

# **Fabbisogno energetico nazionale: cenni storici, criticità recenti, ragioni per lo sviluppo di energie rinnovabili**

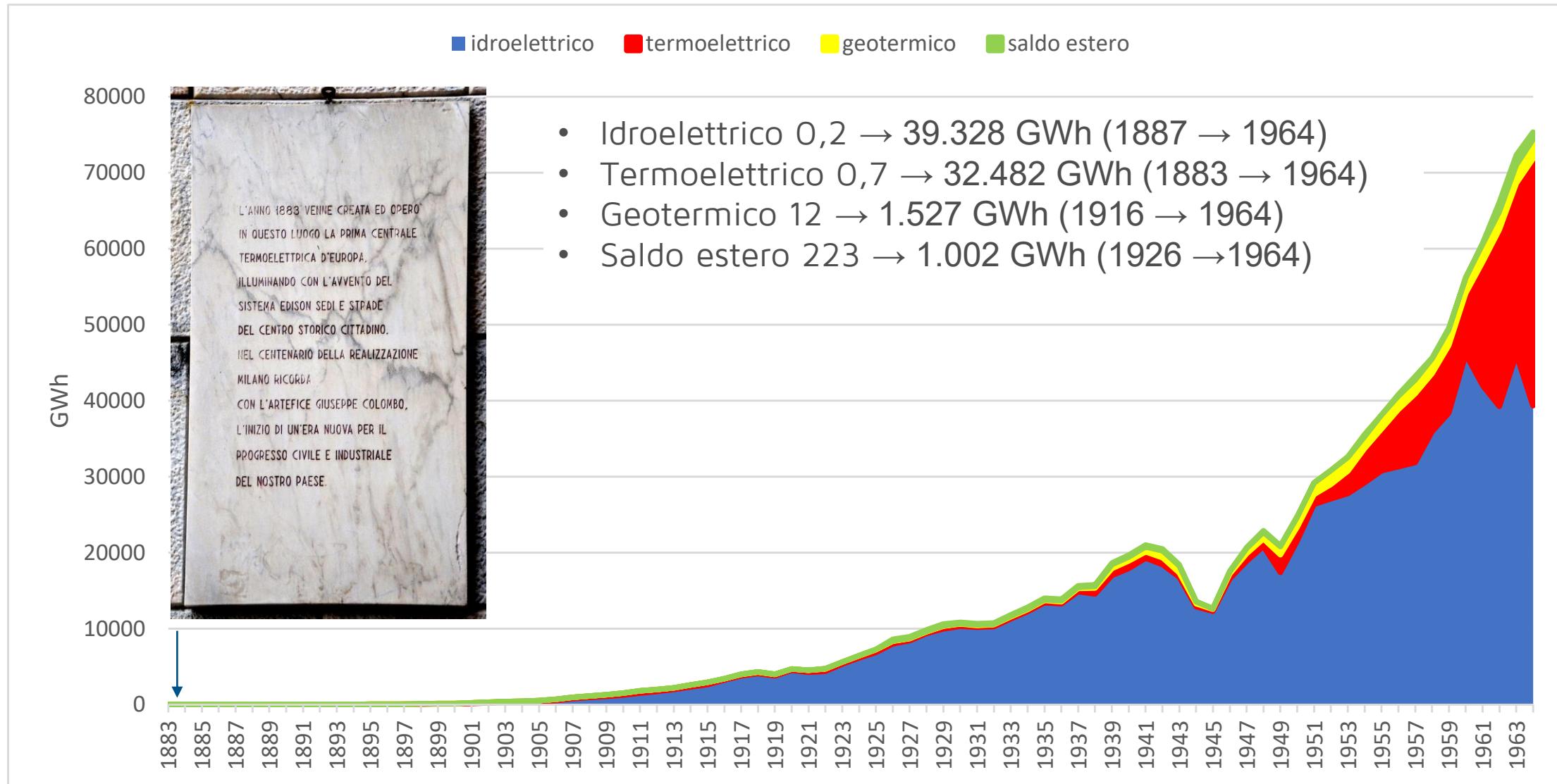
---

**Fabio Zanellini**

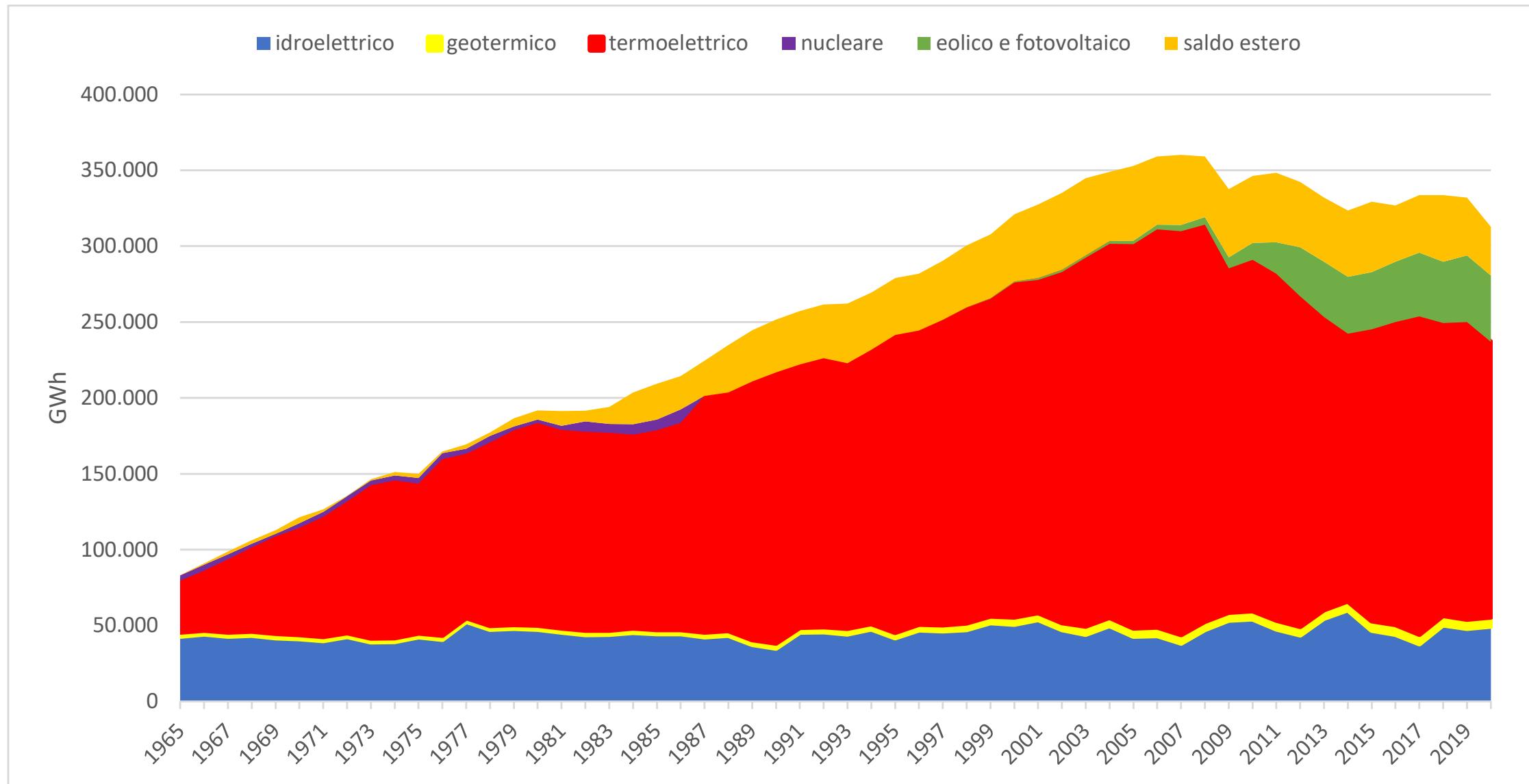
Responsabile Affari Normativi e Regolatori Falck Next Solutions

Convegno Federmanager, 21 aprile 2022

# Bilancio dell'energia elettrica in Italia dal 1883 al 1964.....

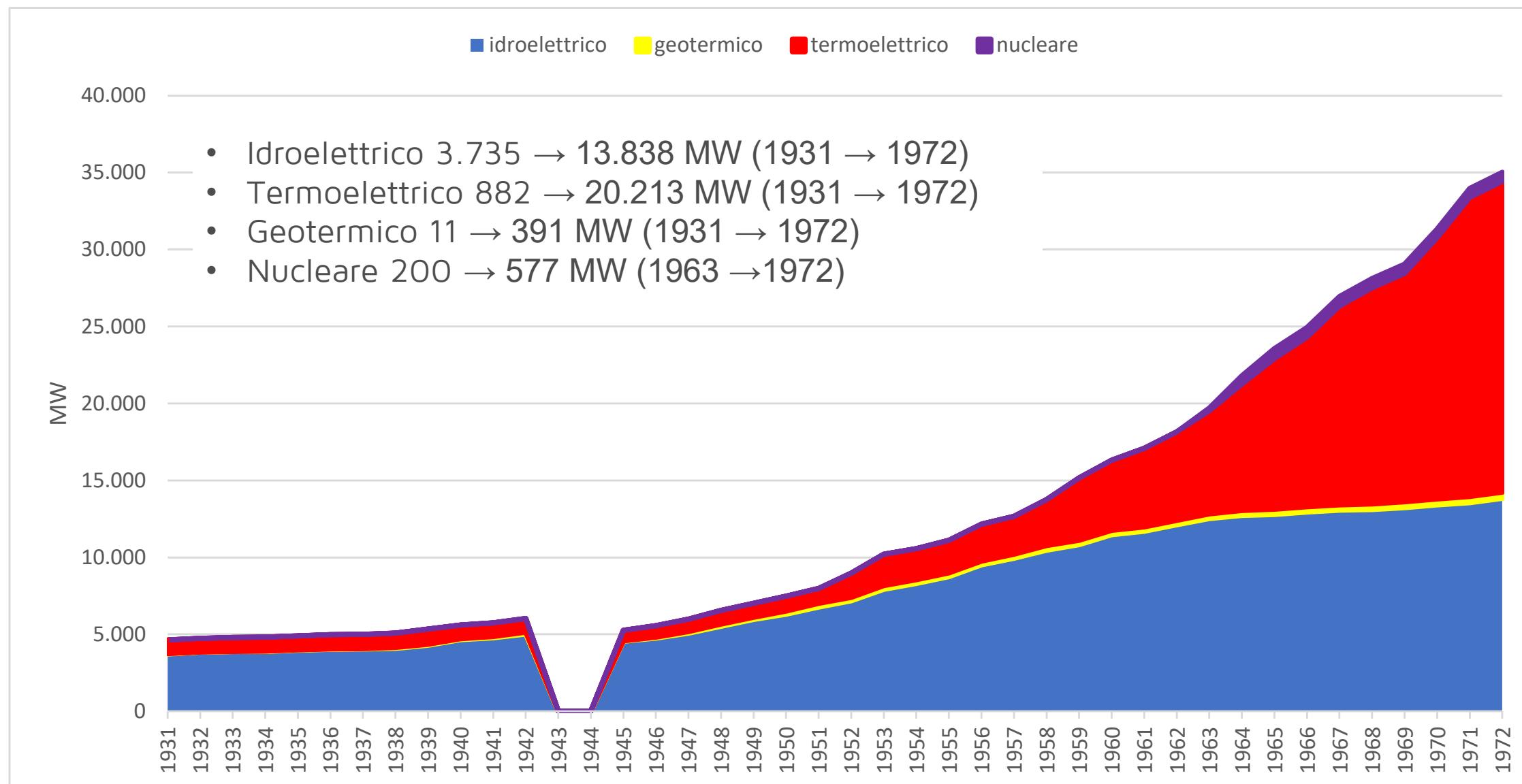


# .....e dal 1965 al 2020



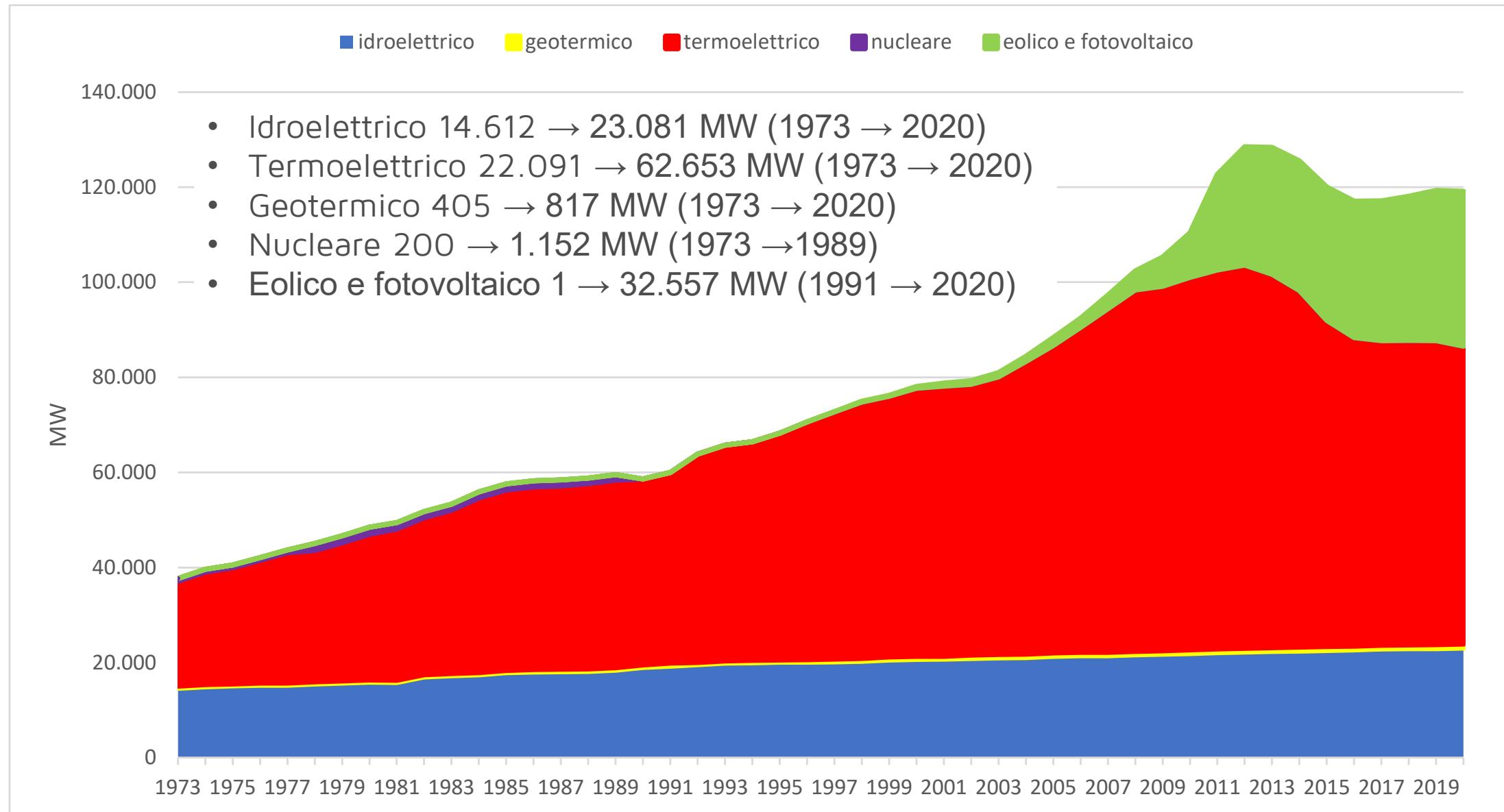
Fonte: Elaborazione FZ su dati Terna

# La potenza installata efficiente linda dal 1931 al 1972.....



Fonte: Elaborazione FZ su dati Terna

# .....e dal 1973 al 2020



Fonte: Elaborazione FZ su dati Terna

# Generazione distribuita.....“non rilevante”?

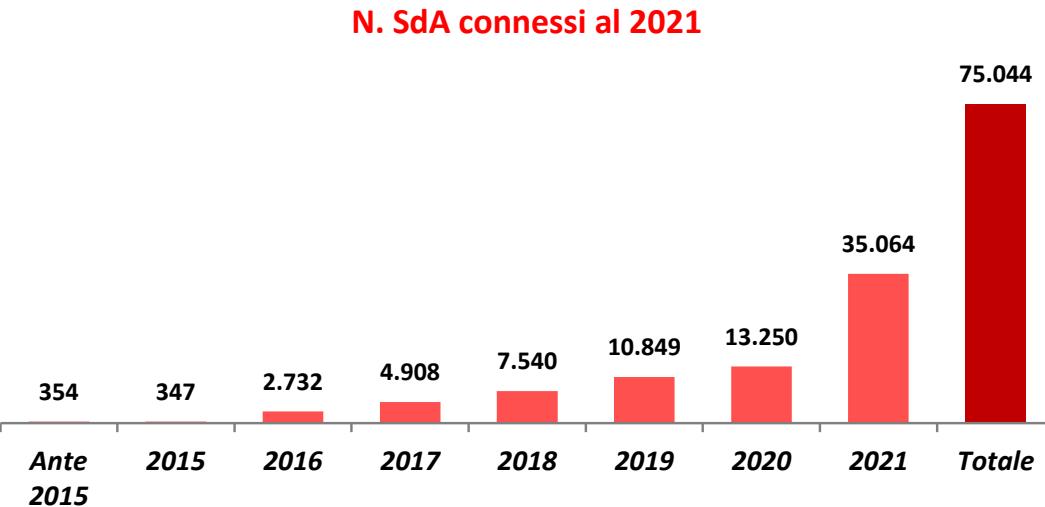
	Numero impianti	Potenza efficiente lorda (MW)	Produzione lorda (MWh)	Produzione netta (MWh)	
				Consumata in loco	Immessa in rete
<b>Idroelettrici</b>	4.034	3.097	10.360.174	300.785	9.883.853
<i>Biomasse, biogas e bioliquidi</i>	2.806	1.804	10.169.547	384.940	8.985.085
<i>Rifiuti solidi urbani</i>	26	91	280.752	65.430	168.644
<i>Fonti non rinnovabili</i>	3.094	2.664	11.281.765	9.159.243	1.769.343
<i>Ibridi</i>	41	75	320.648	124.675	176.624
<b>Totale termoelettrici</b>	5.967	4.634	22.052.711	9.734.289	11.099.695
<b>Geotermoelettrici</b>	1	1	1.916	0	1.088
<b>Eolici</b>	5.322	1.050	1.811.495	289	1.790.798
<b>Fotovoltaici</b>	880.043	19.797	22.430.006	4.681.379	17.416.250
<b>TOTALE</b>	<b>895.367</b>	<b>28.580</b>	<b>56.656.302</b>	<b>14.716.741</b>	<b>40.191.684</b>

