



Focus Energia e Sostenibilità

n. 18 – luglio/agosto 2022

Sommario

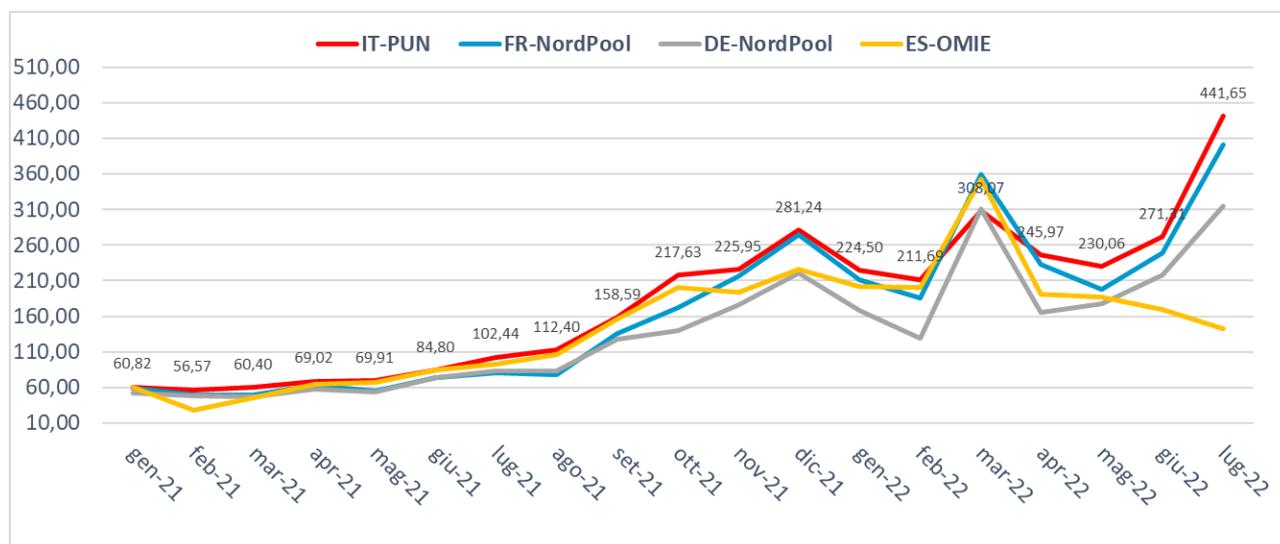
1.	Approfondimenti	2
1.1	Analisi congiunturale dei prezzi dell'energia elettrica e gas	2
1.2	Evoluzione scenario sicurezza gas europeo	5
1.3	Evoluzione scenario sicurezza gas italiano	9
1.4	Aree Idonee per lo sviluppo FER	15
2.	Principali novità di settore	33
2.1	Crediti di imposta energia elettrica e gas	33
2.2	Pnrr: Mite avvia consultazione per rinnovabili offshore	34
2.3	Pnrr: Teleriscaldamento, stanziati i 200 mln € per nuovi progetti	35
3.	Report Mercati energetici e Ambientali	36

1. Approfondimenti

1.1 Analisi congiunturale dei prezzi dell'energia elettrica e gas

L'attuale situazione congiunturale di forte tensione, a livello nazionale e comunitario, sui mercati dell'energia, in particolare su quello del gas naturale, con prezzi nei mercati all'ingrosso che sono arrivati a superare i 210 €/MWh (28 e 29 luglio) ha determinato un **prezzo medio dell'energia elettrica (PUN)** che nel mese di luglio ha raggiunto il suo massimo storico toccando i **442 €/MWh** (superando quindi il record dello scorso marzo). Nella giornata del 28 luglio, a seguito dell'annuncio di Gazprom di una ulteriore riduzione a partire da oggi 27/7 dei flussi gas alla Germania via Nord Stream 1, il prezzo è arrivato addirittura a **564 €/MWh**.

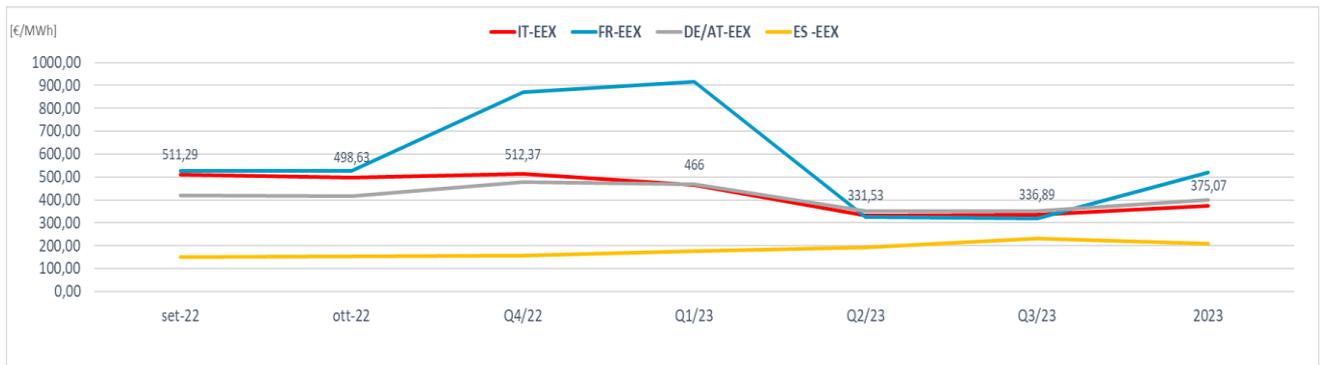
Prezzi medi mensili delle principali borse elettriche europee - €/MWh



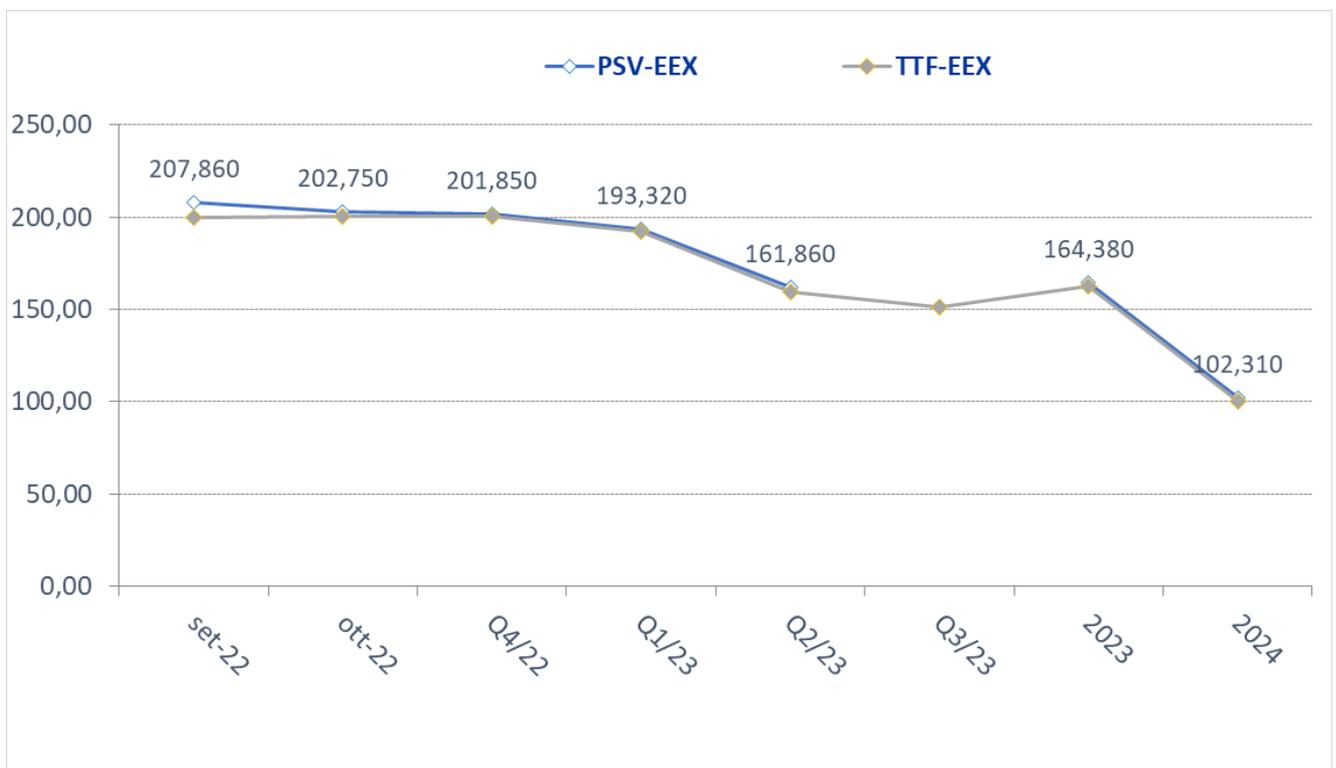
Il prezzo elettrico all'ingrosso italiano resta il più alto, seguito dalle quotazioni di **Francia (400,87 €/MWh)** e **Germania (325 €/MWh)** e sempre a distanza dalla **Spagna (142,66 €/MWh)**.

Le **quotazioni gas PSV futures** per il prossimo trimestre superano i 200 €/MWh, spingendo il power Italia a oltre i 500 €/MWh, con la Francia non lontana dai 900€/MWh.

Prezzi futures delle principali borse elettriche europee al 3 agosto, €/MWh



Prezzi futures gas PSV e TTF al 3 agosto €/MWh



Il Regolatore per l'energia segnala¹ che, laddove dovessero mantenersi i livelli delle quotazioni degli ultimi giorni, pur in presenza dei previsti interventi da parte del Governo a riduzione di tali variazioni, **potrebbero verificarsi dei costi per il quarto trimestre 2022 difficilmente sostenibili per tutti i consumatori, non solo domestici**. In tale drammatico scenario, inoltre, la concentrazione nel mese di agosto degli approvvigionamenti di gas naturale per la fornitura dei clienti in tutela per il trimestre ottobre - dicembre 2022, data la

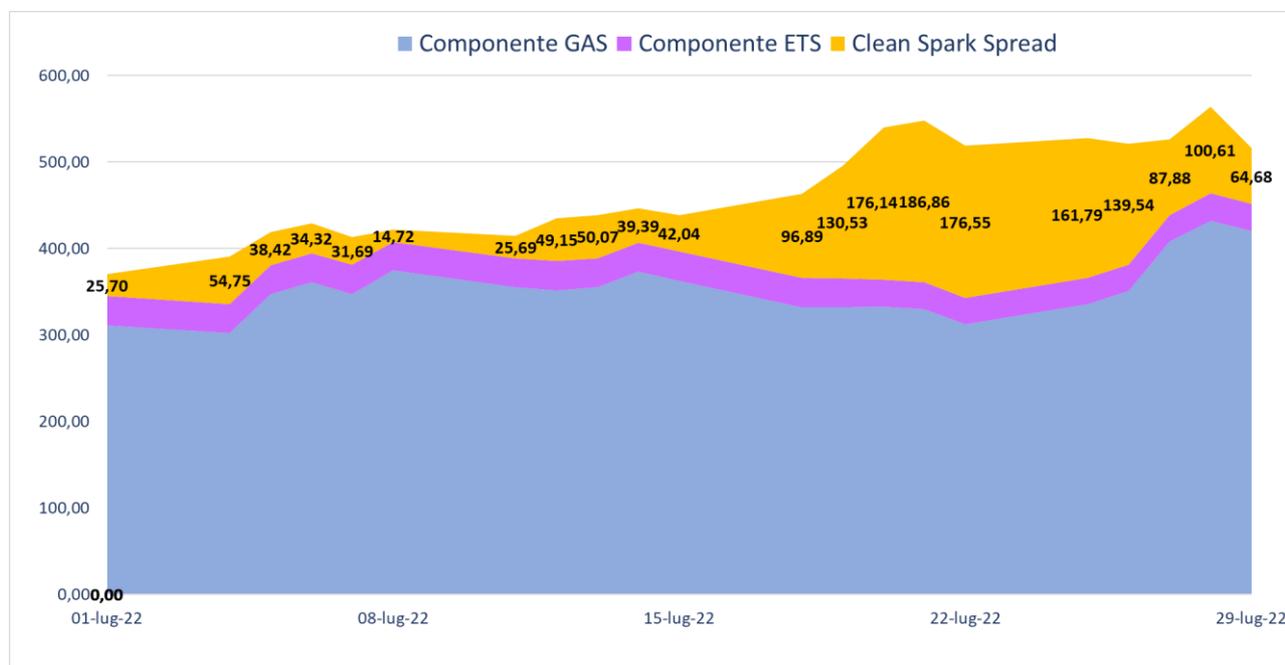
¹ Segnalazione dell'autorità di regolazione per energia reti e ambiente a parlamento e governo in relazione alle criticità legate agli elevati prezzi del gas naturale 375/2022/i/gas

situazione di ridotta liquidità dei prodotti *forward*, potrebbe creare una ancor più elevata volatilità e un ulteriore incremento dei prezzi.

La crisi energetica in atto, oltre ai picchi di prezzo e volatilità nei mercati, genera una serie di **“effetti a catena”** che coinvolgono anche gli operatori. **Su scala europea**, lo **Stato tedesco salverà Uniper**, la società energetica tedesca che, in qualità di maggiore importatore tedesco di gas naturale, è stata la più colpita dalla riduzione delle importazioni di gas dalla Russia. **Lo Stato francese** pagherà 9,7 miliardi di euro per **rinazionalizzare** il colosso dell'energia **EDF**.

In Italia vediamo che i **produttori termoelettrici** riescono a ottenere, in un contesto di forte tensione sul mercato, **marginalità** (clean spark spread) ai **massimi pluriennali**;

Clean Spark Spread luglio 2022 - €/MWh



tuttavia, **l'incertezza a breve/medio termine blocca in molti casi le attività commerciali lato vendita verso i grandi clienti**, che affrontano **difficoltà a finalizzare i contratti a mercato libero delle loro forniture gas ed energia per il prossimo anno termico/anno solare**.

Estate caldissima e siccità (che riduce drasticamente l'apporto dell'idro) aggiungono altre tensioni allo scenario energetico, perché tengono alta la domanda power e la domanda gas del termoelettrico (mentre la domanda gas industriale risulta in flessione negli ultimi mesi in risposta al rally dei prezzi).

Nel frattempo, **prosegue la fase di riempimento degli stoccaggi**, che in Italia raggiungono il **71% rispetto al 90% del totale (-10% rispetto alla media degli ultimi 5 anni nello stesso periodo)**, a livello europeo il **67% (in linea con media ultimi 5 anni)**.

Rispetto al sistema gas nazionale, grazie alla crescita dei flussi sulle altre direttrici (nell'ordine Algeria, GNL, TAP e Passo Gries), **continua a ridursi l'apporto di gas russo, che è già quasi dimezzato dal 39% nel 2021 al 21% nel 2022**. Il processo di "sganciamento" dalla dipendenza dal gas russo, in Italia ed anche in Europa, dovrebbe rafforzarsi/completarsi nel corso del 2023, anche grazie ai nuovi accordi per aumento dell'import sostitutivo da altri partner (ultimo quello siglato dall'UE con l'Azerbaijan per l'aumento dei flussi sul TAP, che sono già saliti da 8 mld mc nel 2021 a 12 mld mc nel 2022, fino a 20 mld mc/anno entro il 2027).

