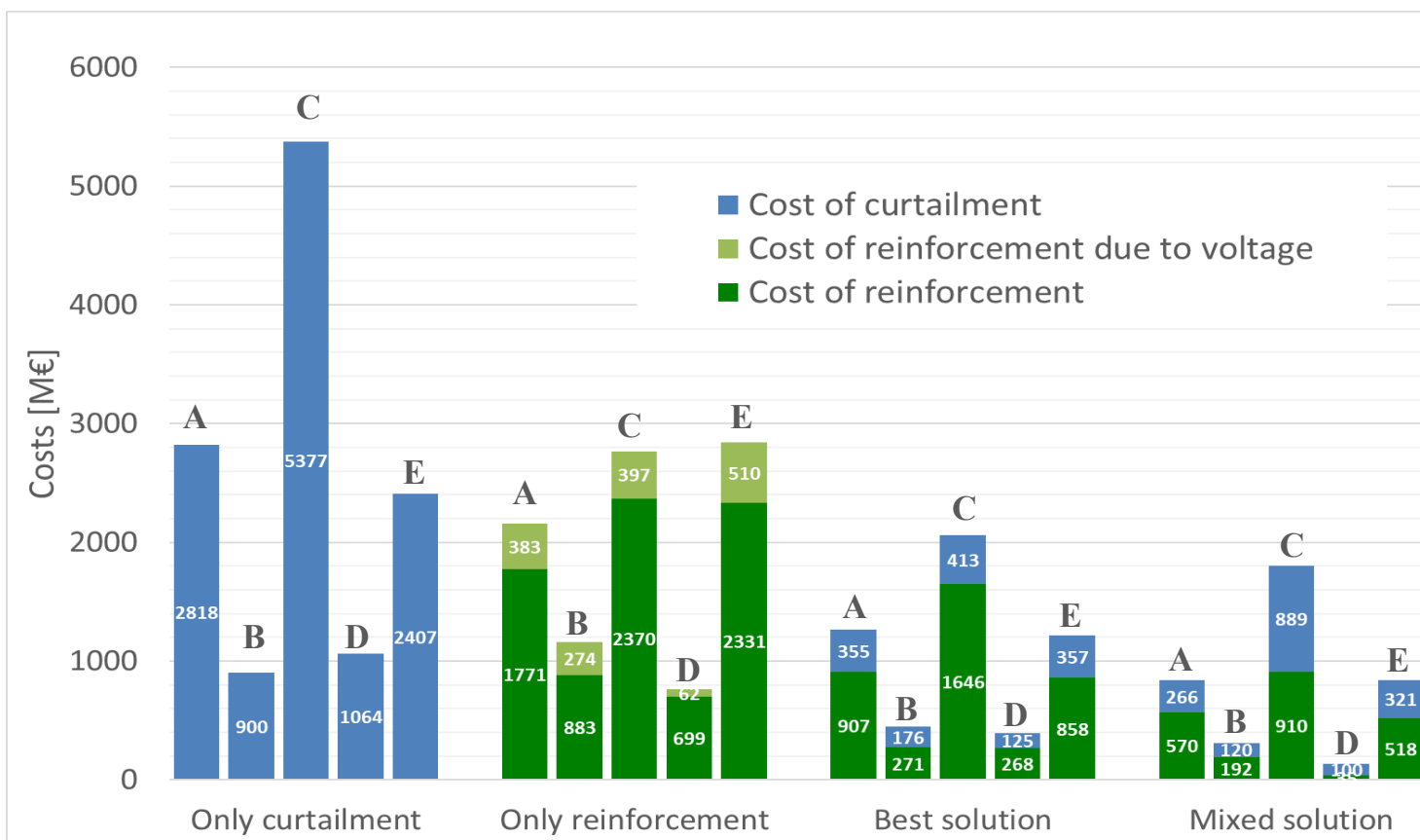
capacità degli impianti allocata in
proporzione al carico («PVLoad»)



capacità degli impianti allocata in
proporzione alla superficie provinciale e alle
ore equivalenti di produzione («PVSun»)

«Servizi locali di flessibilità»

Esempio: *curtailment* della potenza attiva. Il costo del curtailment è sostanzialmente un OPEX mentre quello del rinforzo è un CAPEX -> ipotesi sulla remunerazione per l'energia tagliata (50€/MWh) e sull'orizzonte temporale considerato (es. 10 anni).