**Tabella B:** Dati relativi agli impianti di GD-10 MVA

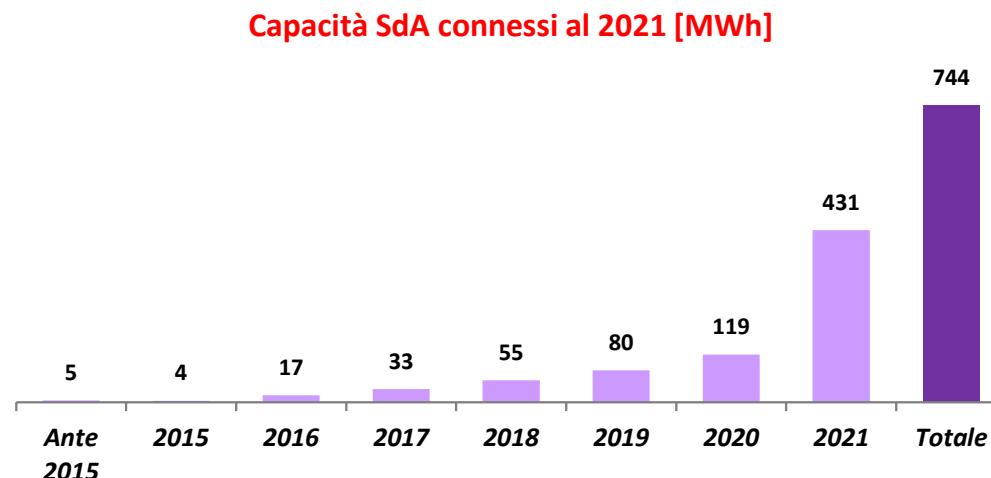
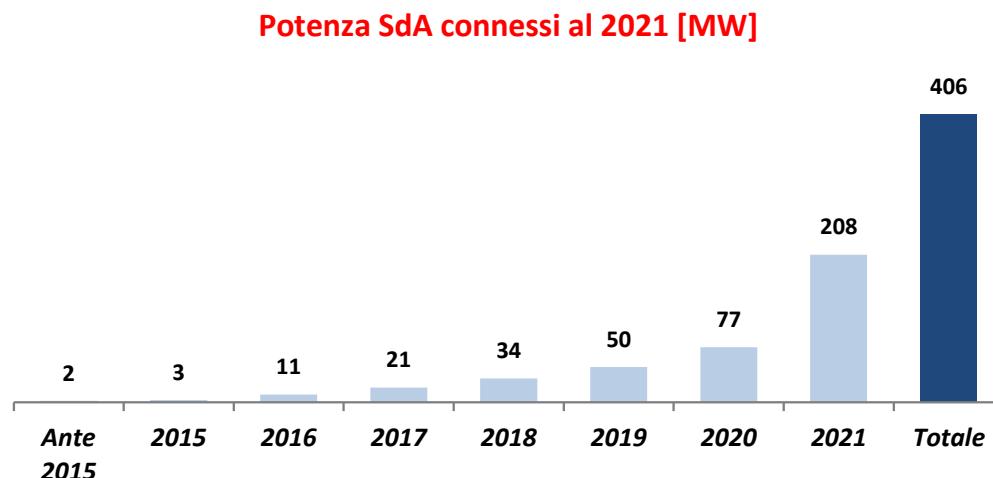
Fonte: Relazione 356/2021 Arera

# E i sistemi di accumulo?

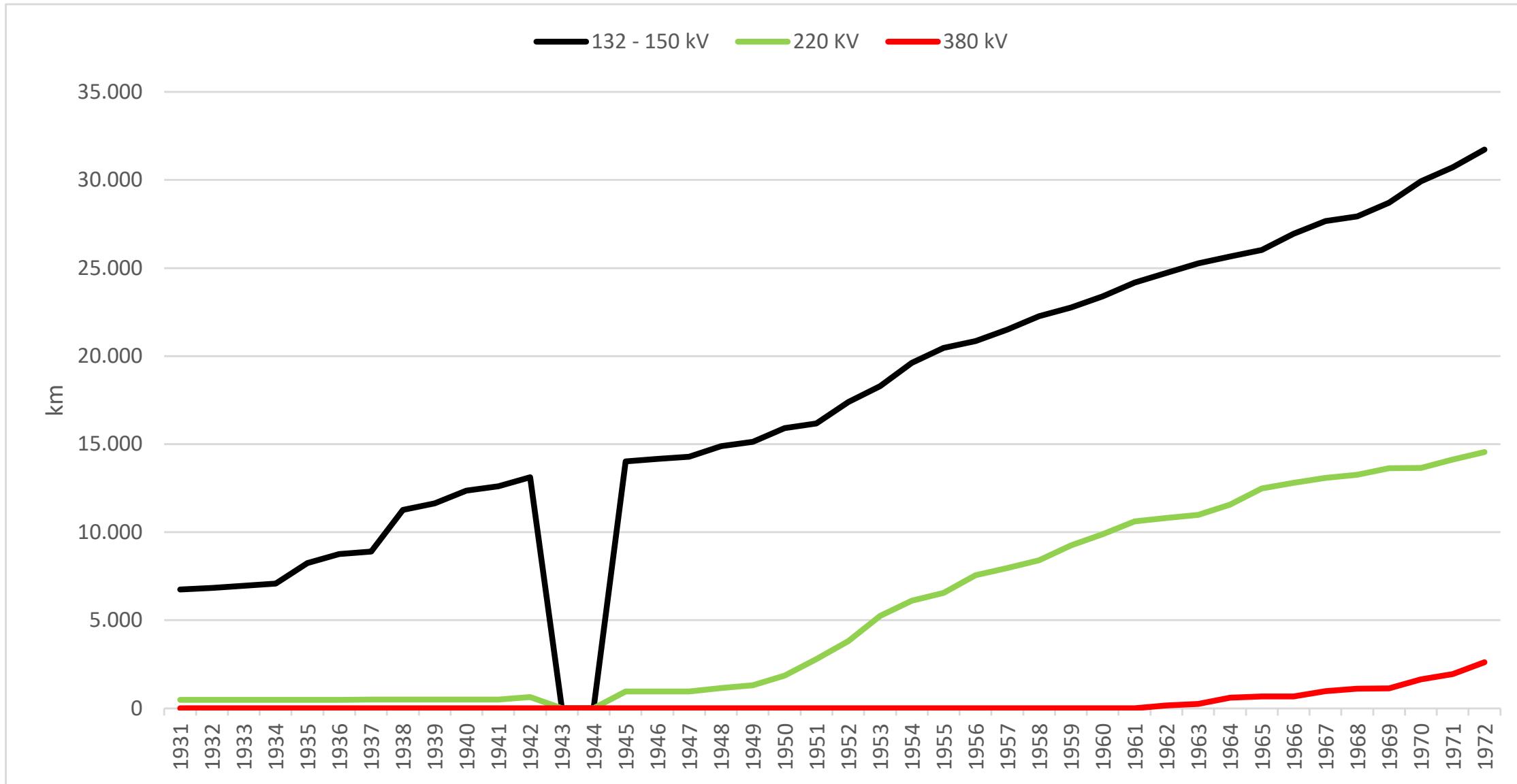
Fonte: Elaborazione Anie su dati Terna al 31 dicembre 2021



Periodo di riferimento Q1+Q2+Q3+Q4	Variazioni tendenziali [%]		
	Var. N. SdA	Var. Potenza SdA	Var. Capacità SdA
2016/2015	687%	266%	361%
2017/2016	80%	86%	93%
2018/2017	54%	62%	67%
2019/2018	44%	48%	44%
2020/2019	22%	55%	50%
2021/2020	165%	169%	262%