Gli Stati membri si sono accordati per una riduzione volontaria dei consumi del 15%, che diventerà obbligatoria se il Consiglio (su proposta della Commissione) farà scattare lo **stato di allerta Ue per il rischio di approvvigionamenti**.

Il nostro Paese dovrà **ridurre del 7% circa i consumi complessivi di gas** tra agosto 2022 e marzo 2023, **rispetto alla media degli ultimi cinque anni**, in base alle regole definite nel **Piano di risparmi energetico approvato il 26 luglio dal Consiglio Ue Energia**. Il Ministro **Cingolani ha dichiarato la sua soddisfazione** perché le azioni fin ora intraprese dal Governo sono compatibili con **il Piano che non prevede più un taglio lineare uguale per tutti i Paesi ma tiene conto delle condizioni locali dei diversi Paesi, dell'energy mix, delle esportazioni e del grado di interconnessione**. Quando è stato fatto il piano di differenziazione gas spostando i 30 miliardi di metri cubi di gas russo su altri fornitori, è stato già previsto un piano di risparmio che è uguale o superiore al 7%.

Saranno, inoltre, **tenute ancora in funzione le centrali a carbone** per altri **12/24 mesi**, indipendentemente dalla situazione.

La **Commissione europea continua a lavorare** alla definizione di un *price cap*, un **tetto europeo ai prezzi del gas**, come più volte sollecitato da diversi Paesi, Italia in testa, al fine di ridurre i prezzi energetici.

1.2 Evoluzione scenario sicurezza gas europeo

Il 20 luglio 2022 la Commissione EU rilascia il documento "**Save the Gas for a Safe Winter**" contenente la strategica europea di riduzione dei consumi di gas, così composta:

1. strategia di tipo "**Best efforts - Voluntary Demand Reduction**", ossia una riduzione non obbligatoria dei consumi dal 1° agosto 2022 al 31 marzo 2023 almeno del 15% rispetto al consumo medio di gas dei 5 anni precedenti (consumo medio calcolato sempre nel periodo 1° agosto – 31 marzo anno successivo);

2. strategia di tipo “**Union Allert - Mandatory Demand Reduction**”, ossia la riduzione obbligatoria dei consumi del 15% rispetto al consumo medio di gas dei 5 anni precedenti (consumo medio calcolato sempre nel periodo 1° agosto – 31 marzo anno successivo) basta su un piano strutturato atto anche a tutelare i consumatori protetti.

Il documento, basato sull'articolo 122 del *Treaty on the Functioning of the European Union* (TFEU) e sul concetto di “**solidarietà tra gli Stati membri**”, prevedeva che lo stato di allerta comunitario sarebbe scattato non appena due Stati membri avessero raggiunto lo stato di allerta nazionale, con possibilità da parte della Commissione di imporre la riduzione obbligatoria. Il documento prevedeva, inoltre, che gli Stati membri avrebbero potuto chiedere ed ottenere una riduzione massima del 5% dimostrando di non poter, a causa dell'assenza o della limitata interconnessione con altri Stati membri, contribuire in modo sostanziale ad aumentare la fornitura diretta o indiretta di gas ad altri Stati membri. La proposta ha immediatamente scatenato proteste da parte di Stati come la Spagna e il Portogallo (paesi poco dipendenti dal gas russo) che hanno segnalato la riduzione dei consumi (sia volontaria che obbligatoria) del 15% come “eccessiva”. Il Consiglio UE ha accolto le proteste ed ha avviato due revisioni (REV1 e REV2) del documento in sede comunitaria fissando due Coreper meeting il 22 e il 25 luglio 2022.

Per raggiungere un punto di incontro il 26 luglio 2022 si è tenuto il TTE Energy Council, ossia il Consiglio dei ministri dell'Energia degli Stati Membri, durante il quale sono state stabilite le nuove disposizioni in merito allo *Union Allert* e alla riduzione obbligatoria dei consumi:

1. “**Union Allert**” indica un livello di crisi specifico dell'Unione che innesca una riduzione obbligatoria della domanda e che non è correlato a nessuno dei livelli di crisi a norma dell'articolo 11, paragrafo 1, del regolamento (UE) 2017/1938;
2. come indicato dall'articolo 4, il **livello di crisi** inizia se sussiste il rischio sostanziale di una grave carenza di approvvigionamento di gas a fronte di una domanda di gas eccezionalmente elevata, per la quale le misure previste dall'articolo 3 (*Best Efforts*), non risultino sufficienti ad evitare un deterioramento significativo della situazione dell'approvvigionamento di gas nell'Unione, ma in cui il mercato è ancora in grado di gestire tale interruzione senza la necessità di ricorrere a misure non basate sul mercato.
3. lo *Union Allert* potrà essere dichiarato ed interrotto solo dal Consiglio sotto proposta della Commissione (e non più direttamente dalla Commissione come in principio);
4. la Commissione potrà avanzare la proposta di dichiarazione dello *Union Allert* al Consiglio solo se cinque o più autorità nazionali dichiareranno all'interno dello Stato di competenza la dichiarazione dello stato di allerta;

5. come indicato dall'articolo 5, alla dichiarazione dello *Union Alert* seguirà direttamente l'inizio della **riduzione obbligatoria dei consumi** (*Mandatory Demand Reduction*) **del 15%** rispetto al consumo medio di gas dei 5 anni precedenti (consumo medio calcolato sempre nel periodo 1° agosto – 31 marzo anno successivo).

Ci saranno, tuttavia, delle **esenzioni** per gli Stati membri se:

- a. il sistema elettrico di uno Stato Membro non è sincronizzato con il sistema elettrico di un Paese terzo al quale è normalmente interconnesso, finché tale Stato membro è tenuto a fornire un servizio di sistema elettrico isolato o altri servizi al gestore del sistema di trasmissione dell'energia sono necessari per garantire il funzionamento sicuro e affidabile del sistema elettrico stesso (esenzione pensata al fine di evitare il rischio di una crisi di approvvigionamento elettrico);
- b. se uno Stato Membro non è direttamente interconnesso al sistema di interconnessione gas di qualsiasi altro Stato Membro (esenzione pensata al fine di evitare problemi nei processi di import/export di gas tra gli Stati membri);
- c. uno Stato Membro può limitare il consumo di gas di riferimento utilizzato per il calcolo della percentuale di riduzione obbligatoria di riduzione della domanda (pari alla differenza tra il suo obiettivo di riempimento per il 1° agosto 2022 e il volume effettivo di gas stoccato al 1° agosto 2022) se **raggiunge l'obiettivo intermedio di riempimento degli stoccaggi** a tale data;
- d. uno Stato Membro può **limitare la riduzione obbligatoria della domanda dell'8%**, a condizione che dimostri che la sua interconnessione con altri Stati membri (in una solida capacità tecnica di esportazione) rispetto al suo consumo annuo di gas nel 2021, sia inferiore al 50% e che la capacità sugli interconnettori verso altri Stati membri sia stata effettivamente utilizzata per il trasporto di gas a un livello di almeno il 90% per almeno un mese prima della notifica della deroga, a meno che lo Stato Membro non possa dimostrare che non c'era domanda e che la capacità sia stata massimizzata e che i suoi impianti di GNL domestici siano commercialmente e tecnicamente pronti a reindirizzare il gas verso altri Stati membri fino ai volumi richiesti dal mercato;
- e. Uno Stato membro che si trova in forte crisi di energia elettrica può limitare temporaneamente la riduzione obbligatoria se non esistono altre alternative economiche per sostituire il gas necessario per la produzione di energia elettrica. In tal caso, lo Stato membro deve notificare i motivi della limitazione e fornire prove sufficienti che riconoscano le circostanze eccezionali che giustificano la limitazione. La Commissione avrà il compito di verificare la veridicità delle prove e decidere se accogliere o meno la richiesta. La Commissione avrà anche il compito di continuare a monitorare la situazione

energetica dello Stato Membro e decidere, qualora necessario, la sospensione della limitazione temporanea alla riduzione dei consumi. Se necessario, lo Stato membro può aggiornare il **Piano di Preparazione al Rischio** ai sensi dell'articolo 10 del regolamento (UE) 2019/941.

In altri termini, le esenzioni e le deroghe sono state stabilite al fine di **considerare le peculiarità dei singoli Stati membri**. Il regolamento è da considerare, infine, una misura straordinaria, limitata nel tempo. Si applicherà, infatti, per un anno, con possibilità di estensione entro maggio 2023 se la situazione lo richiedesse.

Il 27 luglio 2022, durante la sopra citata presentazione del Piano Gas del MiTE, Cingolani ha affermato come, secondo gli accordi, **l'Italia dovrà risparmiare il 7% di circa 55 miliardi di m³ (1 Ago - 31 Mar), pari a circa 4 miliardi di m³/anno.**

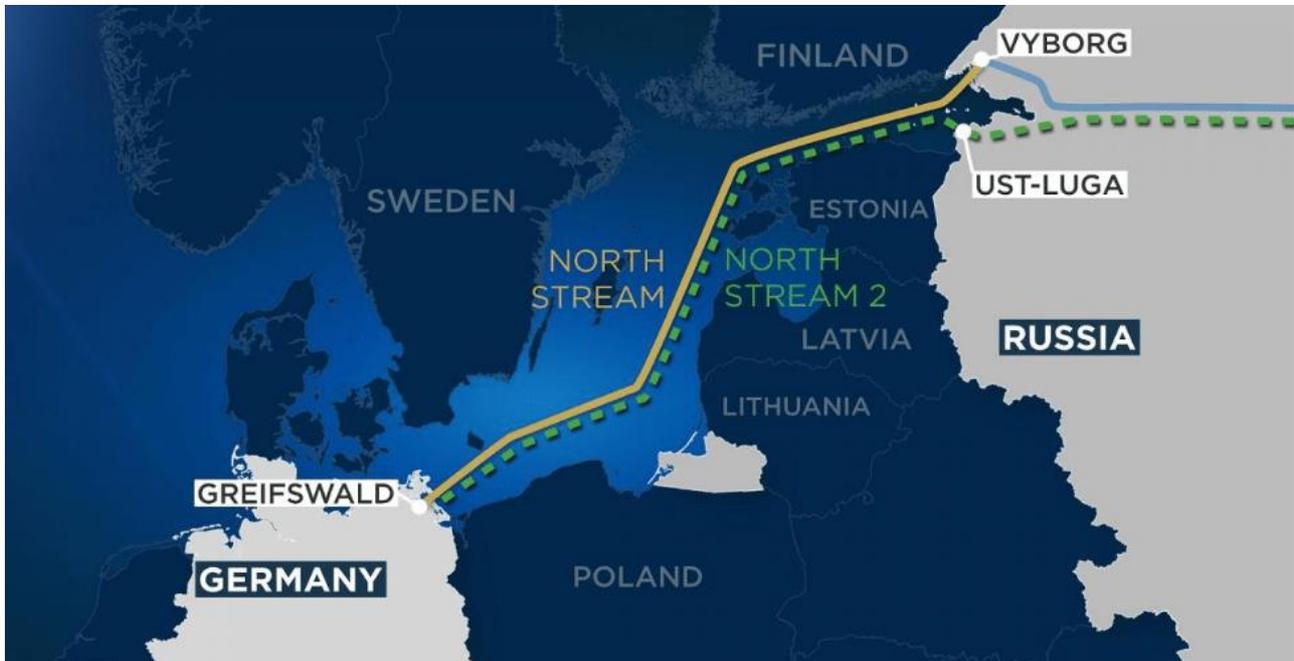
In merito alla **necessità di diversificare gli approvvigionamenti europei di gas**, la Presidente della Commissione EU Von der Leyen, ad inizio luglio 2022 aveva già identificato nell'Azerbaijan un partner fondamentale per il raggiungimento dell'indipendenza dell'Europa dal gas russo (obiettivo primario del REPower EU). Il 18 luglio 2022 viene siglato un accordo che garantirà all'Europa il doppio delle forniture a partire dal 2027/28, ossia quando la portata nominale del TAP arriverà a 20 miliardi di m³/anno (come sopra specificato). Questo sarà possibile grazie ad un investimento complessivo di quasi € 40 miliardi per potenziare l'intero Corridoio Meridionale del Gas: TAP (in blu), TANAP (in rosso) ed SCP (in verde).



In merito alla possibilità di interruzione totale delle forniture di gas dalla Russia è importante segnalare l'**ulteriore riduzione del flusso di gas del gasdotto Nord Stream 1** iniziata il 27 luglio 2022. Il gasdotto, che trasporta il gas dalla Russia alla Germania, dopo lo stop di 10 giorni causa manutenzione era tornato in servizio il 21 luglio con un flusso pari al 40% del totale, insieme alle rassicurazioni della Russia in merito alle forniture. Il 27 luglio 2022 la Gazprom annuncia la nuova diminuzione attribuendo la responsabilità alla mancanza nella stazione di compressione Portovaya, di una turbina Siemens che era stata spedita in Canada per manutenzione. La notizia ha alimentato nuovamente le preoccupazioni in merito

all'interruzione totale delle forniture, causando un aumento immediato del 10,48% del prezzo del gas, arrivato subito a 176,62 €/MWh e risalito nei giorni successivi.

Dal 27 luglio 2022 la capacità scende al 20% del totale, ossia a 33 milioni di m³/giorno.



1.3 Evoluzione scenario sicurezza gas italiano

Nelle precedenti edizioni del focus avevamo largamente parlato della Linea di Intervento per la sostituzione del gas russo e di come quest'ultima avrebbe potrebbe portare l'Italia ad essere totalmente indipendente dallo stesso entro il 2024/25.

Vediamo adesso a che stato di attuazione si trovano le diverse misure di intervento.

Tra le prime misure pensate vi era quella dei **rigassificatori**, sia quelli *on-shore* sia quelli galleggianti (chiamati FSRU - *Floating Storage and Regasification Unit*), misura pensata al fine di diversificare il più possibile i fornitori e sfruttare le proprietà fisiche del **GNL** (gas naturale liquefatto). Il gas, infatti, portato ad una temperatura di -160°C si trova allo stato liquido ed ha una densità circa 600 volte minore rispetto alla forma gassosa: questo lo rende più facile da trasportare e stoccare, rendendo possibile aumentare notevolmente – a parità di volume – la quantità di gas stoccabile. I rigassificatori lo rigassificano (ovvero lo portano allo stato gassoso) per poterlo immettere nella rete nazionale di trasporto del gas.

In merito agli FSRU, Snam Rete Gas il 18 maggio 2022 aveva già annunciato con la compagnia Golar LNG un accordo di € 269 mln per l'acquisto della nave metaniera “**Golar Arctic**”, la quale ha una capacità totale di 140.000 m3 e una capacità nominale di rigassificazione di 5 mld di m3/anno di gas.



Quest'ultima entrerà in funzione nella primavera 2023 (quindi dopo il periodo di punta invernale) e da sola potrà contribuire al 6,5% del fabbisogno nazionale di gas, portando la capacità di rigassificazione del Paese a oltre il 25%. La FSRU sarà ubicata per non più di tre anni nel porto di Piombino (LI) in Toscana, successivamente sarà trasferita in una nuova località ancora da decidere.

