

Rapporto Osservatorio Finanze Pubbliche ed Energia (O-FPE), IRE

Il mercato all'ingrosso dell'elettricità 2023

Gennaio 2024, Osservatorio Finanze Pubbliche ed Energia



Executive summary

Questo Rapporto ha l'obiettivo di supportare la comprensione delle dinamiche che hanno caratterizzato il mercato all'ingrosso dell'elettricità in Svizzera nel 2023 e di facilitare l'interpretazione delle tendenze che si profilano per il 2024. Al commento dei dati sulla domanda, l'offerta e i prezzi dell'elettricità in Svizzera e in alcuni paesi europei si accompagnano un'indagine dei mercati dei combustibili fossili usati per la generazione e una lettura sintetica delle principali novità nelle politiche energetiche e climatiche svizzere ed europee. Queste riflessioni sono usate per descrivere le tendenze che si delineano per il 2024.

Dopo la crisi, la nuova normalità

Dopo l'impennata osservata nel 2022, nel corso del 2023 i prezzi dell'elettricità in Svizzera sono tornati a livelli elevati, ma più vicini a un possibile equilibrio di lungo periodo. La media dei primi undici mesi del 2023 si attesta a 110.2 EUR/MWh, cioè -62% rispetto ai 281.7 EUR/MWh registrati nel 2022. Il prezzo svizzero si muove, come in passato, in una banda definita al ribasso dal prezzo tedesco e al rialzo dal prezzo italiano. L'ampiezza della banda, che aveva toccato nel 2021 un minimo di circa 10 EUR/MWh, è aumentata nel 2022 fino a 68 EUR/MWh in media annua, per poi declinare verso i 33 EUR/MWh tra gennaio e novembre 2023. Le dinamiche descritte si possono ricondurre agli sviluppi sia sul fronte della domanda e offerta di elettricità, sia sul fronte dei combustibili fossili usati per la generazione.

Domanda e offerta di elettricità

Dal punto di vista delle quantità, sia il 2022 che i primi otto mesi del 2023 hanno visto un declino dei consumi in tutti i paesi considerati: in Svizzera -1.9% nel 2022, -2.7% nei primi otto mesi del 2023. Tra le cause si contano i timori di scarsità, gli appelli alla parsimonia, le temperature miti in inverno e la crescita a rilento in particolare nel settore manifatturiero. Dal lato dell'offerta, il 2022 è stato segnato da una grave crisi della generazione idroelettrica (-20.1% in Svizzera, -18.0% nell'Unione Europea), per via di una siccità epocale, e nucleare, soprattutto a causa di importanti manutenzioni degli impianti francesi (-30.7% in Francia, -17.0% nell'Unione Europea). La generazione a gas è stata meno redditizia rispetto a quella a lignite e a carbone ma, complice la necessità di compensare il mancato apporto dell'idroelettrico e del nucleare, ha iniziato a diminuire soltanto nel 2023.

Il mercato del gas: cambiamenti strutturali dell'offerta

La crescita dei prezzi dell'elettricità nel 2022 e il declino nel 2023 sono stati trainati dall'andamento del prezzo del gas, fonte che risulta ancora fondamentale per la generazione flessibile in un gran numero di ore all'anno. Dall'autunno del 2021 una serie di concause, legate soprattutto al venir meno delle forniture dalla Russia, alla necessità di riempire gli stoccaggi ai minimi storici e alla maggiore domanda del termoelettrico, hanno spinto al rialzo le quotazioni sui mercati continentali, fino a un picco raggiunto ad agosto 2022. Dopo un andamento altalenante fino a dicembre 2022, l'anno si è chiuso con un record storico dei prezzi, con il TTF olandese che ha registrato 123.0 EUR/MWh in media annua. Il 2023 ha visto invece un graduale declino, con una media dei primi undici mesi di 41.3 EUR/MWh.