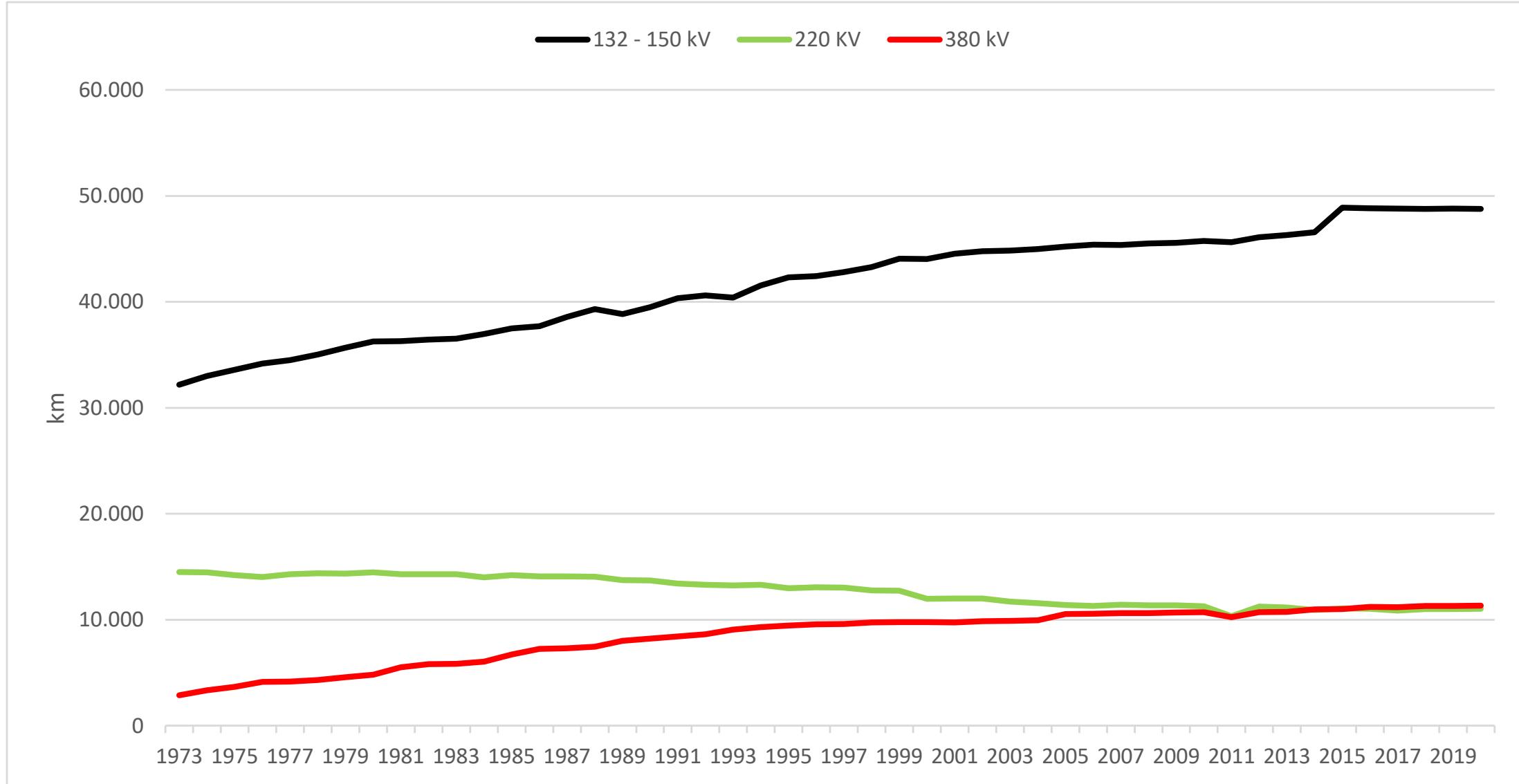


# La rete elettrica di trasmissione dal 1931 al 1972....



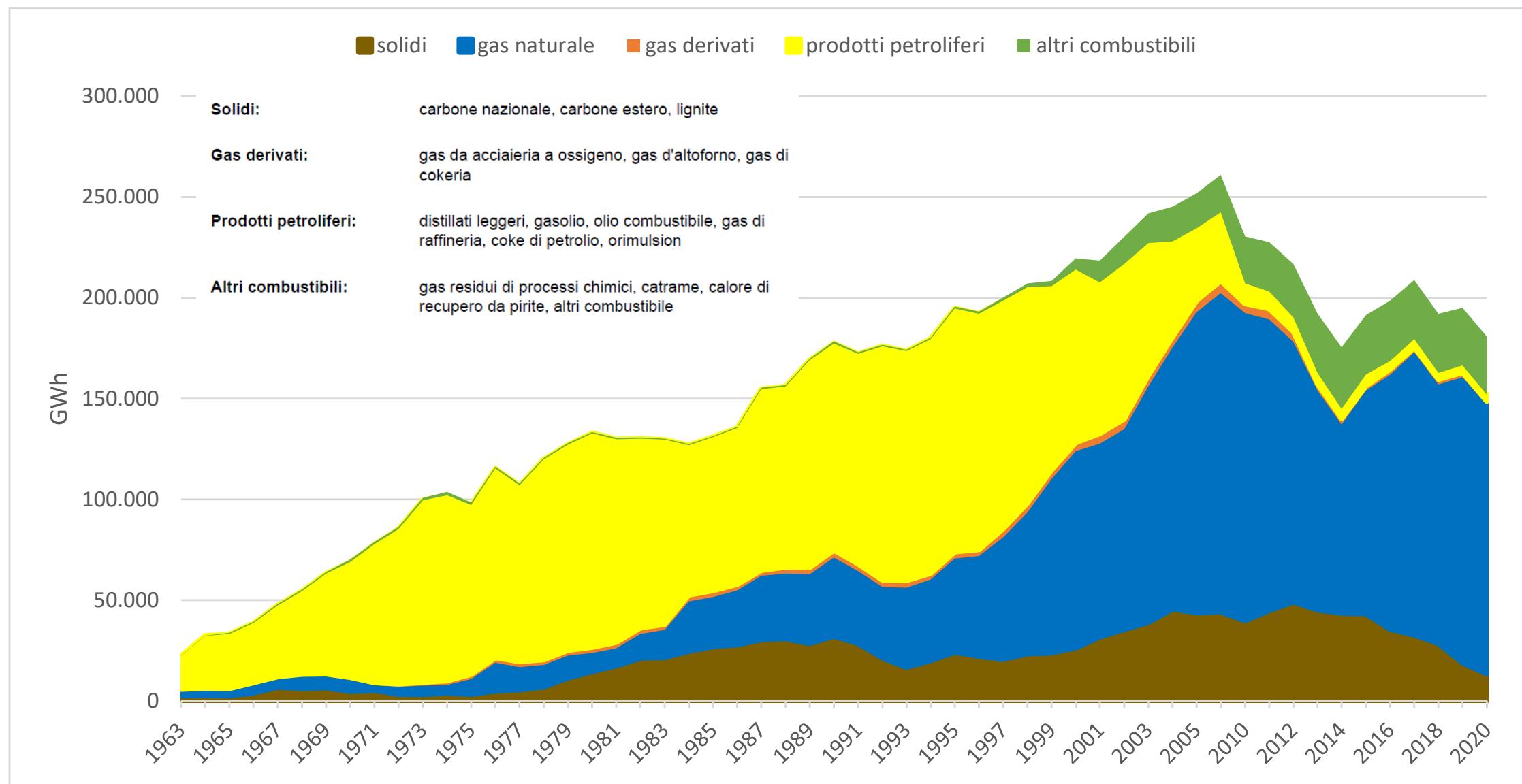
Fonte: Elaborazione FZ su dati Terna

# .....e dal 1973 al 2020



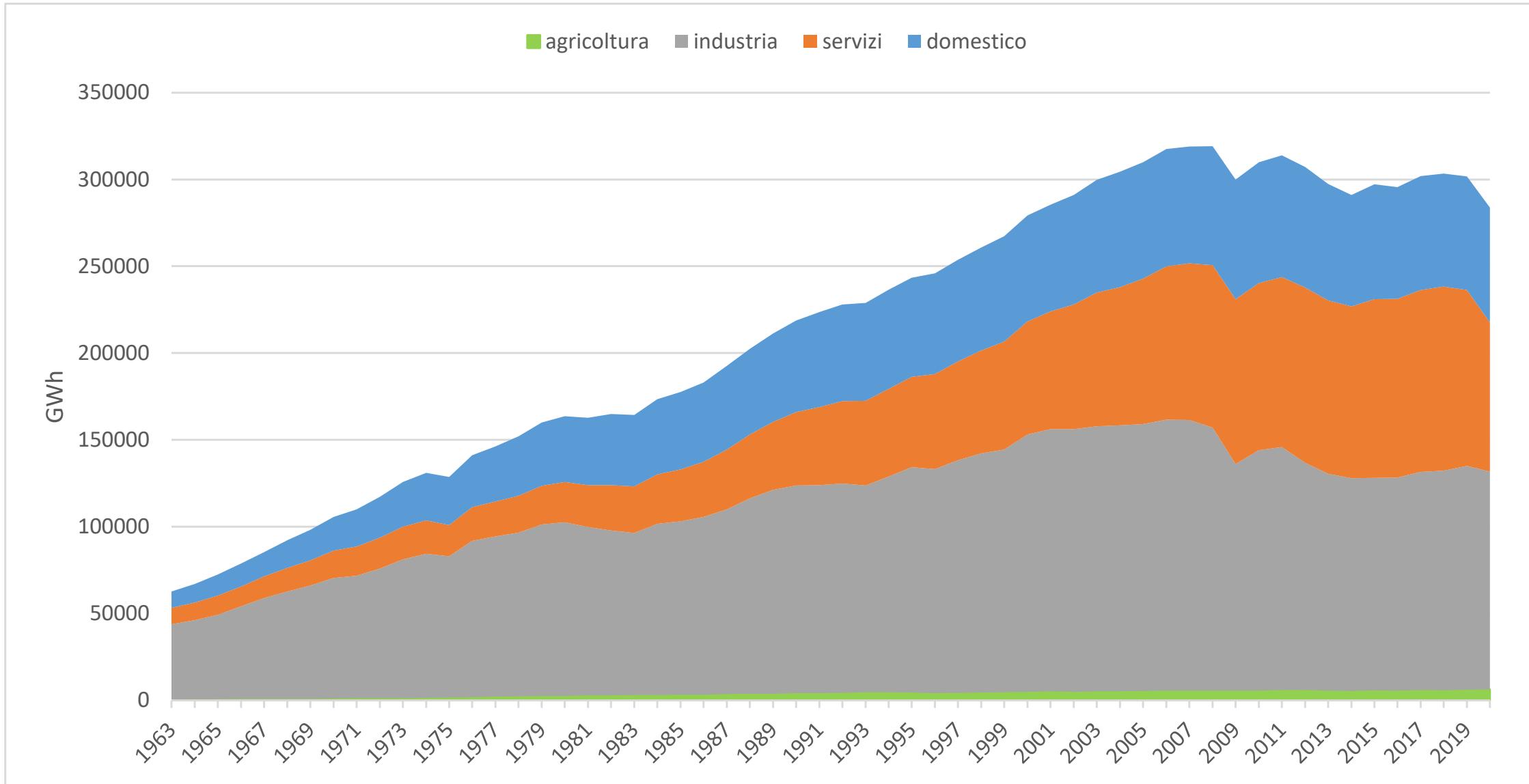
Fonte: Elaborazione FZ su dati Terna

# Produzione termoelettrica linda dal 1963 al 2020: combustibili



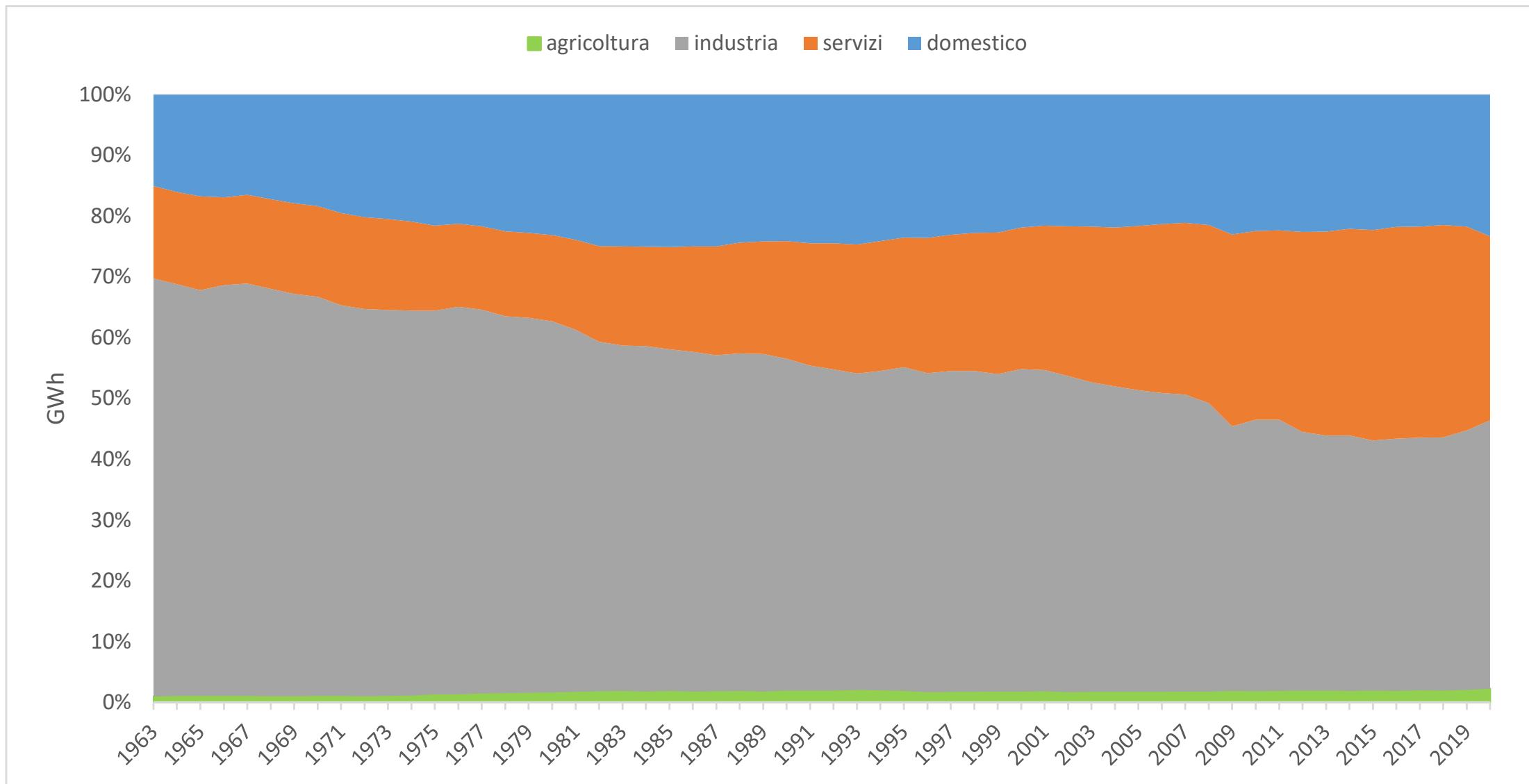
Fonte: Elaborazione FZ su dati Terna

# Consumi di energia elettrica dal 1963 al 2020 per attività.....



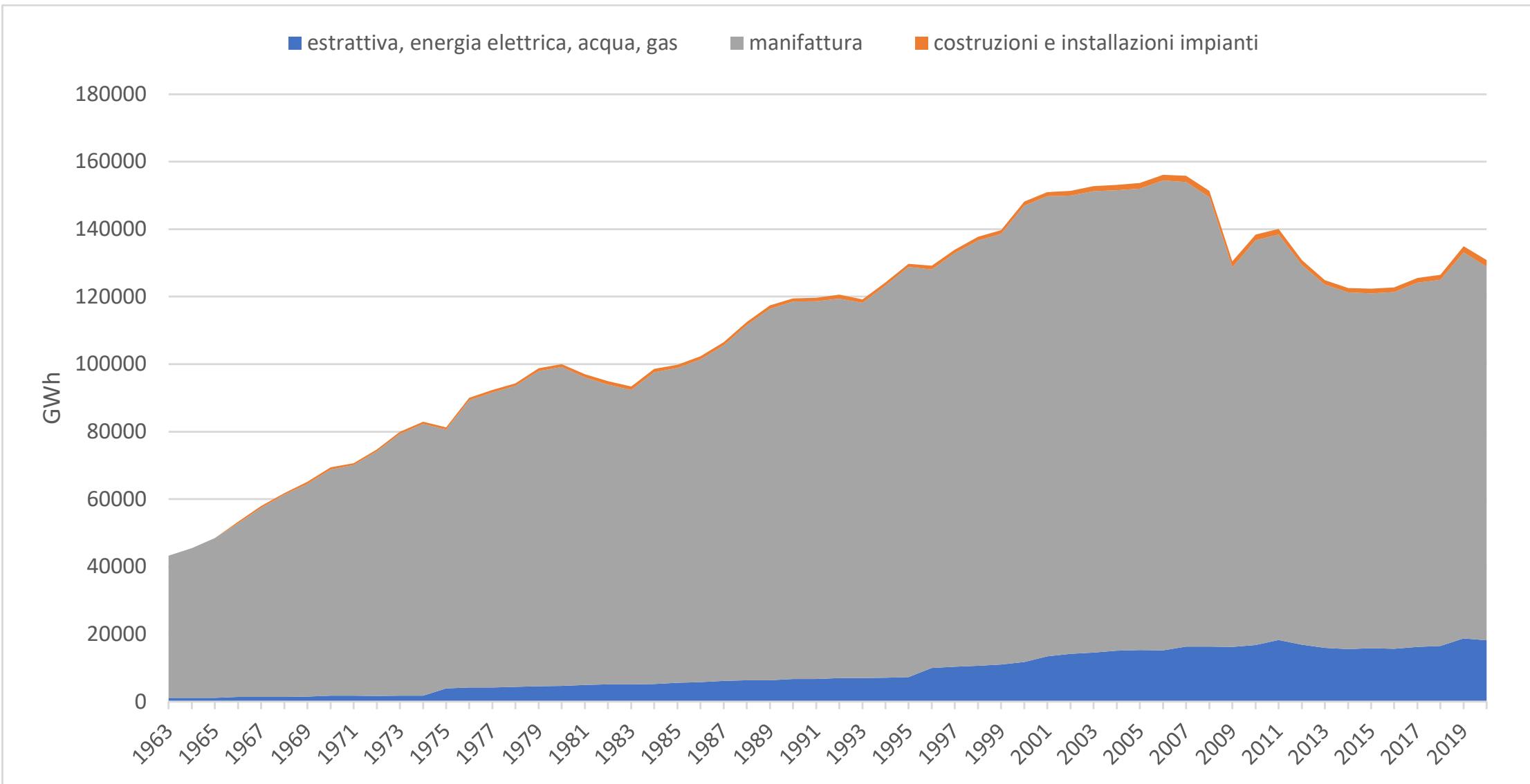
Fonte: Elaborazione FZ su dati Terna

# .....e in percentuale



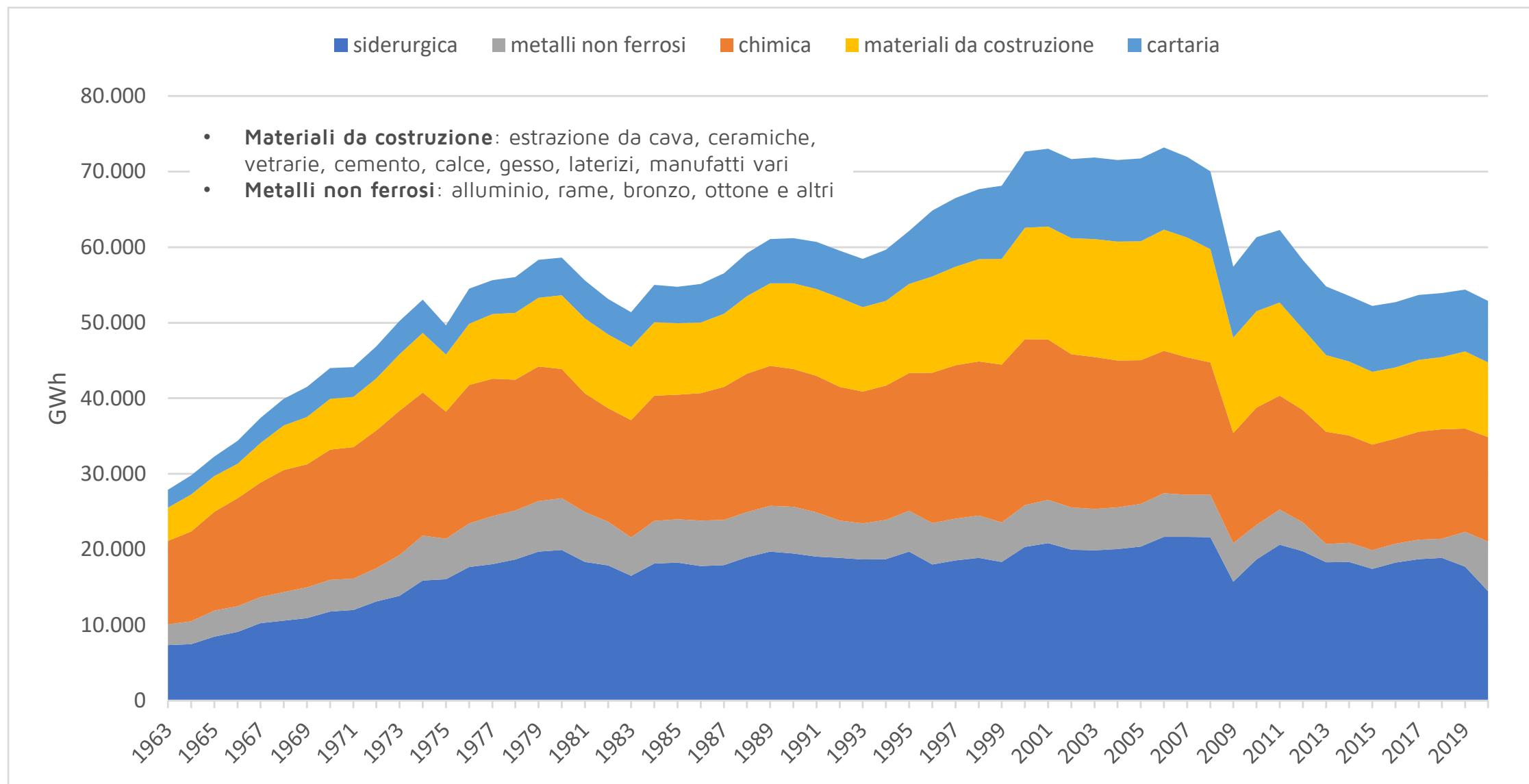
Fonte: Elaborazione FZ su dati Terna

# Consumi di energia elettrica dal 1963 al 2020: industria

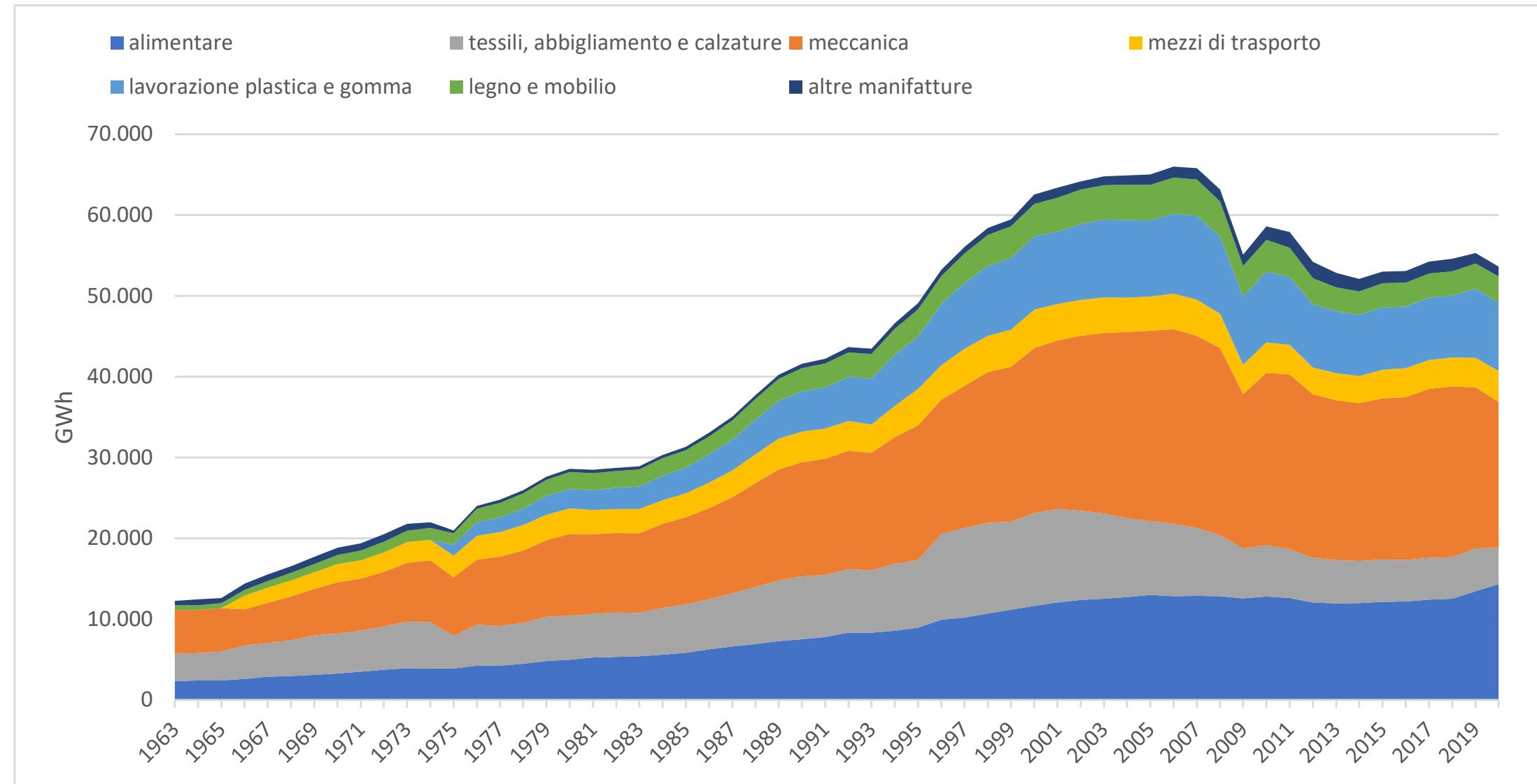


Fonte: Elaborazione FZ su dati Terna

# Consumi di energia elettrica dal 1963 al 2020: manifattura di base



# Consumi di energia elettrica dal 1963 al 2020: manifattura non di base

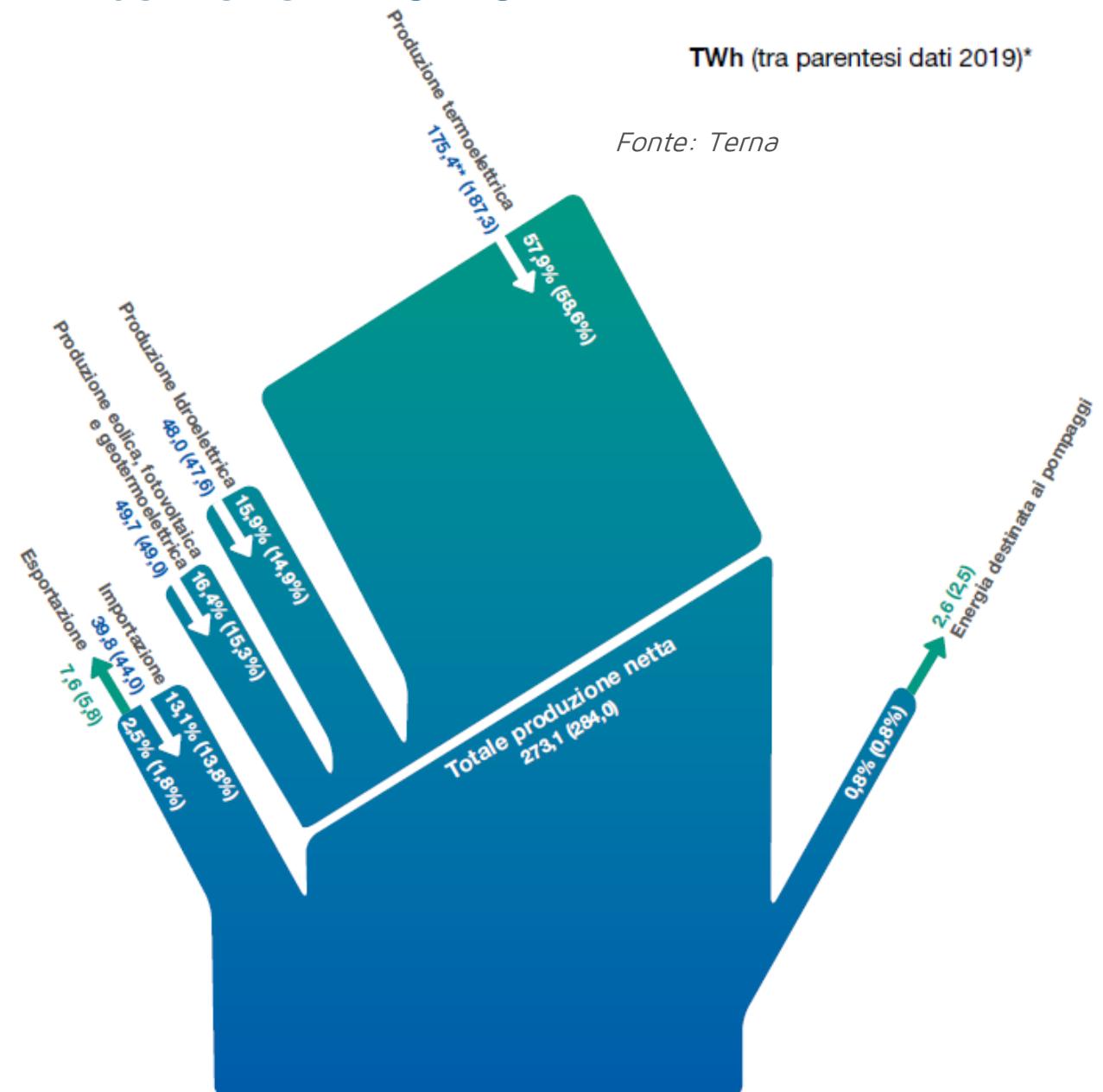


Fonte: Elaborazione FZ su dati Terna

# Bilancio dell'energia elettrica in Italia al 2020

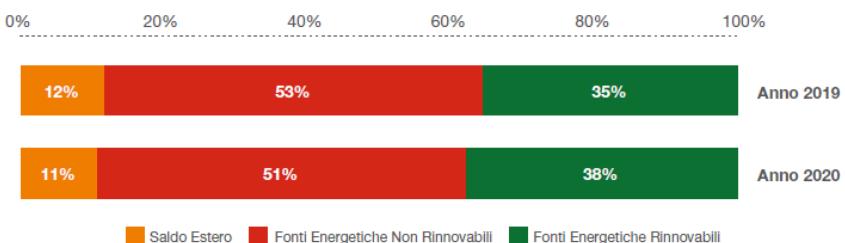
TWh (tra parentesi dati 2019)\*

- Dati pubblicati annualmente da TERNA, gestore della rete di trasmissione nazionale
- Qui sono rappresentati i **dati provvisori 2020**
- Fabbisogno (consumi + perdite) pari a 302,8 TWh, soddisfatta per l' 89 % con produzione nazionale e per il 11% da saldo tra import e export (32,2 TWh, in riduzione del 15,6% rispetto al 2019)
- Diminuzione del fabbisogno pari al 5,3 % rispetto al 2019 (302,8 vs 319,6 TWh)
- La richiesta di energia è stata soddisfatta per il 38% dalla produzione rinnovabile (idroelettrica, eolica, fotovoltaica, geotermica e biomasse) registrando un valore pari a 113.967 GWh (-1% rispetto al 2019)
- Potenza massima richiesta sulla rete nel 2020: 55.165 MW (-6,4% sul 2019), registrata il 30 luglio alle ore 15

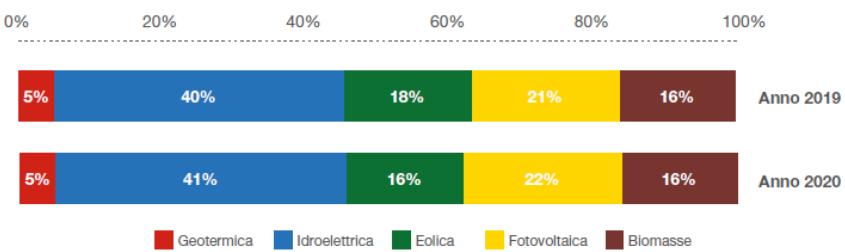


# Dati elettrici 2020 vs 2019

## COMPOSIZIONE FABBISOGNO



## DETALLO FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI



[GWh]	Anno 2020	Anno 2019	Var % 20/19
Idroelettrica	47.990	47.590	0,8%
di cui Pompaggio in produzione <sup>(2)</sup>	1.790	1.728	3,6%
Biomasse**	18.025	17.967	0,3%
Geotermica	5.646	5.689	-0,8%
Eolica	18.547	20.034	-7,4%
Fotovoltaica	25.549	23.320	9,6%
Produzione Totale Fonti Energetiche Rinnovabili <sup>(3)</sup>	113.967	112.872	1,0%
Termica*	157.351	169.350	-7,1%
Produzione Totale Netta	273.108	283.950	-3,8%
Import	39.790	43.975	-9,5%
Export	7.590	5.834	30,1%
Saldo Estero	32.200	38.141	-15,6%
Pompaggi	2.557	2.469	3,6%
Richiesta di Energia elettrica <sup>(1)</sup>	302.751	319.622	-5,3%

(1) Richiesta di Energia Elettrica = Produzione + Saldo Estero - Consumo Pompaggio.

