

Dicembre 2021



Rapporto Mensile sul Sistema Elettrico



Dicembre 2021

Rapporto Mensile sul Sistema Elettrico

Rapporto Mensile sul Sistema Elettrico

01 Bilanci pag. 5

Nel mese di dicembre, la richiesta di energia elettrica è stata di 27.419 GWh, in aumento rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (+5,9%) e rispetto al valore di dicembre 2019 (+5,8%). Si registra altresì una forte riduzione del saldo estero (-31,1%) rispetto allo stesso mese del 2020. Nel 2021 la richiesta di energia elettrica (318.075 GWh) risulta in aumento (+5,6%) rispetto allo stesso periodo del 2020 e in lieve riduzione (-0,5%) rispetto al progressivo 2019.

Il valore della domanda è stato ottenuto con un giorno lavorativo in più (22 vs 21) ed una temperatura media mensile inferiore di 0,7°C. Il dato destagionalizzato e corretto dagli effetti di calendario e temperatura porta la variazione a +4,4%. La variazione tendenziale dei consumi industriali di dicembre 2021 (rispetto a dicembre 2020) risulta in aumento dell'1,4% con dati grezzi.

Nel mese di dicembre 2021, la richiesta di energia elettrica è stata soddisfatta per il 60% della produzione da Fonti Energetiche Non Rinnovabili, per il 32% da Fonti Energetiche Rinnovabili e la restante quota dal saldo estero. La produzione da Fonti Energetiche Rinnovabili è in aumento (+4,9%) rispetto allo stesso mese dell'anno precedente. In particolare, si registra un aumento della produzione eolica (+41,2%) e della produzione fotovoltaica (+23,4%) e una riduzione della produzione idroelettrica rinnovabile (-17,9%).



02 Sistema Elettrico pag. 13



03 Mercato Elettrico pag. 16

Il controvalore dei programmi in prelievo sul MGP a dicembre è pari a circa €7,4Mld, in crescita del 30% rispetto al mese precedente e del 429% rispetto a dicembre 2020.

A dicembre il differenziale tra prezzi a salire e scendere in MSD è pari a 234 €/MWh, in aumento rispetto al mese precedente del 13% e rispetto a dicembre 2020 del 65%. I volumi complessivi sono in riduzione rispetto al mese precedente (-28%).

A dicembre il differenziale tra prezzi a salire e scendere in MB è pari a 232 €/MWh, in aumento rispetto al mese precedente (178 €/MWh; 30%) e in aumento rispetto a dicembre 2020 (118 €/MWh; 96%). I volumi complessivi sono in aumento rispetto al mese precedente (+24%).





Dicembre 2021

Rapporto Mensile sul Sistema Elettrico

Sintesi mensile e nota congiunturale

Nel mese di dicembre, la richiesta di energia elettrica è stata di 27.419 GWh, in aumento rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (+5,9%) e rispetto al valore di dicembre 2019 (+5,8%). Si registra altresì una forte riduzione del saldo estero (-31,1%) rispetto allo stesso mese del 2020.

Nel 2021 la richiesta di energia elettrica (318.075 GWh) risulta in aumento (+5,6%) rispetto allo stesso periodo del 2020 e in lieve riduzione (-0,5%) rispetto al progressivo 2019.

Bilancio Energia

[GWh]	Dicembre 2021	Dicembre 2020	%21/20	Gen-Dic 21	Gen-Dic 20	%21/20
Idrica	3.065	3.644	-15,9%	46.317	48.952	-5,4%
di cui Pompaggio in produzione ⁽²⁾	225	183	22,5%	1.979	1.868	6,0%
Termica	18.195	15.992	13,8%	180.579	173.888	3,8%
di cui Biomasse	1.613	1.572	2,6%	18.232	18.063	0,9%
Geotermica	468	482	-2,9%	5.526	5.647	-2,1%
Eolica	2.824	2.000	41,2%	20.619	18.609	10,8%
Fotovoltaica	913	740	23,4%	25.068	24.552	2,1%
Totale produzione netta	25.465	22.858	11,4%	278.109	271.648	2,4%
di cui Produzione da FER ⁽³⁾	8.658	8.255	4,9%	113.783	113.955	-0,2%
Importazione	2.875	3.859	-25,5%	46.564	39.786	17,0%
Esportazione	600	559	7,3%	3.771	7.586	-50,3%
Saldo estero	2.275	3.300	-31,1%	42.793	32.200	32,9%
Pompaggi	321	262	22,5%	2.827	2.668	6,0%
Richiesta di Energia elettrica ⁽¹⁾	27.419	25.896	5,9%	318.075	301.180	5,6%

(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+Biomasse+Geotermico+Eolico+Fotovoltaico

A dicembre 2021 si registra un aumento della produzione eolica (+41,2%), della termoelettrica (+13,8%) e della produzione fotovoltaica (23,4%) rispetto all'anno precedente e una riduzione della produzione idroelettrica (-15,9%). Nel 2021, si registra una variazione dell'export in forte riduzione (-50,3%) rispetto al 2020. L'andamento della produzione totale netta nel mese di dicembre è in aumento del +11,4% rispetto allo stesso mese del 2020.

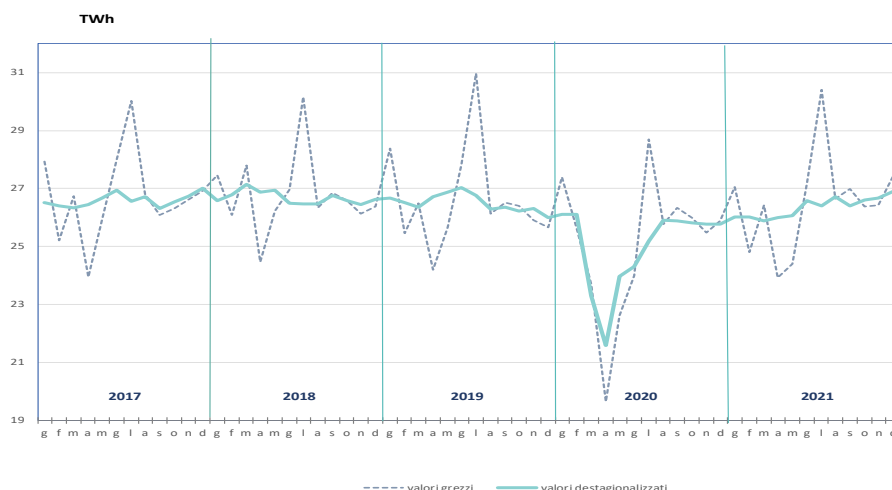
Fonte: Terna

Il valore della domanda è stato ottenuto con un giorno lavorativo in più (22 vs 21) ed una temperatura media mensile inferiore di 0,7°C. Il dato destagionalizzato e corretto dagli effetti di calendario e temperatura porta la variazione a +4,4%.

La domanda nel 2021 risulta in aumento del 5,6% rispetto al 2020. In termini rettificati la variazione non cambia.

In termini congiunturali, il valore destagionalizzato e corretto dagli effetti di calendario e temperatura della domanda elettrica di dicembre 2021 ha fatto registrare una variazione positiva dello 0,8% rispetto al mese precedente.

Analisi congiunturale domanda energia elettrica (TWh)



Il dato destagionalizzato e corretto dagli effetti di calendario e temperatura, porta ad una variazione congiunturale in crescita dello 0,8%

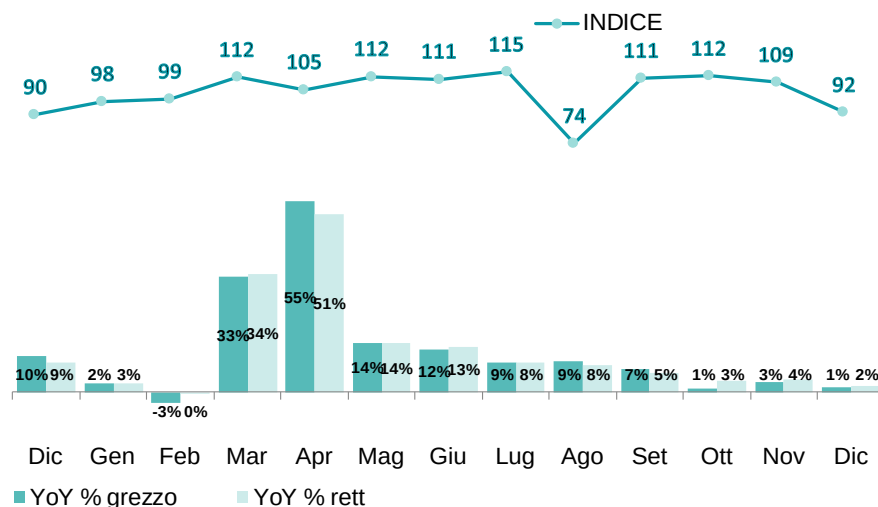
Fonte: Terna

IMCEI

La variazione tendenziale di dicembre 2021 (rispetto a dicembre 2020) risulta in aumento dell' 1,4% con dati grezzi; con dati corretti dal calendario la variazione si porta ad un +1,9%.

Complessivamente, nel 2021, la variazione dei prelievi dei clienti AT+MT risulta pari a +10,5% rispetto allo stesso periodo del 2020; con dati destagionalizzati e corretti dagli effetti di calendario la variazione non cambia.

Indice Mensile Consumi Elettrici Industriali - IMCEI (base 2015 = 100)

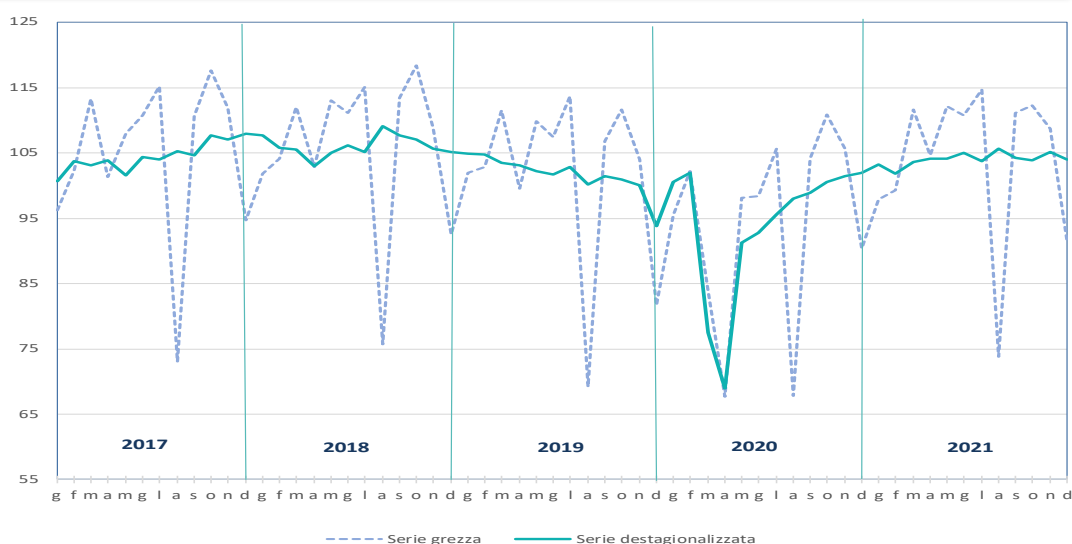


A dicembre, la variazione dell'indice mensile dei consumi elettrici italiani risulta in aumento dell' 1,4% rispetto a dicembre 2020.

Fonte: Terna

In termini congiunturali, il valore destagionalizzato e corretto dagli effetti del calendario dell'indice dei consumi elettrici industriali di dicembre 2021, risulta in diminuzione dell' 1,1% rispetto a novembre.

Analisi congiunturale IMCEI (base 2015 = 100)



Il dato destagionalizzato e corretto dagli effetti di calendario e temperatura, porta ad una variazione congiunturale di dicembre 2021 in diminuzione dell' 1,1% rispetto al mese precedente.