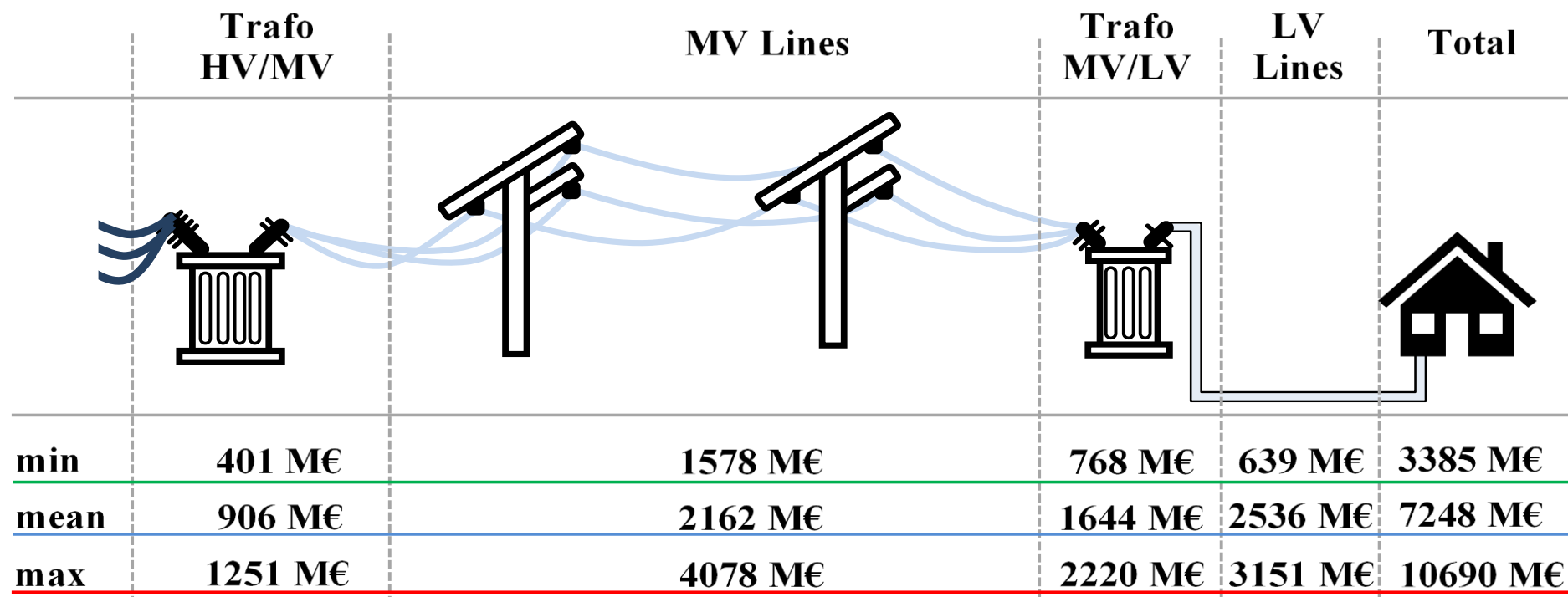


Direttiva 2019/944 – Dlgs 210/2021
ARERA 352/2021

acronym	scenario
A	PV BAU
B	PV Load
C	PV Area
D	HP+EV
E	PV BAU+HP+EV

per ogni rete viene scelta
opzione migliore tra
curtailment e rinforzo di rete

metodo di pianificazione che utilizza
contemporaneamente rinforzo e
curtailment



- L'ampiezza del *range* di costo è dovuta alle ipotesi degli scenari (profili di assorbimento EV,...), oltre che alle semplificazioni delle metodologie
- Sfida (anche) per i **componenti** di rete: efficienti, *smart*, compatti..

Alcuni riferimenti bibliografici

- Metodologie di analisi di reti attive: esempi applicativi, Rapporto RSE 17001180, <http://www.rse-web.it/documenti/documento/317473>
- Metodologie di analisi di reti attive: classificazione delle reti e schemi di partecipazione delle risorse distribuite, Rapporto RSE 18000902, <http://www.rse-web.it/documenti/documento/318059>
- Sviluppo della rete di distribuzione: modello di rete e definizione degli scenari, Rapporto RSE 20000148, <http://www.rse-web.it/documenti/documento/319121>
- Confronto tecnico-economico delle alternative di sviluppo al 2030 della rete di distribuzione, Rapporto RSE 21009865
<https://www.rse-web.it/rapporti/confronto-tecnico-economico-delle-alternative-di-sviluppo-al-2030-della-rete-di-distribuzione/>
- RSE, Edyna, Alperia, “EV Diffusion Impact Assessment on Distribution Networks of South Tyrol”
<https://www.rse-web.it/pubblicazioni/ev-diffusion-impact-assessment-on-distribution-networks-of-south-tyrol/>
- Use of Historical Data for the Estimation of Distribution Network Expansion in Future Decarbonization Scenarios, <https://ieeexplore.ieee.org/document/9241121/metrics#metrics>
- Creation of the Italian Distribution System Scenario by Using Synthetic Artificial Networks, <https://ieeexplore.ieee.org/document/9241109/metrics#metrics>
- Generation of artificial distribution networks for the evaluation of advanced control solutions, <https://ieeexplore.ieee.org/document/8240489>