Il 6 luglio 2022 Snam Rete Gas annuncia un accordo con la compagnia BW LNG per l'acquisto del 100% del capitale sociale della FRSU I Limited e dell'unico asset al closing, ossia la nave metaniera “**BW Singapore**”. Quest'ultima, con una capacità totale di 170.000 m3 e una capacità nominale di rigassificazione di 5 mld di m3/anno di gas, entrerà in funzione nel terzo trimestre del 2024 e sarà probabilmente ubicata nell'Alto Adriatico in prossimità della costa di Ravenna.



Come indicato in tabella, la Golar Arctic e la BW Singapore apporteranno un contributo complessivo di **10 miliardi di m³/anno**, ossia quasi 1/3 del totale da sostituire in caso di sospensione totale delle forniture dalla Russia e dal Nord Europa.

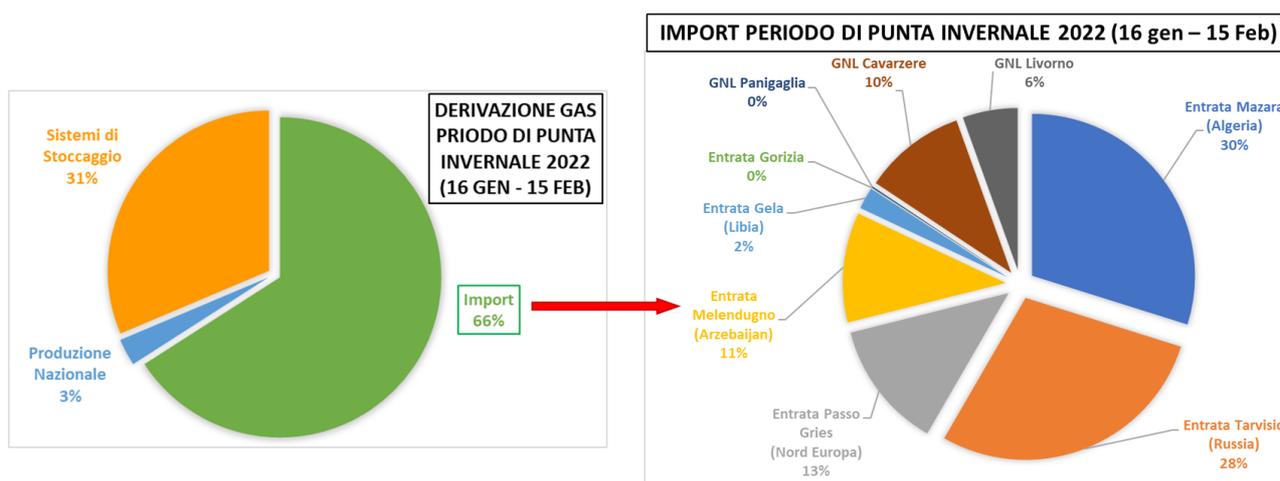
In merito ai rigassificatori on-shore, da parte del Governo è stata manifestata già nei mesi passati l'intenzione di intensificarne l'utilizzo e la volontà di realizzarne di nuovi.

Tra questi potrebbe esserci quello che sarà ubicato nel porto di Gioia Tauro (RC) in Calabria: la scelta, anticipata dal Ministro delle Infrastrutture, Enrico Giovannini, lo scorso marzo, è stata ripresa dallo stesso Presidente Bonomi lo scorso 8 luglio durante la sua visita al porto, durante la quale lo ha definito “un hub strategico e di vitale importanza per l'intero Paese”. La posizione geografica (quasi al centro del bacino del Mediterraneo), le infrastrutture portuali a disposizione, i fondi destinati al Sud dal PNRR e da altri pacchetti, uniti alla volontà di promuovere l'occupazione e la crescita del territorio, rendono quello di Gioia Tauro un

hub quasi perfetto. Lo stesso dicasi per gli altri due rigassificatori in progetto: quello di Oristano in Sardegna e quello di Porto Empedocle in Sicilia.

In merito all'Incremento delle importazioni di gas dall'Algeria, il 19 luglio 2022 si è tenuto ad Algeri il IV Vertice intergovernativo Italia-Algeria, al termine del quale è stato raggiunto **un accordo per altri 9 miliardi di m³ di gas entro il 2023/24 che renderanno l'Algeria il primo fornitore di gas in Italia.**

Dei 9 miliardi di m³ di gas, 6 miliardi di m³ arriveranno in Italia utilizzando ad un regime più elevato rispetto a quello attuale il gasdotto Transmed (gestito da ENI e SRG), che parte dall'Algeria e arriva a Mazzara del Vallo in Sicilia, mentre gli altri 3 miliardi tramite le FSRU. Come mostrato da Confindustria nelle precedenti analisi sulla sicurezza gas, il gas algerino aveva già rappresentato la percentuale più alta di import durante il periodo di punta invernale, ma non nell'arco dell'intero anno, come invece inizierà a fare già dalla fine del 2023. L'accordo ha confermato e garantito l'incremento dei **3 miliardi di m³ entro la fine del 2022** e, quindi, prima dell'inizio del periodo di punta invernale 2023.



Da segnalare lo slittamento per il completamento dei lavori del gasdotto **TAP (Trans Adriatic Pipeline)**, i quali avrebbero dovuto portare ad un incremento di 10 miliardi di m³ entro il 2024/25, ma che terminerà non prima del 2026. Si ricorda che il gasdotto TAP è parte del "Corridoio Meridionale del Gas" insieme al TANAP (Trans Anatolian Pipeline) e all'SCP (South Caucasus Pipeline), i quali trasportano in Europa il gas naturale estratto del giacimento di Shah Deniz II in Azerbaijan. Il TAP ha attualmente una portata nominale di 10 miliardi di m³/anno, che arriveranno a 20 miliardi di m³/anno nel 2028. Nel 2021 il gasdotto ha trasportato 8,1 miliardi di m³ di gas, di cui circa 6 miliardi acquistati dall'Italia.



Con riferimento ai precedenti aggiornamenti la tabella seguente riporta il nuovo percorso di sostituzione del gas russo:

Flussi da sostituire considerando blocco Forniture Russia (Mm ³ /anno)			
Tarvisio (Russia)		29061	38% Import
Passo GRIES (Nord EU)		2170	3% Import
Totale 2021		31231	41% Import
Fonte Sostitutiva Gas Russo e flusso (Mm ³ /anno)			Gap Sicurezza (Mm ³ /anno)
Incremento Importazioni Algeria	Fine 2022	3000	-28231
Incremento da Rigassificato Italiani	Fine 2022	1000	-27231
Aumento Produzione Elettrica Carbone	Entro 2022	5000	-22231
Incremento TAP	2022/23	1500	-20731
Primo Rigassificatore Galleggiante (<i>Golar Arctic</i>)	Feb - Apr 2023	5000	-15731
Incremento gas Produzione Nazionale	Fine 2023	2200	-13531
Aumento Importazioni Algeria	Entro 2023	3800	-9731
Secondo Rigassificatore Galleggiante (<i>BW Singapore</i>)	Entro 2024	5000	-4731
Incremento Algeria	Entro 2024	3000	-1731
Incremento TAP	Entro 2026	10000	+ 8269

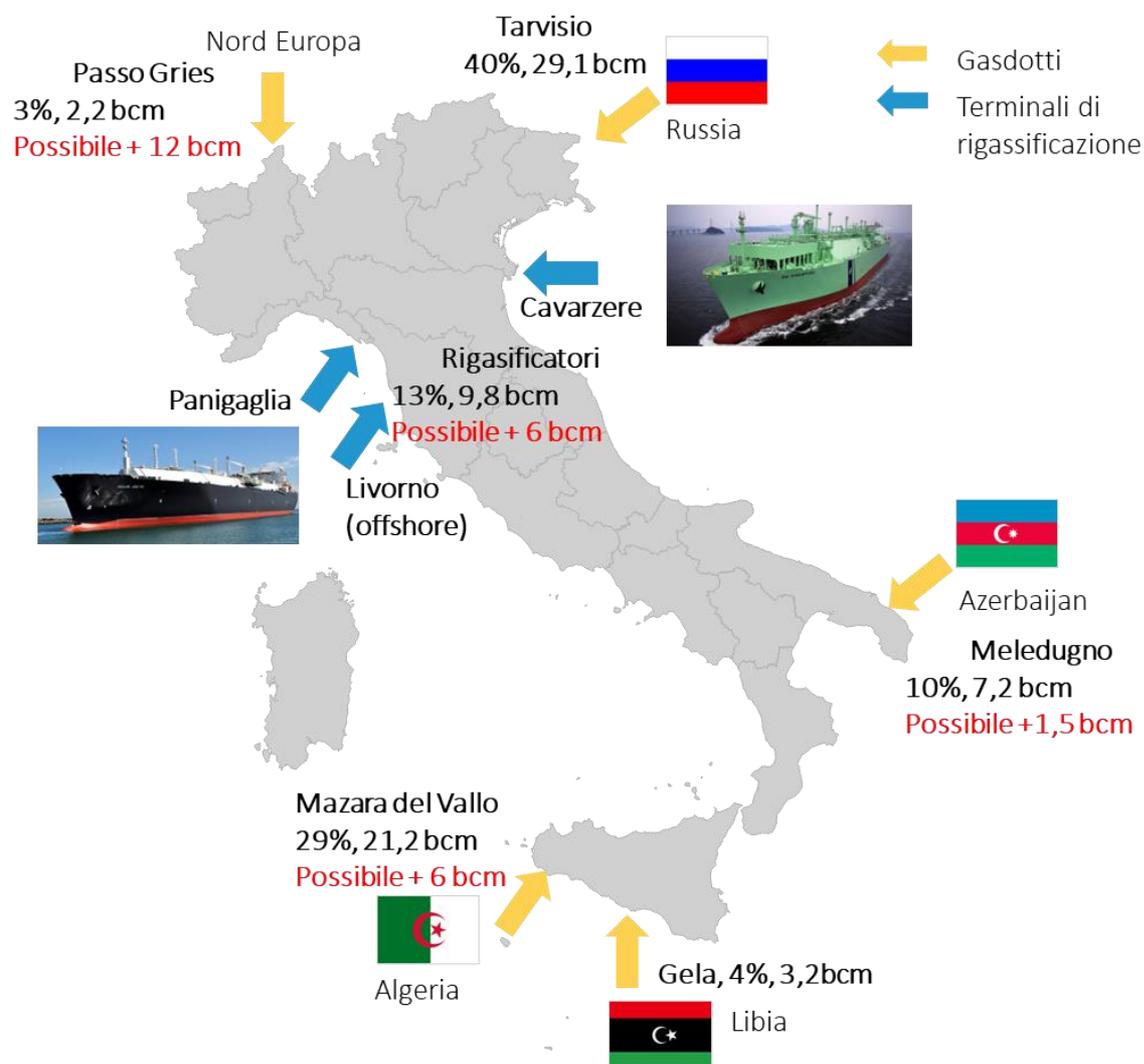
La Linea di Intervento è stata confermata il 27 luglio 2022 dal Ministro Cingolani, durante la presentazione della versione aggiornata del **Piano Gas** del MiTE.

Durante la presentazione è stata ribadita l'importanza delle priorità del "breve termine:

1. predisposizione ed attuazione del Piano di Diversificazione dell'approvvigionamento di gas;
2. riempimento almeno al 90% dei siti di stoccaggio;
3. predisposizione ed attuazione di un **Piano di Risparmio Energetico**.

In merito al **Piano di Diversificazione dell'approvvigionamento di gas** è stata sottolineata l'importanza strategica dei rigassificatori, in quanto, come precedentemente accennato, parte del gas algerino e di altri paesi africani e asiatici arriverà sottoforma di GNL.

L'incremento di gas importato dall'Algeria e da altri Paesi africani, con il conseguente potenziamento delle partnership in Africa aprirà interessanti prospettive geopolitiche per lo spostamento del "baricentro energetico" nel Mediterraneo, con una posizione di leadership per l'Italia.



In dettaglio il Piano di Diversificazione con gli incrementi annuali delle forniture (Gm³):

	Il semestre 2022	2023	2024	2025	area
GAS	6	8,9	11,9	11,9	Algeria ,TAP, Nazionale
GNL	1,5	7,9	9,5	12,7	Congo, Angola, Qatar, Egitto, (Nigeria, Indonesia, Mozambico, Libia)
Totale	7,5	16,8	21,4	24,6	
Risparmi	2,6	7,3	7,9	10,9	

In Merito al **Piano di Risparmio**, il Governo ha individuato i seguenti punti cardine:

- sviluppo progetti rinnovabili offshore e onshore per 8 GW/anno a regime dal 2023 (equivalenti ad un risparmio di gas pari a circa 2,5 miliardi di m³/anno);
- misure di contingentamento della domanda (diminuzione di 1°C del riscaldamento residenziale pubblico e privato con riduzione di un'ora di funzionamento al giorno) e di accelerazione dell'efficientamento energetico (equivalenti secondo una stima nel breve termine ad un risparmio di circa 2,5 miliardi di m³/anno). La stessa misura era stata proposta da Confindustria già nel mese di maggio 2022 e portata all'attenzione del CTEM durante l'audizione formale del 21 giugno 2022;
- sviluppo del biometano con potenziale di circa 2,5 miliardi di m³ al 2026 in progressivo aumento dal 2022;
- incremento della produzione termoelettrica a carbone o olio (è stato programmato un incremento transitorio della produzione a carbone o olio con risparmio di 2,5 miliardi di m³/anno di gas naturale, producendo fino a ulteriori 10-12 TWh/anno rispetto al 2021 e rispettando gli obiettivi del Fit For 55).

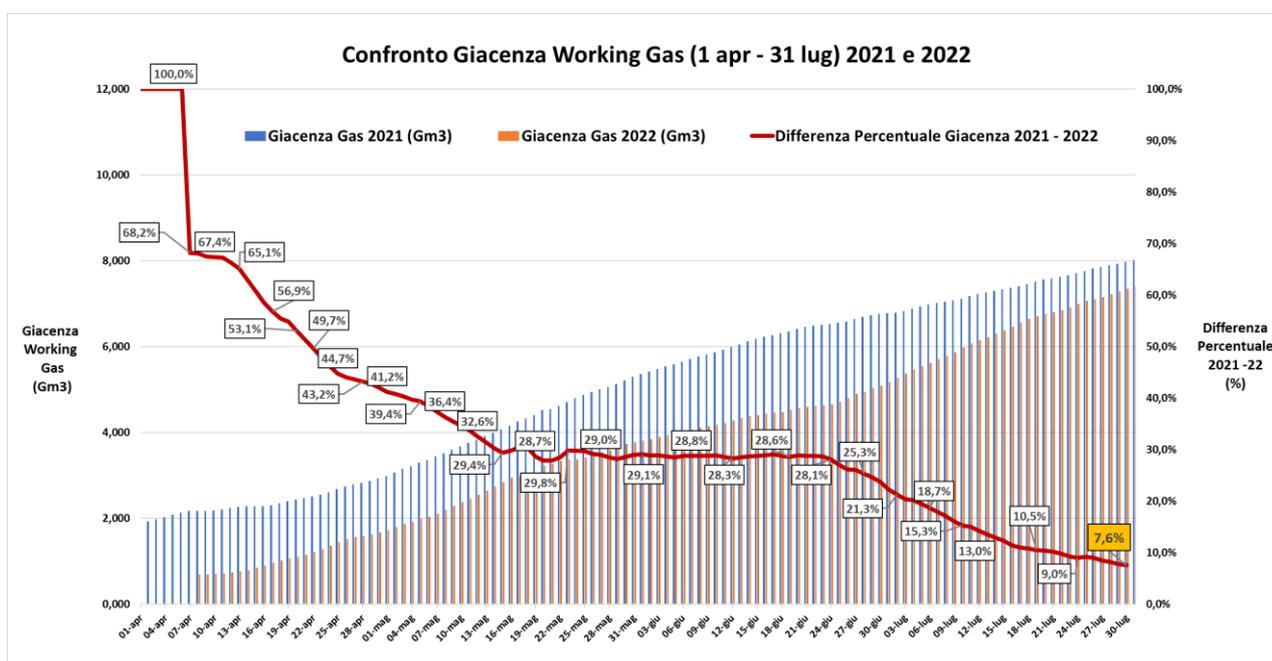
In dettaglio i valori del Piano di Risparmio (Gm³):

	Il Sem.2022	2023	2024	2025
Rinnovabili	0,4	2,4	4,9	7,3
Biogas/Sintetici	0,1	0,6	1,1	1,6
Risparmio termico	1	2	2	2
Termoelettrico carbone	1,1	2,3		
Totale	2,6	7,3	8	10,9

In merito al **riempimento dei siti di stoccaggio** da segnalare come per tutto il mese di luglio 2022 il flusso di iniezione e la quantità di gas stoccato siano aumentati, fino ad arrivare **al 31 luglio 2022 ad un totale di 7,4 miliardi di m³ di gas stoccato (61,7% rispetto al**

totale massimo di 12 miliardi m³) e ad una perdita complessiva di 606 milioni di m³ (-7,6%) rispetto al 31 luglio 2021, quando la quantità di gas stoccato era pari a 8 miliardi di m³.