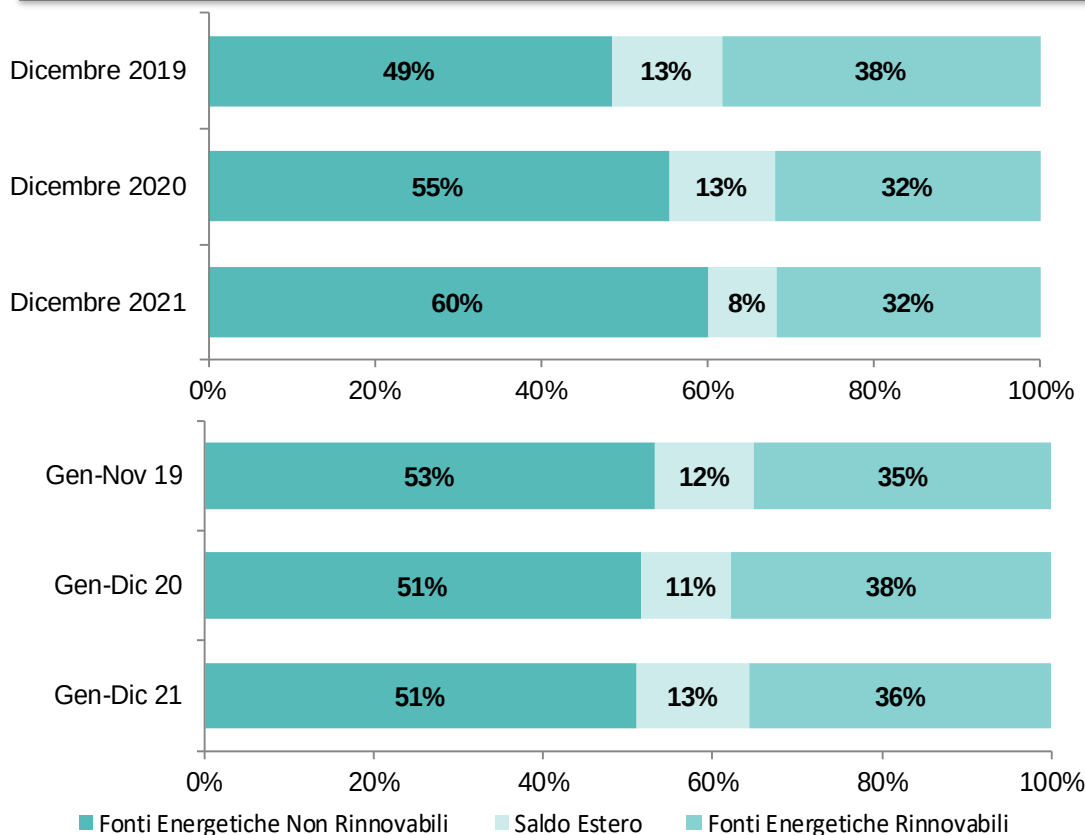
Fonte: Terna

Composizione Fabbisogno

Nel mese di dicembre 2021, la richiesta di energia elettrica è stata soddisfatta per il 60% della produzione da Fonti Energetiche Non Rinnovabili, per il 32% da Fonti Energetiche Rinnovabili e la restante quota dal saldo estero.

Nel 2021, la richiesta di energia elettrica è stata di 318.075 GWh ed è stata soddisfatta al 51% dalla produzione da Fonti Energetiche Non Rinnovabili, per il 36% da Fonti Energetiche Rinnovabili e la restante quota dal saldo estero.

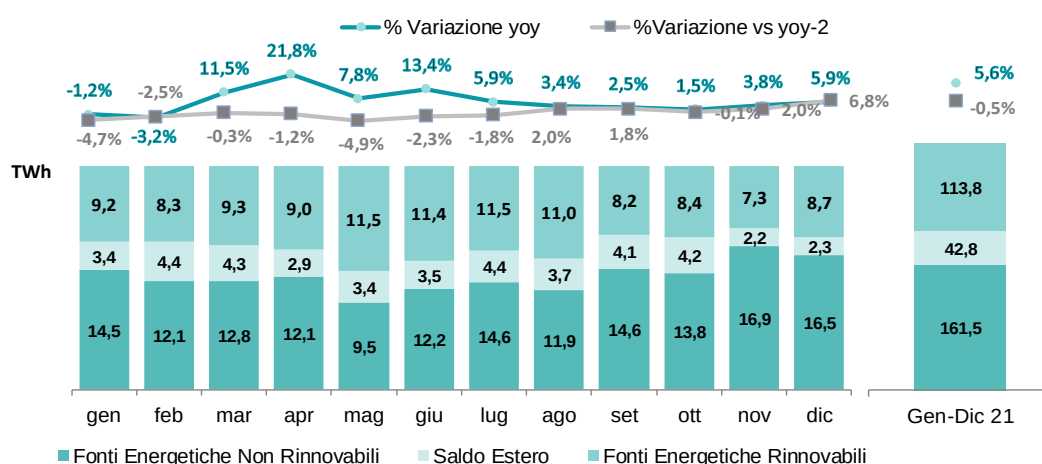
Composizione Fabbisogno



Nel mese di dicembre la produzione da fonti energetiche rinnovabili è in aumento (+4,9%) rispetto allo stesso mese del 2020.

Nel 2021 la produzione da Fonti Energetiche Non Rinnovabili fa registrare una variazione percentuale in aumento (+4,8%) rispetto al 2020.

Andamento della composizione del fabbisogno 2021 e variazione con il 2020 e 2019



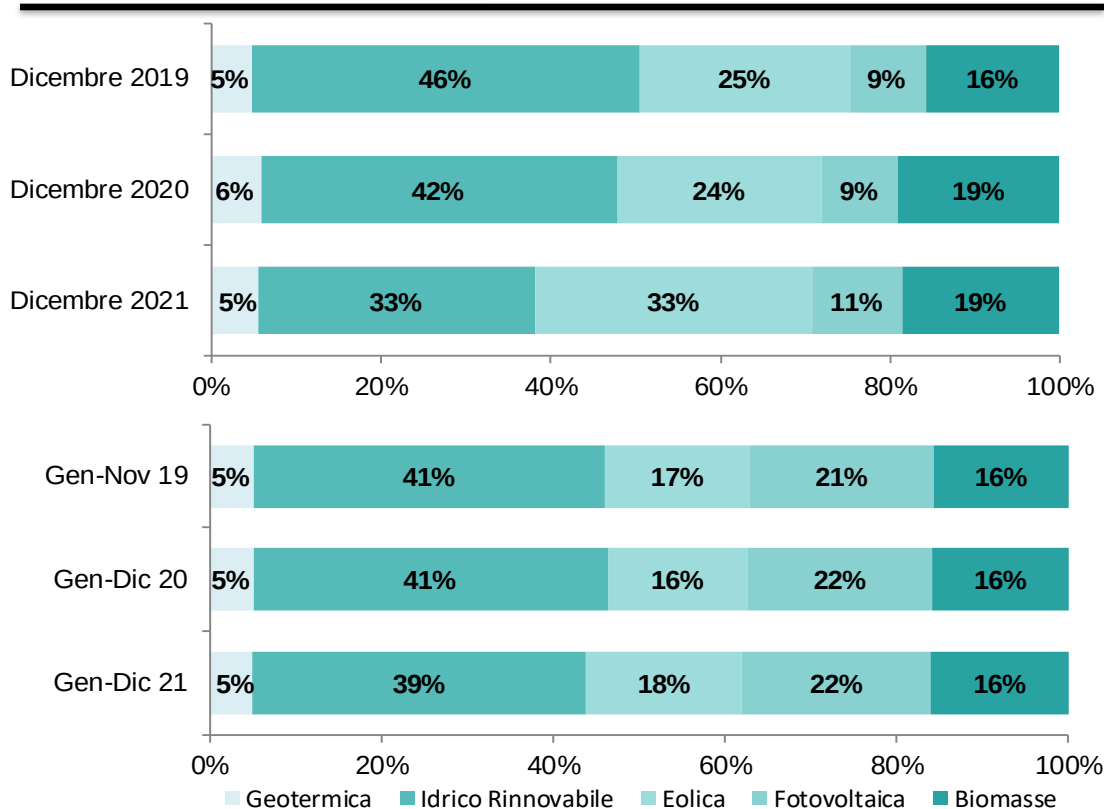
Nel 2021 la richiesta di energia elettrica sulla rete è in aumento +5,6% rispetto al 2020 e in flessione rispetto al dato progressivo del 2019 (-0,5%).

Nel 2021 la produzione energetica da fonti rinnovabili è pari 113,8 TWh in riduzione del -0,15% rispetto al 2020.

Fonte: Terna

Dettaglio FER

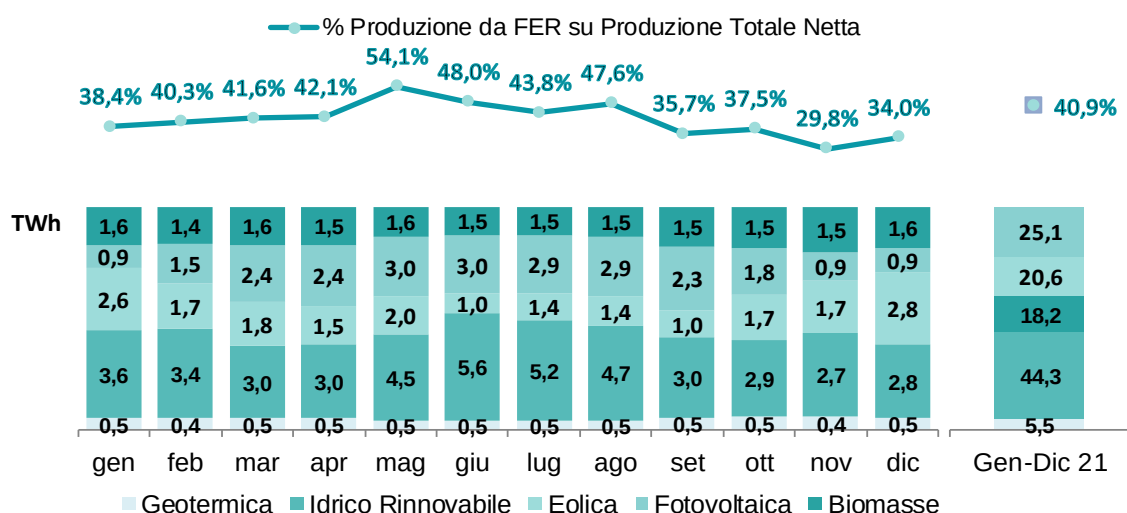
Nel mese di dicembre, la produzione da Fonti Energetiche Rinnovabili è in aumento (+4,9%) rispetto allo stesso mese dell'anno precedente. In particolare, si registra un aumento della produzione eolica (+41,2%) e della produzione fotovoltaica (+23,4%) e una riduzione della produzione idroelettrica rinnovabile (-17,9%).



A dicembre 2021 il maggiore contributo alla produzione da fonti energetiche rinnovabili è dato dalla produzione idrica rinnovabile (33%) e dalla produzione eolica (33%).

Nel 2021 il maggiore contributo alla produzione da fonti energetiche rinnovabili è dato dalla produzione idrica rinnovabile (39%) e dalla fotovoltaica (22%).

Andamento della produzione netta da FER nel 2021 e variazione con il 2020



Nel mese di dicembre 2021 la produzione da FER ha contribuito per il 34,0% alla produzione totale netta nazionale, in riduzione rispetto lo stesso mese del 2020 (36,1%). Nel 2021 la produzione da FER ha contribuito per il 40,9% alla produzione totale netta, in lieve riduzione rispetto al 2020 (41,9%).

Fonte: Terna

Storico Bilanci Energetici Mensili

Nel 2021 la produzione totale netta destinata al consumo (278.109 GWh) ha soddisfatto per 87,4% della richiesta di energia elettrica nazionale (318.075 GWh).