La riduzione drastica dei flussi di gas dalla Russia è stata compensata da un aumento delle importazioni di GNL, soprattutto dagli Stati Uniti. Questa operazione, facilitata dalla tempestiva messa in funzione di circa 30 mld mc/anno di nuova capacità di rigassificazione, ha messo a dura prova la rete interna di gasdotti, che ha sofferto di forti congestioni lungo la direttrice ovest-est. L'Europa si è inoltre trovata a competere nel mercato mondiale del GNL e, dunque, a risentire più che in passato dell'equilibrio di domanda e offerta nel resto del mondo, entrando in competizione con i consumi emergenti della Cina e di altre economie asiatiche. Questa condizione inedita è probabilmente destinata a durare e, potenzialmente, a intensificarsi, se i contratti per il transito del gas russo attraverso l'Ucraina non saranno rinnovati alla fine del 2024.

Carbone e permessi di emissione

Anche il carbone ha toccato record di prezzo nel 2022, con un picco oltre 350 USD/t ad agosto e una media annua di 287.0 USD/t. I prezzi sono poi calati nel corso del 2023, chiudendo i primi undici mesi dell'anno a 136.4 USD/t. Nonostante questo rally di prezzo e l'interruzione delle forniture dalla Russia, la generazione a carbone in Europa si è mantenuta a livelli sostenuti. Anche il livello molto elevato dei prezzi dei permessi di emissione (EUA), 79.9 EUR/tCO₂ nel 2022 e 84.6 EUR/tCO₂ nei primi undici mesi del 2023, non è stato sufficiente a favorire la generazione a gas rispetto a quella a carbone e a lignite.

Le politiche svizzere ed europee: clima e sicurezza in cima all'agenda

Nel contesto descritto, garantire forniture sicure a prezzi affidabili e continuare il percorso di decarbonizzazione è stata la priorità dei decisori pubblici in Svizzera e nell'Unione Europea. In entrambe le aree, dunque, sono state prorogate o ampliate molte delle misure intraprese durante la crisi, come l'acquisizione di capacità di generazione di riserva e l'imposizione di un obbligo di giacenza di gas in stoccaggio.

In Svizzera, il 2023 ha poi visto l'approvazione via referendum della Legge per la protezione del clima (LOCli), che delinea un percorso credibile verso la neutralità climatica, e l'approvazione dell'atto mantello per il settore elettrico, che prevede obiettivi di espansione della capacità rinnovabile al 2050 e prolunga la durata degli incentivi per le fonti rinnovabili al 2036. Sono inoltre state approvate l'"offensiva solare" e l'"offensiva eolica", che puntano a snellire gli oneri burocratici per la realizzazione di nuovi impianti.

Nell'Unione Europea è stata approvata la nuova direttiva rinnovabili (RED III), che pone obiettivi di penetrazione delle fonti rinnovabili sul totale dei consumi di energia primaria al 2030 in generale e per alcuni settori, chiede agli Stati Membri di facilitare la realizzazione dei nuovi impianti, e descrive un obiettivo vincolante per l'efficienza energetica al 2030. Alla fine dell'anno è stato inoltre raggiunto il consenso politico per la riforma del disegno del mercato elettrico, che prevede un maggiore ruolo per i "*Power Purchase Agreements*", contratti di lungo periodo tra produttori rinnovabili e consumatori, e i "*Contract for Differences*", contratti per differenza a due vie, uno strumento di incentivazione delle fonti rinnovabili meno gravoso per la collettività. È inoltre in via di finalizzazione la legislazione per il mercato interno dell'idrogeno e dei gas rinnovabili.

Le aspettative per il 2024

Il 2024 si apre con un'apparente tranquillità: le produzioni idroelettrica e nucleare europea sono tornate su livelli in linea con il passato, mentre la domanda è stabile per via del clima mite e per il rallentamento della produzione industriale. L'Europa affronta l'anno con un significativo incremento della capacità fotovoltaica ed eolica (rispettivamente +33% e +13% rispetto alla fine del 2022) e una minore dipendenza dal gas. I bacini idroelettrici svizzeri e ticinesi hanno un livello di riempimento in linea con la media storica. La principale incognita che grava sul futuro è l'evoluzione del mercato del gas: si teme un'ulteriore riduzione dei flussi via gasdotto dalla Russia o una crisi dell'offerta di GNL a livello globale. La guerra in Israele, in particolare, giustifica alcuni timori circa la solidità delle catene internazionali di approvvigionamento.