(2) Quota di produzione per apporto da Pompaggio, calcolata con il rendimento medio teorico dal pompaggio in assorbimento.

(3) Produzione da FER = Idrico+Pompaggio+Produzione+Biomasse+Geotermico+Eolico+Fotovoltaico.

\* La produzione termica è rappresentata al netto delle Biomasse (18.025 GWh) che contribuiscono a parte della produzione da fonti Rinnovabili.

\*\* Un ulteriore contributo alla produzione da fonti rinnovabili è costituito da una quota della produzione termoelettrica ricavata dalle biomasse.

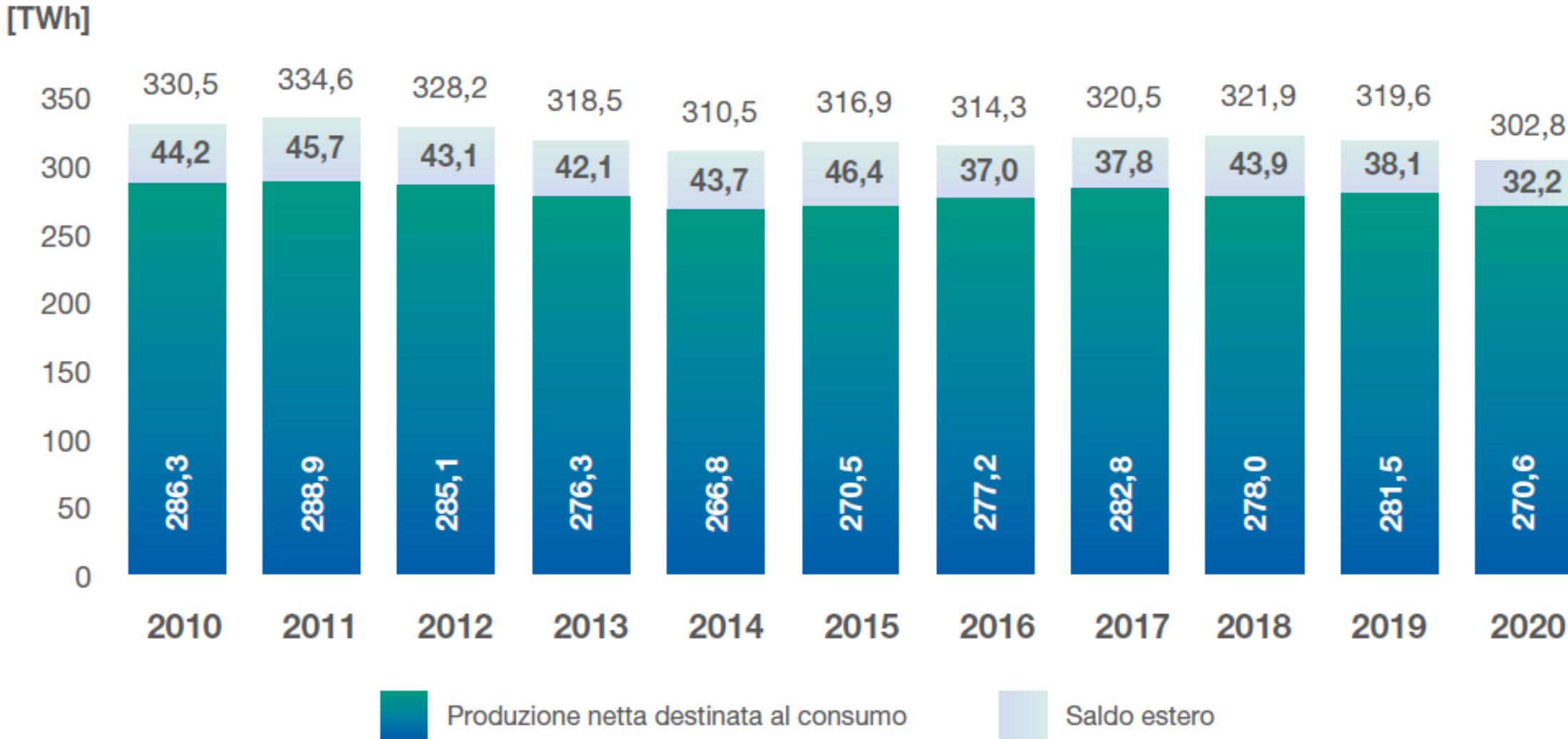
[GWh]	TORINO	MILANO	VENEZIA	FIRENZE	ROMA	NAPOLI	PALERMO	CAGLIARI	2020	2019	Var. %
Produzione Idroelettrica	10.840	11.133	17.732	1.857	3.744	1.876	368	440	47990	47.590	0,8
Produzione termoelettrica	21.641	39.379	13.814	23.504	17.113	39.958	10.835	9.132	175376	187.317	-6,4
Produzione geotermoelettrica	0	0	0	5.646	0	0	0	0	5646	5.689	-0,8
Produzione eolica	26	0	0	330	1.249	12.460	2.818	1.664	18547	20.034	-7,4
Produzione fotovoltaica	1.597	2.357	3.234	3.527	5.441	6.539	1.890	964	25549	23.320	9,6
<b>Totale produzione netta *</b>	<b>34.104</b>	<b>52.869</b>	<b>34.780</b>	<b>34.864</b>	<b>27.547</b>	<b>60.833</b>	<b>15.911</b>	<b>12.200</b>	<b>273.108</b>	<b>283.950</b>	<b>-3,8</b>
Energia destinata al pompaggli	511	710	81	51	28	593	386	197	2.557	2.469	3,6
Produzione netta destinata al consumo	33.593	52.159	34.699	34.813	27.519	60.240	15.525	12.003	270.551	281.481	-3,9
Importazione	15.344	17.411	5.077	0	1.634	317	3	4	39.790	43.975	-9,5
Esportazione	1.632	758	433	79	1.049	2.634	420	585	7.590	5.834	30,1
Saldo estero	13.712	16.653	4.644	-79	585	-2.317	-417	-581	32.200	38.141	-15,6
Saldo aree territoriali	-16.756	-3.921	7.267	11.585	14.375	-13.211	3.569	-2.908			
Energia richiesta sulla rete	30.549	64.891	46.610	46.319	42.479	44.712	18.677	8.514	302.751	319.622	-5,3
Anno 2018	32.753	69.645	49.198	49.529	43.950	46.205	19.173	9.170			
Variazione %	-6,7	-6,8	-5,3	-6,5	-3,3	-3,2	-2,6	-7,1			

N.B. Saldo estero escluso Repubblica di S. Marino e Città del Vaticano.

\* Una quota della produzione termoelettrica è costituita dalle Biomasse (18.025 GWh) che contribuiscono a parte della produzione da fonti Rinnovabili.

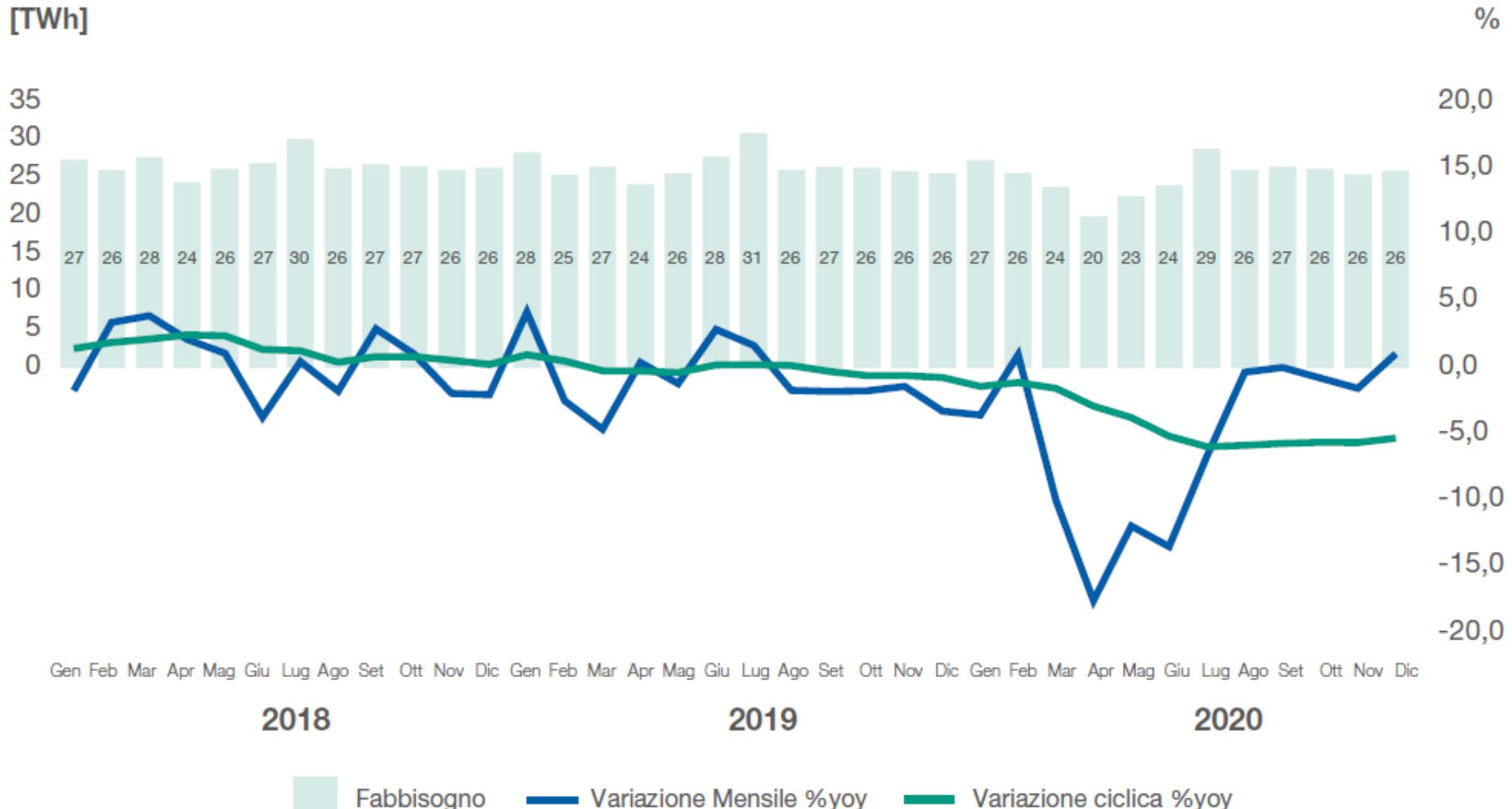
Fonte: Terna

# Evoluzione della copertura del fabbisogno



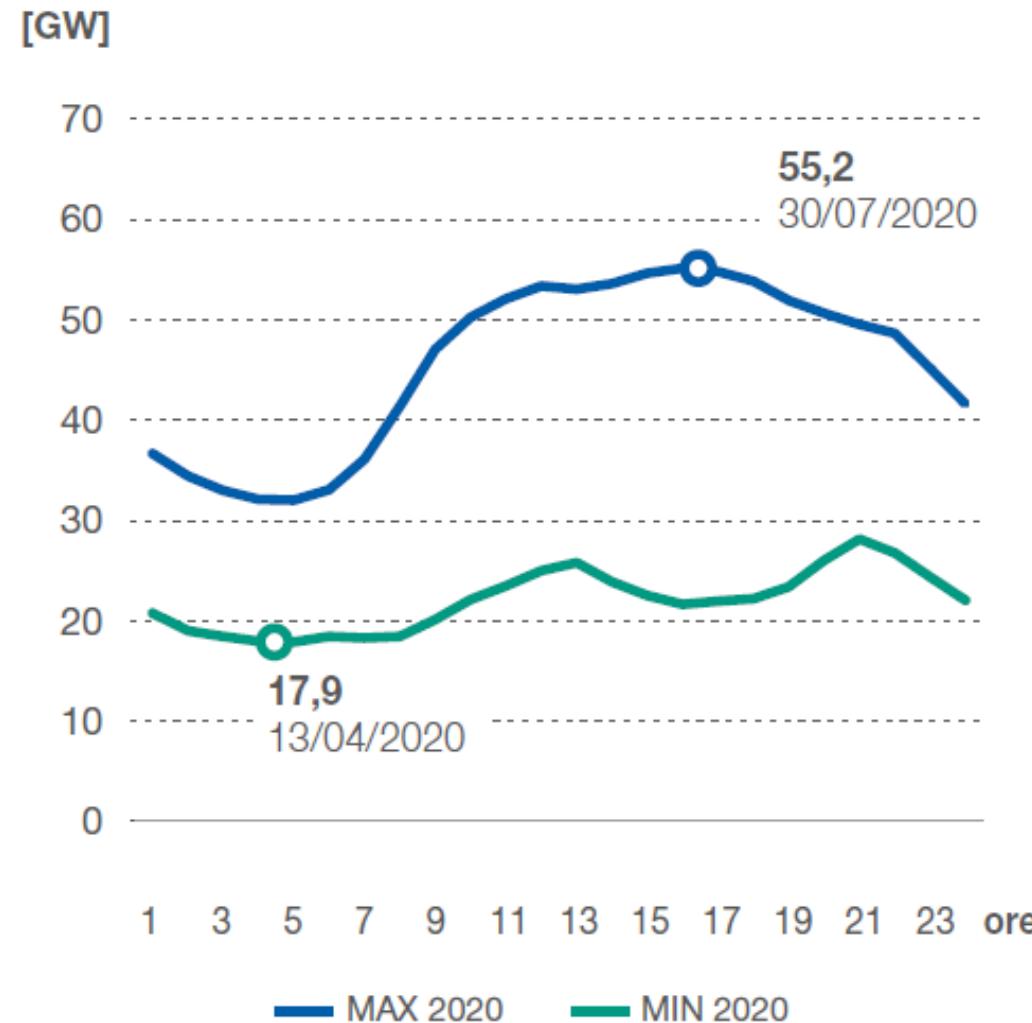
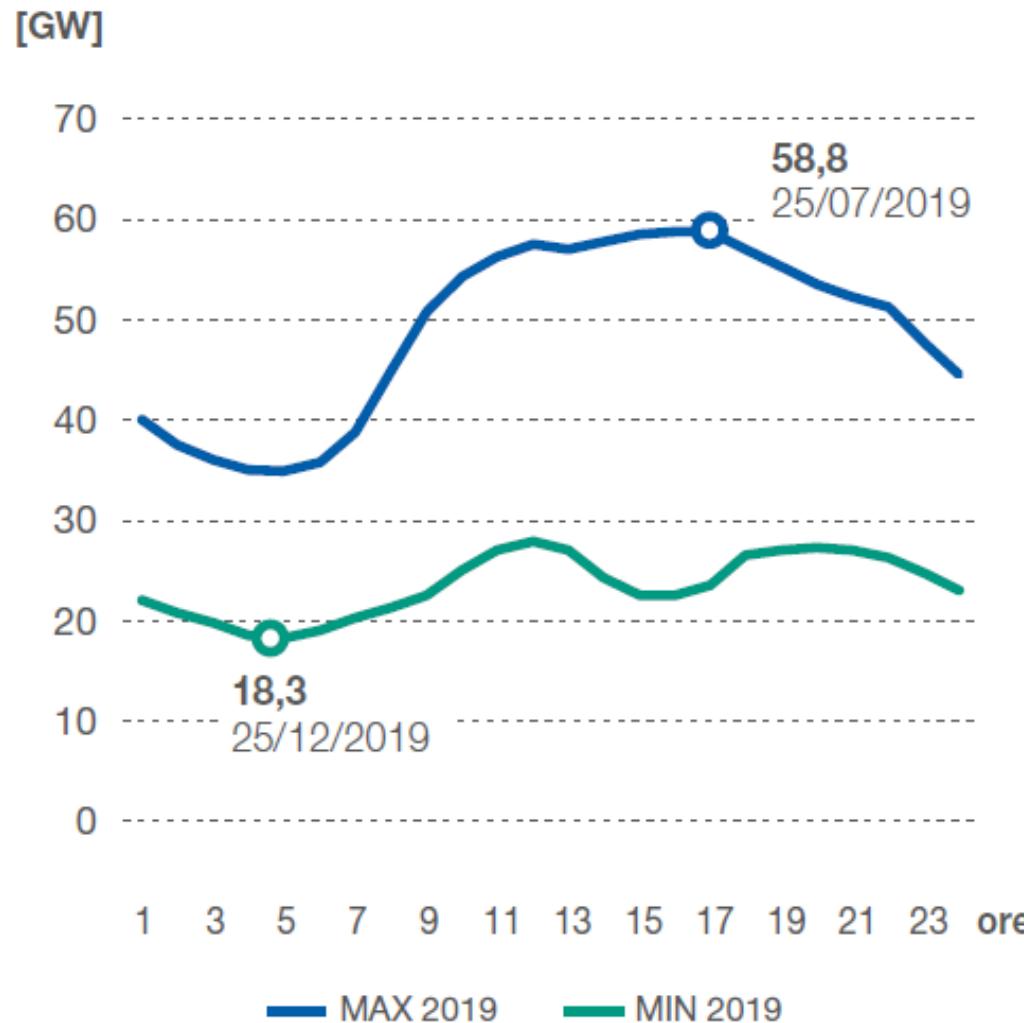
Fonte: Terna