Bilancio Mensile dell'Energia Elettrica in Italia 2021

[GWh]	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	Totale
Idrica	3.749	3.532	3.190	3.182	4.666	5.683	5.268	4.835	3.124	3.074	2.949	3.065	46.317
di cui Pompaggio in Produzione ⁽²⁾	136	174	168	185	199	132	102	143	152	149	215	225	1.979
Termica	16.172	13.532	14.489	13.708	11.128	13.737	16.076	13.484	16.183	15.355	18.520	18.195	180.579
di cui Biomasse	1.579	1.382	1.586	1.545	1.577	1.476	1.476	1.494	1.476	1.536	1.492	1.613	18.232
Geotermica	465	427	475	459	465	456	470	463	458	472	448	468	5.526
Eolica	2.604	1.697	1.826	1.541	1.969	960	1.403	1.424	986	1.665	1.720	2.824	20.619
Fotovoltaica	914	1.467	2.415	2.425	2.998	3.003	2.944	2.928	2.343	1.788	930	913	25.068
Produzione Totale Netta	23.904	20.655	22.395	21.315	21.226	23.839	26.161	23.134	23.094	22.354	24.567	25.465	278.109
di cui Produzione da RES ⁽³⁾	9.176	8.330	9.324	8.967	11.476	11.446	11.460	11.001	8.235	8.386	7.324	8.658	113.783
Import	3.863	4.602	4.472	3.188	3.675	3.766	4.630	3.993	4.296	4.458	2.746	2.875	46.564
Export	507	197	207	311	227	225	244	275	179	227	572	600	3.771
Saldo Estero	3.356	4.405	4.265	2.877	3.448	3.541	4.386	3.718	4.117	4.231	2.174	2.275	42.793
Pompaggi	194	249	240	264	284	189	145	204	217	213	307	321	2.827
Richiesta di Energia elettrica ⁽¹⁾	27.066	24.811	26.420	23.928	24.390	27.191	30.402	26.648	26.994	26.372	26.434	27.419	318.075

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

Fonte: Terna

Nel 2021 la produzione totale netta risulta in aumento (+2,4%) rispetto al 2020 e la massima richiesta di energia elettrica è stata nel mese di Luglio con 30.402 GWh.

Si riporta nel seguito l'evoluzione del bilancio mensile relativo al 2020.

Bilancio Mensile dell'Energia Elettrica in Italia 2020

[GWh]	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	Totale
Idrica	3.500	2.619	2.981	3.889	5.464	5.678	4.798	4.250	4.048	4.558	3.523	3.644	48.952
di cui Pompaggio in Produzione ⁽²⁾	124	130	210	253	181	99	95	112	139	206	136	183	1.868
Termica	17.367	14.637	12.881	10.965	11.142	13.130	16.472	15.759	16.394	13.901	15.248	15.992	173.888
di cui Biomasse	1.543	1.408	1.531	1.518	1.452	1.459	1.519	1.524	1.458	1.520	1.524	1.569	18.025
Geotermica	487	459	495	475	477	448	462	470	454	476	462	482	5.647
Eolica	1.682	2.379	1.750	1.268	1.755	1.575	980	1.207	1.353	1.608	1.052	2.000	18.609
Fotovoltaica	1.216	1.660	1.950	2.602	2.769	2.783	3.071	2.720	2.235	1.615	1.191	740	24.552
Produzione Totale Netta	24.252	21.754	20.057	19.199	21.607	23.614	25.783	24.406	24.484	22.158	21.476	22.858	271.648
di cui Produzione da RES ⁽³⁾	8.304	8.395	8.497	9.499	11.736	11.844	10.736	10.059	9.409	9.571	7.616	8.252	113.917
Import	4.068	4.620	4.434	1.797	2.325	1.567	3.542	2.187	2.518	4.306	4.563	3.859	39.786
Export	748	547	498	984	1.048	1.051	495	654	458	175	369	559	7.586
Saldo Estero	3.320	4.073	3.936	813	1.277	516	3.047	1.533	2.060	4.131	4.194	3.300	32.200
Pompaggi	177	186	300	362	258	142	135	160	198	294	194	262	2.668
Richiesta di Energia elettrica ⁽¹⁾	27.395	25.641	23.693	19.650	22.626	23.988	28.695	25.779	26.346	25.995	25.476	25.896	301.180

Fonte: Terna

Nel 2020 la massima richiesta di energia elettrica è stata nel mese di Luglio con 28.695GWh.

(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+Biomasse+Geotermico+Eolico+Fotovoltaico

Fabbisogno suddiviso per Aree Territoriali

Nel mese di dicembre 2021 si evidenzia un fabbisogno in aumento al Nord (To-Mi-Ve), al Centro (Rm-Fi), sulle Isole (Pa-Ca) e al Sud (Na) rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente.

Fabbisogno suddiviso per Aree Territoriali

[GWh]	Torino	Milano	Venezia	Firenze	Roma	Napoli	Palermo	Cagliari
Dicembre 2021	2.822	5.793	4.197	4.226	3.906	4.076	1.598	801
Dicembre 2020	2.797	5.605	3.917	3.872	3.624	3.762	1.526	793
% Dicembre 21/20	0,9%	3,4%	7,1%	9,1%	7,8%	8,3%	4,7%	1,0%
Progressivo 2021	31.595	68.790	49.260	49.082	44.790	46.446	19.040	9.072
Progressivo 2020	31.168	65.133	46.636	45.902	41.668	43.609	18.399	8.665
% Progressivo 21/20	1,4%	5,6%	5,6%	6,9%	7,5%	6,5%	3,5%	4,7%

Nel 2021 la variazione percentuale yoy del fabbisogno è pari al +4,7% in zona Nord, al +7,2% al Centro, +6,5% al Sud e +3,9% sulle Isole.

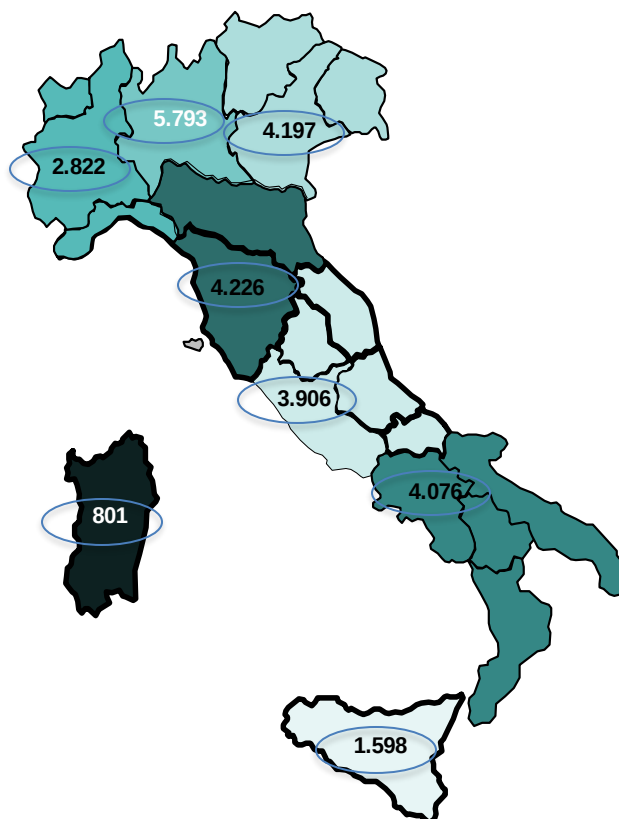
Fonte: Terna

Fabbisogno suddiviso per Aree Territoriali – Rappresentazione territoriale

[GWh]

Le regioni sono accorpate in cluster in base a logiche di produzione e consumo:

- TORINO: Piemonte - Liguria - Valle d'Aosta
- MILANO: Lombardia (*)
- VENEZIA: Friuli Venezia Giulia - Veneto - Trentino Alto Adige
- FIRENZE: Emilia Romagna (*) - Toscana
- ROMA: Lazio - Umbria - Abruzzo - Molise - Marche
- NAPOLI: Campania - Puglia - Basilicata - Calabria
- PALERMO: Sicilia
- CAGLIARI: Sardegna



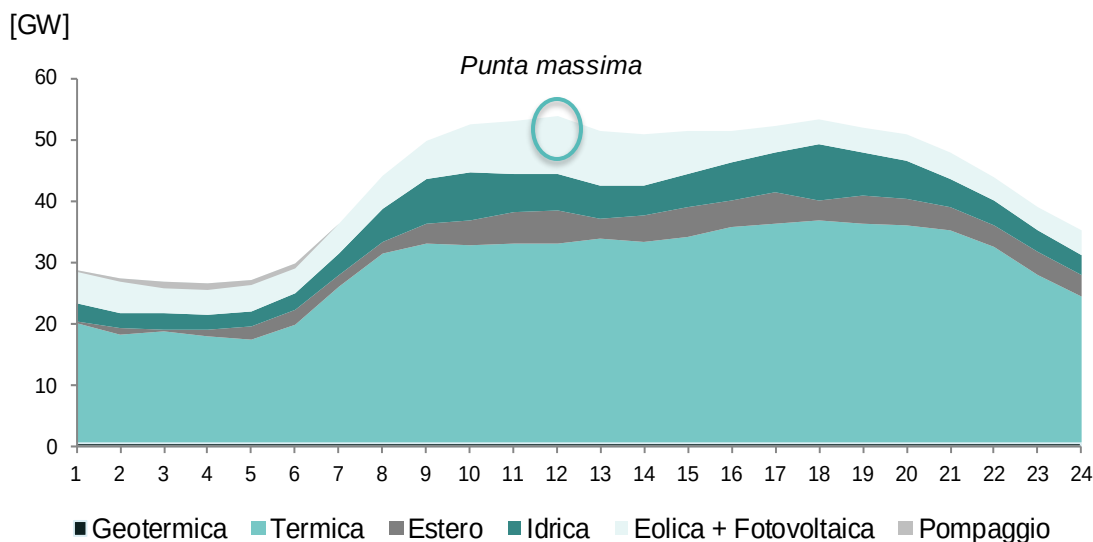
Fonte: Terna

(*) In queste due regioni i confini geografici non corrispondono ai confini elettrici. La regione Lombardia comprende impianti di produzione facenti parte del territorio geografico-amministrativo dell'Emilia Romagna.

Punta in Potenza

Nel mese di dicembre 2021 la punta in potenza è stata registrata il giorno **Giovedì 9 Dicembre 12:00-13:00** ed è risultato pari a 53.878 MW (+3,9% yoy). Di seguito è riportato il diagramma orario di fabbisogno, relativo al giorno di punta.

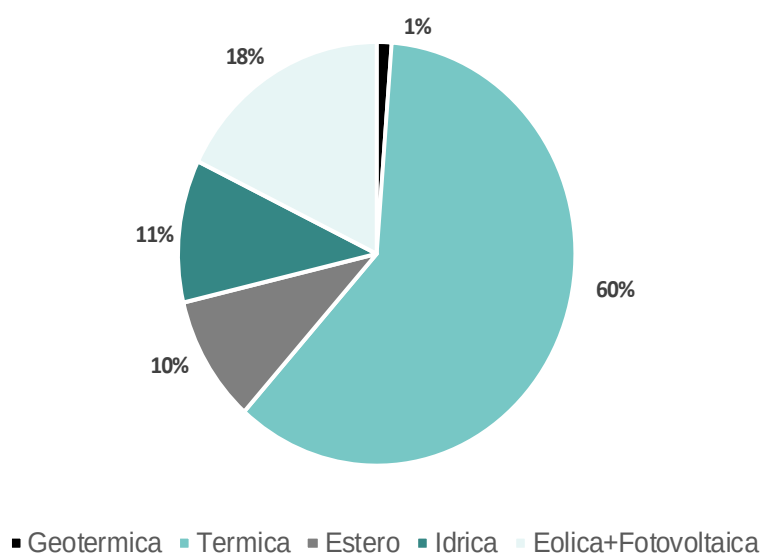
Punta in Potenza



Alla punta, il contributo da produzione termica è pari a 32.553 MW, in riduzione -8,5% rispetto al contributo del termico alla punta di dicembre 2020 (35.594 MW).