Continuare l'espansione delle fonti rinnovabili in Svizzera e in Ticino è la migliore risposta nel lungo periodo, anche per svincolarsi da un mercato all'ingrosso che, stando alla proposta di riforma del mercato elettrico europeo, potrebbe diventare rappresentativo soprattutto del valore della flessibilità e della sicurezza. Oltre alle sfide tecniche ed economiche, i decisori pubblici e le aziende elettriche dovranno adoperarsi per garantire una transizione equa, che offra a tutti i cittadini energia a prezzi accessibili e, possibilmente, renda disponibili diversi modelli di partecipazione attiva dei cittadini alla sfida della decarbonizzazione.

Indice

1. Introduzione	7
2. Il mercato all'ingrosso dell'elettricità	8
2.1. Prezzi, domanda e offerta	8
I prezzi all'ingrosso: un nuovo equilibrio	8
L'allentamento delle tensioni facilita la convergenza tra i mercati	8
I fondamentali: domanda e offerta di elettricità	9
Prezzi e clima abbattano la domanda	9
L'offerta nel 2022: crisi di idroelettrico e nucleare, tenuta di gas e carbone	9
L'offerta nel 2023: recuperano idroelettrico e nucleare francese, calano gas e carbone	9
Eolico e solare crescono sempre, ma pesa l'incertezza sul vento	11
2.2. Prezzo dell'elettricità e costi di produzione del termoelettrico	11
Il termoelettrico a gas: un ruolo limitato ma determinante	11
In Germania carbone e lignite hanno moderato i rincari	11
L'Italia è stata fortemente esposta al prezzo del gas	12
2.3. Gas, carbone, petrolio e permessi di emissione (EUA)	12
Il prezzo del gas in Europa	12
Il ruolo dello stoccaggio	14
Il TTF tra congestioni e sospetti di manipolazione	15
Un cambiamento strutturale	15
L'Europa oggi compete nel mercato mondiale del GNL	18
La connessione con il mercato statunitense	19
Carbone e petrolio seguono la tendenza globale	19
Il carbone rimane il combustibile più economico	20
Niente più carbone dalla Russia e importazioni sempre più costose	21
I permessi di emissione: prezzi alti, ma resta il coal to gas switch	21
3. Politiche e politica: dalla crisi energetica alla decarbonizzazione	23
3.1. La Svizzera: politiche di breve, medio e lungo periodo	23
Le reazioni alla crisi energetica	23
I progressi nella politica energetica e climatica	23
Il percorso verso la neutralità climatica nella nuova Legge sul clima	24
L'atto mantello per il settore energetico	24
Le offensive solare ed eolica tra ritardi e problemi di accettazione	25
Le novità per il mercato retail	26
In discussione una nuova proposta per la Legge sul CO ₂	26
3.2. Il ruolo attivo del Ticino	27
Il Cantone protagonista attivo della transizione	27
Il nuovo Piano Energetico e Climatico Cantonale	27
3.3. L'Unione Europea: sicurezza, protezione dei consumatori e decarbonizzazione	28
Il tetto al prezzo del gas: un primo bilancio	28
La piattaforma per gli acquisti congiunti di gas	29
Nel lungo periodo: sostegno alle rinnovabili e market design	29
La nuova direttiva rinnovabili RED III	29
I punti deboli della RED III	30
La proposta di riforma del mercato elettrico	31