# Variazioni percentuali cicliche mensili



Fonte: Terna

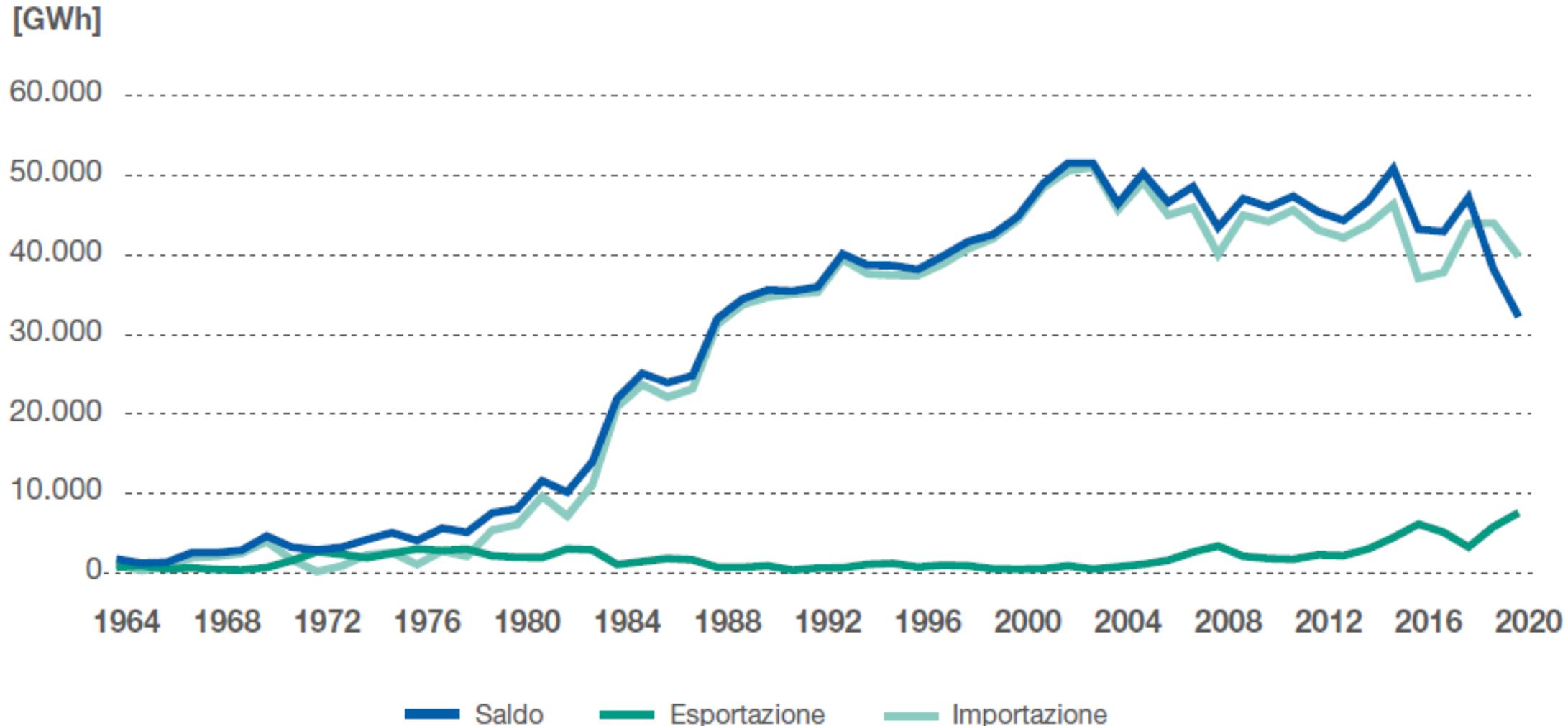
# Curve di consumo, punta di carico e minimo



N.B.: Dati al netto dell'assorbimento per servizi ausiliari e pompaggio.

Fonte: Terna

# Evoluzione degli scambi fisici con i Paesi confinanti

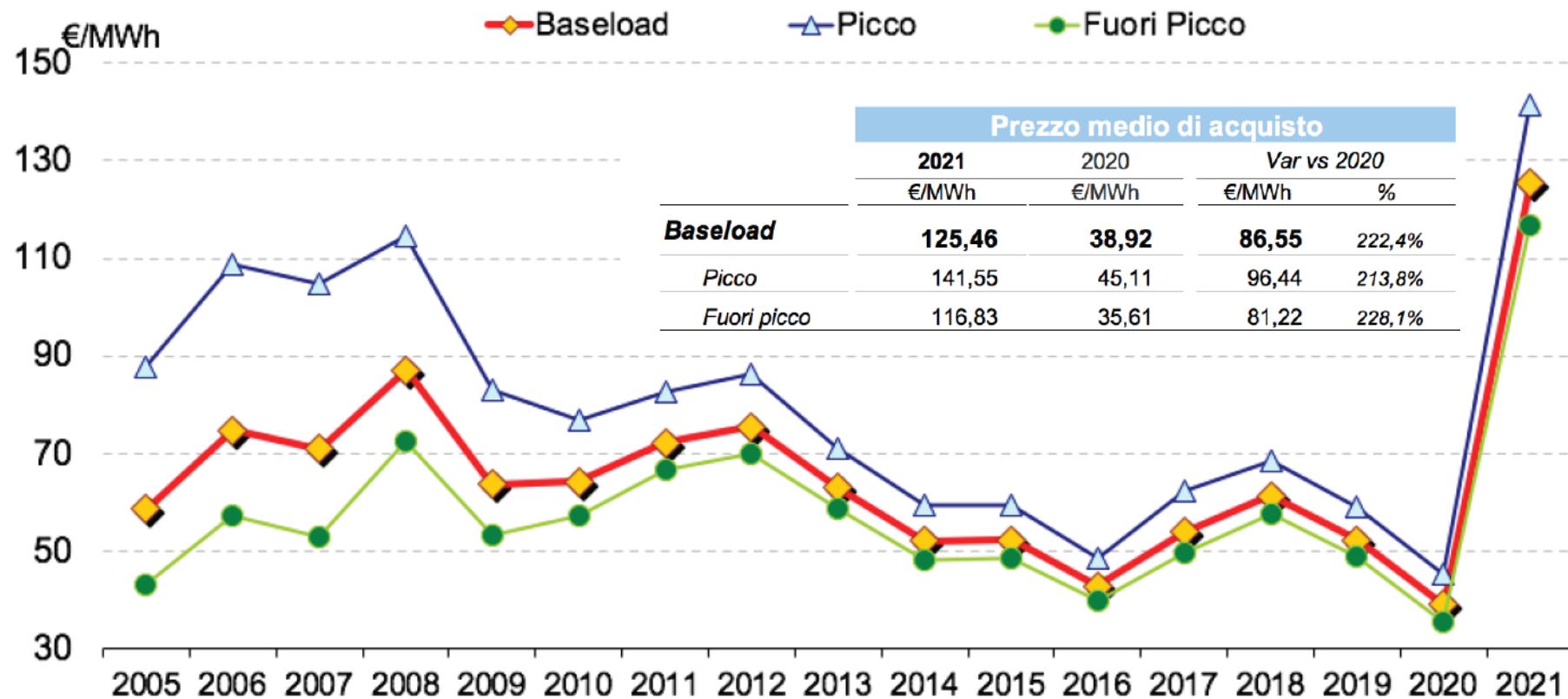


Fonte: Terna

# Evoluzione del PUN al 2021 (1)

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



# Il mercato dell'energia nel 2021 (1)

- Nel 2021 il PUN sul MGP ha raggiunto **il suo massimo storico di 125,46 €/MWh** (progressione da 60,71 €/MWh di gennaio a 281,24 €/MWh di dicembre), a causa dell'**aumento dei costi di generazione termoelettrica**, alimentati da quotazioni record del gas, del carbone e della CO<sub>2</sub>
- Elementi rialzisti congiunturali: **ripresa dei volumi** (290,4 TWh, livello analogo al quinquennio 2015-2019 dopo il minimo storico del 2020 legato al Covid-19) e il **contemporaneo calo dell'offerta termica ed idroelettrica**, superiore solo ai livelli osservati nel biennio 2005-2006 e riconducibile tanto a situazioni congiunturali (elevati costi della generazione a gas, basso livello di disponibilità idrica) quanto a fenomeni strutturali (progressivo decommissioning degli impianti a carbone)
- In particolare **notevole incremento del prezzo del gas** rispetto al 2020 (PSV e TTF 46/47 €/MWh, +37 €/MWh circa) e della CO<sub>2</sub> (54 €/ton, +29 €/ton)
- crescita del Pun particolarmente intensa nel **trimestre finale dell'anno**, con un valore medio di 242 €/ MWh (nel periodo ottobre-dicembre PSV a 97 €/MWh con picco a 119 €/MWh a dicembre e CO<sub>2</sub> sui 69 €/ton con picco a 80 €/ton a dicembre). Massimo orario di **533,2 €/MWh** a dicembre
- Scambi GME a 221,3 TWh e **liquidità di mercato** al livello più alto di sempre, pari al 76,2%
- Profonde novità nel 2021 per il **Mercato Infragiornaliero (MI)**, connotato dalla fine di settembre dal nuovo XBID europeo a contrattazione continua. Su MI sono stati scambiati 26 TWh, di cui 6,9 TWh nel nuovo assetto di mercato. Di poco superiori a 256 mila gli abbinamenti conclusi nel XBID a partire dal 22 settembre, per un totale di 0,7 TWh, di cui il 74% negoziati in coupling con controparte estera

# Il mercato dell'energia nel 2021 (2)

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>221.279.563</b>	<b>5,7%</b>	<b>76,2%</b>
<i>Operatori</i>	148.756.614	6,6%	51,2%
GSE	25.621.753	-12,1%	8,8%
Zone estere	46.901.196	15,7%	16,2%
Saldo programmi PCE	-	-	0,0%
<b>Contratti bilaterali</b>	<b>69.120.631</b>	<b>-1,5%</b>	<b>23,8%</b>
Zone estere	1.101.017	-11,3%	0,4%
Zone nazionali	68.019.614	-1,3%	23,4%
Saldo programmi PCE	0		
<b>VOLMI VENDUTI</b>	<b>290.400.194</b>	<b>3,9%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLMI NON VENDUTI</b>	<b>181.990.709</b>	<b>-15,7%</b>	
<b>OFFERTA TOTALE</b>	<b>472.390.903</b>	<b>-4,6%</b>	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

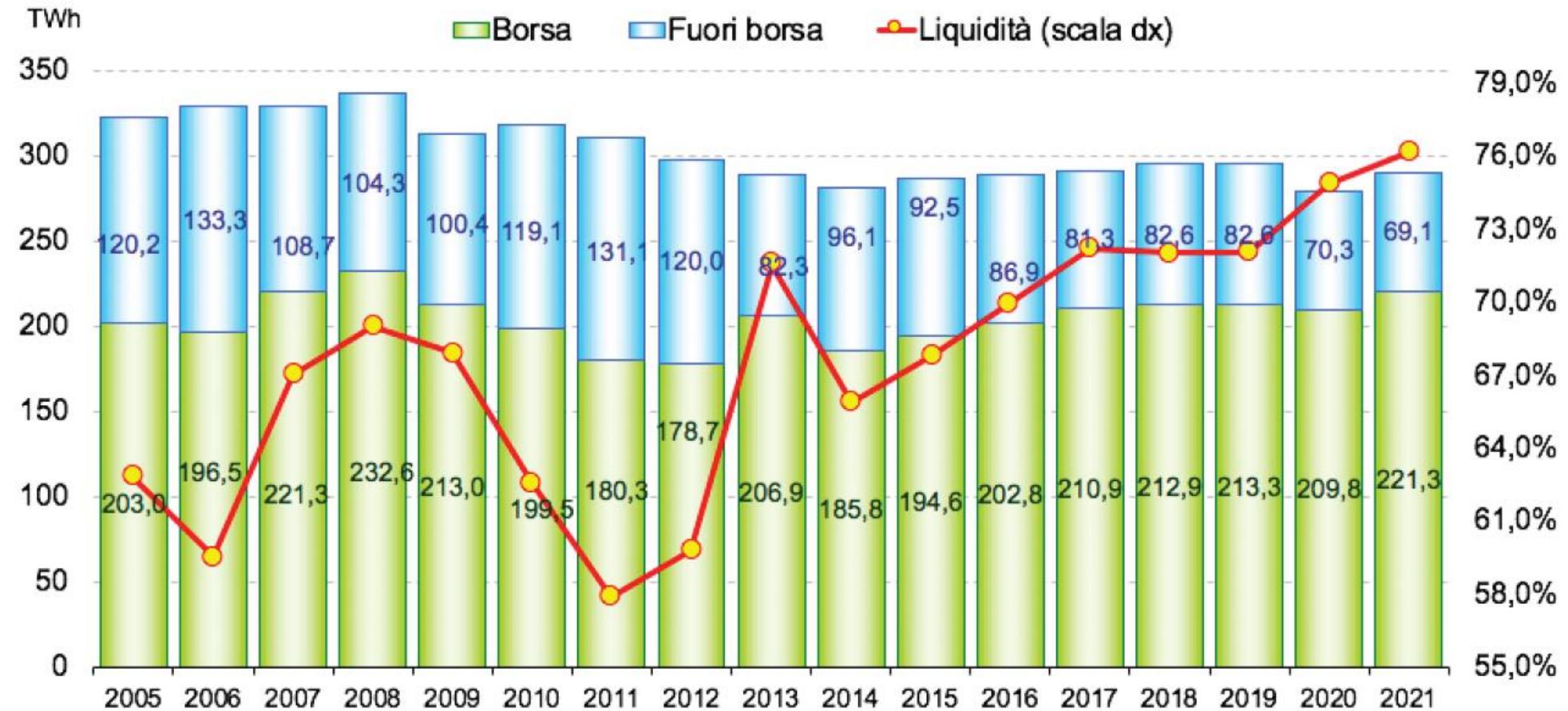
Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>221.279.563</b>	<b>5,7%</b>	<b>76,2%</b>
<i>Acquirente Unico</i>	39.747.821	-7,7%	13,7%
<i>Altri operatori</i>	133.789.493	18,1%	46,1%
<i>Pomaggi</i>	64.416	23,4%	0,0%
Zone estere	4.233.331	-50,7%	1,5%
Saldo programmi PCE	43.444.502	-1,9%	15,0%
<b>Contratti bilaterali</b>	<b>69.120.631</b>	<b>-1,5%</b>	<b>23,8%</b>
Zone estere	34.200	784,5%	0,0%
Zone nazionali AU	24	-	0,0%
Zone nazionali altri operatori	112.530.908	-1,7%	38,8%
Saldo programmi PCE	-43.444.502		
<b>VOLMI ACQUISTATI</b>	<b>290.400.194</b>	<b>3,9%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLMI NON ACQUISTATI</b>	<b>8.198.829</b>	<b>16,4%</b>	
<b>DOMANDA TOTALE</b>	<b>298.599.023</b>	<b>4,2%</b>	

# Evoluzione della liquidità su MGP

Grafico 3: MGP, volumi e liquidità

Fonte: GME



# Alcuni dettagli sul mercato dell'energia nel 2021

- La ripresa degli acquisti di energia elettrica si concentra sulle zone nazionali (286,1 TWh, +5,7%), trainata dal Nord (+7,1%) e dal Centro Sud (+15,8%), con quest'ultima al nuovo massimo storico (50,6 TWh)
- Si attestano a 5,9 TWh gli acquisti della zona Calabria, al primo anno di operatività
- Tornano infine a calare, rispetto ai massimi del 2020, gli acquisti sulle zone estere (esportazioni), pari a 4,3 TWh (-50,3%), in diminuzione in tutti i primi nove mesi dell'anno. Il trend si inverte soprattutto nel bimestre finale dell'anno, quando le esportazioni aumentano del 13% rispetto allo stesso periodo del 2020, a causa di un progressivo restringimento del differenziale del prezzo italiano con l'estero
- L'aumento complessivo degli acquisti risulta assorbito dalle vendite delle zone estere (importazioni), salite poco sopra i 48 TWh (+14,9%), e in misura più contenuta dalle unità di produzione nazionali, in ripresa a 242,4 TWh (+2,0%) anche a fronte di un calo della loro offerta (423 TWh, -6,4%)
- Crescita delle vendite per impianti a fonte tradizionale (144,5 TWh, +3%), soprattutto nel trimestre finale dell'anno e nel bimestre marzo-aprile (quest'ultima però fortemente condizionata dal periodo di lockdown del 2020), e sostanzialmente stabili per quelli rinnovabili (95,8 TWh). Tra i primi si posizionano solo in lieve calo le vendite e la quota di mercato degli impianti a gas (-0,9% e -1,4 p.p., rispettivamente), mentre significativa appare la ripresa del carbone (+69%) che recupera quote rispetto al biennio precedente (+1,9 p.p. sul 2020)
- Circa le rinnovabili, la riduzione dei volumi idrici (-2,5% su base nazionale) appare pienamente compensata dall'incremento degli impianti solari (+0,9%) e, soprattutto, eolici (+9%), quest'ultimo localizzato in particolare al Centro Sud e in Sicilia

# Mercato dell'energia nel 2021: dettaglio per fonte

Tabella 5: MGP, vendite per fonte. Media oraria

Fonte: GME

	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Calabria		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
<b>Fonti tradizionali</b>	<b>9.101</b>	<b>+5,5%</b>	<b>745</b>	<b>-15,7%</b>	<b>1.837</b>	<b>+21,5%</b>	<b>1.956</b>	<b>-43,0%</b>	<b>1.282</b>	-	<b>626</b>	<b>-16,0%</b>	<b>943</b>	<b>+18,6%</b>	<b>16.490</b>	<b>+3,1%</b>
Gas	8.108	+5,5%	693	-14,0%	1.175	+16,7%	1.461	-50,9%	1.154	-	513	-26,1%	443	-11,2%	13.547	-0,9%
Carbone	146	+38,2%	-	-	427	+56,2%	347	+87,3%	-	-	-	-	445	+82,9%	1.366	+69,0%
Altre	847	+1,8%	52	-33,8%	235	+1,5%	148	-45,2%	128	-	112	+121,9%	56	+4,2%	1.578	+4,1%
<b>Fonti rinnovabili</b>	<b>5.396</b>	<b>-6,6%</b>	<b>1.092</b>	<b>-11,9%</b>	<b>1.442</b>	<b>+34,9%</b>	<b>1.608</b>	<b>-16,7%</b>	<b>442</b>	-	<b>573</b>	<b>+11,6%</b>	<b>381</b>	<b>+8,6%</b>	<b>10.935</b>	<b>+0,5%</b>
Idraulica	3.694	-10,3%	226	-28,7%	691	+69,7%	409	-11,4%	128	-	124	+0,1%	87	+25,4%	5.358	-2,5%
Geotermica	-	-	633	-1,9%	-	-	0	-	-	-	-	-	-	-	633	-1,9%
Eolica	11	+16,4%	27	+13,8%	404	+11,5%	906	-17,0%	253	-	341	+21,5%	192	+1,3%	2.134	+9,0%
Solare e altre	1.692	+2,4%	206	-18,9%	346	+15,9%	294	-22,4%	62	-	108	-0,7%	101	+11,1%	2.809	+0,9%
<b>Pompaggio</b>	<b>208</b>	<b>-12,0%</b>	-	-	<b>33</b>	<b>+117,4%</b>	-	-	-	-	<b>2</b>	<b>+3895,5%</b>	<b>1</b>	<b>+11962,4%</b>	<b>245</b>	<b>-2,7%</b>
<b>Totali</b>	<b>14.706</b>	<b>+0,5%</b>	<b>1.837</b>	<b>-13,5%</b>	<b>3.312</b>	<b>+27,6%</b>	<b>3.565</b>	<b>-33,5%</b>	<b>1.724</b>	-	<b>1.201</b>	<b>-4,6%</b>	<b>1.326</b>	<b>+15,7%</b>	<b>27.671</b>	<b>+2,0%</b>