Fonte: Terna

Copertura del fabbisogno – 09 Dicembre 2021 12:00-13:00



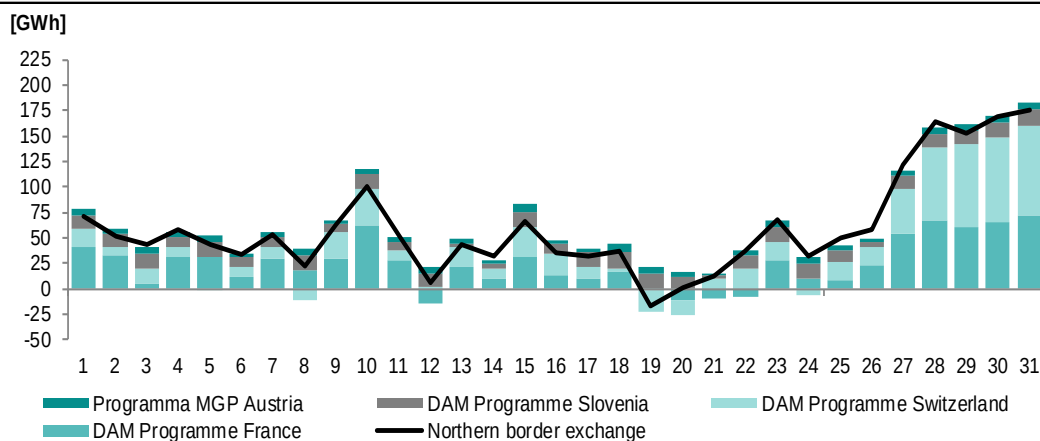
Alla punta, la produzione da fonti rinnovabili ha contribuito alla copertura del fabbisogno per il 30%, la produzione termica per il 60% e la restante parte il saldo estero. La produzione Eolica+Fotovoltaica fa registrare un forte aumento +394,9% rispetto alla medesima produzione registrata alla punta di dicembre 2020.

Fonte: Terna

Scambio Netto Estero – Dicembre 2021

Nel mese di dicembre si evidenzia una buona saturazione su tutta la frontiera Nord.

Saldo Scambio Netto Estero sulla frontiera Nord



Nel mese di dicembre 2021 si registra un Import in riduzione yoy (-25,5%) e pari a 2.875 GWh e un export in aumento yoy (+7,3%) pari a 600 GWh.

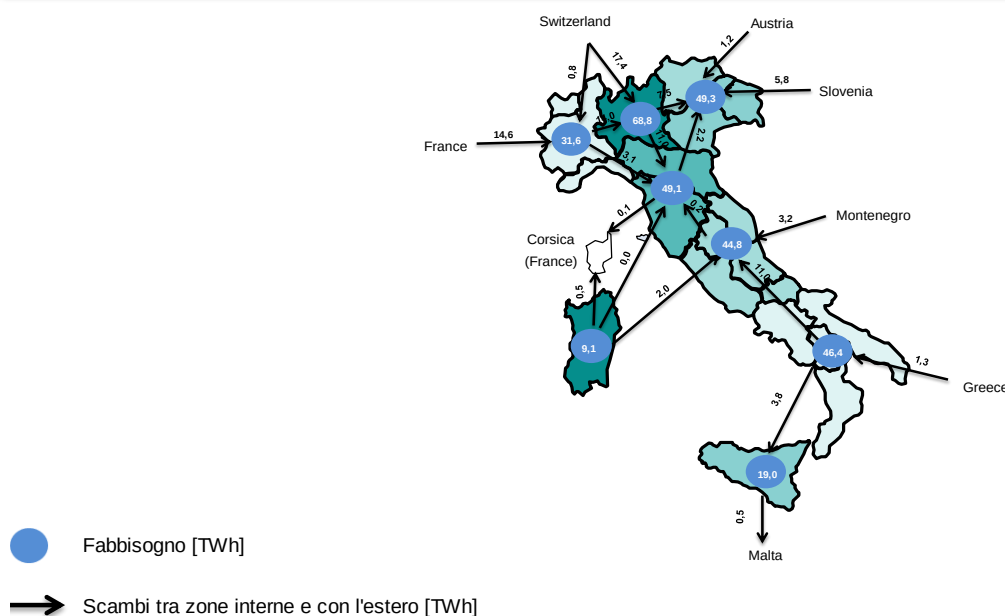
Fonte: Terna

Saldo Movimenti Fisici di Energia – Progressivo Annuo

Il saldo movimenti fisici di energia evidenzia essenzialmente i flussi di energia scambiati tra le varie aree individuate sul sistema elettrico italiano.

Il collegamento a 380kV tra Sicilia e Continente, assicura la gestione in sicurezza del sistema elettrico in Sicilia e in Calabria.

Mappa Saldo Movimenti Fisici di Energia



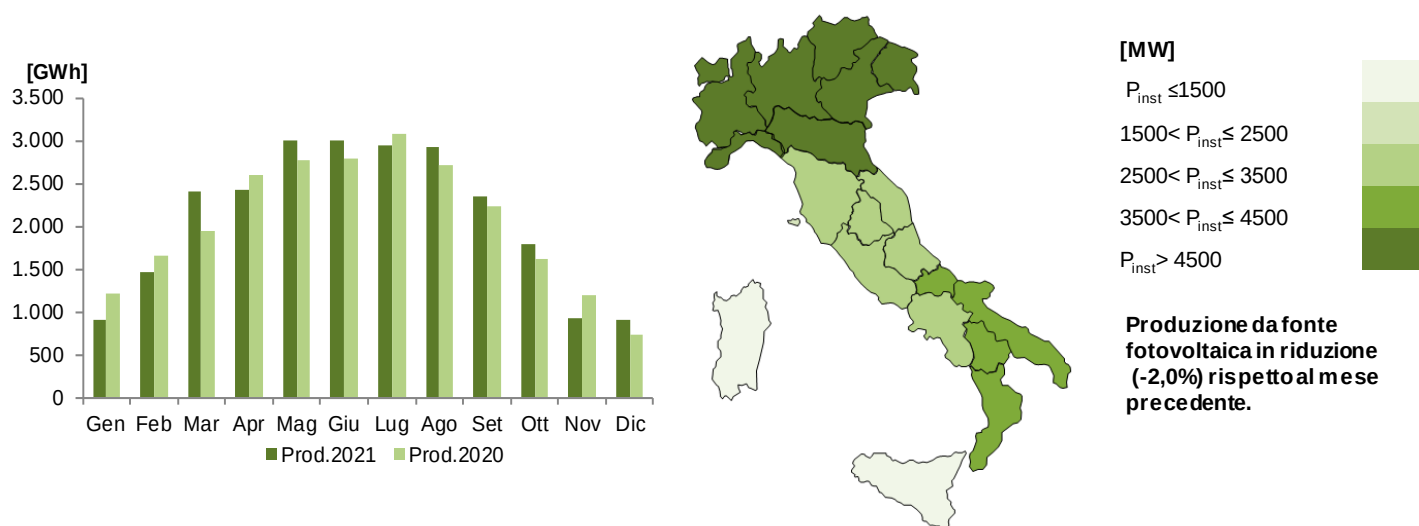
Nel 2021 si registra uno scambio netto dalla zona Nord verso l'Emilia Romagna e Toscana pari a circa 12,2 TWh. Il Continente registra uno scambio netto verso la Sicilia pari a 3,8 TWh.

Fonte: Terna

Produzione e consistenza installata

L'energia prodotta da fonte fotovoltaica nel mese di dicembre 2021 si attesta a 913 GWh in riduzione rispetto al mese precedente (-17 GWh). Il dato progressivo annuo è in aumento rispetto all'anno precedente (+2,1%).

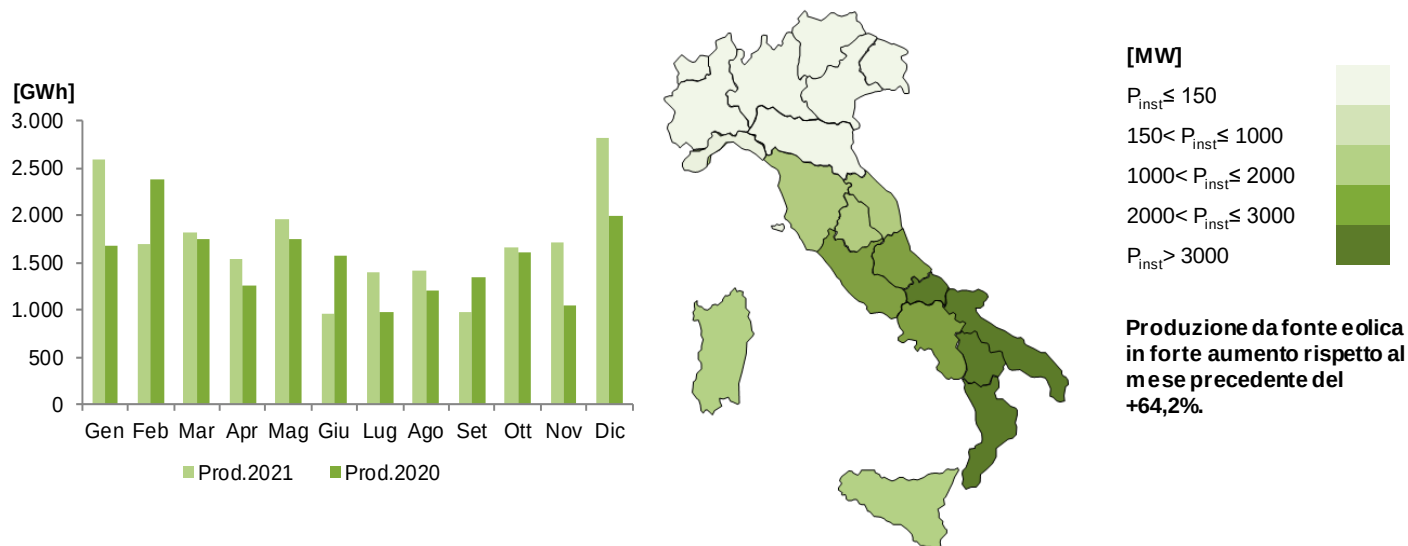
Produzione Fotovoltaica e Consistenza



Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte eolica nel mese di dicembre 2021 si attesta a 2.824 GWh in aumento rispetto al mese precedente di 1.104 GWh. Il dato progressivo annuo è in aumento rispetto all'anno precedente (+10,8%).

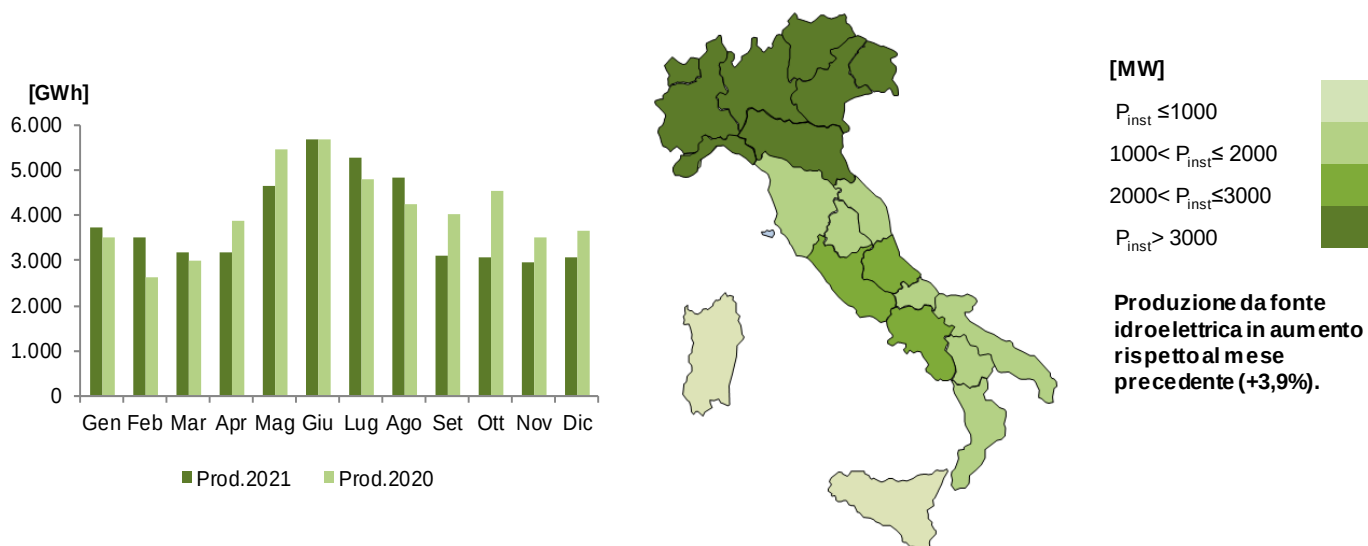
Produzione Eolica e Consistenza



Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte idroelettrica (impianti a bacino, serbatoio e acqua fluente) nel mese di dicembre 2021 si attesta a 3.065 GWh in aumento rispetto al mese precedente (116 GWh). Il dato progressivo annuo è in riduzione (-5,4%) rispetto all'anno precedente.