Grazie per l'attenzione

Diana Moneta

diana.moneta@rse-web.it

www.rse-web.it

•

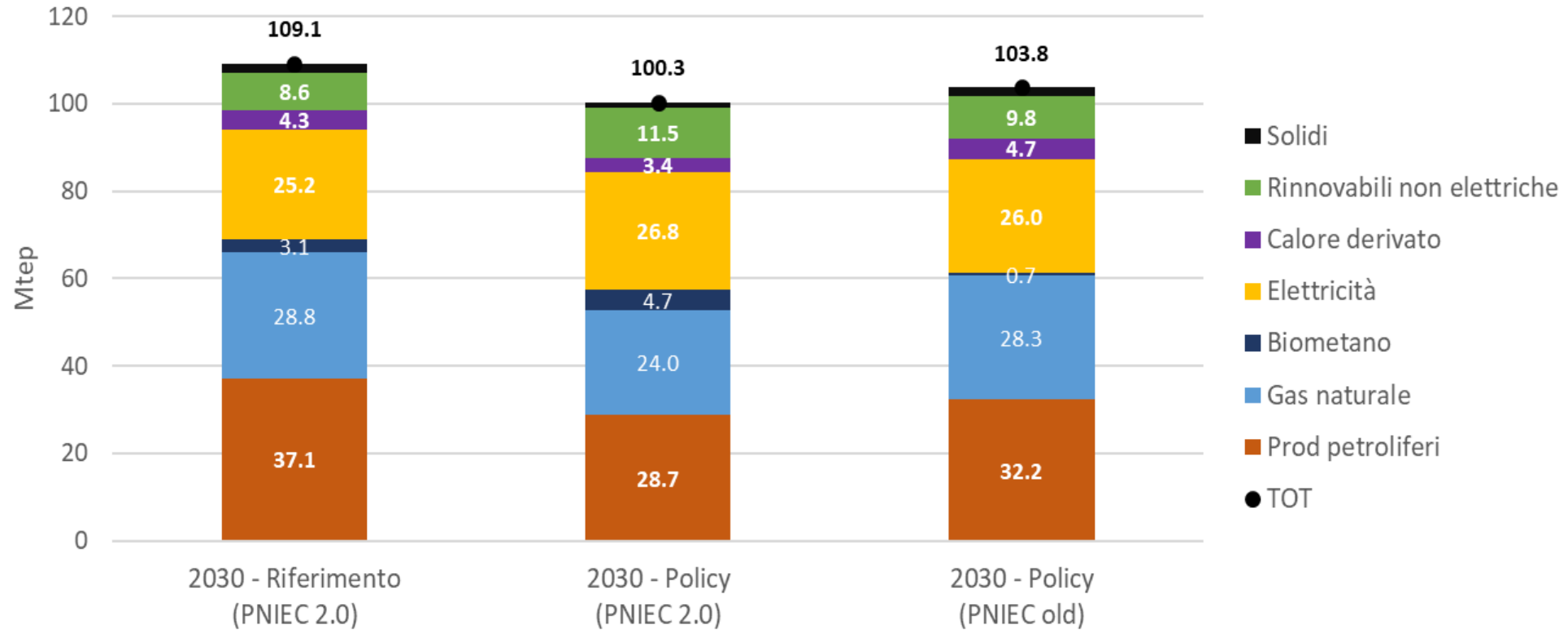
Questo lavoro è stato finanziato dal Fondo per la Ricerca di
Sistema Elettrico in ottemperanza al Decreto del Ministro dello
Sviluppo Economico 16 aprile 2018