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

Fonte: GME

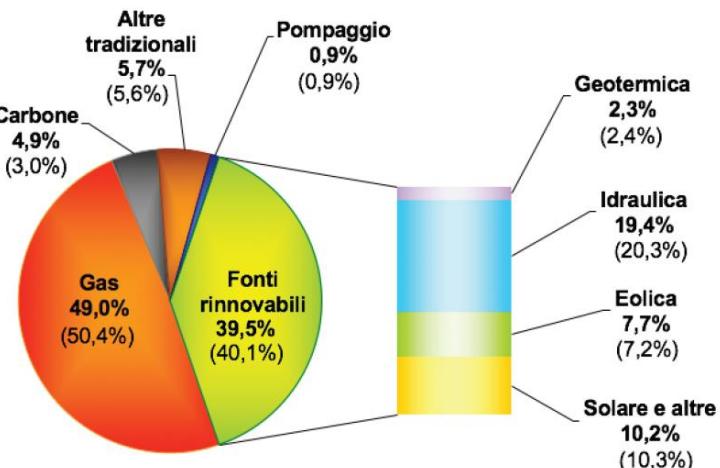
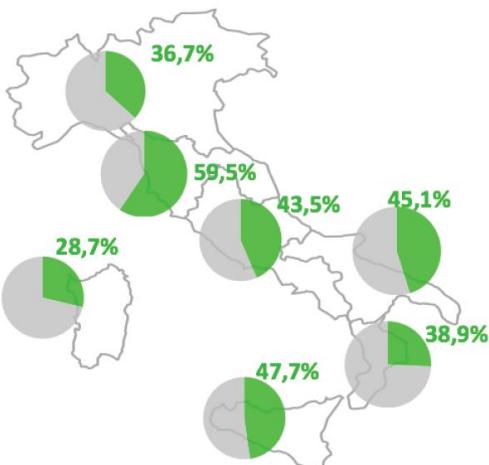


Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



# Export e import nel 2021

Tabella 6: MGP: Import e export

Fonte: GME

Frontiera	Flusso						Vendite			Acquisti		
	Totale MWh	Frequenza import %	Frequenza export %	Frequenza non utilizzo %	Saturazione import %	Saturazione export %	Limite MW medi	Totale MWh	Coupling MWh	Limite MW medi	Totale MWh	Coupling MWh
Italia - Francia*	17.849.905 (15.493.545)	90,1% (84,7%)	8,2% (10,0%)	1,7% (5,3%)	67,5% (60,9%)	3,4% (3,7%)	2.549 (2.261)	18.406.226 (16.085.127)	18.000.901 (15.272.805)	1.060 (1.113)	556.321 (591.581)	550.631 (591.581)
Italia - Svizzera	17.493.628 (19.858.801)	95,0% (98,1%)	4,8% (1,8%)	0,2% (0,1%)	- (-)	- (-)	6.394 (3.032)	18.611.935 (20.493.332)	n/a n/a	4.344 (2.857)	1.118.308 (634.530)	n/a n/a
Italia - Austria*	1.762.382 (1.387.631)	87,3% (73,4%)	5,9% (13,0%)	6,8% (13,6%)	84,8% (71,6%)	5,4% (11,8%)	239 (225)	1.807.505 (1.489.823)	1.805.824 (1.489.823)	99 (101)	45.123 (102.192)	45.123 (102.192)
Italia - Slovenia*	3.367.329 (-53.378)	83,1% (43,4%)	10,6% (47,2%)	6,2% (9,4%)	55,4% (14,5%)	2,0% (23,0%)	582 (500)	3.646.250 (1.492.502)	3.646.250 (1.492.502)	634 (641)	278.920 (1.545.880)	278.920 (1.545.880)
Italia - Montenegro	3.225.463 (266.232)	81,6% (51,0%)	8,8% (43,1%)	9,6% (5,9%)	30,1% (2,0%)	- (-)	621 (546)	3.616.491 (1.877.713)	n/a n/a	630 (577)	391.028 (1.611.481)	n/a n/a
Italia - Grecia	1.341.409 (-2.432.323)	52,2% (11,7%)	18,6% (78,3%)	29,2% (10,0%)	- (-)	- (-)	1.550 (515)	1.897.368 (458.752)	1.865.882 (49.495)	1.185 (477)	555.959 (2.891.075)	537.274 (87.651)
Italia - Malta	-508.716 (-396.163)	4,2% (-)	72,6% (53,7%)	23,2% (46,3%)	- (-)	0,8% (0,6%)	217 (216)	16.439 (-)	n/a n/a	217 (216)	525.155 (396.163)	n/a n/a
<b>TOTALE**</b>	<b>44.531.400 (34.124.345)</b>							<b>48.002.213 (41.897.248)</b>	<b>25.318.856 (18.304.625)</b>		<b>3.470.813 (7.772.903)</b>	<b>1.411.948 (2.327.304)</b>

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

\* i dati relativi a frequenza in import/export e non utilizzo e a saturazioni in import/export sono calcolati, a partire dal 22 settembre 2021, sui transiti in coupling.

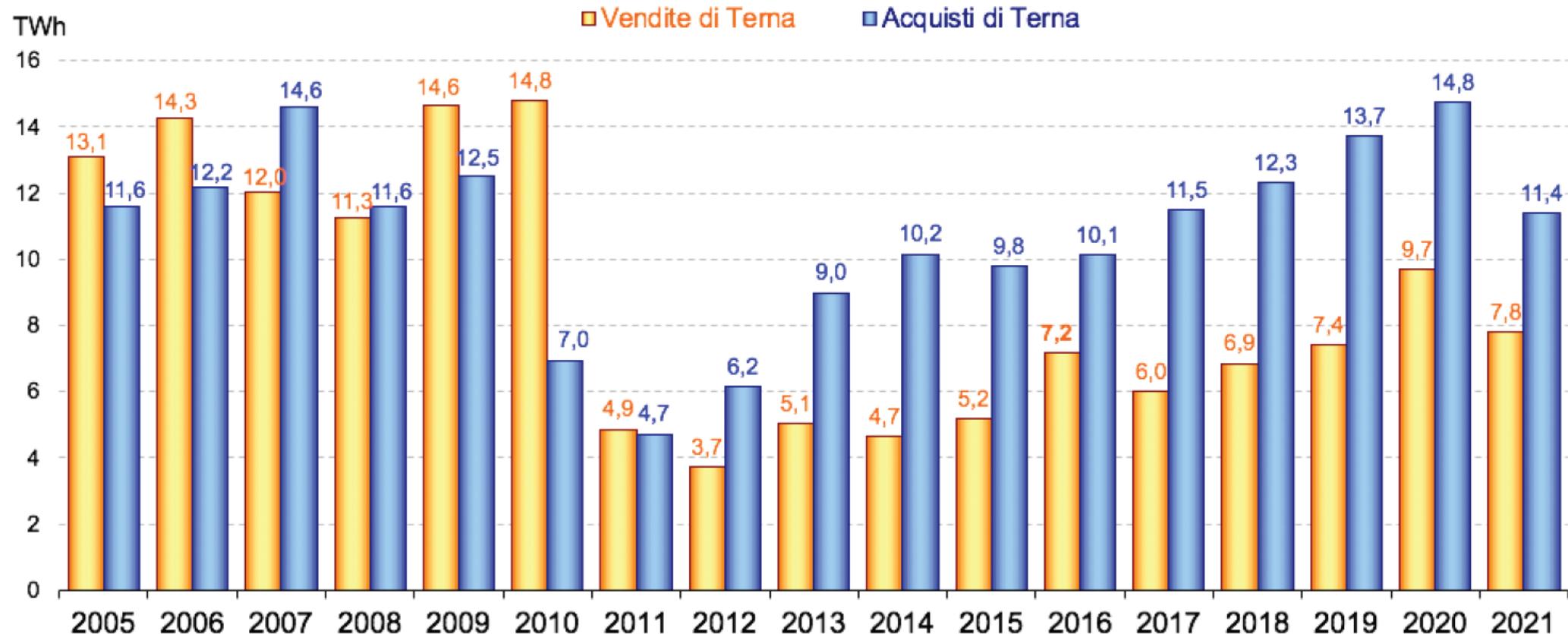
\*\* al netto dei volumi scambiati con la Corsica

- import netto a 44,5 TWh (+10,4 TWh rispetto al 2020) che copre buona parte dell'aumento degli acquisti nazionali. La tendenza riflette l'ampliamento del differenziale tra i prezzi italiani e quelli esteri (Nord-Francia: 16,3 €/MWh, +10,5 €/MWh), nonché la maggior frequenza con cui nel 2021 questi ultimi sono risultati inferiori a quello della zona italiana limitrofa (65,8%, +5,9 p.p. sulla frontiera Nord-Francia)

# Il Mercato dei Servizi di Dispacciamento

Grafico 8: MSD, volumi scambiati a salire e a scendere

Fonte: GME



# Il Mercato del gas nel 2021 (1)

- Nel 2021 consumi di gas naturale di nuovo in **crescita** rispetto al 2020 (76.228 milioni di mc, 806,7 TWh, +8,1%) e sui livelli più alti dal 2012, in ragione di un aumento diffuso nei tre settori di distribuzione (+6/+8%)
- **Ai massimi dal 2012 i consumi nel settore termoelettrico e civile**, pari rispettivamente a 25.979 milioni di mc (274,9 TWh, +6,4%) e 33.373 milioni di mc (353,2 TWh, +8,4%), mentre si riportano sui livelli prepandemia quelli del settore industriale, pari a 14.058 milioni di mc (148,8 TWh, +6,7% sul 2020). Tornano in aumento le esportazioni di gas, pari a 2.818 milioni di mc (29,8 TWh, +31,8% sul minimo storico del 2020)
- La ripresa della domanda ha indotto un **incremento delle importazioni di gas naturale** a 71.641 milioni di mc (758,2 TWh, +8,9% e massimo dal 2011); in aumento solo i flussi attraverso gasdotto (654,9 TWh, +16% sul 2020), mentre si riducono quelli tramite rigassificatori GNL (103,3 TWh, -22%) e la produzione nazionale (-19% e al minimo storico). In calo sia le erogazioni dagli stoccati (-2%), ma soprattutto le iniezioni (-7%), con il saldo tra i due su livelli record e la giacenza che a fine dicembre si riduce del 17% rispetto al 2020
- L'analisi per punti di entrata:
  - ✓ crescita concentrata a Mazara, i cui flussi salgono a 224,0 TWh (+77%), e a Melendugno, il nuovo gasdotto (TAP) operativo da novembre 2020 (75,9 TWh), con una quota sul totale immesso rispettivamente al 30% e al 10%
  - ✓ In linea con lo scorso anno i flussi a Tarvisio (298,4 TWh, -0,1%), che rimane il gasdotto più utilizzato (quota pari al 39%)
  - ✓ si riduce l'import dal Nord Europa a Passo Gries (22,0 TWh, -76%) e dalla Libia a Gela (34,2 TWh, -27%); poco significativo l'import a Gorizia (0,4 TWh)
  - ✓ Circa i rigassificatori GNL, in consistente flessione i flussi di gas al terminale di Panigaglia (11,2 TWh, -58%) e Livorno (15,0 TWh, -57%); segno positivo solo per l'import a Cavarzere (77,1 TWh, +7%), che si conferma il terminal più attivo.

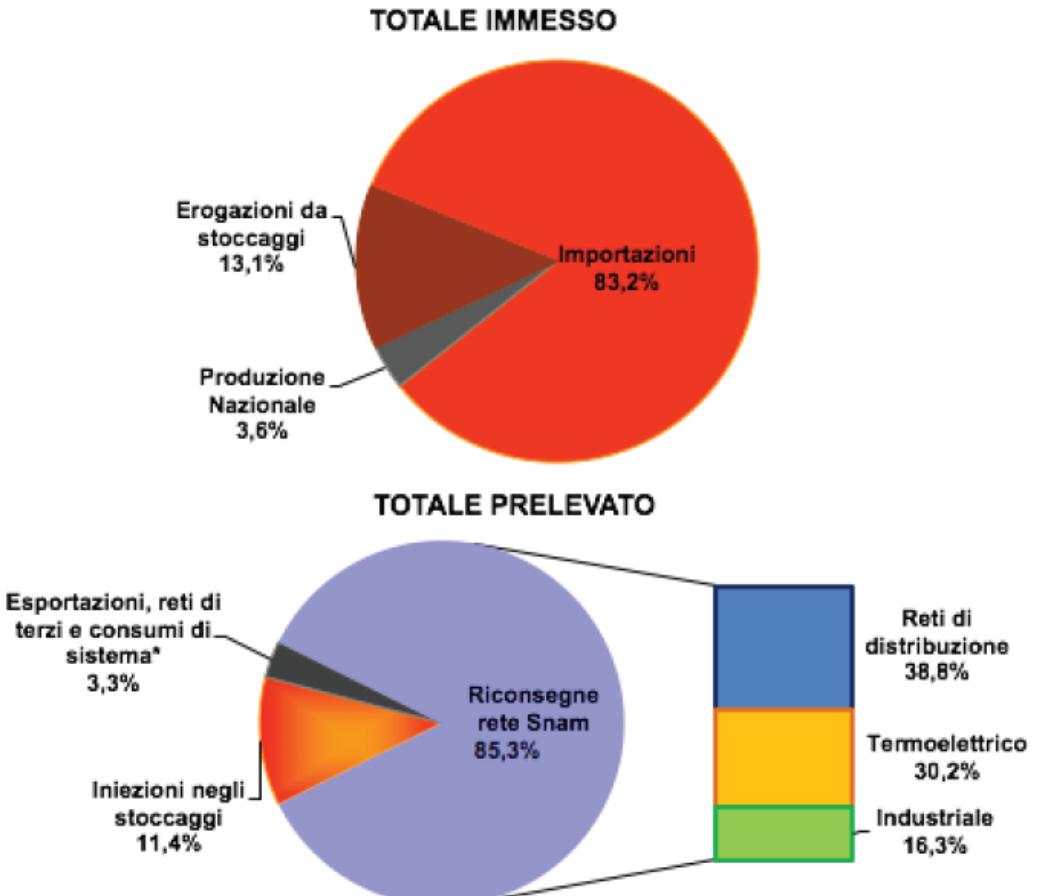
# Il Mercato del gas nel 2021 (2)

Figura 1: Bilancio gas trasportato. Anno 2021

Fonte: dati SRG

	Mi di mc	TWh	var. tend.
<b>Importazioni</b>	<b>71.641</b>	<b>758,2</b>	<b>+8,9%</b>
Import per punti di entrata			
Mazara	21.169	224,0	+76,6%
Tarvisio	28.195	298,4	-0,1%
Passo Gries	2.076	22,0	-75,7%
Gela	3.231	34,2	-27,4%
Gorizia	39	0,4	+1382,6%
Melendugno	7.173	75,9	+61028,3%
Panigaglia (GNL)	1.059	11,2	-57,7%
Cavarzere (GNL)	7.284	77,1	+7,3%
Livorno (GNL)	1.416	15,0	-56,6%
Produzione Nazionale	3.127	33,1	-18,5%
Erogazioni da stocaggi	11.292	119,5	-2,1%
<b>TOTALE IMMESSO</b>	<b>86.060</b>	<b>910,8</b>	<b>+6,1%</b>
Riconsegne rete Snam Rete Gas	73.410	776,9	+7,3%
Industriale	14.058	148,8	+6,7%
Termoelettrico	25.979	274,9	+6,4%
Reti di distribuzione	33.373	353,2	+8,4%
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	2.818	29,8	+31,8%
<b>TOTALE CONSUMATO</b>	<b>76.228</b>	<b>806,7</b>	<b>+8,1%</b>
Iniezioni negli stocaggi	9.832	104	-7,2%
<b>TOTALE PRELEVATO</b>	<b>86.060</b>	<b>910,8</b>	<b>+6,1%</b>

\* comprende variazione invaso/svaso, perdite, consumi e gas non contabilizzato



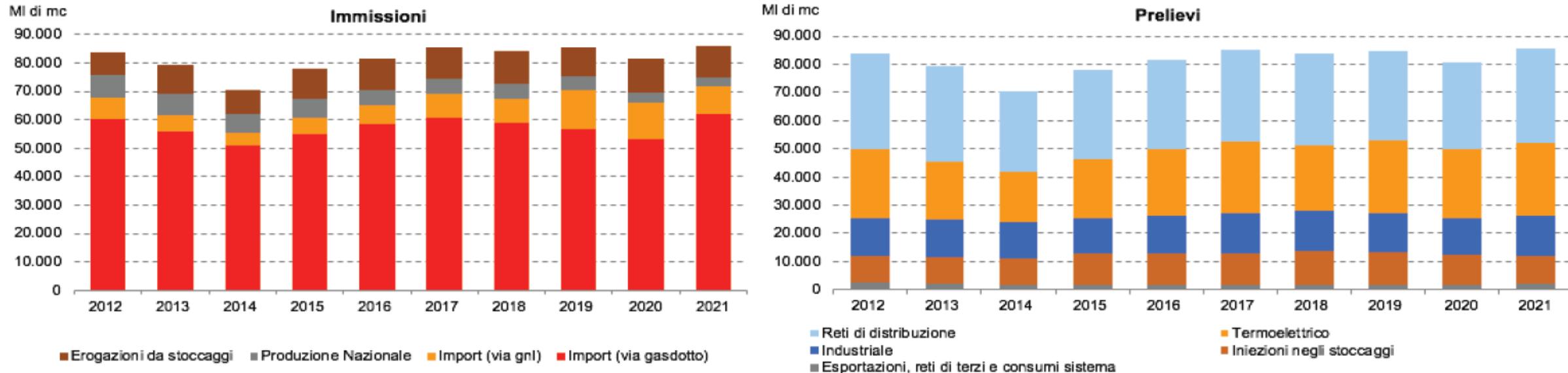
Fonte: GME

# Evoluzione del gas trasportato

Fonte: GME

Figura 2: Evoluzione gas trasportato

Fonte: dati SRG



- La quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale nazionale (PSV) sale su livelli record, pari a 47,0 €/MWh (+36 €/MWh dal minimo storico del 2020), secondo un progressivo trend rialzista che ha caratterizzato l'intero anno e che a dicembre ha portato le quotazioni a valori mai raggiunti prima, frequentemente sopra i 100 €/MWh e con picchi giornalieri a 160-187 €/MWh
- Analoghi sviluppi per le quotazioni dei principali hub europei, con il riferimento al TTF che aggiorna anch'esso nel 2021 il massimo assoluto a 46,5 €/MWh (+37 €/MWh), riducendo lo spread PSV-TTF a 0,5 €/MWh, il più basso di sempre (era a 1,2 €/MWh nel 2020)