Considerando il trend e le incerti perdite iniziali, risultava difficile il raggiungimento dei 12 miliardi di m³ di gas massimo stoccabile e funzionale alla punta invernale. Le ultime disposizioni governative in materia e il progressivo aumento del flusso di immissione, lasciano supporre che si potrà raggiungere un livello di gas stoccato tale da garantire la sicurezza nel periodo di punta invernale. Per fare questo bisognerà **raggiungere un livello di riempimento almeno del 90% (10,8 miliardi di m³)**, come richiesto anche dalla Commissione EU già a giugno 2022. Ricordiamo, infatti, che nel periodo di punta invernale le quantità di gas immesse nella rete e derivanti dai siti di stoccaggio sono dell'ordine di 100 milioni di m³/giorno, pari a circa il 31% del totale (stimato in circa 305 milioni di m³/giorno).



- **totale riempimento 2022: 7,4 miliardi di m³ (61,7%), - 606 milioni di m³ (- 7,6%)** rispetto al 2021
- **flusso di iniezione medio 2022: - 31,1 %** rispetto a quello del 2021

1.4 Aree Idonee per lo sviluppo FER

L'8 novembre 2021 è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale il **DL n. 199**, "Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla **promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili** - (21G00214) (GU Serie

Generale n.285 del 30-11-2021 - Suppl. Ordinario n. 42)”, entrato in vigore il 15 novembre 2021.

Il decreto ha l'obiettivo di accelerare il percorso di crescita sostenibile dell'Italia, recando disposizioni in materia di energia prodotta da fonti rinnovabili (FER), in coerenza con gli obiettivi europei di decarbonizzazione del sistema energetico entro il 2030 (Fit for 55) e di completa decarbonizzazione entro il 2050 (Green Deal europeo). Il decreto definisce gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi e il quadro istituzionale, finanziario e giuridico, necessari per il raggiungimento degli obiettivi (coerenti col PNIEC) recando anche le disposizioni necessarie all'attuazione del PNRR.

L'**art. 2** (*“Definizioni”*) definisce anche il concetto di **“Area idonea”**, come *“area con un elevato potenziale atto a ospitare l'installazione di impianti di produzione elettrica da fonte rinnovabile, anche all'eventuale ricorrere di determinate condizioni tecnico-localizzative”*, mentre l'**art. 20** disciplina le linee guida per l'individuazione di superfici e aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili. Le aree idonee vengono stabilite tramite decreti attuativi emanati dal Ministero della Transizione Ecologica d'intesa con i Ministeri della Cultura e delle Politiche agricole, alimentari e forestali, previa intesa in sede di Conferenza unificata (di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281).

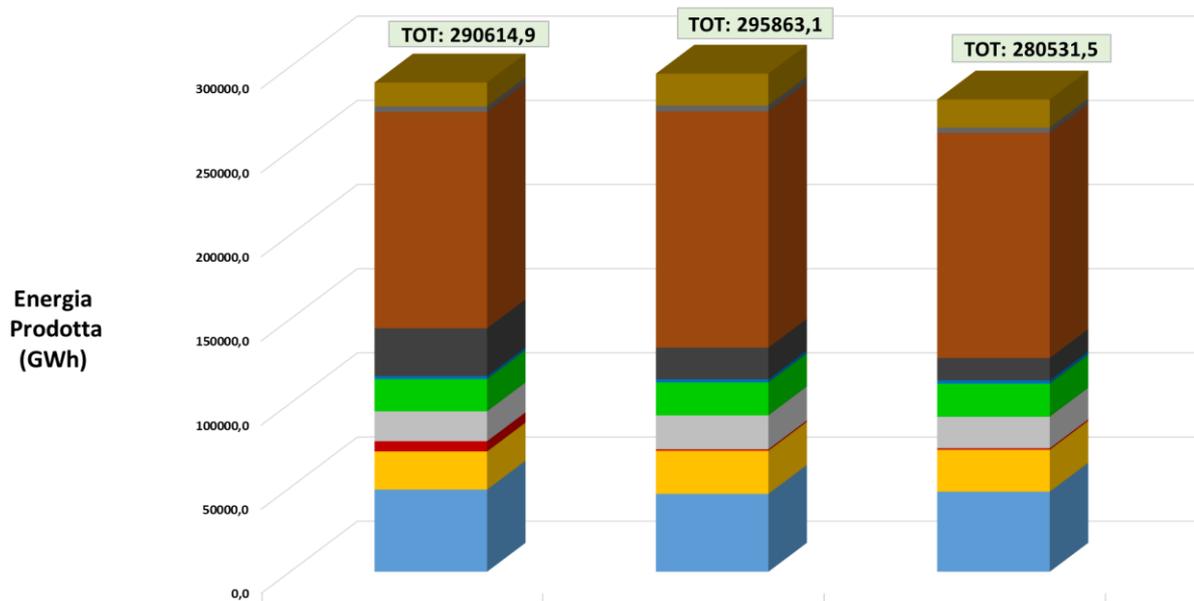
Ai fini del concreto raggiungimento degli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili previsti dal PNIEC, i decreti stabiliscono altresì la ripartizione della potenza installata fra Regioni e Province autonome. Ai sensi dell'articolo 5, comma 1, lettere a) e b), della legge 22 aprile 2021, n. 53, nella definizione della disciplina inerente alle aree idonee, i decreti tengono conto delle esigenze di tutela del patrimonio culturale e del paesaggio, delle aree agricole e forestali, della qualità dell'aria e dei corpi idrici, privilegiando l'utilizzo di superfici di strutture edificate, quali capannoni industriali e parcheggi, e verificando l'idoneità di aree non utilizzabili per altri scopi, ivi incluse le superfici agricole non utilizzabili, compatibilmente con le caratteristiche e le disponibilità delle risorse rinnovabili, delle infrastrutture di rete e della domanda elettrica, nonché tenendo in considerazione la dislocazione della domanda, gli eventuali vincoli di rete e il potenziale di sviluppo della rete stessa.

Nelle more dell'individuazione delle aree idonee, il decreto prevede che non possano essere disposte moratorie ovvero sospensioni dei termini dei procedimenti di autorizzazione. In sede di individuazione delle superfici e delle aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili devono sempre essere rispettati i principi della minimizzazione degli impatti

sull'ambiente, sul territorio, sul patrimonio culturale e sul paesaggio, fermo restando il vincolo del raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione al 2030 e tenendo conto della sostenibilità dei costi correlati al raggiungimento degli obiettivi. Per garantire un adeguato servizio di supporto alle Regioni e alle Province autonome nel processo di individuazione delle aree idonee e nelle attività di monitoraggio delle stesse, con l'**art. 21** viene istituita una **piattaforma digitale** realizzata presso il GSE con la finalità di includere tutte le informazioni e gli strumenti necessari alle Regioni e Province autonome per connettere ed elaborare i dati per la caratterizzazione e qualificazione del territorio, anche in relazione alle infrastrutture già realizzate e presenti nonché in relazione a quelle autorizzate e in corso di autorizzazione, la stima del potenziale e la classificazione delle superfici e delle aree stesse.

Tenendo conto di quanto definito nel DL n.199, Confindustria ha iniziato un'analisi quantitativa sullo sviluppo delle FER nelle diverse regioni d'Italia negli anni 2018-19-20, che tenga conto, oltre ai dati relativi alla produzione lorda annua di energia, anche di indicatori economici come il PIL o il reddito delle famiglie. Al fine di identificare quali potrebbero essere le Aree Idonee, Confindustria ha avviato, inoltre, un'analisi qualitativa che tenga conto di indicatori come l'irradiazione solare e i dati anemometrici.

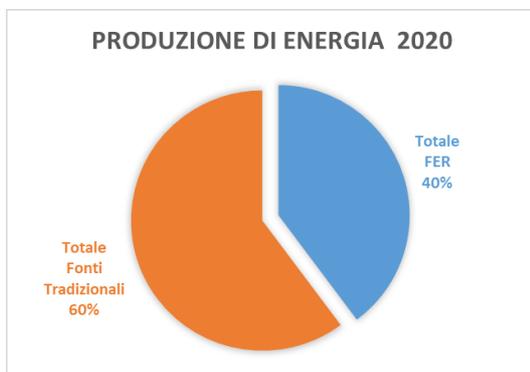
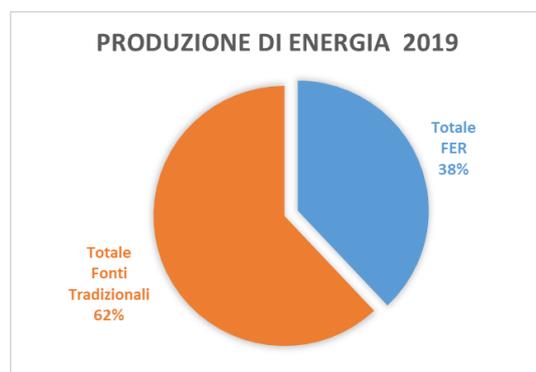
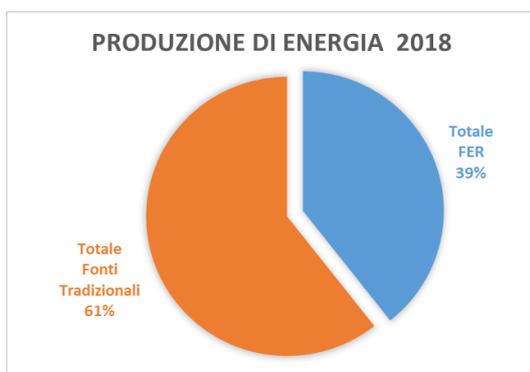
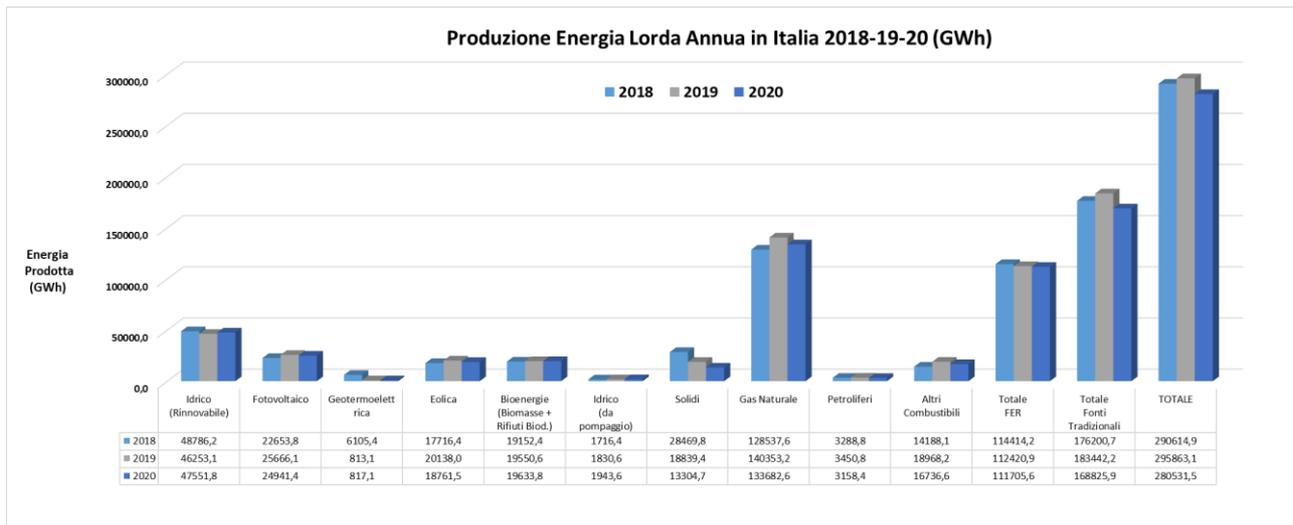
Produzione Energia Lorda Annuale in Italia 2018-19-20 (GWh)



	2018	2019	2020
Altri Combustibili	14188,1	18968,2	16736,6
Petroliferi	3288,8	3450,8	3158,4
Gas Naturale	128537,6	140353,2	133682,6
Solidi	28469,8	18839,4	13304,7
Idrico (da pompaggio)	1716,4	1830,6	1943,6
Bioenergie (Biomasse + Rifiuti Biod.)	19152,4	19550,6	19633,8
Eolica	17716,4	20138,0	18761,5
Geotermoelettrica	6105,4	813,1	817,1
Fotovoltaico	22653,8	25666,1	24941,4
Idrico (Rinnovabile)	48786,2	46253,1	47551,8

Il grafico riporta nel dettaglio la **Produzione lorda annua di energia per fonte** negli anni 2018-19-20 in Italia. Nel 2020 la produzione nazionale di energia ha subito un calo di 15 TWh rispetto al 2019, l'anno in cui la produzione di energia è stata massima (295 TWh).