Materiale aggiuntivo



Consumi Finali

Consumi finali per fonte - confronto al 2030 con vecchio PNIEC

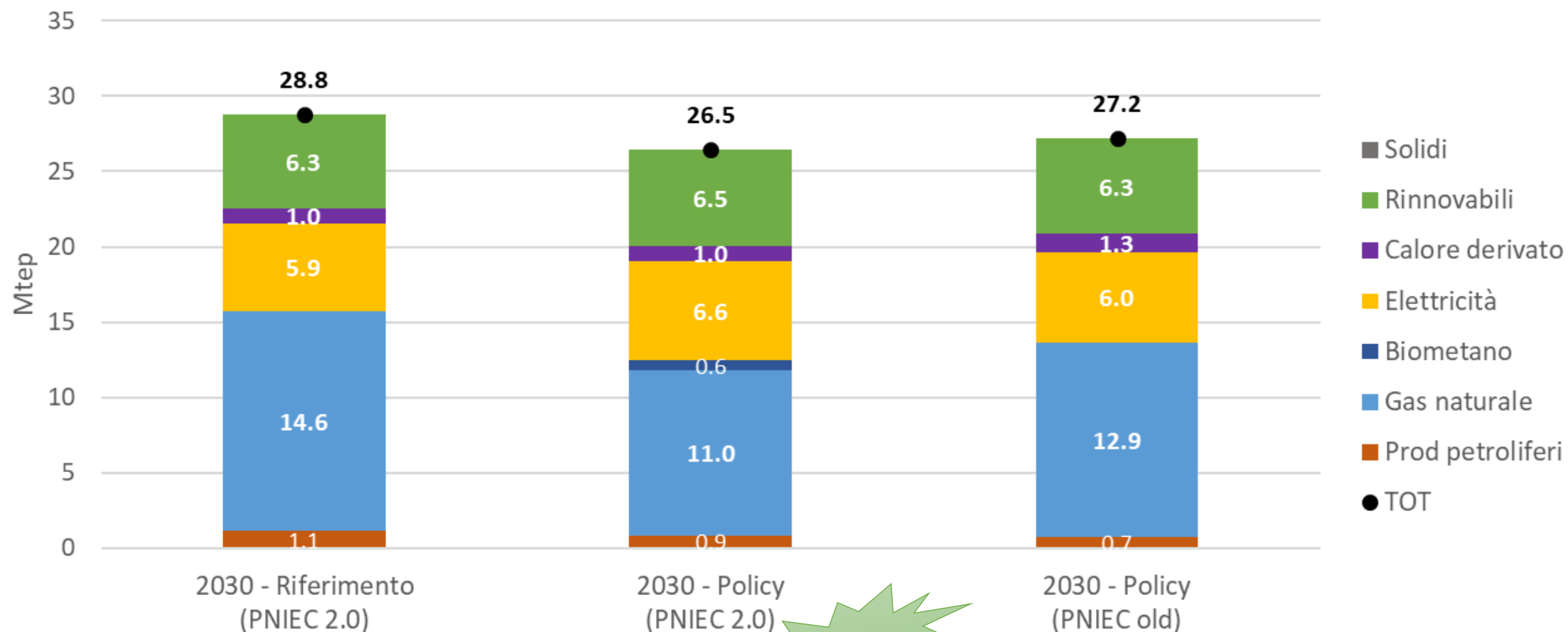


bozza



Settore Residenziale

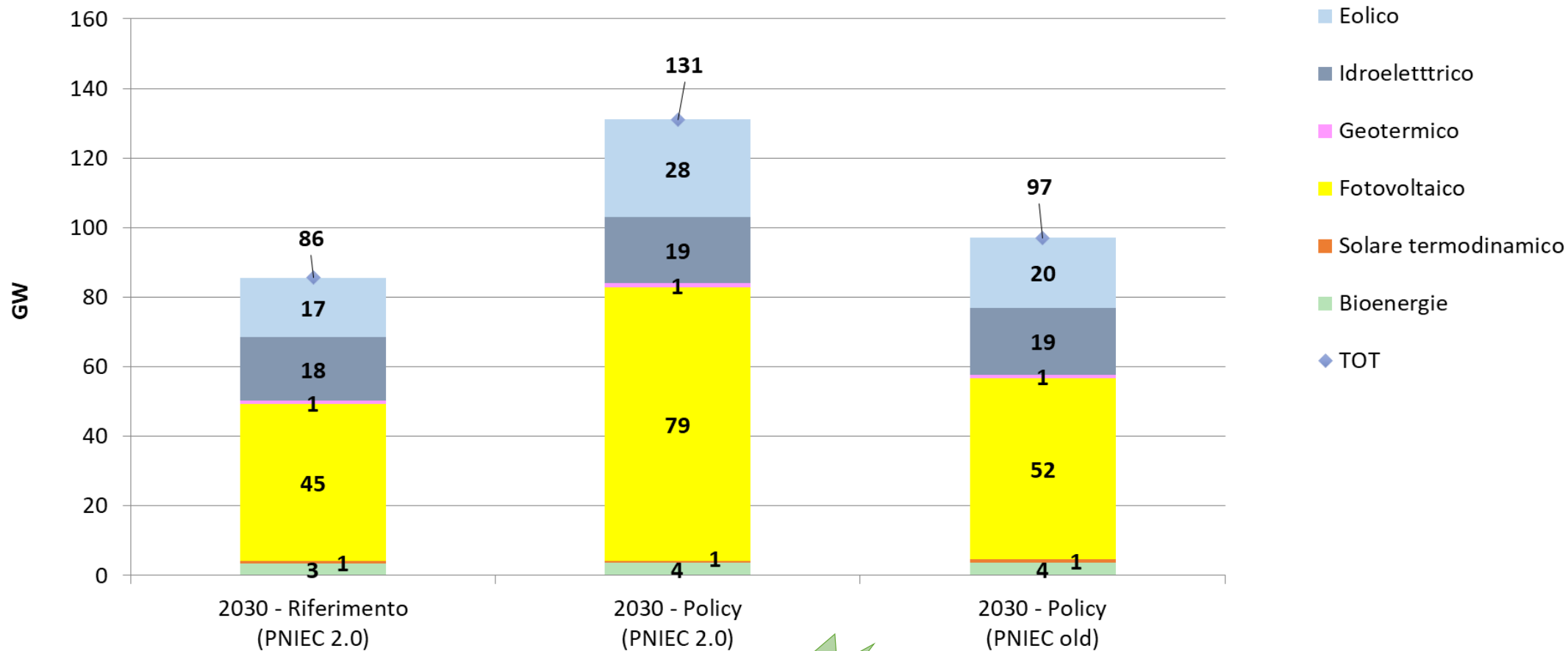
Consumi finali RESIDENZIALE per fonte - confronto con vecchio PNIEC