# Uno sguardo ai mercati energetici europei nel 2021

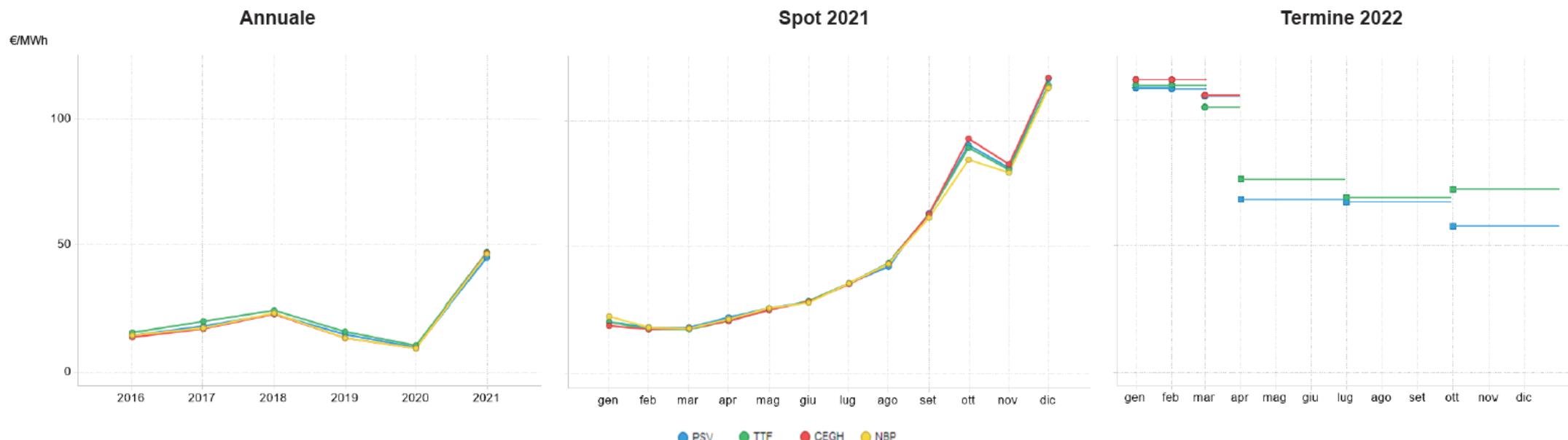
- Nel 2021 i **prezzi di tutte le commodities energetiche** hanno registrato a livello internazionale **una crescita eccezionale**, salendo ai loro livelli massimi o a ridosso di essi
- La tendenza appare molto forte soprattutto per le quotazioni del **carbone** e del **gas**, con conseguenti ripercussioni sui costi della generazione termoelettrica, alimentati anche dalla corsa della CO<sub>2</sub>
- Valori annui attorno ai 47 €/MWh per il gas (con PSV e TTF a 117 e 114 €/MWh a dicembre) e a 120 \$/MT per il carbone (che sfiora i 240 \$/MT a ottobre) spingono le quotazioni dei mercati elettrici europei sui 96/125 €/MWh con differenze legate prevalentemente alle caratteristiche nazionali dei parchi di produzione
- Tali incrementi si riflettono sui mercati elettrici europei che nel 2021 toccano prezzi mai osservati prima, con progressione continua che ha portato a dicembre le quotazioni in prossimità dei **300 €/MWh**
- su base annua le quotazioni nell'Europa centro-meridionale si attestano sui **97/114 €/MWh**, toccando livelli più elevati in Italia (125 €/MWh), maggiormente impattata dagli eccezionali aumenti del gas. Si amplia, quindi, il differenziale sulla frontiera Nord italiana (Nord-Francia: 16 €/MWh circa, +11 €/ MWh), molto alto tra luglio e ottobre (22/46 €/ MWh), più basso nei mesi invernali (sempre inferiore a 10 €/MWh) e nullo a dicembre
- si registra una robusta ripresa degli scambi spot delle Borse soprattutto nell'area scandinava (380 TWh, +4%) e in Italia (221,3 TWh, +6%), quest'ultima indotta anche dal rimbalzo della domanda dai livelli minimi del 2020. Più contenuto l'aumento relativo alla Spagna (176,5 TWh, +1%) e alla Francia (128,5 TWh, +2%), mentre in calo appare il dato afferente alla Germania (232,2 TWh, -6%)

# L'andamento sui mercati del gas naturale nel 2021

Figura 1: Gas, quotazioni annuali e mensili spot e a termine. Media aritmetica (€/MWh)

Fonte: Refinitiv

Annuale						Mensile			
Descrizione	Area	Anno	Var Y-1 (%)	Ultima Quot Future Y-1	Calendar Y+1	Dicembre	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1
PSV	IT	47,20	347%	17,13	87,70	116,57	43%	605%	93,00
TTF	NL	46,66	397%	17,05	89,00	114,22	42%	612%	95,40
CEGH	AT	45,05	354%			116,95	42%	663%	93,17
NBP	UK	46,34	387%			112,90	42%	563%	74,17



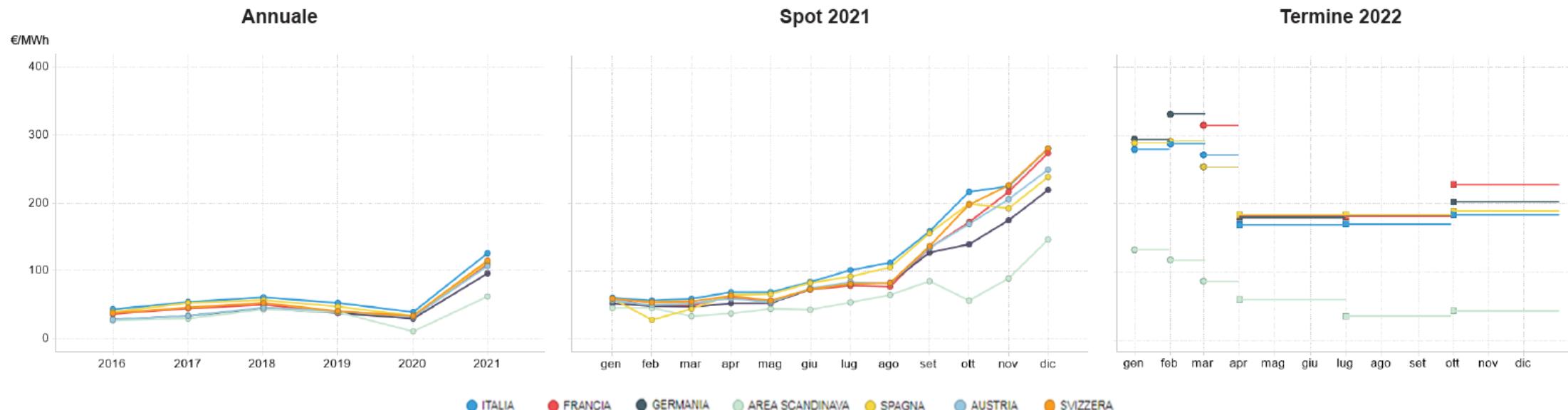
# L'andamento delle borse europee dell'energia nel 2021 (1)

Figura 2: Borse europee, quotazioni annuali e mensili spot\* e a termine. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv

Annuale					Mensile			
Area	Anno	Var Y-1 (%)	Ultima Quot Future Y-1	Calendar Y+1	Dicembre	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1
ITALIA	125,46	222%	51,90	256,96	281,24	24%	420%	243,76
FRANCIA	109,17	239%	52,09	249,54	274,67	27%	467%	338,00
GERMANIA	96,85	218%	48,15	76,53	221,06	25%	408%	223,00
AREA SCANDINAVA	62,87	475%	23,48	62,08	147,18	63%	632%	129,00
SPAGNA	111,93	230%	50,84	213,70	239,16	24%	470%	243,90
AUSTRIA	106,85	222%			250,14	21%	399%	
SVIZZERA	114,94	238%			282,29	24%	450%	

\* Laddove applicabili, i dati si riferiscono alle borse operative in ambito Price Coupling of Regions (PCR)

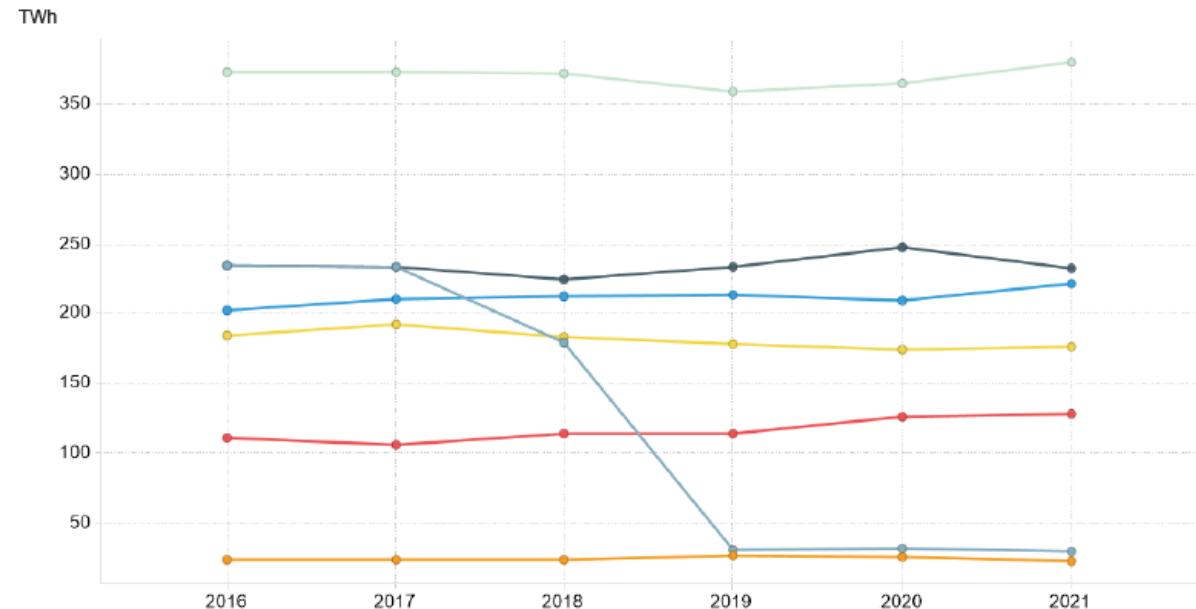


# L'andamento delle borse europee dell'energia nel 2021 (1)

Figura 3: Borse europee, volumi annuali e mensili sui mercati spot\*

Fonte: Refinitiv

Nazione	Anno	Var Y-1 (%)	Dicembre
ITALIA	221,3	6%	18,2
FRANCIA	128,5	2%	12,7
GERMANIA	232,2	-6%	18,7
AREA SCANDINAVA	380,2	4%	39,1
SPAGNA	176,5	1%	15,6
AUSTRIA	29,9	-5%	3,4
SVIZZERA	22,6	-10%	2,1



\* Laddove applicabili, i dati si riferiscono alle borse operative in ambito Price Coupling of Regions (PCR)

● ITALIA ● FRANCIA ● GERMANIA ● AREA SCANDINAVA ● SPAGNA ● AUSTRIA ● SVIZZERA

# Bilancio dell'energia elettrica nei primi mesi del 2022

## Bilancio Energia

[GWh]	Febbraio 2022	Febbraio 2021	%22/21	Gen-Feb 22	Gen-Feb 21	%22/21
Idrica	1.720	3.532	-51,3%	4.194	7.281	-42,4%
di cui Pompaggio in produzione <sup>(2)</sup>	165	174	-5,2%	282	310	-9,0%
Termica	16.083	13.532	18,9%	34.416	29.704	15,9%
di cui Biomasse	1.395	1.382	1,0%	2.937	2.961	-0,8%
Geotermica	435	427	1,9%	914	892	2,5%
Eolica	2.254	1.697	32,8%	4.786	4.301	11,3%
Fotovoltaica	1.710	1.467	16,6%	2.990	2.381	25,6%
<b>Totale produzione netta</b>	<b>22.202</b>	<b>20.655</b>	<b>7,5%</b>	<b>47.300</b>	<b>44.559</b>	<b>6,2%</b>
di cui Produzione da FER <sup>(3)</sup>	7.349	8.330	-11,8%	15.539	17.506	-11,2%
Importazione	3.923	4.602	-14,8%	7.106	8.465	-16,1%
Esportazione	392	197	99,0%	1.036	704	47,2%
<b>Saldo estero</b>	<b>3.531</b>	<b>4.405</b>	<b>-19,8%</b>	<b>6.070</b>	<b>7.761</b>	<b>-21,8%</b>
Pompaggi	236	249	-5,2%	403	443	-9,0%
<b>Richiesta di Energia elettrica <sup>(1)</sup></b>	<b>25.497</b>	<b>24.811</b>	<b>2,8%</b>	<b>52.967</b>	<b>51.877</b>	<b>2,1%</b>

(1) Richiesta di Energia Elettrica = Produzione + Saldo Estero – Consumo Pompaggio.

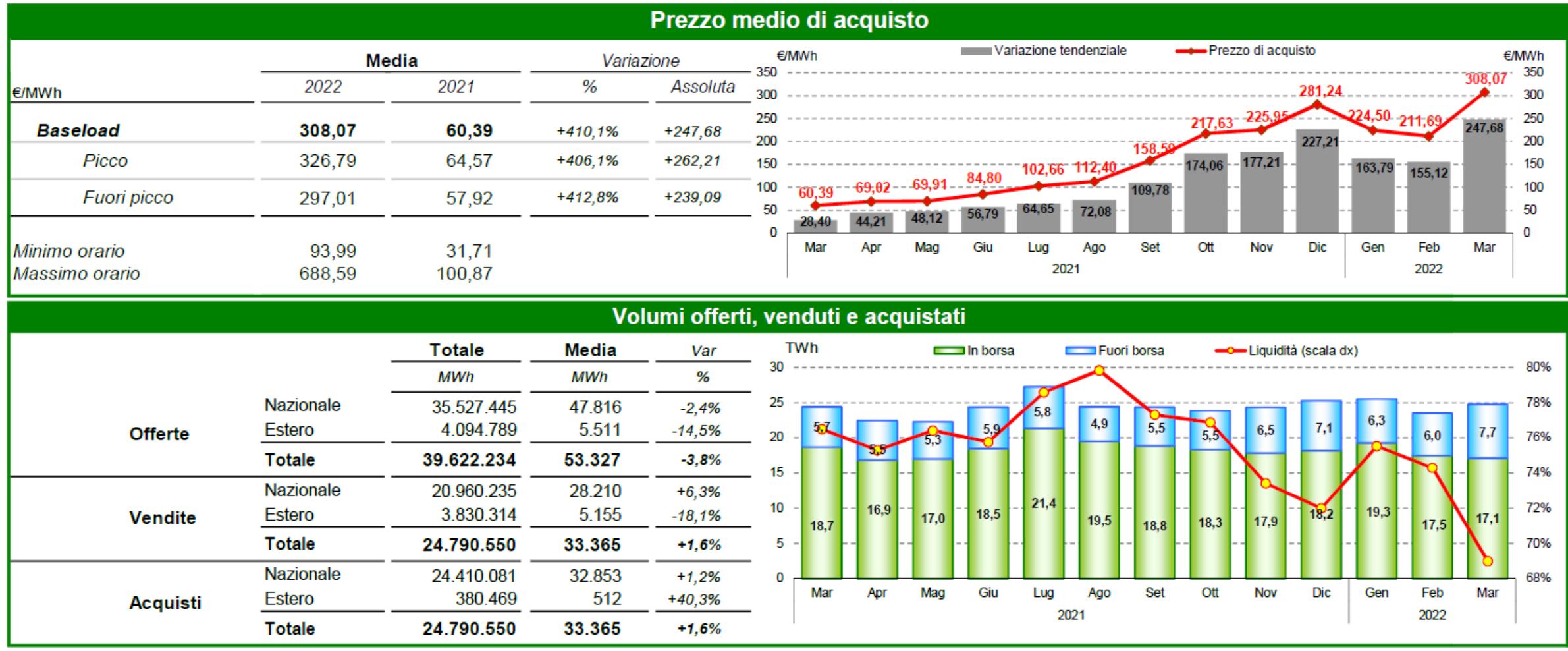
(2) Quota di produzione per apporto da Pompaggio, calcolata con il rendimento medio teorico dal pompaggio in assorbimento

(3) Produzione da FER = Idrico-Pompaggio in Produzione+Biomass e+Geotermico+Eolico+Fotovoltaico

A febbraio 2022 si registra un aumento della produzione eolica (32,8%), termoelettrica (+18,9%) e della produzione fotovoltaica (16,6%) rispetto all'anno precedente e una forte riduzione della produzione idroelettrica (-51,3%). Nel 2022, si registra inoltre una variazione dell'export in aumento (+47,2%) rispetto allo stesso periodo del 2021. L'andamento della produzione totale netta nel mese di febbraio è in aumento del +7,5% rispetto allo stesso mese del 2021.

Fonte: Terna

# La situazione su MGP a marzo 2022



# Scenario National Trend Italia 2021 Terna e Snam (1)

<sup>2</sup> Mix di generazione risultante a valle delle simulazioni di MSD; la generazione FER include curtailment; la produzione complessiva include le perdite degli impianti di accumulo

<sup>3</sup> Il fabbisogno non include 12 TWh di consumi per la produzione di idrogeno indicati nel PNIEC; coerentemente la generazione FER (capacità installata FER) non include i corrispondenti 12 TWh (8 GW) necessari ad alimentare gli impianti P2G in configurazione off-grid

<sup>4</sup> Non include biomasse e geotermico, incluse nella produzione e capacità installata FER

<sup>5</sup> Include generazione termoelettrica da gas verdi

DATO	PNIEC (DIC'19)				NT ITALIA <sup>1,2</sup>		
	2019	2025	2030	2040 <sup>3</sup>	2025	2030	2040 <sup>3</sup>
FABBISOGNO DI ELETTRICITÀ (TWH)	320	326	331	381	326	331	381
GENERAZIONE FER (TWH)	114	143	187	245	140	182	238
DI CUI SOLARE	23	40	73	91	39	70	87
DI CUI EOLICO	20	31	42	74	30	40	71
GENERAZIONE TERMOELETTRICA NETTA (TWH) <sup>4</sup>	169	153	118	103	145	100	106
DI CUI GAS <sup>5</sup>	138	N/A	113	102	135	95	103
SALDO IMPORT/EXPORT (TWH)	38	30	28	32	43	58	53
CAPACITÀ INST. FER (GW) <sup>2</sup>	55	68	95	122	68	95	114
DI CUI SOLARE	21	29	52	72	29	52	64
DI CUI EOLICO	11	16	19	25	16	19	25
CAPACITÀ INST. TERMOELETTRICO (GW) <sup>3</sup>	58	N/A	N/A	N/A	52	50	50
DI CUI GAS <sup>5</sup>	45	N/A	N/A	N/A	49	48	48
CAPACITÀ INSTALLATA ACCUMULI (GW)	7	N/A	17,5	N/A	8,6	17,5	20,5

# Scenario National Trend Italia 2021 Terna e Snam (2)

DATO	PNIEC (DIC'19)				NT ITALIA <sup>1,2</sup>		
	2019	2025	2030	2040 <sup>3</sup>	2025	2030	2040 <sup>3</sup>
DOMANDA GAS (BCM)	74,5	71,9	61,8	54,4	72,2	62,3	60,6
DI CUI BIOMETANO	0,1	0,6	1,0	7,0	0,6	1,0	7,0
TERMOELETTRICO (INCLUSO CAL. DERIVATO)	31,0	30,6	23,2	17,9	30,3	22,3	24,0
USI FINALI ENERGETICI (INCLUSO CALORE DIRETTO)	40,5	38,1	35,6	33,3	38,1	36,9	33,5
USI FINALI NON EN., ALTRI USI, PERDITE E BUNKERAGGI	3,0	3,2	3,0	3,2	3,2	3,0	3,2
DOMANDA DI IDROGENO (BCM METANO EQ.)			0,1	3,9		0,1	3,9
RENDIMENTO MEDIO PARCO GAS (%)	47%	52%	52%	57%	47%	44%	45%