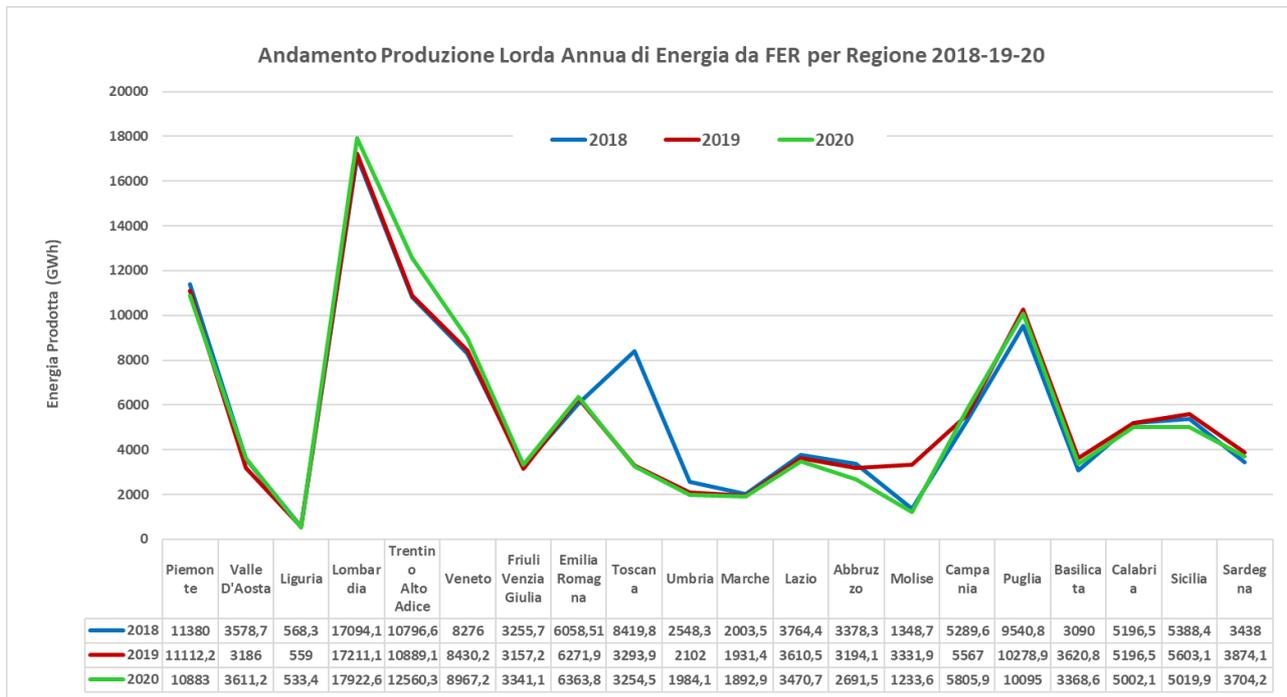
A livello nazionale l'energia prodotta da fonti fossili rappresenta ancora più della metà del totale prodotto (60%). Come è possibile osservare, la principale fonte di energia continua ad essere il gas naturale, che rappresenta il 47,5% del totale (134 TWh su 281 TWh nel 2020).



Nonostante il calo di produzione totale, i grafici seguenti mostrano come **nel 2020** il totale di **energia prodotta da FER** sia aumentata a livello nazionale del 2% rispetto al 2018, arrivando a rappresentare il **40%** del totale, ossia **111 TWh su 280 TWh**. Nel 2019 era, tuttavia, diminuita dell'1%.

L'andamento dello sviluppo delle FER nelle regioni d'Italia, mostrato nel grafico successivo, segnala, tuttavia, un leggera diminuzione della crescita in alcune regioni come la Toscana, l'Emilia-Romagna, l'Umbria e il Molise. La produzione di energia da FER

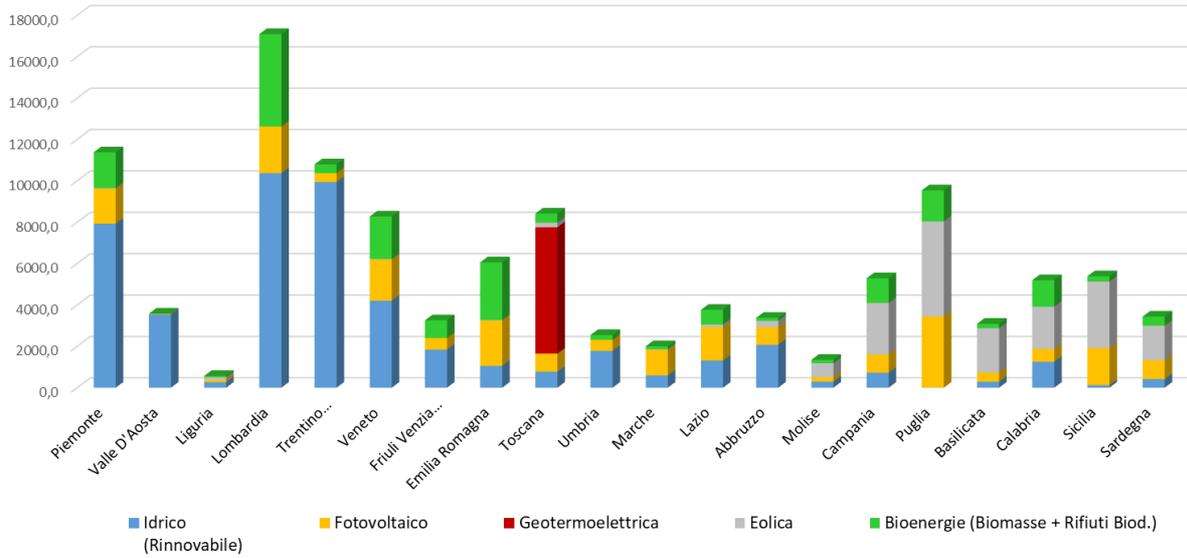
aumenta, invece, in regioni come la Calabria, la Puglia e la Lombardia (che si classifica la prima regione d'Italia per produzione di energia da FER e di energia in generale).



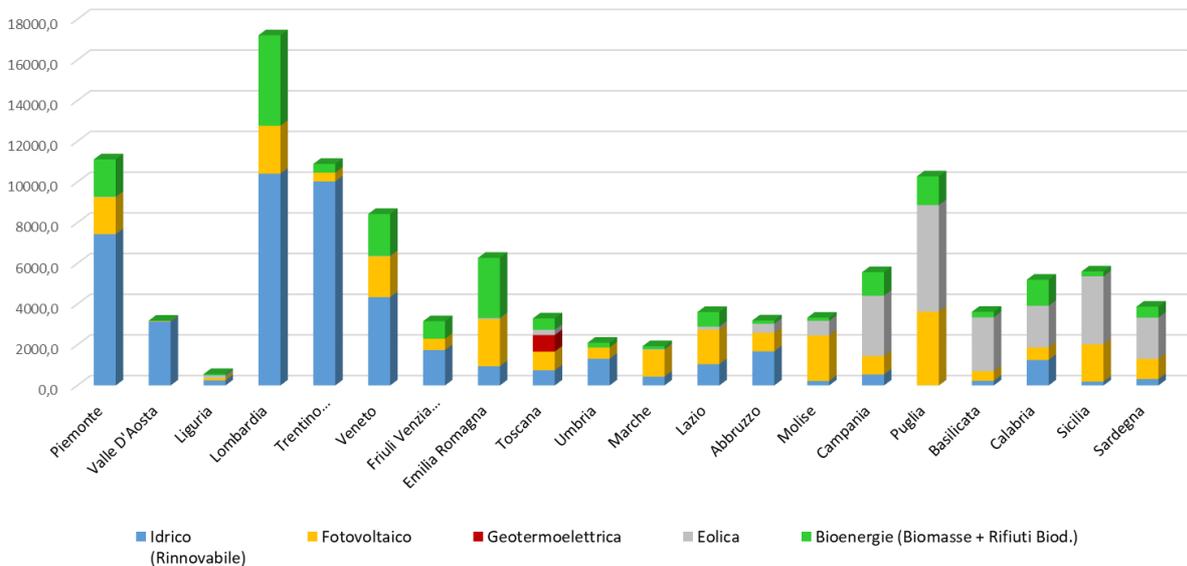
I grafici successivi mostrano la Produzione di energia lorda annua da FER per regione e per fonte, evidenziando come:

1. la FER da cui deriva la quota più alta di energia prodotta rimane l'**Idrico rinnovabile**, il quale - sviluppato principalmente nel Nord Italia - rappresenta il 17% dell'energia totale prodotta e il 43% del totale prodotto da FER;
2. la produzione di energia **geotermica** sia attiva solo in Toscana, dove tra 2018 e 2019 è tuttavia calata dell'87%, passando da 6 a 0,8 TWh/anno;
3. la Puglia risulti essere la regione con la maggior produzione di energia fotovoltaica ed eolica (3,8 e 4,8 TWh/anno rispettivamente nel 2020);
4. l'energia **fotovoltaica** sia sviluppata in modo quasi "omogeneo" sull'intero territorio;
5. l'energia **eolica** sia sviluppata quasi esclusivamente nel Sud Italia: solo nelle regioni del Sud permette di produrre più di 1,5 TWh/anno;
6. la **bioenergia** sia sviluppata anch'essa su tutto il territorio nazionale, ma con una leggera prevalenza nelle regioni del Nord.

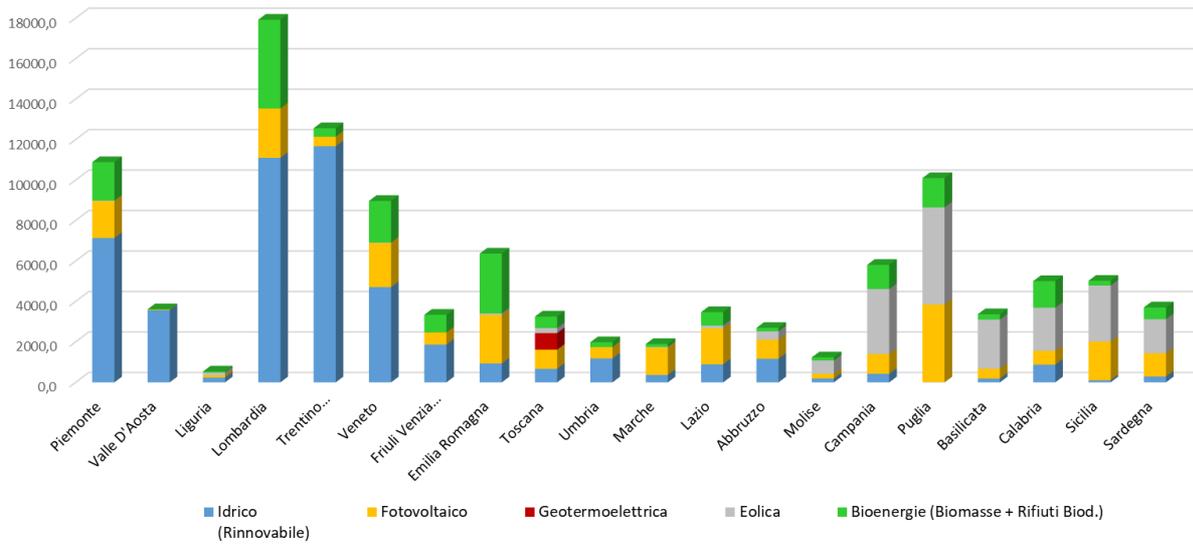
Produzione Energia Lorda Annu per Regione 2018 (GWh)



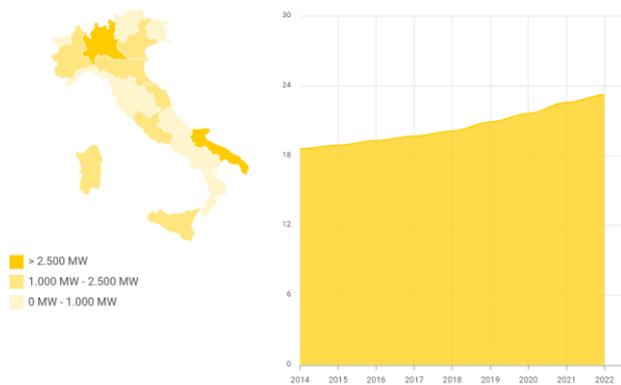
Produzione Energia Lorda Annu per Regione 2019 (GWh)



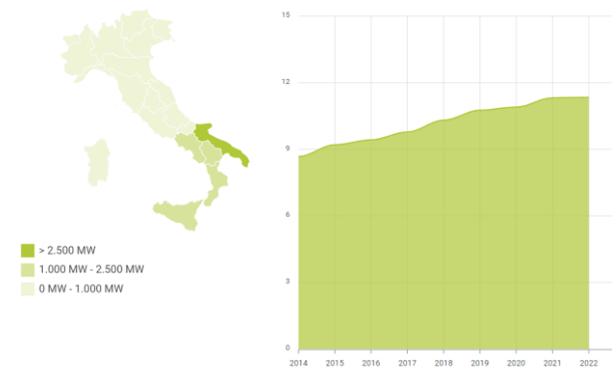
Produzione Energia Lorda Annuale per Regione 2020 (GWh)



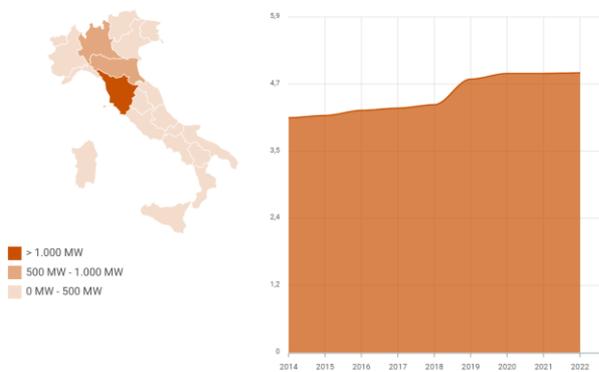
FOTVOLTAICO 2014 - 2022 (GW)



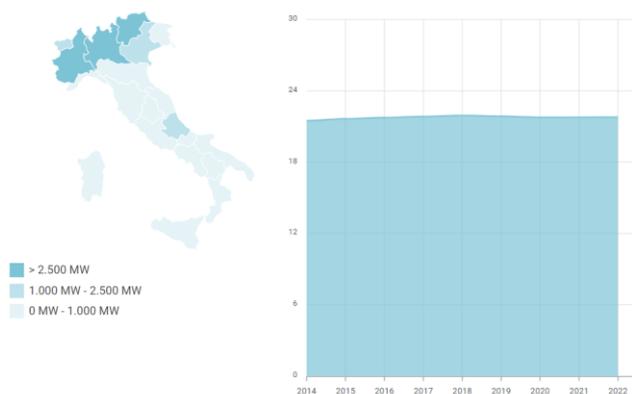
EOLICO 2014 - 2022 (GW)



GEOTERMoeLETRICO E BIOENERGIE 2014 - 2022 (GW)