bozza



Capacità FER elettriche

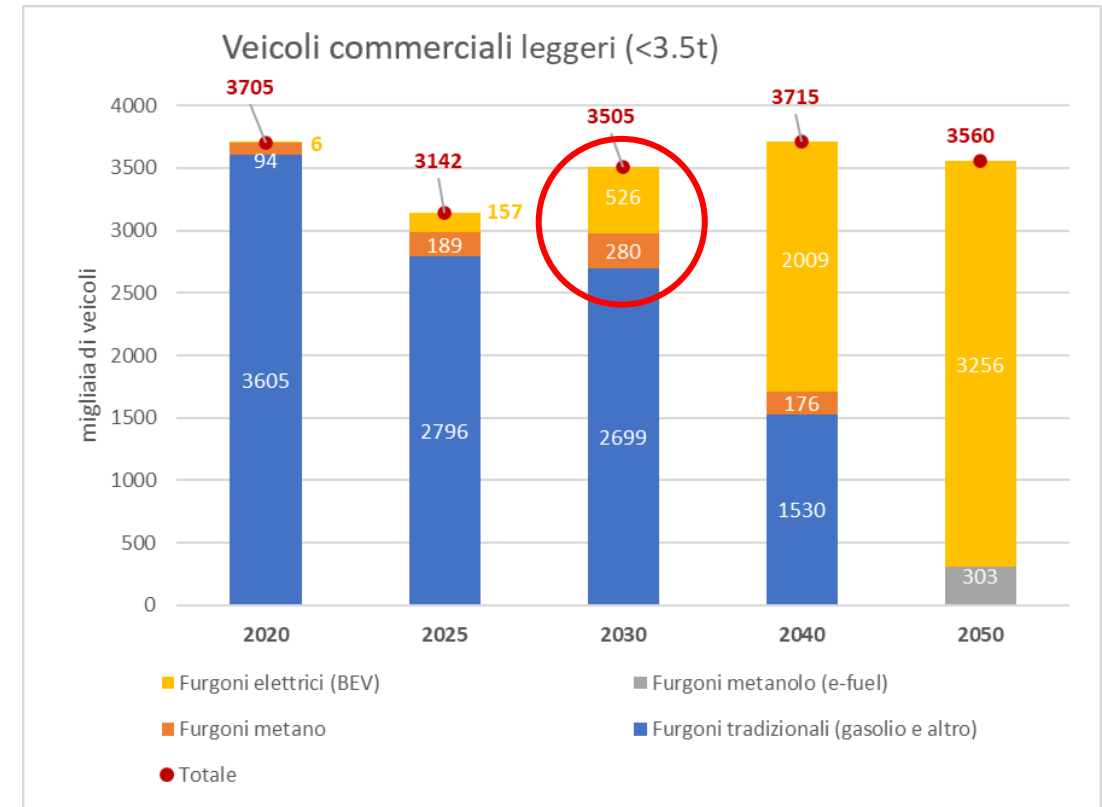
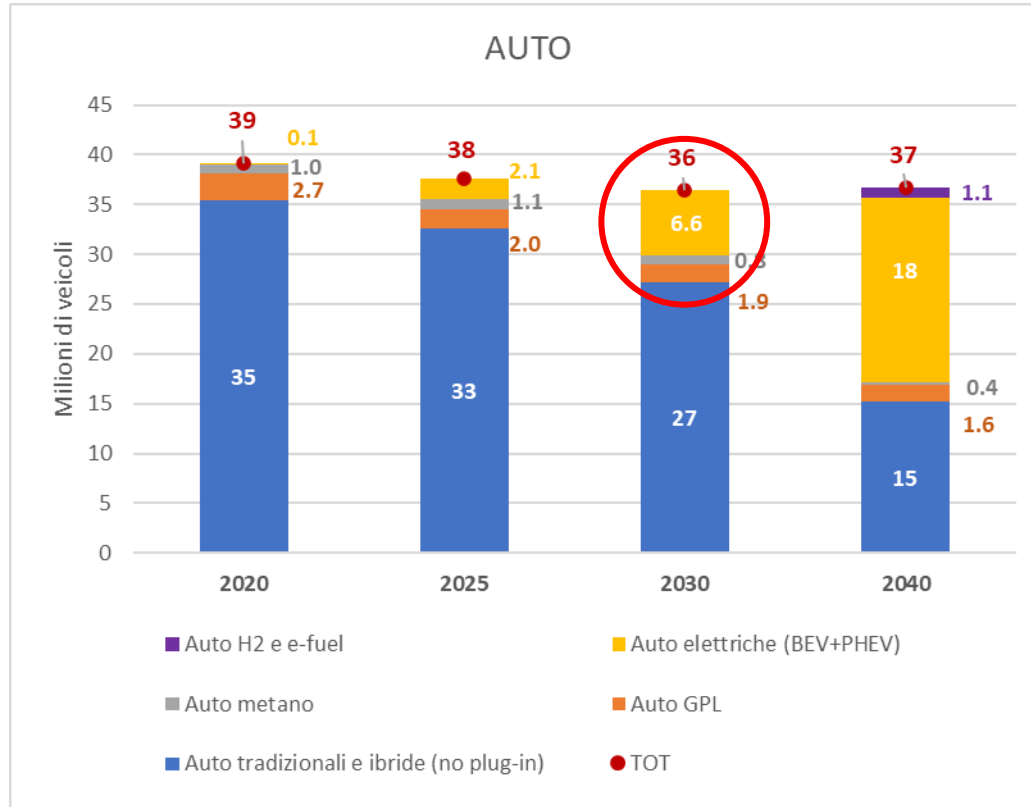