# NT Italia 2021: evoluzione domanda metano e biometano

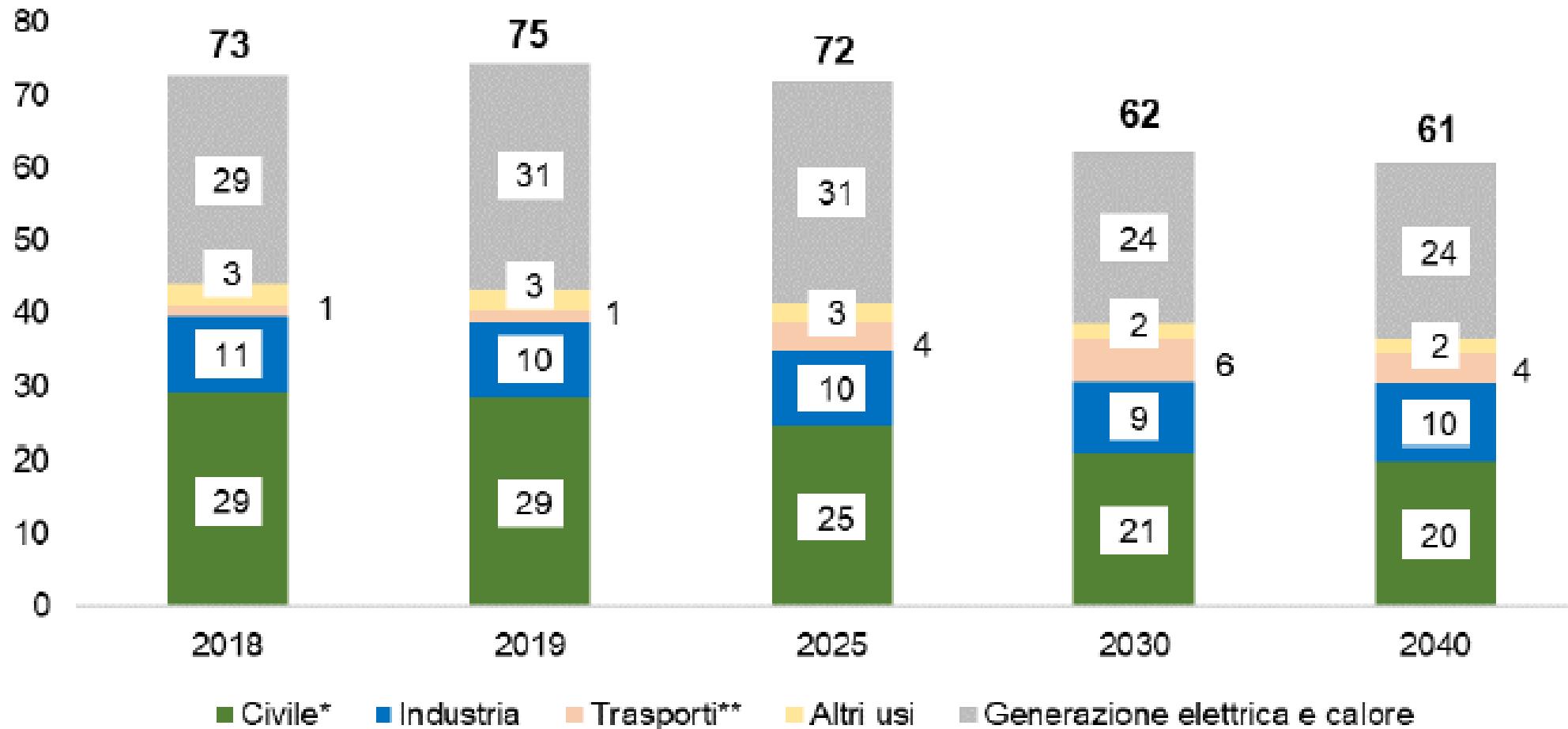
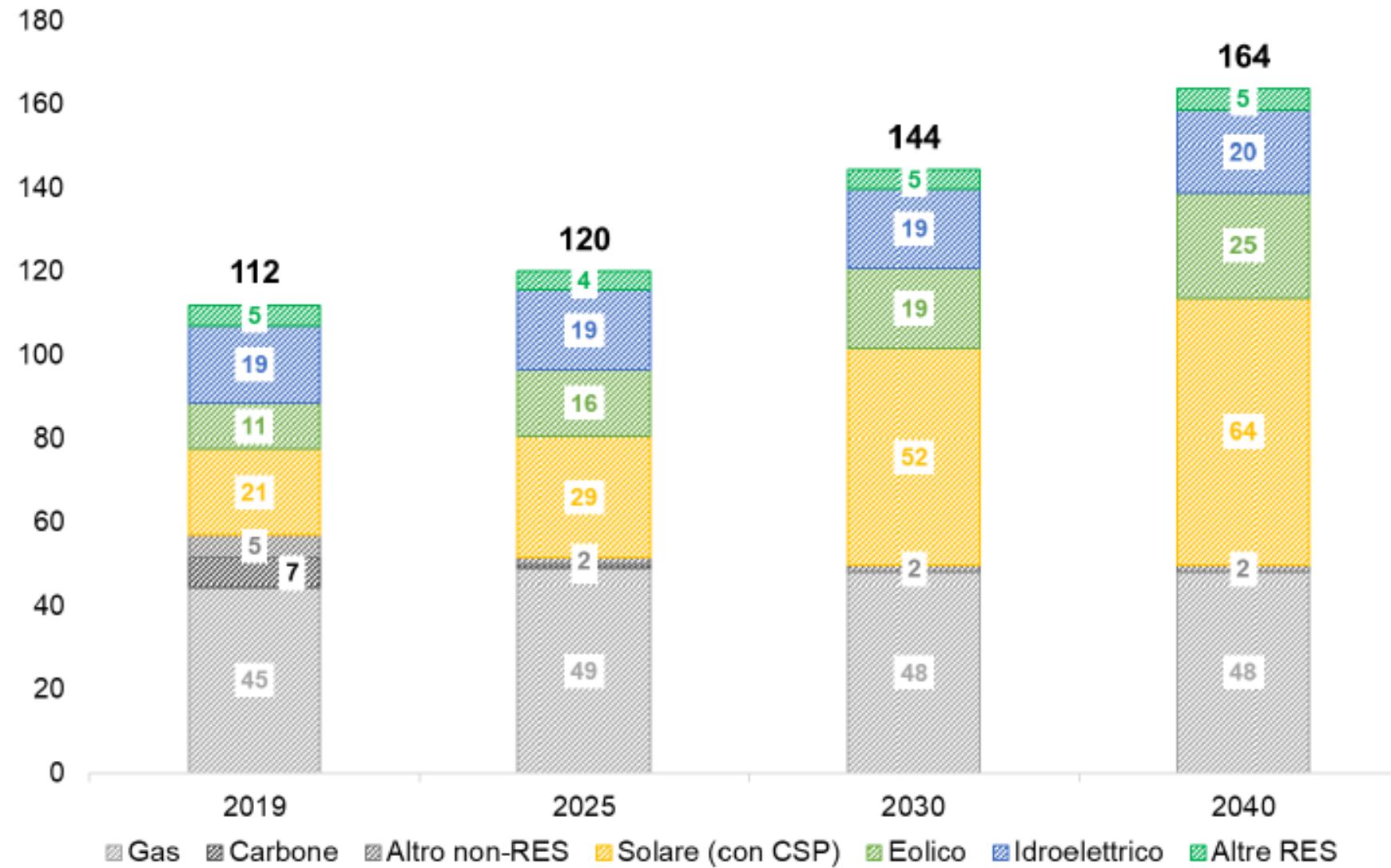
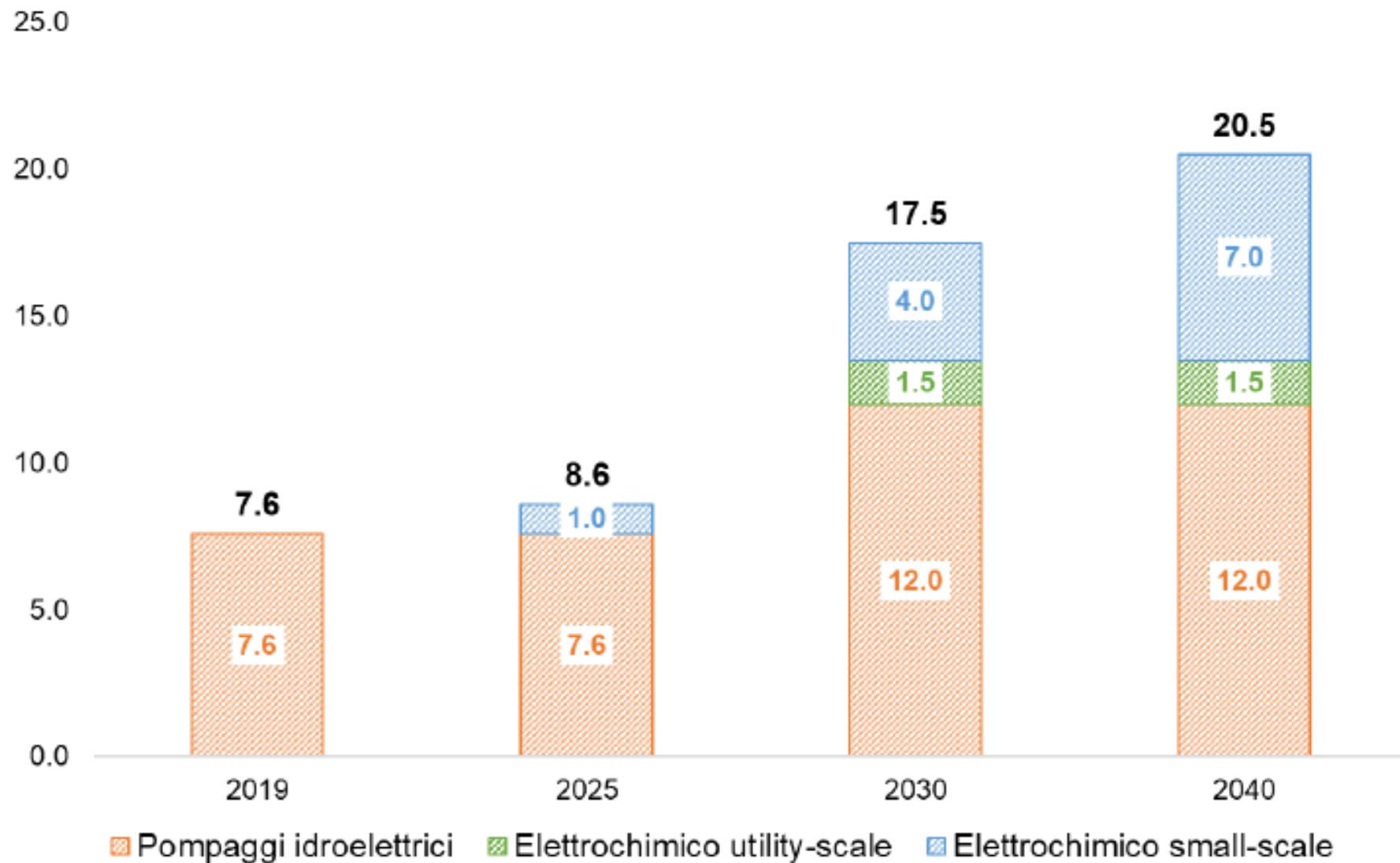


Figura 12 - Evoluzione della domanda di gas naturale e biometano tra il 2018 e il 2040 (\* Include agricoltura; \*\* Include bunkeraggi) (bcm)

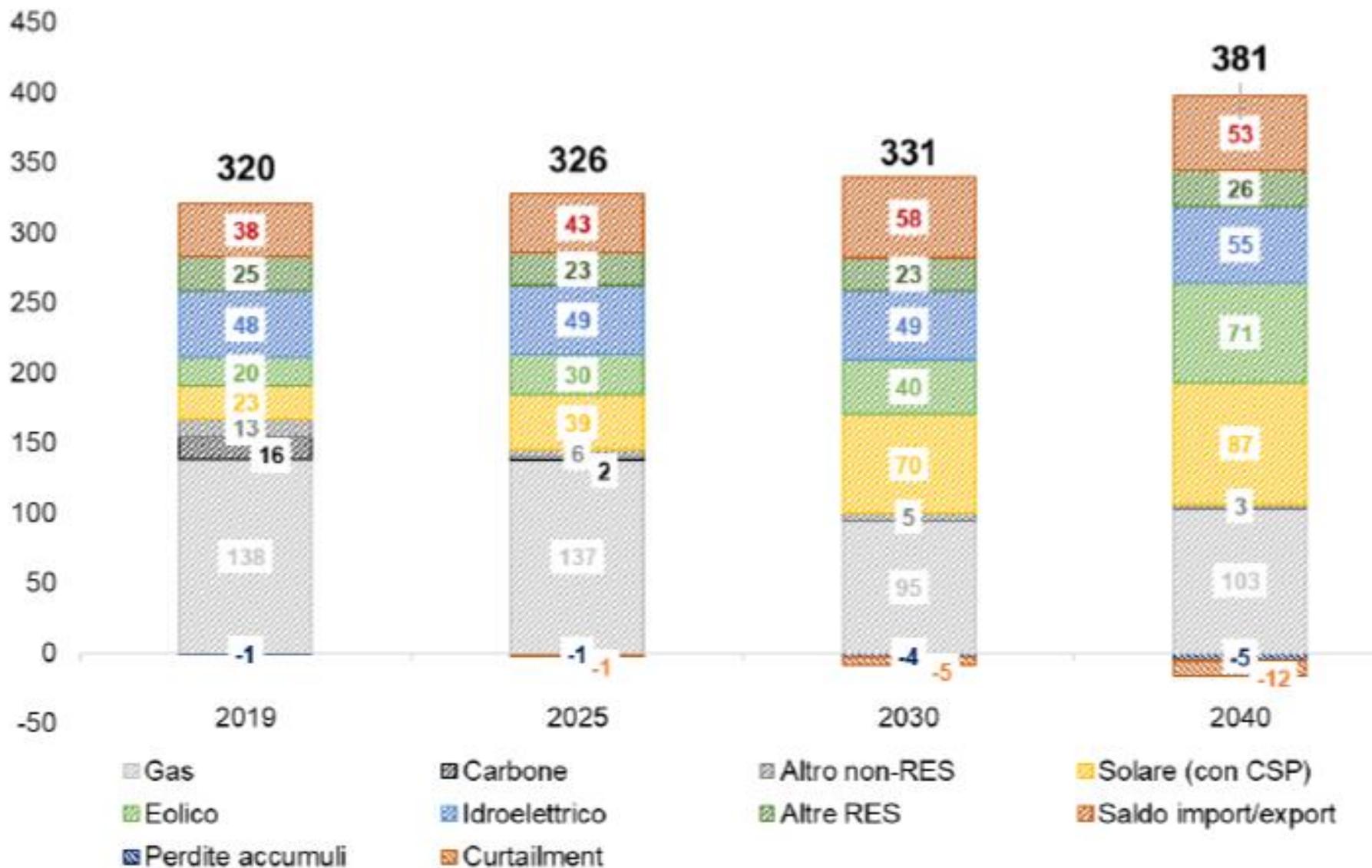
# NT Italia 2021: evoluzione della capacità di generazione elettrica installata in GW



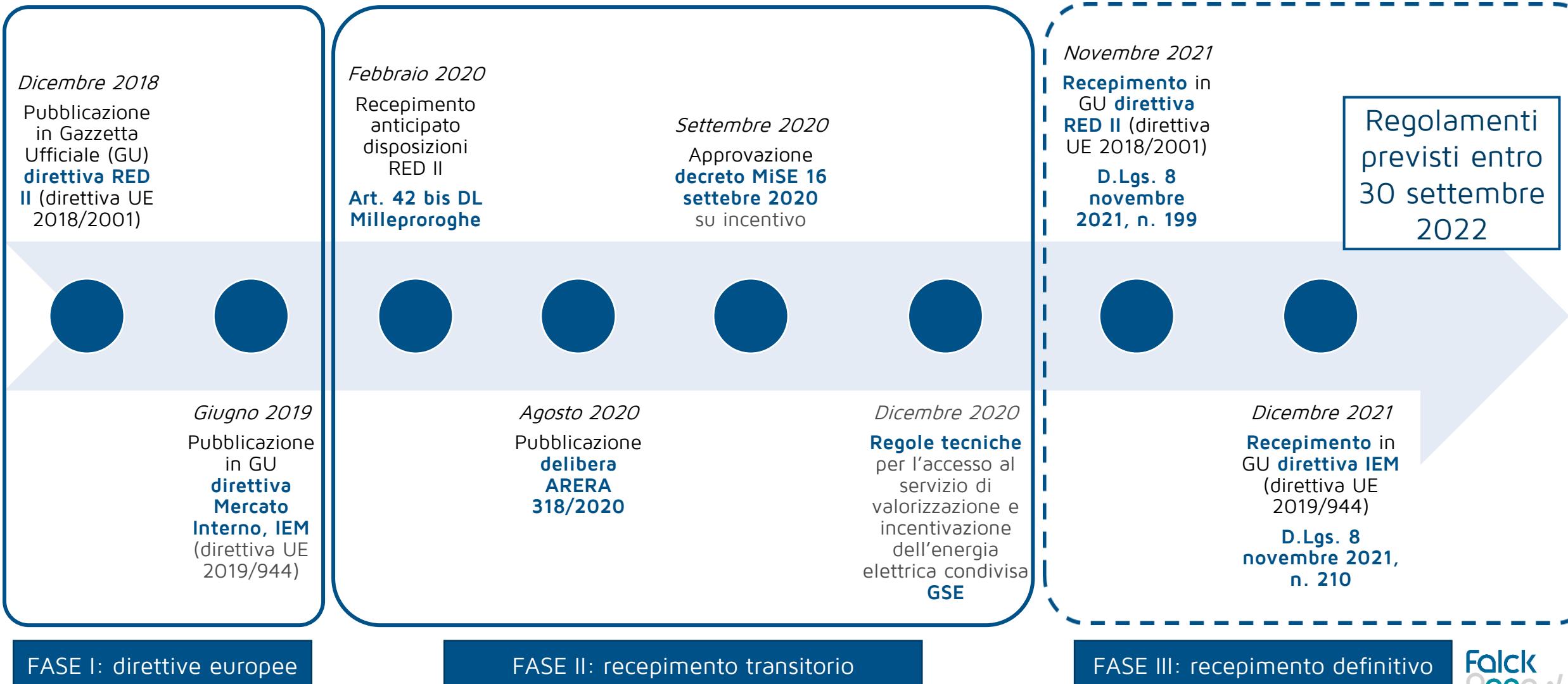
# NT Italia 2021: evoluzione della capacità di accumulo in GW



# NT Italia 2021: risultati MGP + MSD in TWh



# Evoluzione normativa



# Configurazioni possibili: SEU e Autoconsumo «esteso»

	Modelli	Guadagni	Cumulabilità
<b>Autoconsumo fisico (stesso POD)</b>	Sistemi efficienti di utenza (SEU)	Riduzione prelievi (no OGS) + Energia venduta	FER 1 FER 2 RID Detrazioni fiscali Superbonus (fino 20 kW)
<b>Autoconsumo esteso (energia condivisa)</b>	Autoconsumo altrove (AUA)	Incentivo MiTE + Restituzione di alcune componenti tariffarie (si OGS)	RID Detrazioni fiscali PNRR (non ancora definita)
	Autoconsumo collettivo (AUC)	+ Energia venduta	
<b>Autoconsumo esteso (energia condivisa)</b>	Comunità energetiche rinnovabili (CER)	Restituzione di alcune componenti tariffarie (si OGS) + Energia venduta	NO FER No Superbonus
	Clienti attivi che agiscono collettivamente (CAC)	Restituzione di alcune componenti tariffarie (si OGS) + Energia venduta	Non ancora definiti
	Comunità energetiche dei cittadini (CEC)		

OGS = Oneri generali di sistema





NEXT SOLUTIONS

**Grazie**