<i>Power Purchase Agreements (PPA)</i>	31
Contratti per differenza (<i>Contracts for Differences, CfD</i>) a due vie	31
La concorrenza a beneficio dei consumatori	32
3.4. L'idrogeno e la transizione energetica: il punto della situazione	32
Dalla Strategia Europea per l'Idrogeno...	32
... a "Fit for 55" e "Repower EU": un piano troppo ambizioso?	32
L'interesse degli operatori industriali	33
Si inizia a definire una cornice regolatoria: idrogeno verde, idrogeno a basse emissioni...	33
... quindi la regolazione delle infrastrutture di trasporto	33
Il rischio di investimenti subottimali rispetto all'obiettivo della decarbonizzazione	33
La posizione della Svizzera: consumi e produzioni ancora limitati	34
La richiesta di una strategia svizzera per l'idrogeno	34
Le principali difficoltà: idrogeno a basso costo e interconnessioni con i paesi vicini	34
I punti di forza: capacità di innovare e possibilità di selezionare le opportunità più vantaggiose	35
4. Uno sguardo al 2024	36
Il mercato elettrico: domanda...	36
... offerta...	37
Focus: i bacini idroelettrici riprendono quota	38
... e disegno di mercato	39
La grande incognita: il mercato del gas	40
Un calo strutturale della domanda?	40
L'offerta: meno gasdotti, più terminali	40
Il mercato mondiale del GNL: l'offerta tiene il passo?	42
Quali conseguenze per il Ticino?	42
Le risposte possibili: espansione e diversificazione delle rinnovabili	42
Reti, consumatori e nuovi modelli di partecipazione	42
Riferimenti	44

1. Introduzione

Il tema dell'energia è sempre più centrale nel dibattito pubblico, non solo per il suo ruolo essenziale per la vita quotidiana e le attività economiche, ma anche per la sua importanza ai fini del contrasto al cambiamento climatico. La crisi delle filiere internazionali di approvvigionamento iniziata nel 2021 e la crisi gas indotta dalla guerra tra Russia e Ucraina hanno portato inoltre alla ribalta anche il tema della sicurezza energetica e dell'importanza di disporre di energia a prezzi ragionevoli e possibilmente stabili. L'elettricità è soltanto una delle forme in cui l'energia è disponibile per il consumo, ma è oggi particolarmente importante alla luce del ruolo sempre più pervasivo che ricopre anche in settori tradizionalmente serviti dai combustibili fossili.

Conoscere le dinamiche che regolano il funzionamento dei mercati dell'elettricità e dell'energia e l'evoluzione delle politiche energetiche e climatiche svizzere ed europee è fondamentale per comprendere e interpretare questo tema complesso.

Il presente Rapporto, giunto alla settima edizione, ha l'obiettivo di guidare il lettore attraverso gli avvenimenti che hanno caratterizzato il mercato svizzero dell'elettricità nel 2023 e delineare gli scenari possibili per il 2024. Il secondo capitolo analizza le tendenze della domanda e dell'offerta di elettricità in Svizzera e nei paesi confinanti ed esplora i mercati dei combustibili fossili che influiscono sul prezzo dell'elettricità. Il terzo capitolo illustra le principali novità delle politiche energetiche e climatiche svizzere e dell'Unione Europea, delineando le conseguenze possibili per i mercati dell'elettricità. Il quarto ed ultimo capitolo propone infine una panoramica delle forze in gioco nel 2024, con l'obiettivo di facilitare l'analisi e la riflessione sugli scenari in vista per il prossimo futuro.