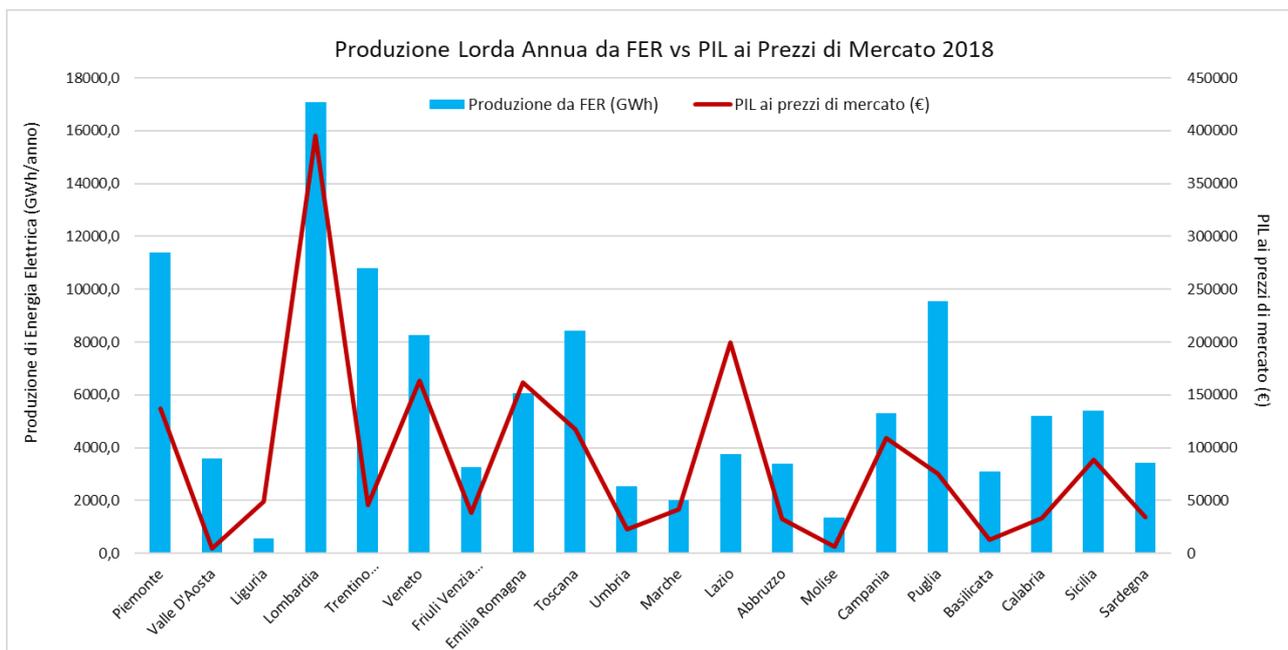


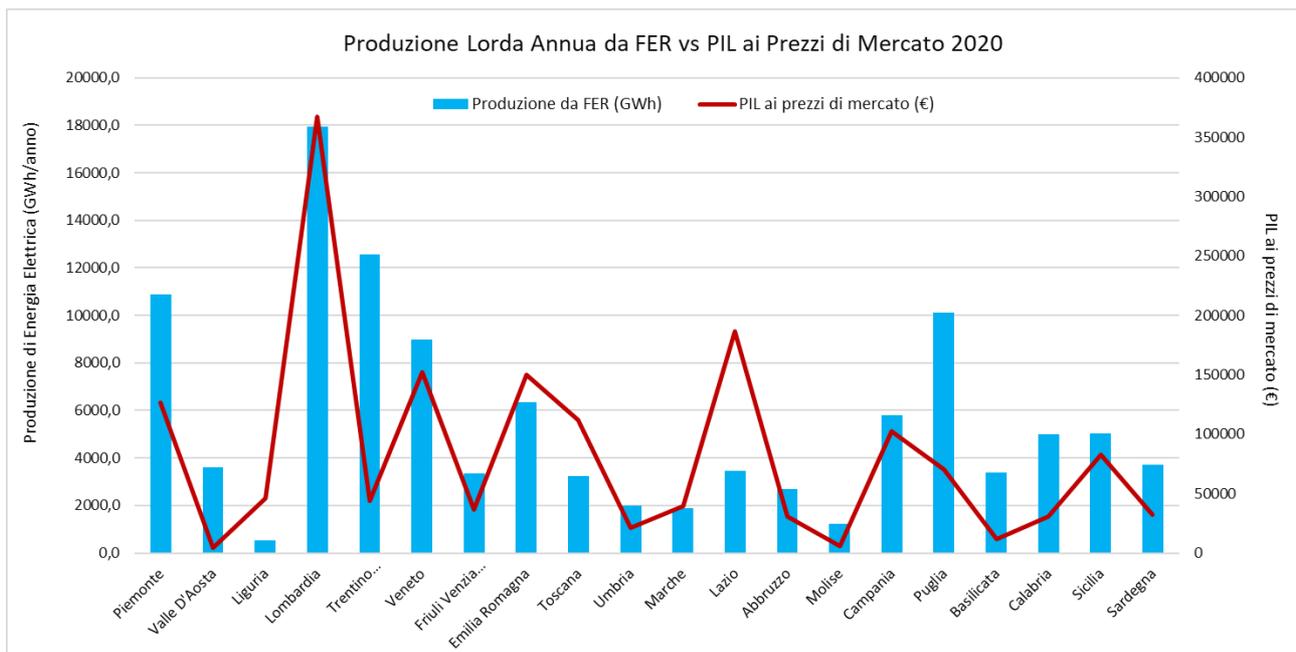
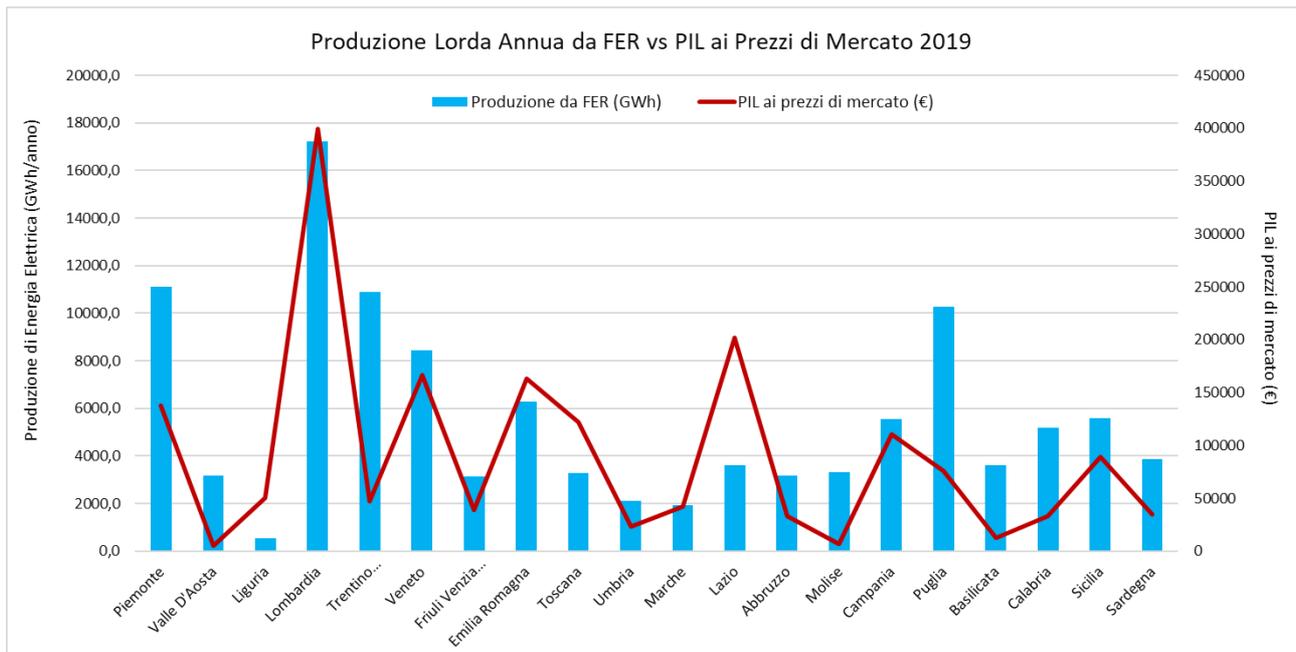
IDROELETRICO 2014 - 2022 (GW)



Le ultime quattro distribuzioni riportando l'andamento della capacità installata per FER dal 2014 al 2020 nelle diverse regioni e in totale.

Analizzando la produzione da FER in relazione al PIL delle singole regioni, risulta evidente come nel Sud Italia (principalmente in **Puglia**) lo sviluppo da FER sia alto rispetto alla ricchezza del territorio. Lo stesso dicasi per il Piemonte, l'unica regione del Nord in cui è evidente questo andamento. Lombardia, Emilia-Romagna, Veneto, Marche risultano essere le uniche regioni in cui lo sviluppo da FER sia in linea con il PIL, mentre in Liguria e Lazio la produzione da FER è decisamente inferiore rispetto alla ricchezza del territorio.





Le distribuzioni presentate fin ora permettono di avere una “fotografia” della situazione attuale in Italia dello sviluppo delle FER.

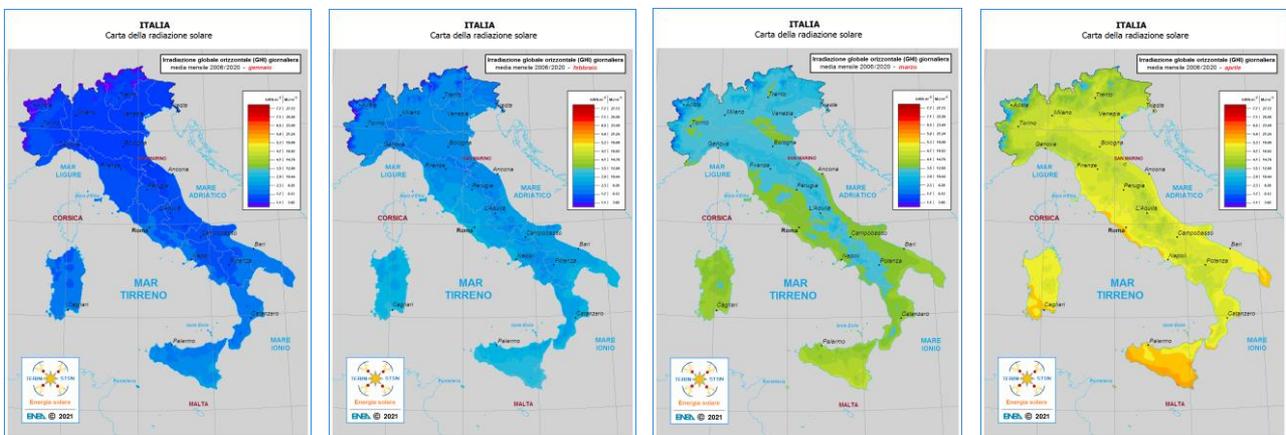
Uno dei risultati che sicuramente colpisce è come nelle regioni del Sud (ad eccezione della Puglia) sia poco sfruttato il potenziale dell’energia fotovoltaica e come nelle regioni del Nord – viceversa – sia quasi del tutto assente la produzione da energia eolica.

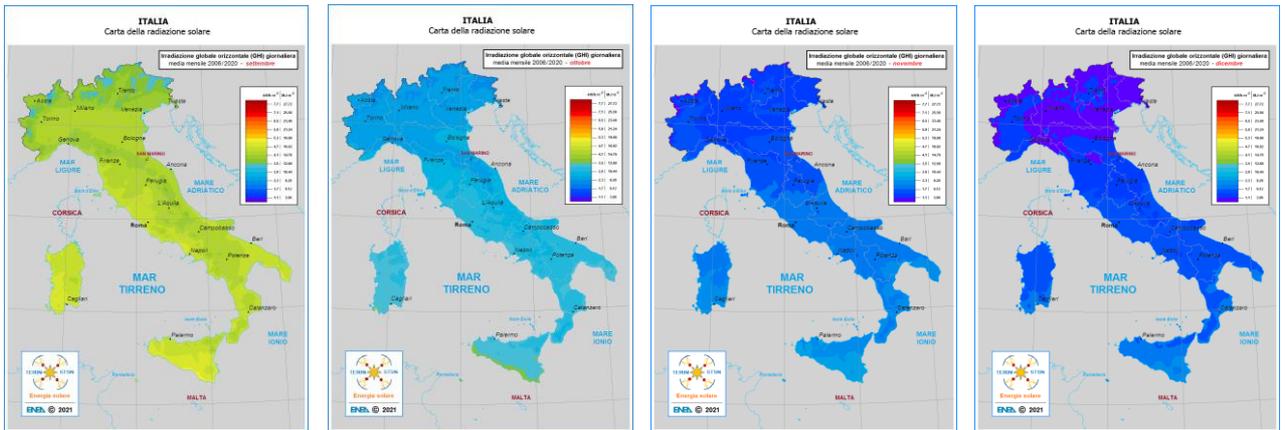
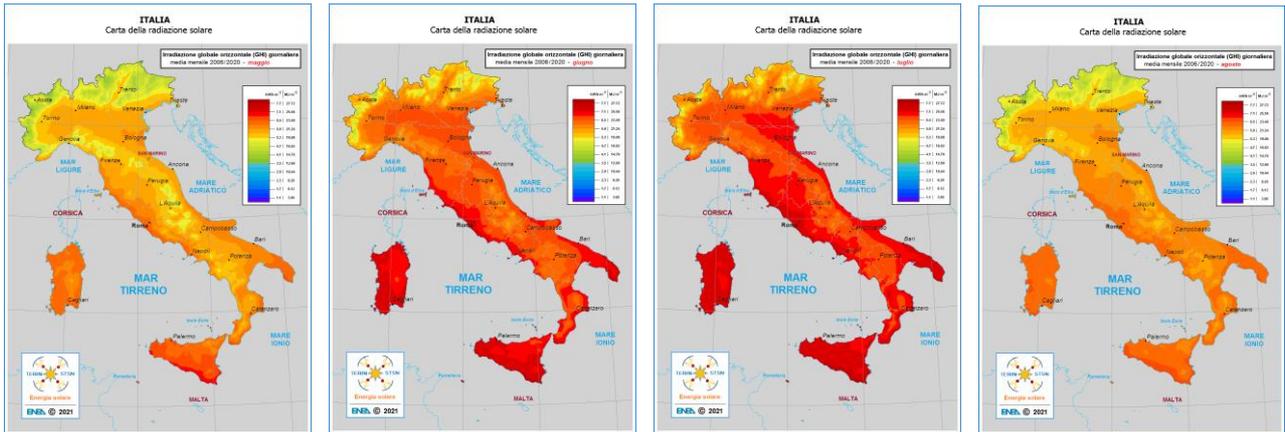
Passiamo quindi ad un'analisi (in prima istanza) qualitativa sulle proprietà del territorio, al fine da valutare quali potrebbero essere le aree idonee per un maggior sviluppo delle FER.

Partiamo dall'**energia fotovoltaica** e dai dati sulla radiazione solare **GHI** (*Global Horizontal Irradiation*) media giornaliera dal 2006 al 2020 per mese e quella media annuale (nella fascia oraria 08:00 ÷ 18:00), usando le mappe presenti sull'Atlante Solare dell'ENEA.

La GHI, che non deve essere confusa con i concetti di temperatura dell'aria o del suolo, è la grandezza fisica che influenza direttamente il funzionamento ed il rendimento dei pannelli fotovoltaici. La grandezza viene stimata dall'ENEA a partire dalle immagini satellitari di copertura nuvolosa acquisite dall'ente europeo EUMETSAT: da qui vengono ricavate le successive mappe che esprimono la **Rggmm** (*Radiazione solare globale giornaliera media mensile*) su piano radiazione orizzontale con una risoluzione spaziale di 2.5 km x 2.5 km circa.

I dati relativi alla GHI (o alla DNI) rappresentano il primo indicatore a cui fare fede per un maggiore sviluppo (e conseguente resa economica) dell'energia fotovoltaica.