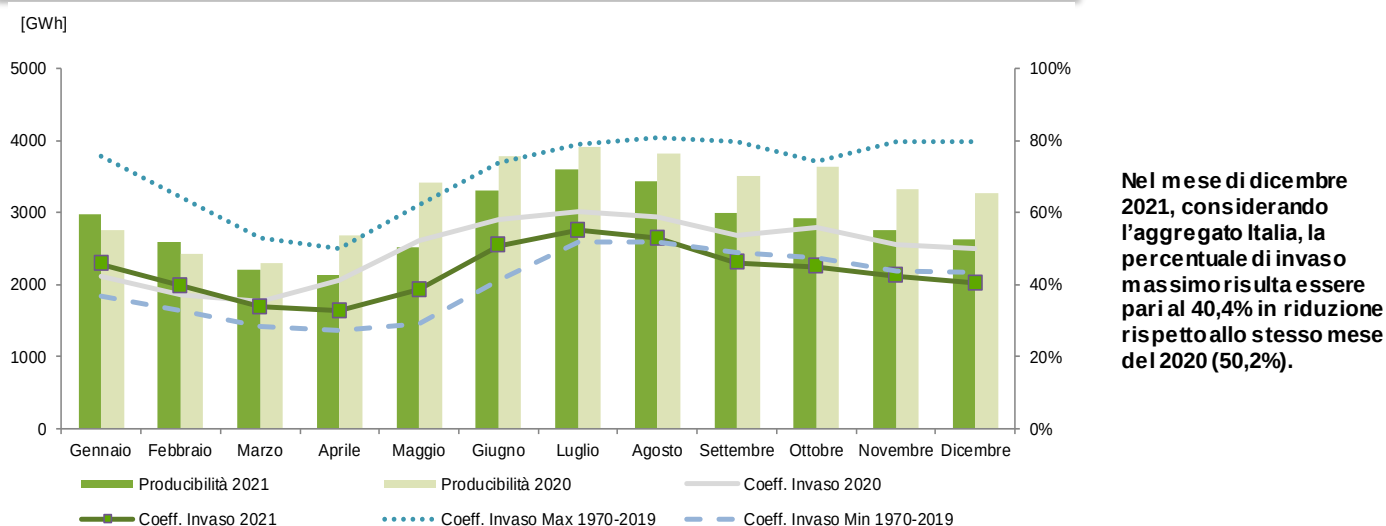
Produzione Idroelettrica e Consistenza



Fonte: Terna

La producibilità idroelettrica nel mese di dicembre è in riduzione (-19,6%) rispetto allo stesso mese dell'anno precedente.

Producibilità Idroelettrica e Percentuale di Invaso



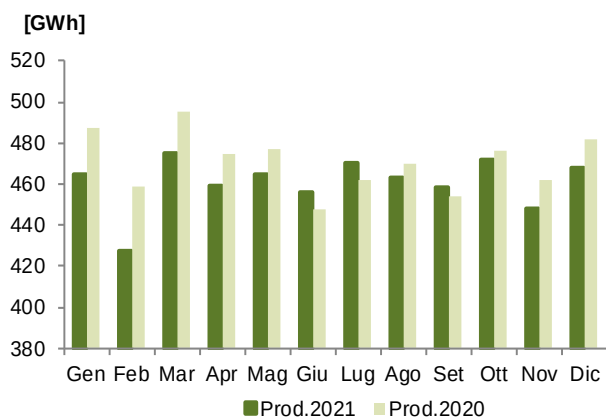
Nel mese di dicembre 2021, considerando l'aggregato Italia, la percentuale di invaso massimo risulta essere pari al 40,4% in riduzione rispetto allo stesso mese del 2020 (50,2%).

Invasi dei serbatoi		NORD	CENTRO SUD	ISOLE	TOTALE
2021	[GWh]	1.558	797	276	2.631
	% (Invaso / Invaso Massimo)	36,0%	44,0%	72,4%	40,4%
	[GWh]	2.739	734	167	3.641
	% (Invaso / Invaso Massimo)	63,4%	40,5%	43,9%	55,9%
2020	[GWh]	1.558	797	276	2.631
	% (Invaso / Invaso Massimo)	36,0%	44,0%	72,4%	40,4%
	[GWh]	2.739	734	167	3.641
	% (Invaso / Invaso Massimo)	63,4%	40,5%	43,9%	55,9%

Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte geotermica nel mese di dicembre 2021 si attesta a 468 GWh in aumento rispetto al mese precedente di 20 GWh. Il dato progressivo annuo è in riduzione (-2,1%) rispetto all'anno precedente.

Produzione Geotermica e Consistenza



[MW]

$P_{inst} = 0$

$0 < P_{inst} \leq 500$

$500 < P_{inst} \leq 1000$

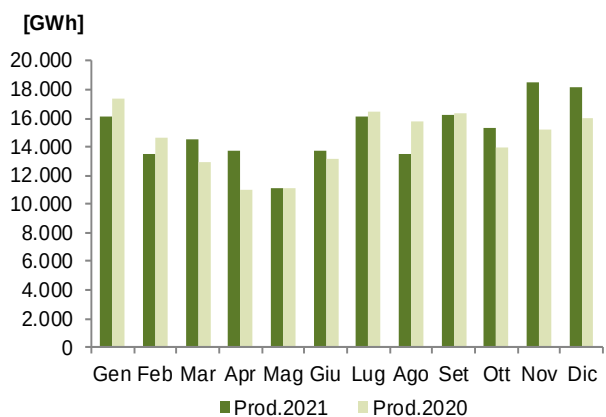


La produzione geotermica è in aumento (+4,5%) rispetto al mese precedente.

Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte termica nel mese di dicembre 2021 si attesta a 18.195 GWh in riduzione rispetto al mese precedente di 325 GWh. Il dato progressivo annuo è in aumento (+3,8%) rispetto all'anno precedente.

Produzione Termica e Consistenza



[MW]

$P_{inst} \leq 5000$

$5000 < P_{inst} \leq 10000$

$10000 < P_{inst} \leq 15000$

$15000 < P_{inst} \leq 20000$

$P_{inst} > 20000$



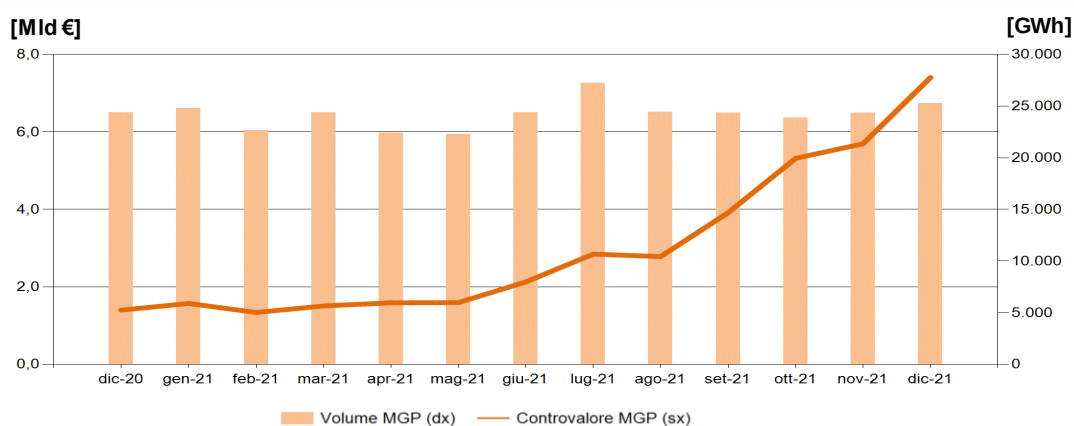
La produzione termica è in riduzione (-1,8%) rispetto al mese precedente.

Fonte: Terna

Mercato del Giorno Prima

Il controvalore dei programmi in prelievo sul MGP a dicembre è pari a circa €7,4Mld, in crescita del 30% rispetto al mese precedente e del 429% rispetto a dicembre 2020. L'aumento rispetto a novembre è dovuto ad una crescita sia del PUN medio che della domanda, mentre l'aumento rispetto all'anno precedente è attribuibile ad una crescita del PUN medio passato da 54 €/MWh (dicembre 2020) a 281,2 €/MWh (dicembre 2021).

Controvalore e volumi MGP



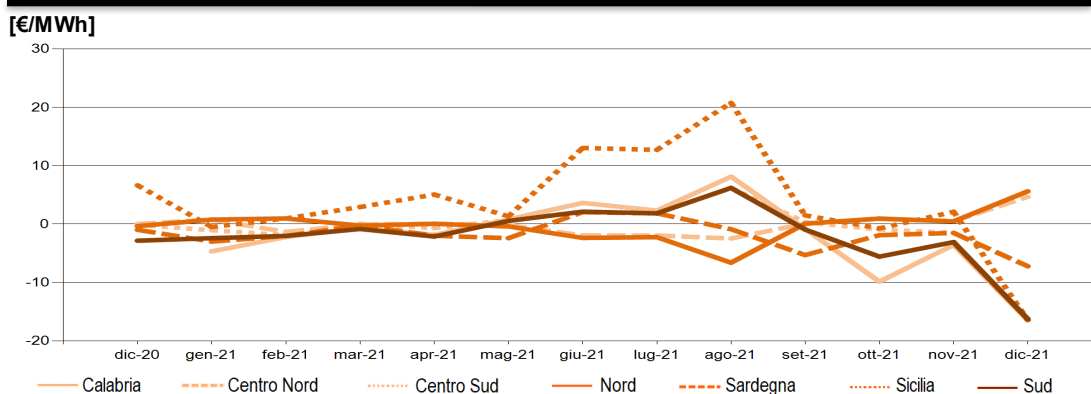
Controvalore dicembre 2021 in crescita del 429% rispetto a dicembre 2020

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

Nel mese di dicembre i prezzi zonalı risultano disallineati rispetto al PUN. In particolare le zone Sud, Calabria e Sicilia registrano un differenziale medio di -16,4 €/MWh, le zone Centro-Sud e Sardegna un differenziale medio di -7,2 €/MWh e le zone Nord e Centro-Nord un differenziale medio di circa +5,1 €/MWh.

Rispetto a dicembre 2020 il prezzo della zona Sicilia ha registrato un aumento medio pari a €204,1/MWh, mentre per le altre zone si è avuto un aumento medio pari a €224/MWh.

Differenziale rispetto al PUN



Prezzi zonalı dicembre 2021 non allineati al PUN

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

Il differenziale tra i prezzi di picco e fuori picco a dicembre è mediamente pari a 45,4 €/MWh per le zone Calabria, Sud e Sicilia, pari a 61,3 €/MWh per la zona Centro-Sud e Sardegna e mediamente pari a 82,3 €/MWh per le zone Nord e Centro-Nord.

Il differenziale tra i prezzi di picco e fuori picco a novembre è stato mediamente pari a 53 €/MWh per le zone Calabria e Sicilia, pari a 58,9 €/MWh per la zona Sud e mediamente pari a 66,5 €/MWh per le restanti zone.