bozza



Trasporti - focus auto e veicoli commerciali leggeri

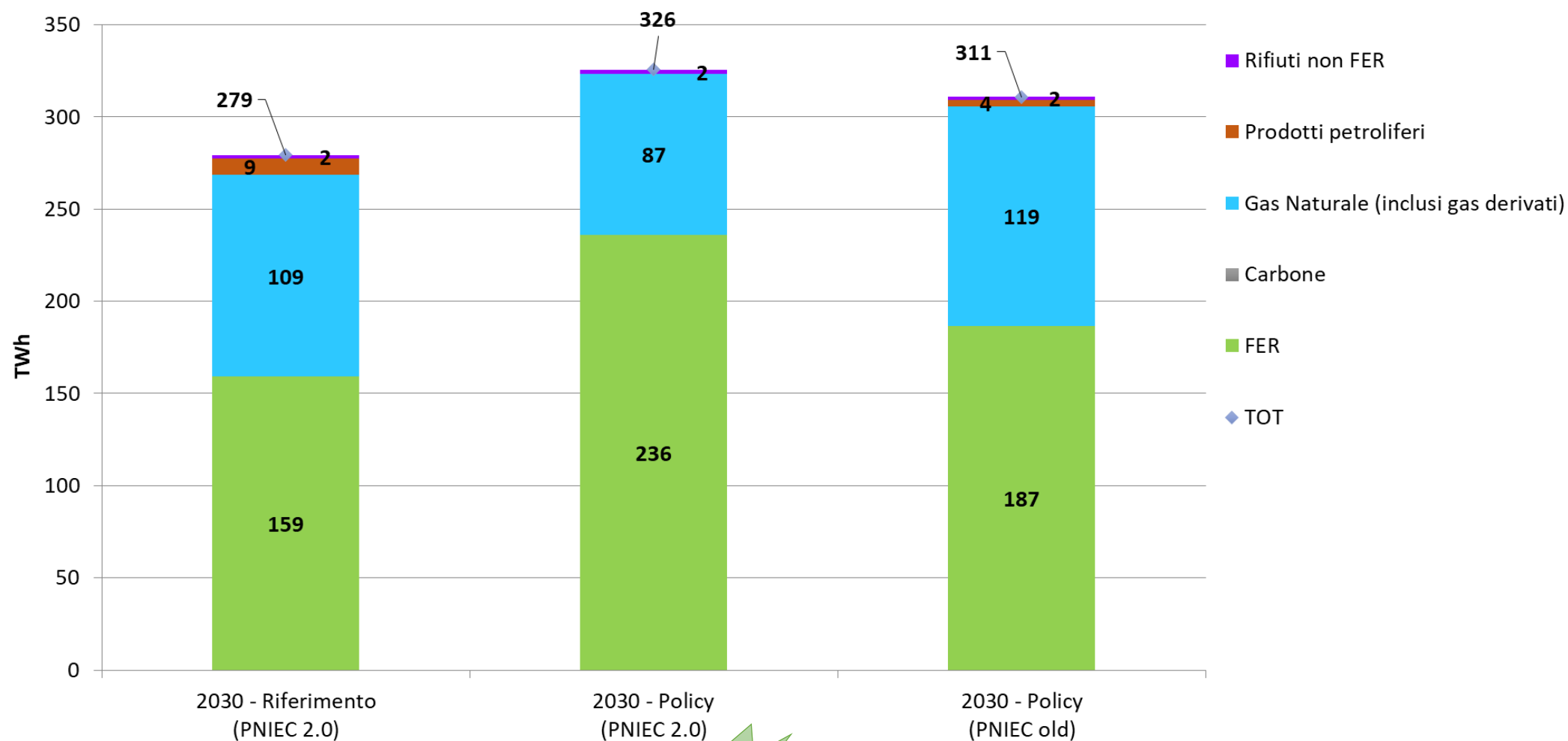
bozza



4,3 mln auto BEV + 2,3 mln auto PHEV + 526mila LCV BEV



Produzione netta di energia elettrica



bozza

Richieste di connessione a TERNA

Solare

Eolico on-shore

Eolico off-shore

Richieste di connessione (30/09/2023)