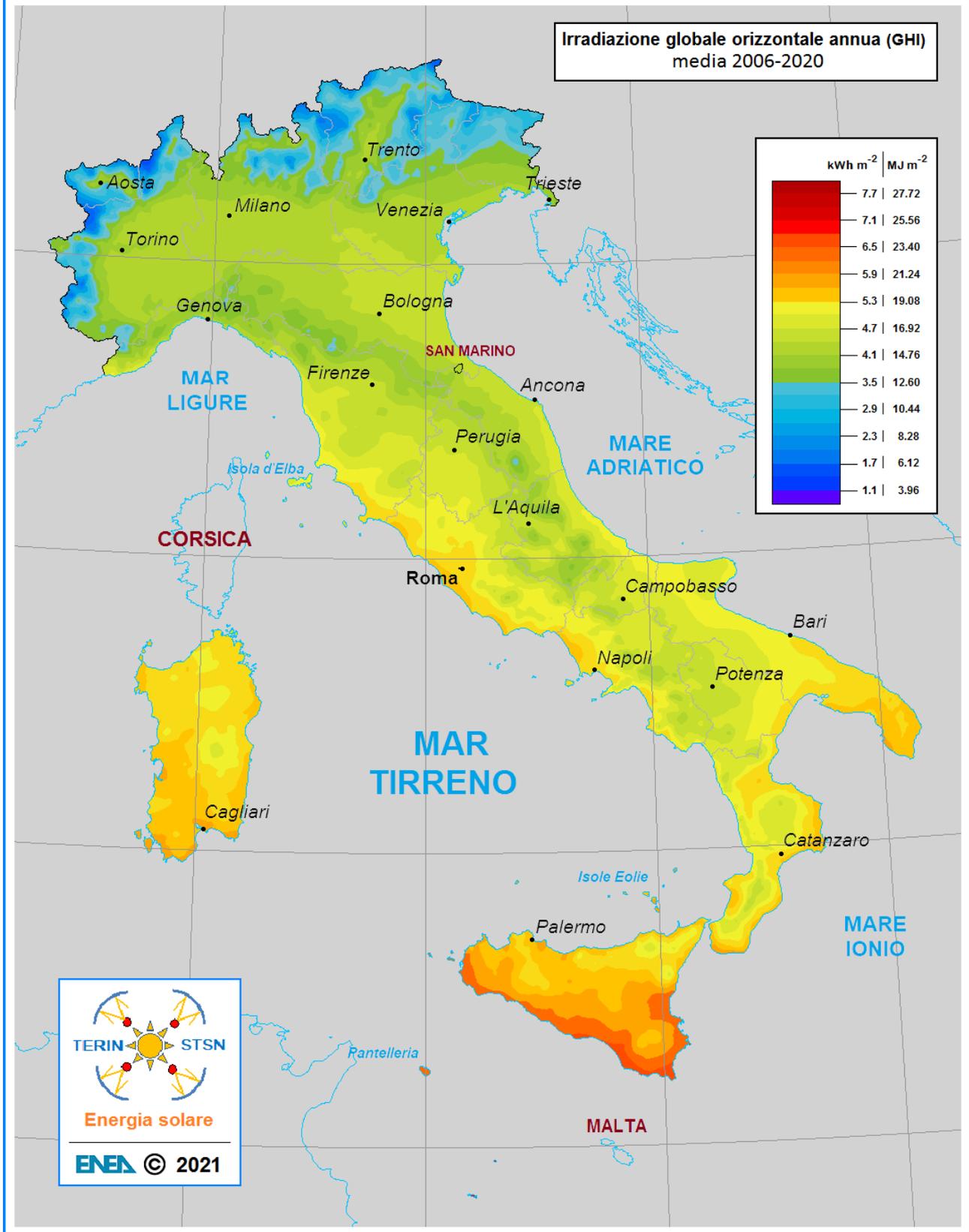




Le mappe insieme a quella seguente che mostra la media annua, indicano come lo sviluppo del fotovoltaico avrebbe un rendimento massimo nelle regioni del Sud, in particolar modo in Sicilia, dove però il loro sviluppo è nettamente inferiore (in media) alle regioni del Nord come la Lombardia, come mostrato dai grafici precedenti.

ITALIA

Carta della radiazione solare



Passiamo all'**energia eolica on-shore e off-shore** e ai **dati anemometrici (intensità del vento)** usando le mappe dell'Atlante Eolico dell'RSE. Analogamente alla GHI per l'energia solare, i dati anemometrici rappresentano il primo indicatore a cui fare fede per massimizzare lo sviluppo e il rendimento degli impianti eolici da installare in futuro.

Il primo dato da presentare è quello riferito agli Impianti Eolici, alla loro posizione sul territorio nazionale e alla capacità installata.

Come si osserva dal grafico, quest'ultimi si concentrano nel Centro-Sud, dove la velocità del vento è massima. Nonostante la concentrazione al Sud sia nettamente superiore, la diffusione degli impianti eolici rimane comunque limitata e non omogenea nelle regioni.

Al Nord e Centro-Nord la diffusione appare fortemente limitata, anche nelle zone a forte potenziale come le coste dell'adriatico superiore, le zone intorno dell'Appennino centrale e parti delle Pianura Padana.

Le mappe successive mostrano, inoltre, l'immenso potenziale rivestito dall'eolico off-shore, il quale potrebbe essere realizzato ottenendo un altissimo rendimento, praticamente ovunque lungo le coste italiane.

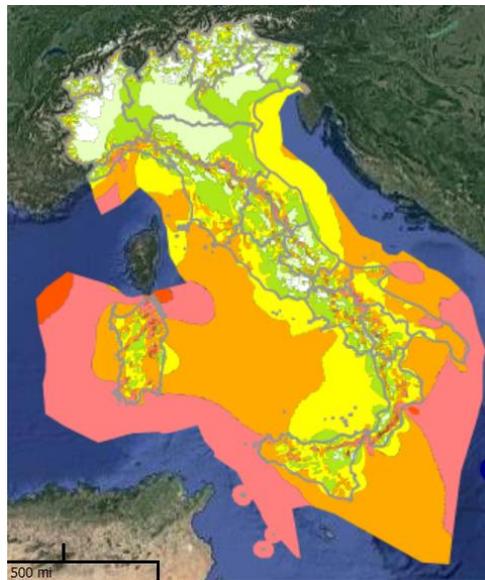
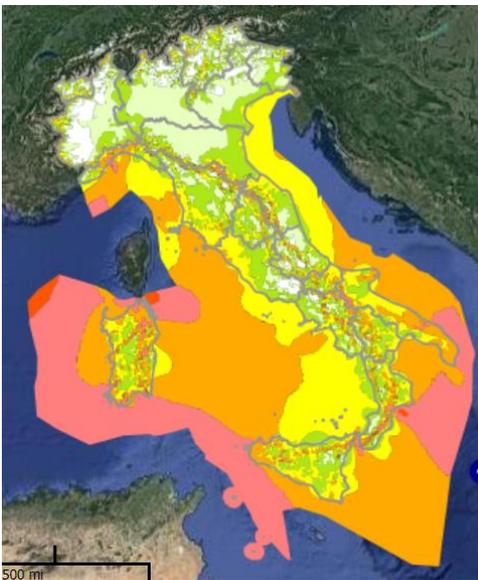
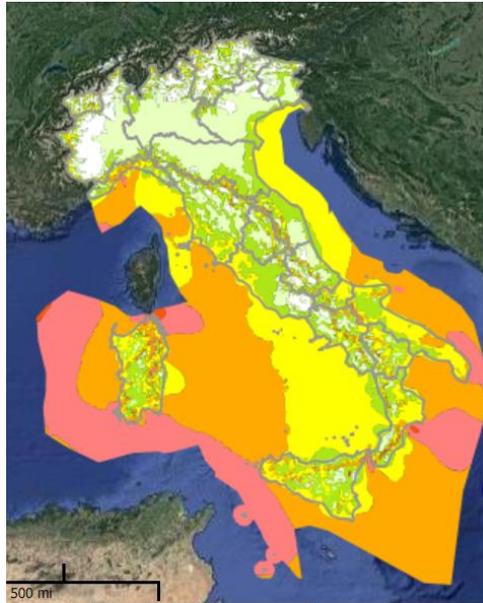


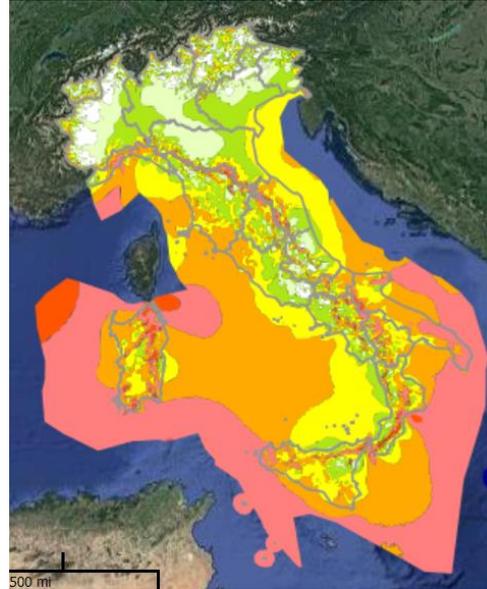
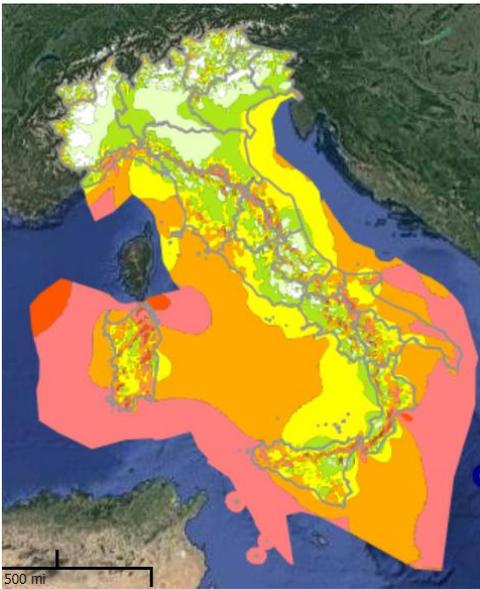
Vengono di seguito riportate le mappe del vento on-shore e off-shore ad altezze rispettivamente di: 50 m, 75 m, 100 m, 125 m e 150 m di altezza, al fine di caratterizzare le zone a maggior potenziale eolico.

Velocità media annua del vento

- < 3 m/s
- 3 - 4 m/s
- 4 - 5 m/s
- 5 - 6 m/s
- 6 - 7 m/s
- 7 - 8 m/s
- 8 - 9 m/s
- 9 - 10 m/s
- > 10 m/s

Confini Regionali





Di seguito vengono riportate le mappe con i dati relativi alla **Producibilità specifica on-shore** ad altezze rispettivamente di 50 m, 75 m e 100 m.

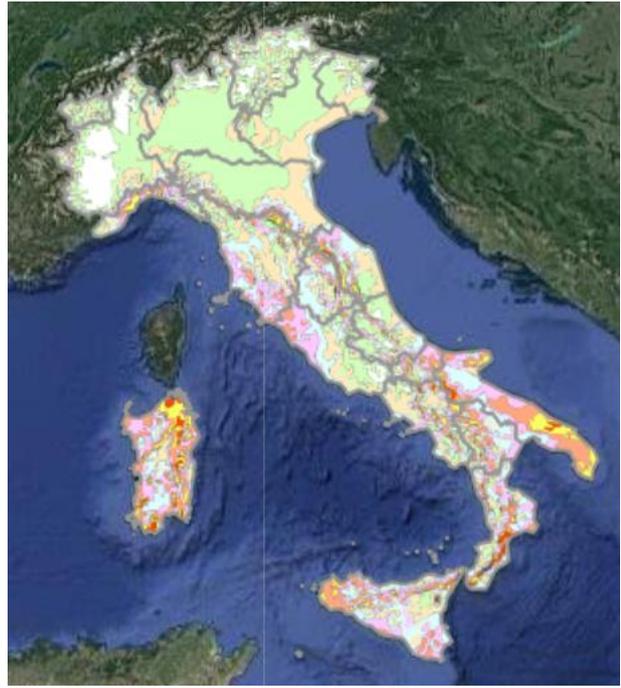
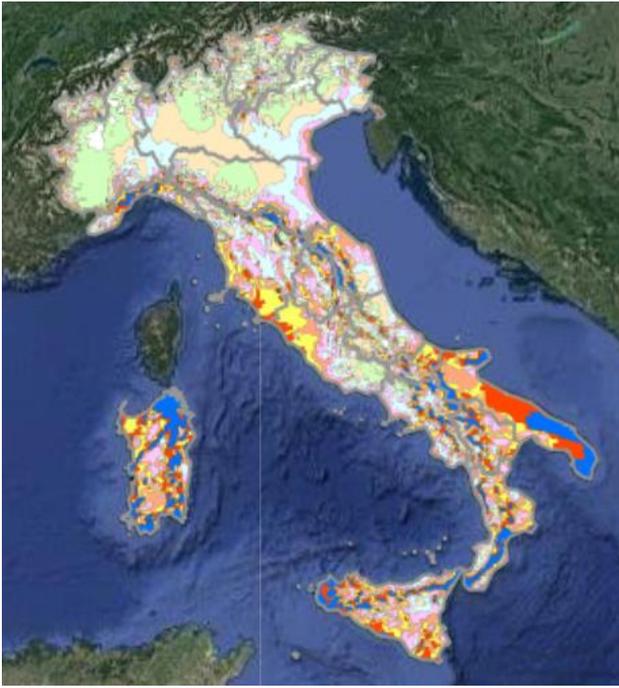
La producibilità specifica può essere usata, dopo i dati anemometrici come secondo indicatore, capace di caratterizzare le zone a maggior potenziale eolico.