PUN e prezzi zionali MGP [€/MWh]

€/MWh	PUN	Nord	Centro-Nord	Centro-Sud	Sud	Sicilia	Sardegna	Calabria
Media	281,2	286,9	285,9	274	265	264,8	274	264,8
YoY	227,2	233,2	231,8	220,1	213,8	204,1	221	
Δ vs PUN	-	5,6	4,7	-7,2	-16,3	-16,4	-7,2	-16,5
Δ vs PUN 2020	-	-0,4	0	-0,1	-2,8	6,6	-1	
Picco	328,6	339,9	339	313,6	294,5	294	313,6	293,9
Fuori picco	255,2	257,7	256,7	252,3	248,7	248,7	252,3	248,7
Δ Picco vs Fuori Picco	73,4	82,2	82,3	61,3	45,8	45,2	61,3	45,2
Minimo	94,5	94,5	94,5	94,5	94,5	94,5	94,5	94,5
Massimo	533,2	555	555	533,2	533,2	533,2	533,2	533,2

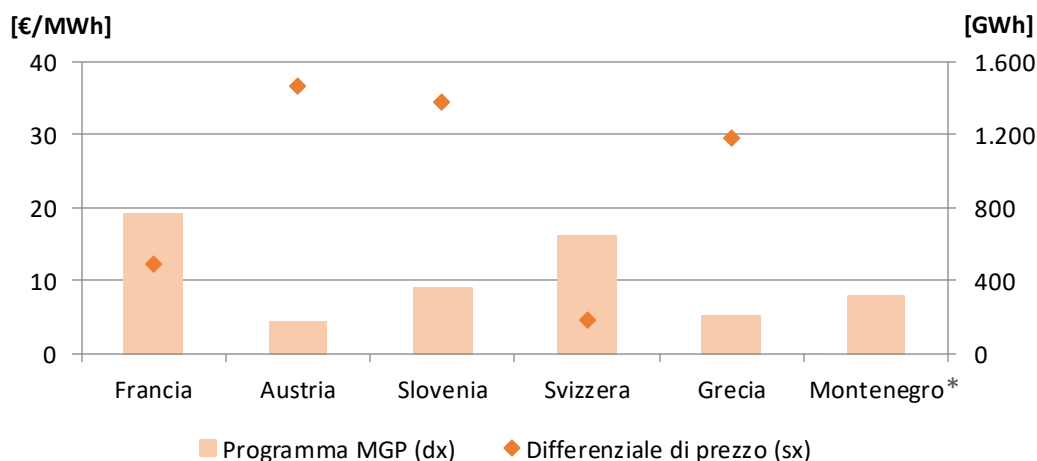
Differenziale picco-fuori picco in riduzione rispetto al mese precedente in tutte le zone ad eccezione di Nord e Centro-Nord.

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

Nel mese di dicembre si registra un aumento, rispetto al mese precedente, del differenziale di prezzo su tutte le frontiere.

L'import complessivo è di 3,2 TWh, con Francia e Svizzera che rappresentano rispettivamente il 29% e il 34% del totale. L'export complessivo è pari a 0,7 TWh, di cui la Svizzera rappresenta il 61% e la Francia il 22%.

Spread prezzi borse estere e programmi netti MGP



Import netto sulla frontiera Nord pari a 1,9 TWh

Fonte: Elaborazioni Terna

*Per il Montenegro non viene rappresentato alcuno spread in quanto non è presente una borsa elettrica.

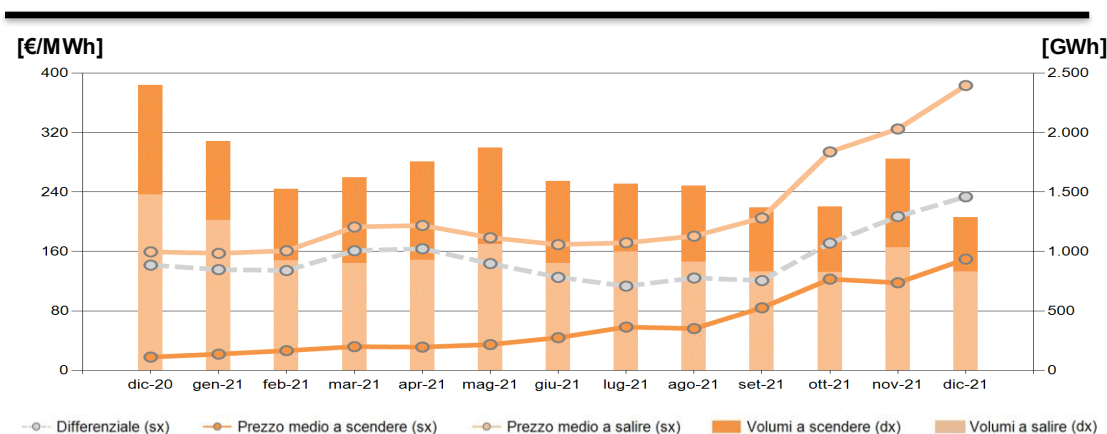
Mercato Servizi di Dispacciamento ex ante

A dicembre il differenziale tra prezzi a salire e scendere è pari a 234 €/MWh, in aumento rispetto al mese precedente del 13% e rispetto a dicembre 2020 del 65%.

I volumi complessivi sono in riduzione rispetto al mese precedente (-28%), in particolare le movimentazioni a salire sono diminuite del 20% e quelle a scendere sono diminuite del 39%.

Rispetto allo stesso mese dell'anno precedente, le movimentazioni a salire risultano ridotte del 44% e quelle a scendere risultano ridotte del 50%.

Prezzi e volumi MSD ex ante

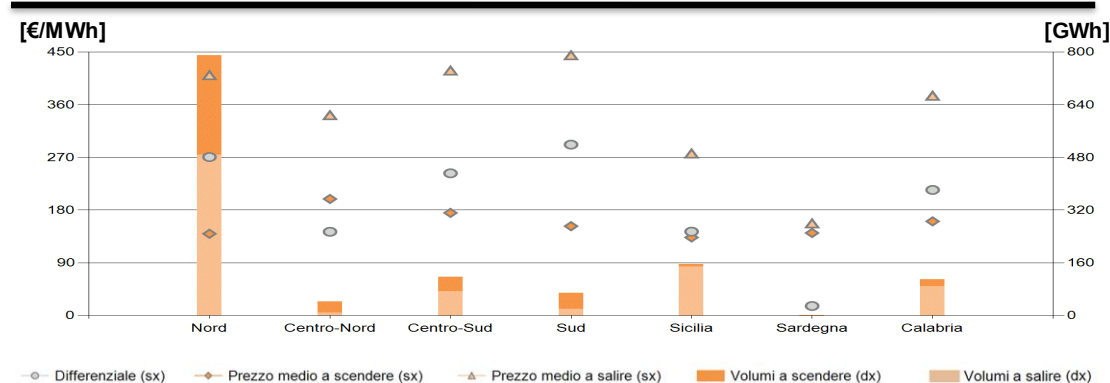


Prezzo medio a salire a dicembre 2021 pari a 383 €/MWh
Prezzo medio a scendere a dicembre 2021 pari a 150 €/MWh

Fonte: Terna

La zona di mercato caratterizzata dal differenziale più elevato (292 €/MWh) è Sud. Tale differenziale ha registrato un aumento rispetto al mese precedente del 75% dovuto ad un aumento del prezzo medio a salire del 42% (da 314 €/MWh di novembre a 444 €/MWh di dicembre) e ad un aumento del prezzo medio a scendere del 4% (da 147 €/MWh di novembre a 153 €/MWh di dicembre).

Prezzi e volumi MSD ex ante per zona di mercato



Sud: zona con il differenziale di prezzo più elevato
Nord: zona con i maggiori volumi movimentati

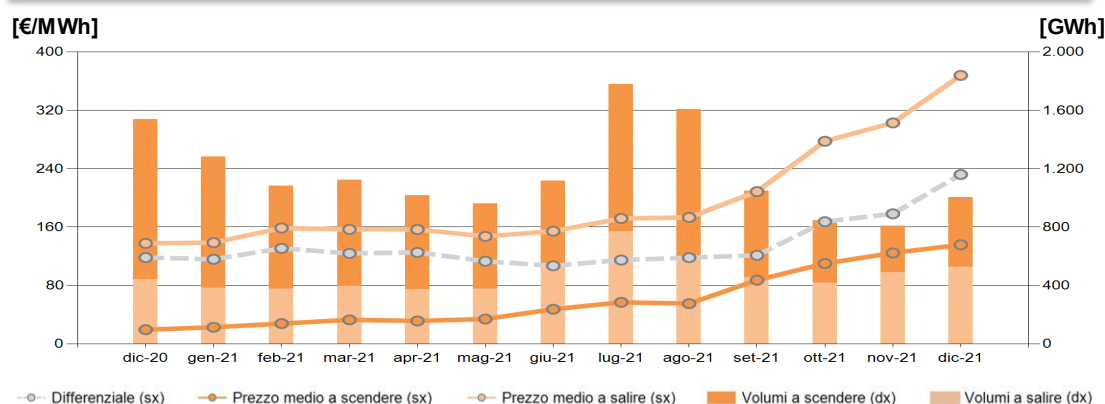
Fonte: Terna

Mercato di Bilanciamento

A dicembre il differenziale tra prezzi a salire e scendere è pari a 232 €/MWh, in aumento rispetto al mese precedente (178 €/MWh; 30%) e in aumento rispetto a dicembre 2020 (118 €/MWh; 96%).

I volumi complessivi sono in aumento rispetto al mese precedente (+24%), in particolare le movimentazioni a salire sono aumentate del 7% e quelle a scendere sono aumentate del 51%. Rispetto a dicembre 2020, le movimentazioni a salire sono aumentate del 19% e le movimentazioni a scendere si sono ridotte del 56%.

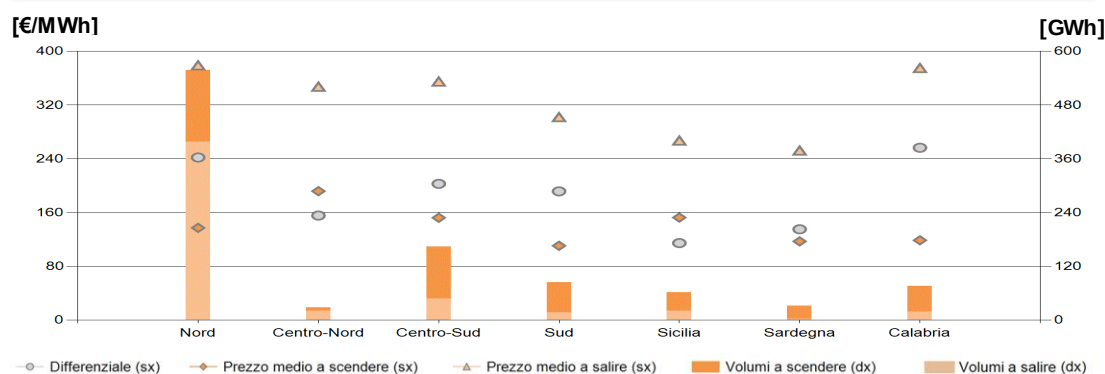
Prezzi e volumi MB



La zona di mercato caratterizzata dal differenziale più elevato (256 €/MWh) è Calabria, analogamente al mese precedente (differenziale pari a 272 €/MWh).

Tale differenziale ha registrato un riduzione rispetto al mese precedente del 6% dovuta ad un aumento del prezzo medio a salire del 10% (da 342 €/MWh di novembre a 375 €/MWh di dicembre), e un aumento del prezzo medio a scendere del 70% (da 70 €/MWh di novembre a 119 €/MWh di dicembre).