314.73 Potenza (GW)

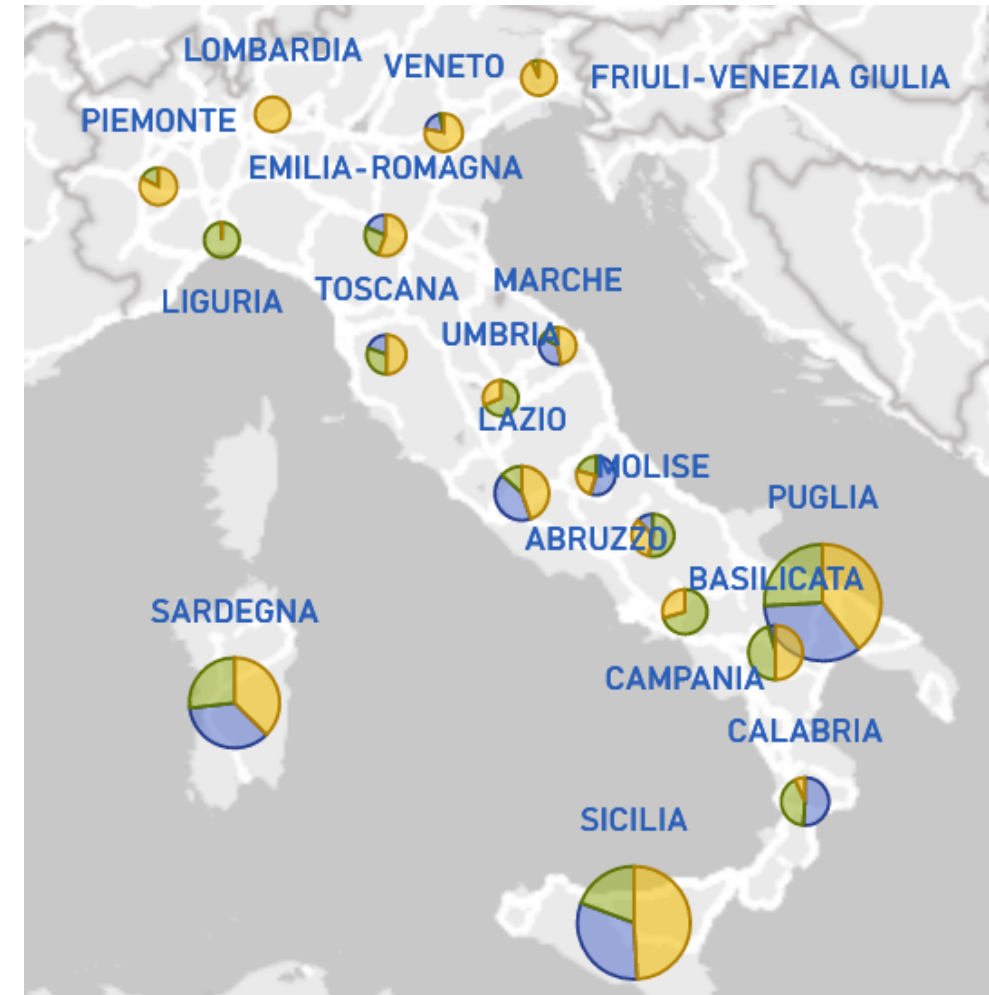
5138 Pratiche

● **135.94** GW (43.19%)
3300 Pratiche

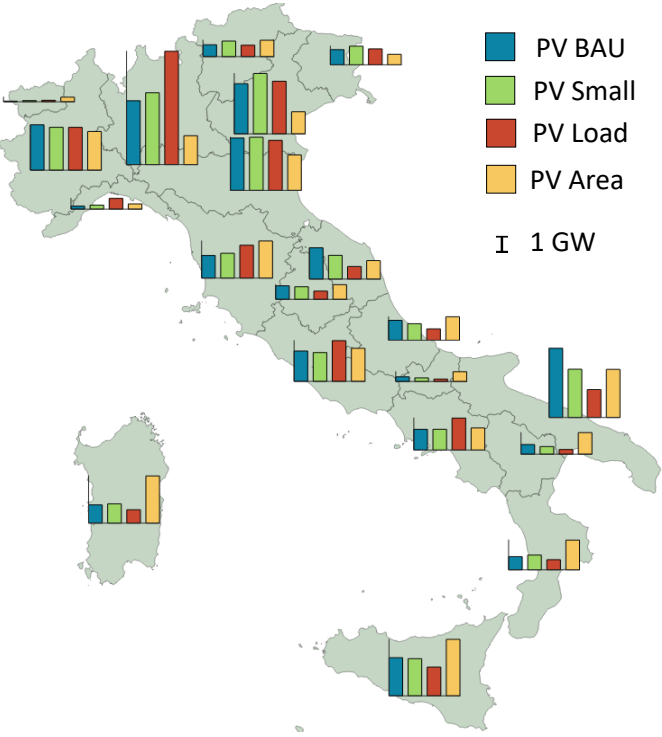
● **88.97** GW (28.27%)
1702 Pratiche

● **89.81** GW (28.54%)
136 Pratiche

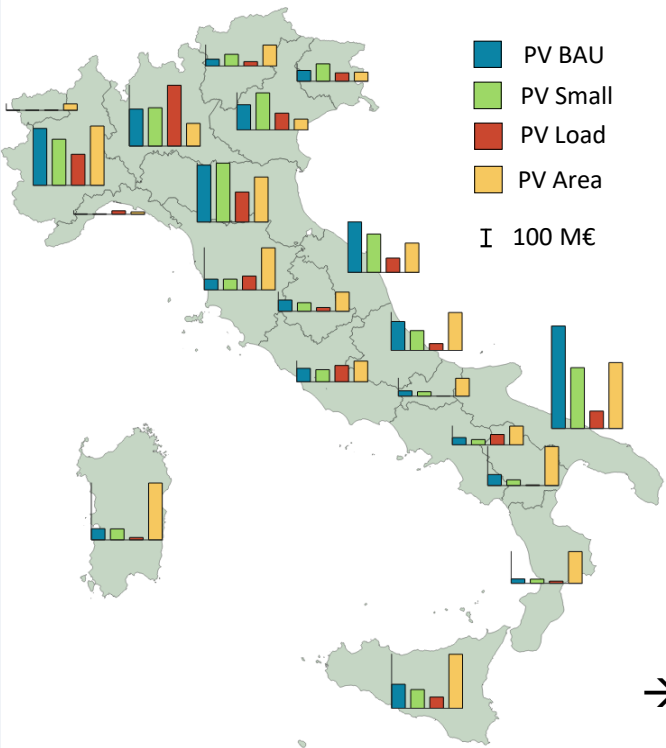
[Terna]



Scenario	Descrizione
PV BAU	Generazione aggiuntiva proporzionale alla distribuzione FV nel 2019
PV Small	Generazione aggiuntiva proporzionale alla distribuzione FV attuale, ma metà <i>rooftop</i>
PV Load	Generazione aggiuntiva proporzionale alla distribuzione di <i>carico</i> al 2019
PV Area	Generazione aggiuntiva proporzionale all'estensione provinciale e alla radiazione



Rinforzo di rete



Scenario	Costi rinforzo rete [M€]			
	Bassa concentrazione	Media concentrazione	Alta concentrazione	Total
PV BAU	1128	980	46	2155
PV Small	948	874	36	1859
PV Load	336	580	241	1157
PV Area	2470	299	0	2768

I costi sono superiori nelle aree a basso carico (sud Italia) e dove c'è già elevata presenza di GD (costa adriatica, pianura padana)

→ Connettere la nuova GD (FV) in aree urbane minimizza i costi di rinforzo rete