Producibilità specifica

- < 500 MWh/MV
- 500 - 1000 MWh/MV
- 1000 - 1500 MWh/MV
- 1500 - 2000 MWh/MV
- 2000 - 2500 MWh/MV
- 2500 - 3000 MWh/MV
- 3000 - 3500 MWh/MV
- 3500 - 4000 MWh/MV
- > 4000 MWh/MV

Confini Regionali



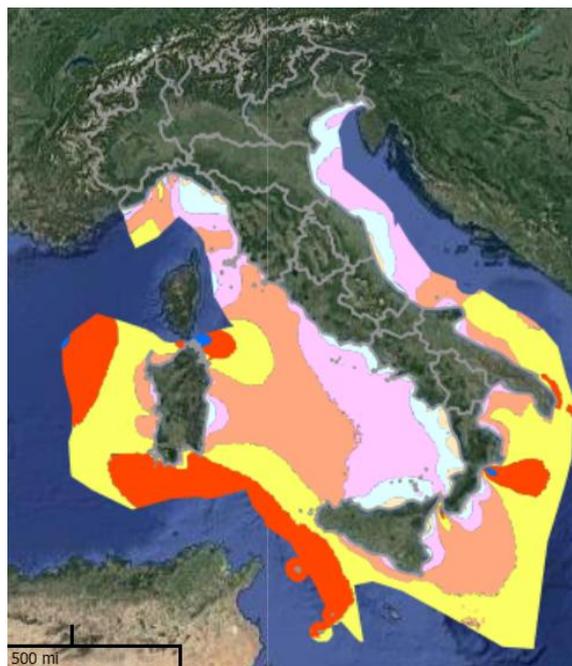


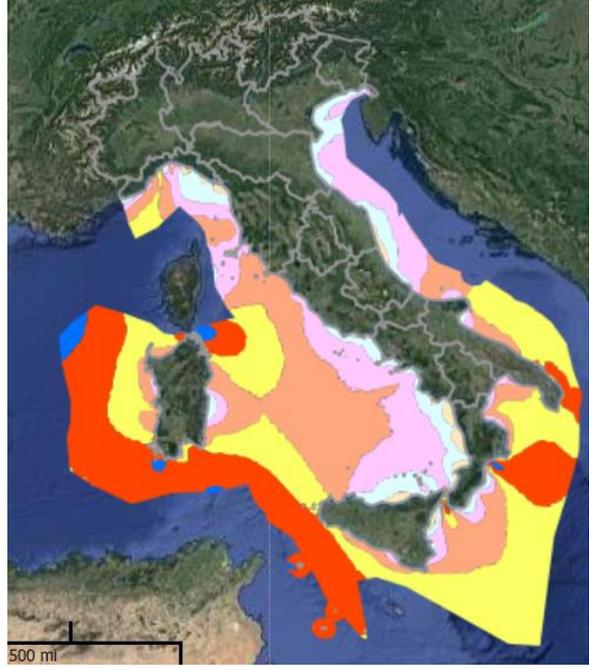
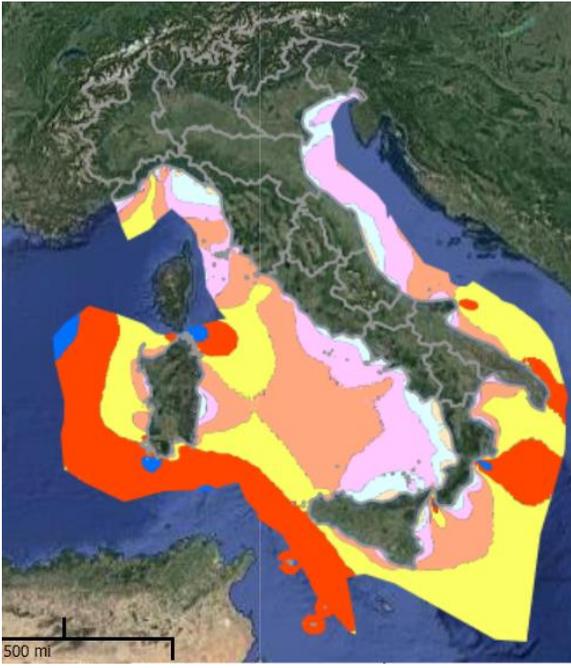
Di seguito vengono riportate le mappe con i dati relativi alla **Producibilità specifica offshore** ad altezze rispettivamente di 100 m, 125 m e 150 m.

Producibilità specifica

- < 500 MWh/MW
- 500 - 1000 MWh/MW
- 1000 - 1500 MWh/MW
- 1500 - 2000 MWh/MW
- 2000 - 2500 MWh/MW
- 2500 - 3000 MWh/MW
- 3000 - 3500 MWh/MW
- 3500 - 4000 MWh/MW
- > 4000 MWh/MW

Confini Regionali





2. Principali novità di settore

2.1 Crediti di imposta energia elettrica e gas

Lo scorso 26 luglio è stato approvato il Decreto Semplificazioni Fiscali. L'art. 40-quater (**Modifiche alla disciplina dei crediti d'imposta per l'acquisto di energia elettrica e di gas naturale e della cessione del credito d'imposta o dello sconto in fattura**) elimina la disposizione, intervenuta in sede di conversione del decreto-legge 17 maggio 2022, n. 50 (c.d. DL Aiuti), che sottoponeva alcuni crediti d'imposta per l'acquisto di energia e gas relativi al secondo trimestre 2022 ai limiti e alle condizioni del Regolamento *de minimis*. Pertanto, i crediti d'imposta concessi per le spese di:

- gas naturale da parte di **imprese a forte consumo di gas** (art. 5, DL 17/2022);
- gas naturale da parte di **imprese diverse da quelle a forte consumo di gas** (art. 4, DL 21/2022);
- energia elettrica da parte di **imprese diverse da quelle energivore** (art. 3, comma 1, DL 21/2022).

continueranno ad essere fruiti alle condizioni originariamente previste.

Si tratta di un risultato non scontato, frutto delle tempestive reazioni e iniziative di Confindustria.

Analogamente Confindustria sta segnalando la necessità di un'estensione dell'utilizzabilità del credito di imposta oltre l'attuale termine poiché le aziende rischiano di non poter fruire dello stesso per mancanza di capienza. Inoltre, lo strumento previsto di cessione del credito ad istituti finanziari è praticamente inutilizzabile poiché gli stessi non accettano tali crediti in quanto già "oberati" dal mercato della cessione dei crediti originati dal Superbonus 110%.

Il Governo ha inoltre approvato in data 4 agosto 2022 il DL Aiuti Bis con il quale sono state estese misure importanti per contrastare il caro energia per le imprese. Tra gli interventi più rilevanti si segnalano:

- l'annullamento da parte dell'Autorità, anche per il quarto trimestre 2022, delle aliquote relative agli oneri generali di sistema elettrico applicate alle utenze domestiche e alle utenze non domestiche in bassa tensione, per altri usi, con potenza disponibile fino a 16,5 kW", alle utenze con potenza disponibile superiore a 16,5 kW, anche connesse in media e alta/altissima tensione o per usi di illuminazione pubblica o di ricarica di veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico.
- il rinnovo della riduzione dell'IVA e degli oneri generali nel settore del gas per il quarto trimestre 2022.
- previsione di un contributo straordinario, sotto forma di credito d'imposta, a favore delle imprese per l'acquisto di energia elettrica e gas naturale che hanno subito un incremento del costo per kWh superiore al 30 per cento relativo al medesimo periodo dell'anno 2019, a cui è riconosciuto un contributo straordinario a parziale compensazione dei maggiori oneri sostenuti, sotto forma di credito di imposta, pari

al 25 per cento delle spese sostenute per la componente energetica acquistata ed effettivamente utilizzata nel terzo trimestre 2022 (per le imprese non energivore il credito è del 15%).

2.2 Pnrr: Mite avvia consultazione per rinnovabili offshore

Il Ministero della Transizione Ecologica ha avviato la consultazione per la concessione dei benefici previsti dalla Missione 2, Componente 2, Investimento 1.3 “Promozione impianti innovativi (incluso offshore)” del **Piano nazionale di ripresa e resilienza**.

Le risorse finanziarie a disposizione sono pari a 675 milioni di euro e saranno assegnate sotto forma di contributo a fondo perduto.

Installare **almeno 200 MW** di capacità complessiva di fonti **rinnovabili offshore** con tecnologie **innovative**, entro i primi sei mesi del **2026**.

Gli interventi finanziabili sono delle seguenti tipologie:

- a) impianti eolici galleggianti e/o fotovoltaici galleggianti offshore uniti a sistemi di stoccaggio dell'energia;
- b) impianti integrati con combinazione di due o più delle seguenti tecnologie: eolico offshore galleggiante, fotovoltaico galleggiante, impianti che sfruttano l'energia del mare (ad es. moto ondoso, maree).

I progetti, si spiega nella consultazione, possono includere l'**elettrificazione** delle zone e delle **infrastrutture** locali, ad esempio le **banchine** portuali. Per i sistemi di stoccaggio energetico, possono essere utilizzate diverse soluzioni di flessibilità, con particolare riferimento alle **batterie** elettrochimiche oppure alla produzione/accumulo di **idrogeno verde** (*power-to-hydrogen*).

Inoltre, i progetti, al momento della presentazione (30 giugno 2023), dovranno rispettare i seguenti requisiti:

- possesso di **titolo abilitativo** alla costruzione-esercizio oppure, su richiesta, provvedimento favorevole di valutazione di impatto ambientale;
- possesso del **preventivo di connessione** alla rete elettrica accettato in via definitiva;
- non devono ricevere o aver ricevuto, per i medesimi costi, il sostegno di altri programmi e strumenti Ue o di altri programmi nazionali;
- rispettare il principio “*non arrecare un danno significativo*” (art. 17 del regolamento Ue 2020/852).

Si segnala, infine, che le risorse per le iniziative dovranno essere aggiudicate entro il mese di settembre 2023, mentre la realizzazione dei progetti dovrà avvenire entro giugno 2026.

Riferimento

[Consultazione sulla misura "Promozione impianti innovativi \(incluso offshore\)" sul sito del Mite](#)

2.3 Pnrr: Teleriscaldamento, stanziati i 200 mln € per nuovi progetti

Il ministro della Transizione Ecologica ha **firmato un decreto per dare attuazione all'investimento 3.1 (M2C3) del Pnrr** che mira a sfruttare le potenzialità del teleriscaldamento nel mix tecnologico necessario al conseguimento degli obiettivi ambientali per quanto riguarda il riscaldamento e il raffrescamento.

Si tratta di una misura che stanZIA **200 mln € per finanziare progetti di realizzazione di nuovi sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento**, oltre che di estensione a nuovi utenti delle reti esistenti. I fondi serviranno anche a finanziare **interventi di efficientamento delle reti già in funzione**. Dei 200 milioni, 50 sono destinati a sistemi di piccole dimensioni, ossia a progetti che prevedono un investimento complessivo inferiore a 10 milioni di euro.

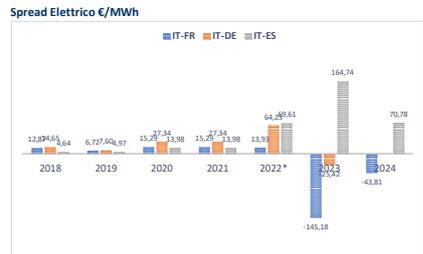
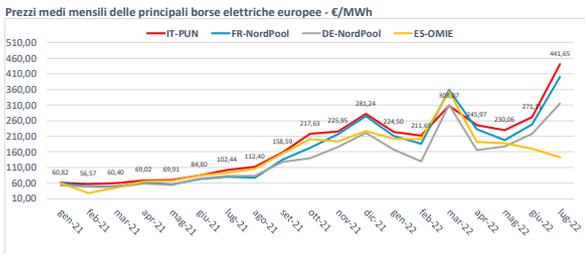
L'obiettivo è realizzare nuove reti per il teleriscaldamento o ampliare quelle esistenti entro il 2026 così da ottenere un risparmio annuo di 20.000 tep di energia primaria non rinnovabile. In totale si prevede lo sviluppo di 330 km di reti di teleriscaldamento efficiente e, riassume il Mite, la "costruzione di impianti o connessioni per il recupero di calore di scarto per 360 MW, ipotizzando che il 65% delle risorse sia allocato per le reti (costo 1,3 mln a km) e il 35% circa sia dedicato allo sviluppo di nuovi impianti (costo 0,65 mln a MW)".

L'avviso pubblico per la presentazione delle proposte progettuali da parte degli operatori verrà pubblicato nei prossimi giorni e i progetti vincitori saranno aggiudicati entro dicembre 2022.

3. Report Mercati energetici e Ambientali

Monitoraggio Mercati Energetici e Ambientali

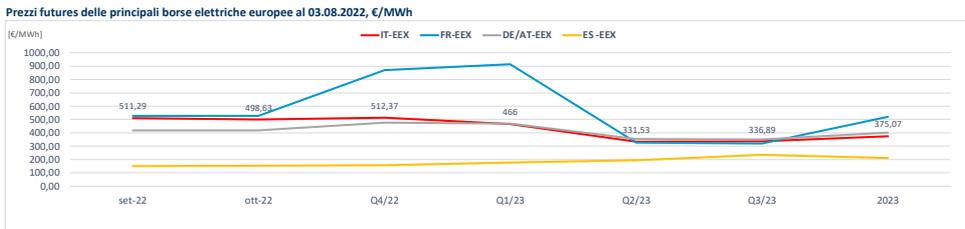
Mercato Elettrico - Spot



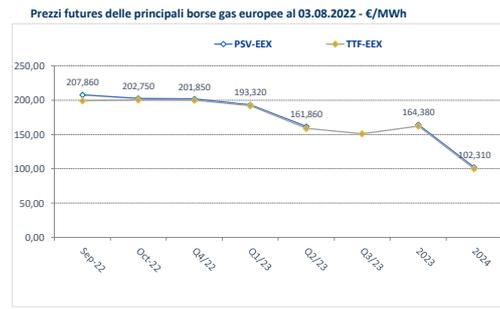
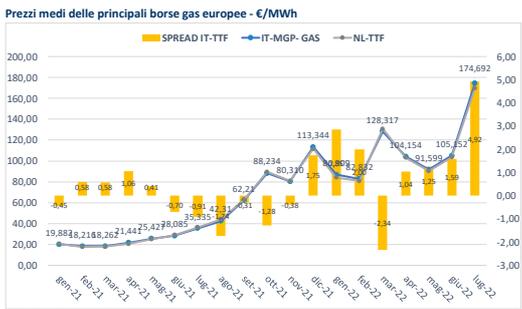
*Media prezzi giornalieri fino al 31.05.2022

* quotazioni al consultivo fino al giorno corrente

Mercato Elettrico - Future

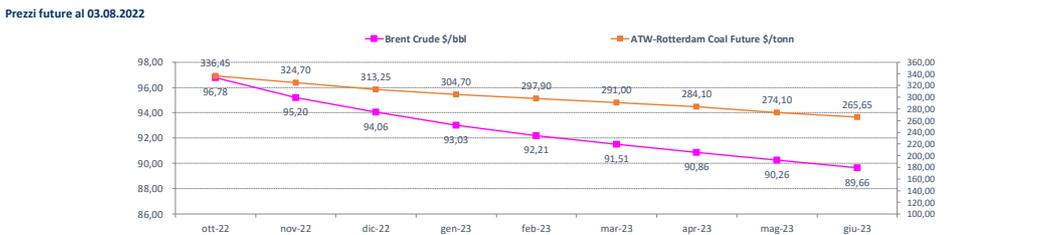


Mercato Gas

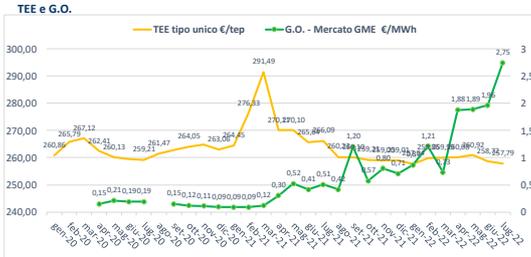
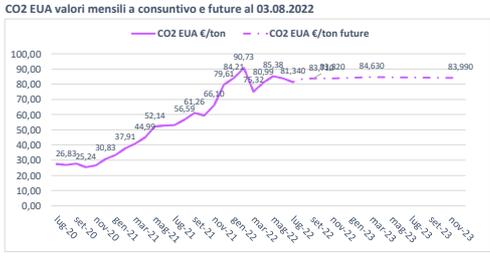


*Media prezzi giornalieri fino al 23.05.2022

Mercato Commodities



Mercati Ambientali



Fonte: dati pubblici EEX, Epex, GME, NordPool, OMEI, Powernext, The ICE

Tutti i diritti sono di Confindustria e ad essa riservati. È vietato pubblicare, riprodurre, memorizzare, trasmettere in forma elettronica o con altri mezzi, creare riassunti e/o estratti, distribuire, commercializzare e/o comunque utilizzare, in tutto o in parte il contenuto, per qualunque finalità. In ogni caso deve essere citata la fonte "Confindustria". Confindustria non è responsabile per eventuali danni derivanti dall'utilizzo del contenuto e non garantisce la completezza, aggiornamento e totale correttezza dello stesso né di quello tratto da fonti esterne