Prezzi e volumi MB per zona di mercato



Calabria: zona caratterizzata dal differenziale di prezzo più elevato
Nord: zona con i maggiori volumi movimentati

Fonte: Terna

Commodities – Mercato Spot

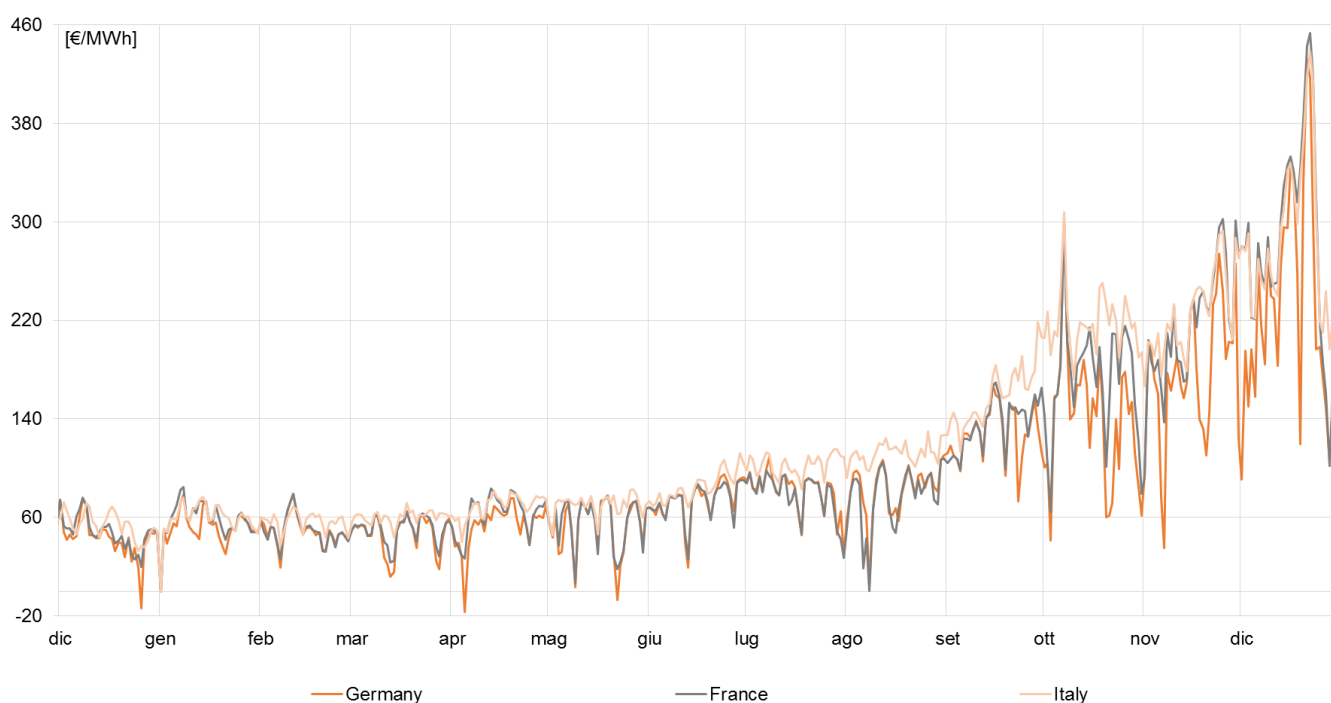
Nel mese di dicembre 2021 i prezzi del Brent sono diminuiti rispetto a novembre, registrando un valor medio di \$74/bbl (-7,9%).

I prezzi del carbone API2 si sono attestati a \$136,8/t, in calo rispetto al mese precedente (-4,7%).

I prezzi del gas in Europa (TTF) a dicembre sono aumentati fino ad un valore medio mensile di €114/MWh (+36,8% rispetto al mese precedente); in aumento anche il PSV, che si è attestato a €113,3/MWh (+37,5%).

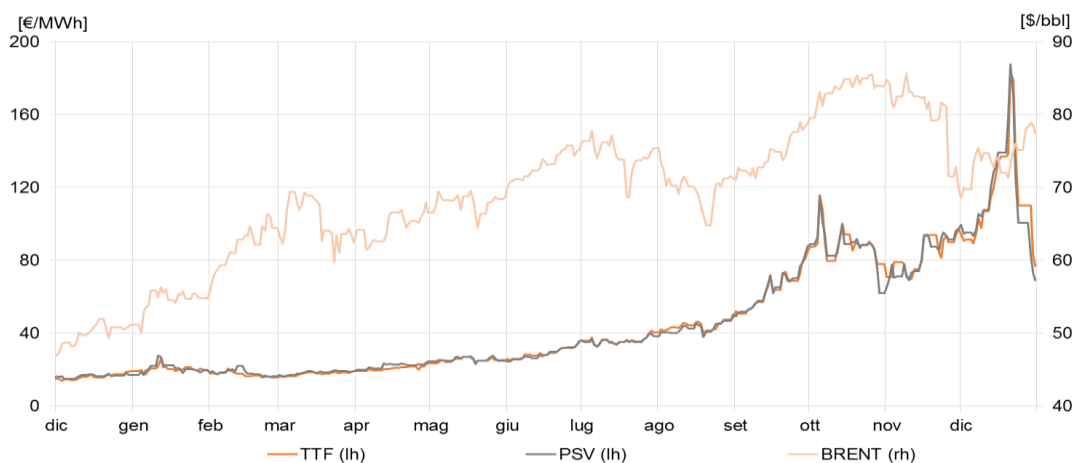
I prezzi dell'elettricità in Italia nel mese di dicembre sono aumentati rispetto al mese precedente, con una media mensile di €281,2/MWh (+24,5%). In aumento anche la borsa francese, con un prezzo dell'elettricità pari a €274,7/MWh (+26,5%), e quella tedesca, con un prezzo di €221,1/MWh (+25,5%).

Prezzi elettricità spot



Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME, EPEX

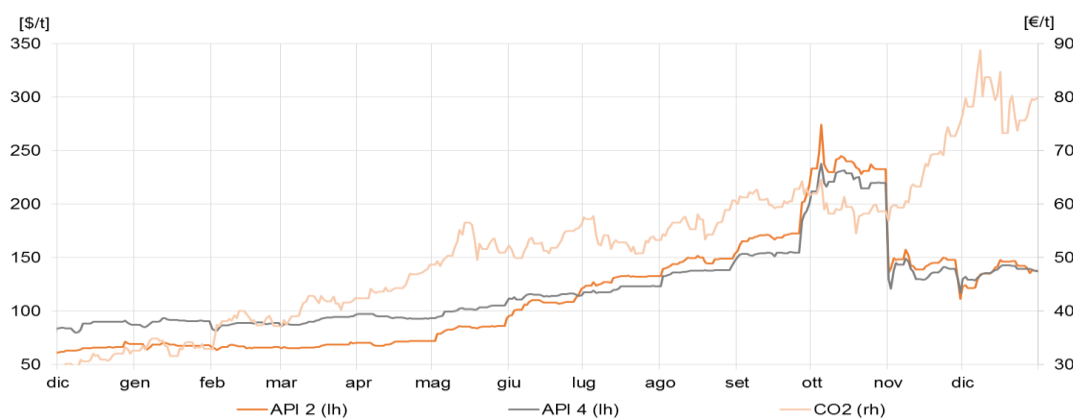
Prezzi spot Gas & Oil



Variazione media mensile
PSV-TTF = -€0,7/MWh

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

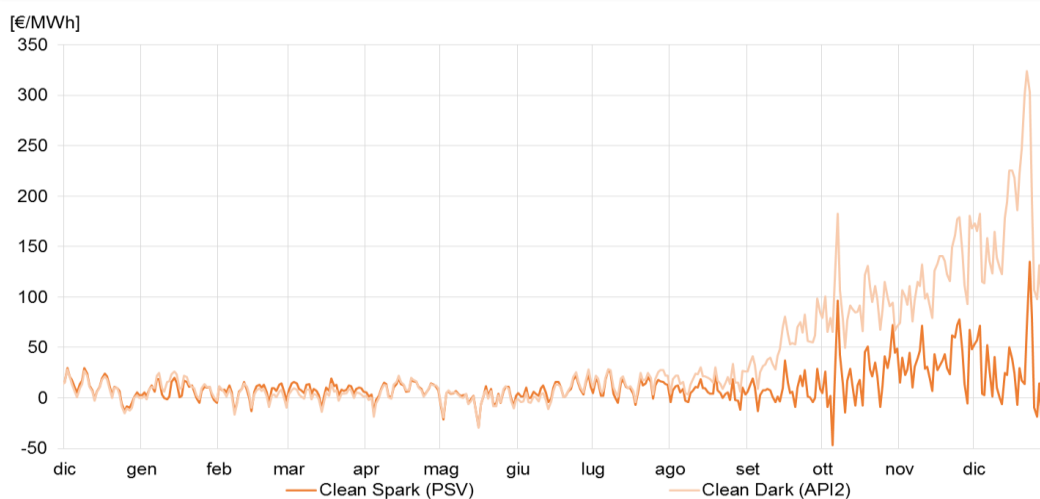
Prezzi spot Coal & Carbon



Variazione media mensile
API2-API4 = -\$0,2/t

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Clean Dark & Spark spreads Italia



Clean spark spread PSV
mediomensile = +€25,8/MWh

Clean dark spread API2
mediomensile = +€167,5/MWh

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Commodities – Mercato Forward

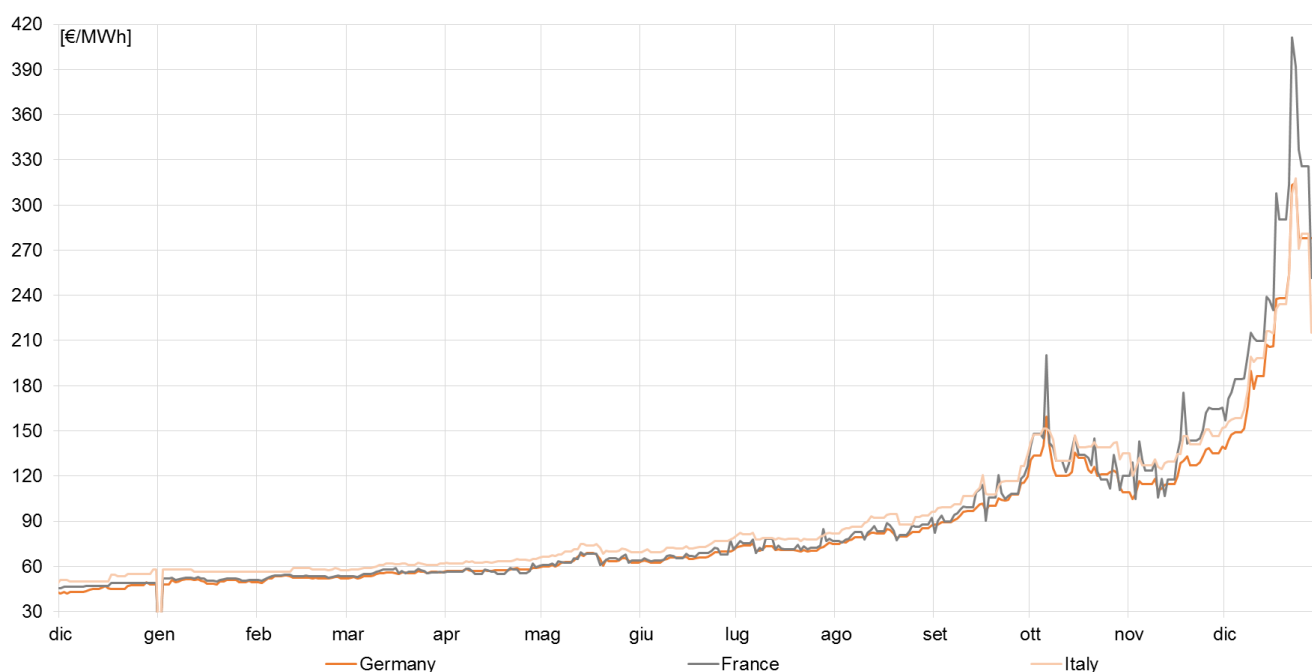
Nel mese di dicembre i prezzi forward del Brent hanno registrato un valor medio di \$70,8//bbl, in calo rispetto a novembre (-3,7%).

I prezzi forward del carbone (API2) sono aumentati rispetto a novembre, attestandosi a circa \$106,1/t (+6,7%).

I prezzi forward del gas in Europa (TTF) sono aumentati rispetto al mese precedente (+60%), attestandosi intorno a €82,8/MWh, così come i prezzi forward in Italia (PSV), che si sono attestati a €84,3/MWh (+61%).

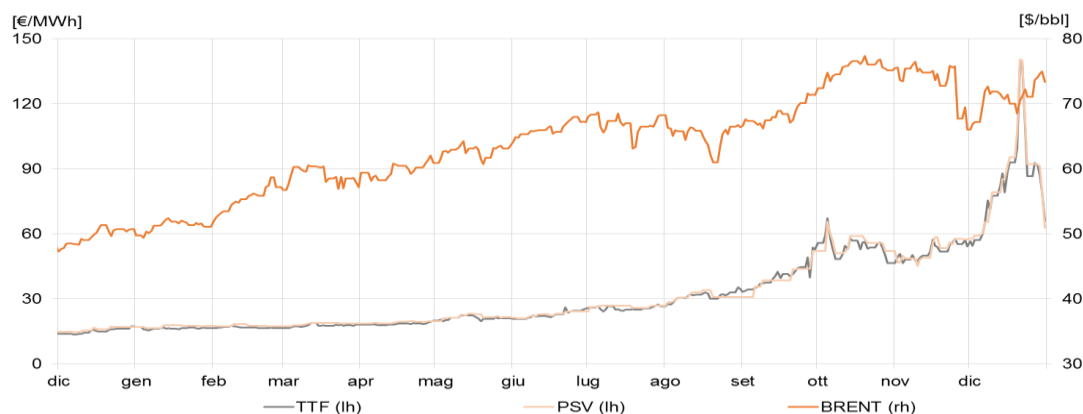
I prezzi forward dell'elettricità in Italia si sono attestati intorno ai €217,5/MWh, in rialzo rispetto al mese precedente (+59,7%). Trend in aumento anche per la borsa francese, dove il prezzo si attesta a circa €251/MWh (+82,8%), e per la borsa tedesca, dove il prezzo è pari a €215,4/MWh (+75,9%).

Prezzi elettricità Forward Year+1



Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

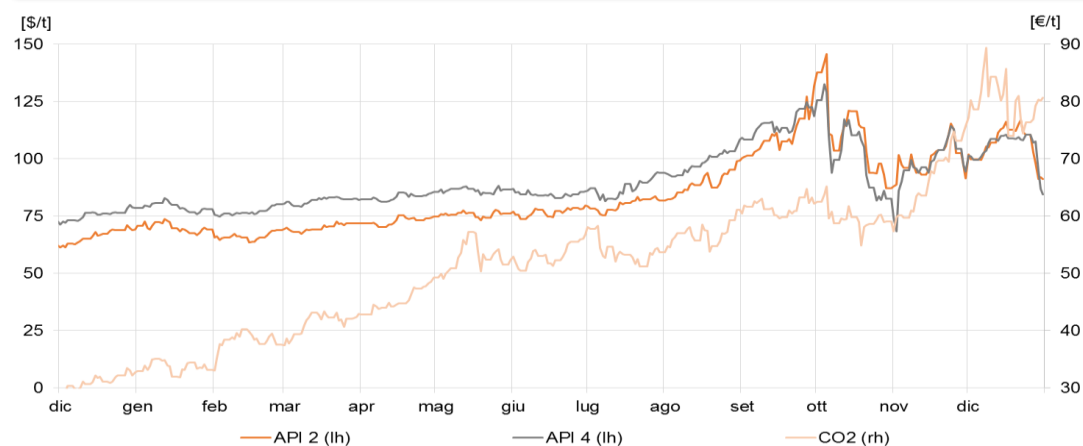
Prezzi Forward Year+1 Gas & Oil



**Variazione media mensile
PSV-TTF = +€1,5/MWh**

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

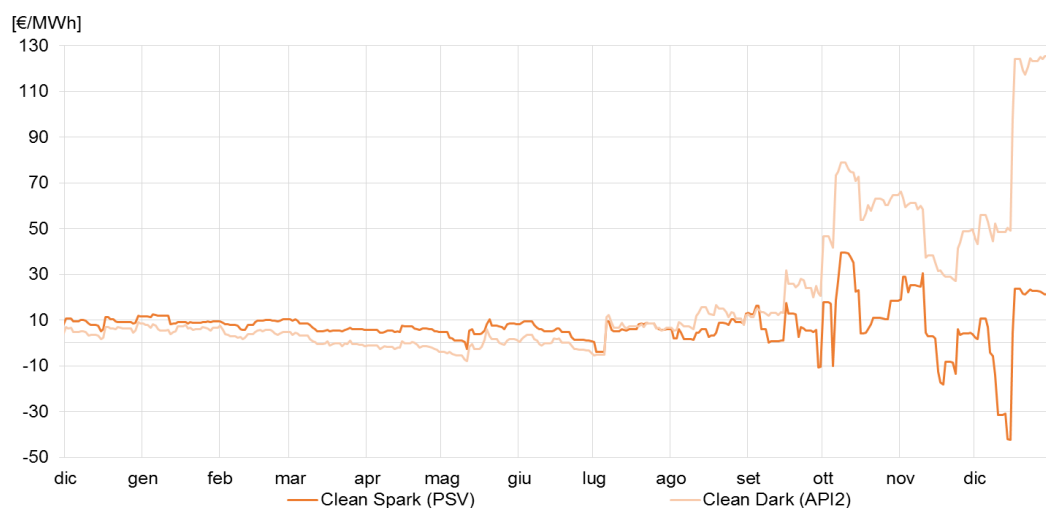
Prezzi Forward Year+1 Coal & Carbon



**Variazione media mensile
API2-API4 = +\$1,2/t**

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Forward Year+1 Clean Dark & Spark spreads Italia



**Clean spark spread PSV
mediomensile = +€4,8/MWh**

**Clean dark spread API2
mediomensile = +€86,9/MWh**

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Legenda

API2 – CIF ARA: è l'indice di riferimento per il prezzo del carbone (con PCI pari a 6.000 kcal/kg) importato nel nord ovest Europa. Viene determinato sulla base di un assessment sui prezzi CIF (Cost, Insurance and Freight) dei contratti di carbone, comprensivi di costi di trasporto, assicurazione e nolo, con sbarco nei porti Amsterdam – Rotterdam – Anversa (ARA).

API4 – FOB Richards Bay: è l'indice di riferimento per il prezzo del carbone (con PCI pari a 6.000 kcal/kg) esportato dal nolo Richards Bay in Sud Africa. E' determinato sulla base di un assessment sui prezzi FOB (Free On Board) dei contratti «franco a bordo» (escluso il trasporto), con partenza dal porto di Richards Bay.

Aree territoriali: sono costituite da una o più regioni limitrofe e sono aggregate come di seguito:

TORINO: Piemonte - Liguria - Valle d'Aosta

MILANO: Lombardia ()*

VENEZIA: Friuli Venezia Giulia - Veneto - Trentino Alto Adige

FIRENZE: Emilia Romagna () - Toscana*

ROMA: Lazio - Umbria - Abruzzo - Molise - Marche

NAPOLI: Campania - Puglia - Basilicata - Calabria

PALERMO: Sicilia

CAGLIARI: Sardegna

(*) In queste due regioni i confini geografici non corrispondono ai confini elettrici. La regione Lombardia comprende impianti di produzione facenti parte del territorio geografico-amministrativo dell'Emilia Romagna.

I dati relativi alla tabella invasi dei serbatoi sono **aggregati per ZONA** come segue:

NORD - include le Aree Territoriali TORINO, MILANO e VENEZIA

CENTRO e SUD - include le Aree Territoriali FIRENZE, ROMA e NAPOLI

ISOLE - include le Aree Territoriali PALERMO e CAGLIARI.

Brent: è il prezzo del petrolio come riferimento mondiale per il mercato del greggio. Il Petrolio Brent è il risultato di una miscela derivata dall'unione di diversi tipi di petrolio estratti dal Mare del Nord.

Clean Dark Spread: è la differenza tra il prezzo dell'energia elettrica e il costo del combustibile di una centrale a carbone e il costo delle quote di emissione di CO₂.

Clean Spark Spread: è la differenza tra il prezzo dell'energia elettrica e il costo del combustibile di una centrale a gas e il costo delle quote di emissione di CO₂.

Dirty Dark Spread: è la differenza tra il prezzo dell'energia elettrica e il costo del combustibile di una centrale a carbone.

Dirty Spark Spread: è la differenza tra il prezzo dell'energia elettrica e il costo del combustibile di una centrale a gas.

Mercato del giorno prima (MGP): è la sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di energia elettrica per ciascun periodo rilevante del giorno successivo a quello della negoziazione.

Mercato di bilanciamento (MB): è l'insieme delle attività svolte dal Gestore per la selezione delle offerte presentate sul Mercato per il servizio di dispacciamento per la risoluzione delle congestioni e la costituzione dei margini di riserva secondaria e terziaria di potenza, condotte il giorno stesso a quello cui si riferiscono le offerte.

Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD): è la sede di negoziazione delle risorse per il servizio di dispacciamento.

Mercato per il servizio di dispacciamento - fase di programmazione (MSD ex ante): è l'insieme delle attività svolte dal Gestore per la selezione delle offerte presentate sul Mercato per il servizio di dispacciamento per la risoluzione delle congestioni e la costituzione dei margini di riserva secondaria e terziaria di potenza, condotte in anticipo rispetto al tempo reale.



MoM - Month on Month: variazione percentuale dello scostamento tra il mese di riferimento rispetto al mese precedente

NET TRANSFER CAPACITY - NTC: è la massima capacità di trasporto della rete di interconnessione con l'estero. NTC D-2 indica la medesima capacità definita nel giorno D-2.

Ore di picco: si intendono, secondo la convenzione del Gestore del Mercato Elettrico (GME), le ore comprese tra le 8:00 e le 20:00 dei soli giorni lavorativi. Per **ore fuori picco** si intendono le ore non di picco.

Prezzo CO₂ : è determinato dall' European Union Emissions Trading Scheme (EU ETS), sistema per lo scambio di quote di emissione di gas serra in Europa finalizzato alla riduzione delle emissioni.

PUN - Prezzo Unico Nazionale: rappresenta il Prezzo Unico Nazionale calcolato in esito al Mercato del giorno prima (MGP).

Prezzo Zonale MGP: è il prezzo di equilibrio di ciascuna zona calcolato in esito al Mercato del giorno prima (MGP).

PSV - Punto di Scambio Virtuale: è il prezzo al punto di scambio virtuale per la compravendita del gas naturale in Italia.

TTF - Title Transfer Facility: è il prezzo al punto di scambio virtuale per la compravendita del gas naturale nei Paesi Bassi.

YoY – Year on Year: variazione percentuale dello scostamento tra il periodo dell'anno corrente rispetto al allo stesso periodo dell'anno precedente

IMCEI – Indice Mensile Consumi Elettrici Industriali: L'indice IMCEI mensile è stato costruito partendo dalle misure dei prelievi mensili dei circa 530 clienti direttamente connessi in alta tensione e di cui Terna è responsabile della misura. Tali clienti sono stati riclassificati in base ai Codici Ateco2007 e aggregati per classi merceologiche significative dal punto di vista elettrico. L'indice adimensionale è stato costruito prendendo come base 100 l'anno 2015.



Disclaimer

1. I bilanci elettrici mensili del 2020 sono definitivi, mentre quelli del 2021 sono provvisori.
2. In particolare, i bilanci elettrici mensili dell'anno 2021 – elaborati alla fine di ogni mese utilizzando gli archivi di esercizio – sono soggetti ad ulteriore e puntuale verifica o ricalcolo nei mesi seguenti sulla base di informazioni aggiuntive. Questa operazione di affinamento del valore mensile si traduce, per i dati di bilancio, in un grado di precisione superiore rispetto alla somma dei dati elaborati nei singoli Rapporti Mensili pubblicati sul sito www.terna.it.