2. Il mercato all'ingrosso dell'elettricità

2.1. Prezzi, domanda e offerta

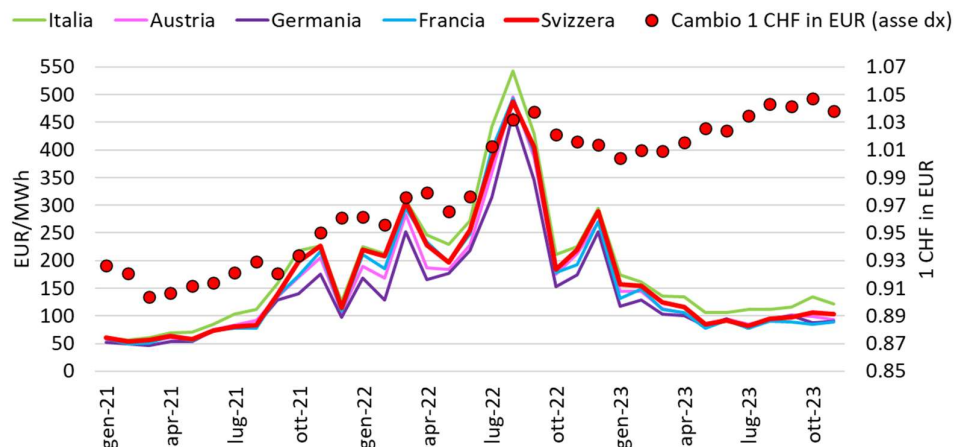
Dopo l'eccesso di offerta osservato nel 2020 e nella prima metà del 2021 e dopo il timore di una scarsità che ha caratterizzato la seconda metà del 2021 e il 2022, il 2023 è stato, a partire dalla primavera, un anno relativamente tranquillo per i mercati all'ingrosso dell'energia in Svizzera e in Europa. Anche l'inizio della stagione fredda non ha portato a un rialzo significativo delle quotazioni, grazie anche alle temperature miti e nonostante alcune preoccupazioni legate al rischio di ulteriori riduzioni degli approvvigionamenti di gas dalla Russia e alla guerra nella striscia di Gaza.

I prezzi all'ingrosso: un nuovo equilibrio

In Svizzera e nei paesi confinanti il prezzo all'ingrosso dell'elettricità, che era triplicato su base annua sia nel 2021, sia nel 2022, si è dimezzato nel 2023, stabilizzandosi su valori più alti rispetto alla media storica, ma comunque decisamente inferiori rispetto sia ai picchi, sia alla media annua osservati nel corso del 2022 (Figura 2.1). Nei primi undici mesi del 2023, infatti, il prezzo medio in Svizzera si è attestato a 110.2 EUR/MWh, segnando un -61% rispetto alla media del 2022, pari a 281.7 EUR/MWh. L'ultimo dato disponibile, relativo a novembre 2023, è di 103.2 EUR/MWh, poco sopra i 100.6 EUR/MWh osservati in media annua nel 2021.

Ad alleggerire il rincaro delle bollette per i consumatori svizzeri è intervenuto, in parte, il tasso di cambio, che ha registrato un apprezzamento del franco sull'euro dai 0.92 EUR/CHF del 2021 ai 1.03 EUR/CHF dei primi undici mesi del 2023.

Figura 2.1 – Medie mensili dei prezzi day-ahead dell'elettricità sui principali mercati all'ingrosso (EUR/MWh, asse sx)



Fonti: GME, BCE

L'allentamento delle tensioni facilita la convergenza tra i mercati

Il prezzo elettrico svizzero si è mantenuto, come il prezzo francese e austriaco, in una fascia compresa tra il prezzo tedesco e il prezzo italiano, rispettivamente il più economico e il più caro dell'area geografica descritta. L'ampiezza di questa fascia è cambiata nel corso del tempo: mentre nel corso del 2020 il differenziale di prezzo tra Italia e Germania si era

mantenuto intorno ai 10 EUR/MWh, nel 2021 e nel 2022 il mutare delle condizioni di mercato ha portato a una graduale perdita di convergenza, con differenziali nell'ordine, rispettivamente, di 27 EUR/MWh e 68 EUR/MWh in media annua. Solo nei primi undici mesi del 2023 il riequilibrio di domanda e offerta ha portato a un riavvicinamento delle quotazioni, con uno spread medio di circa 33 EUR/MWh tra Italia e Germania.

I fondamentali: domanda e offerta di elettricità

L'andamento del prezzo all'ingrosso dell'elettricità è legato sia all'evoluzione della domanda e dell'offerta di elettricità, sia alle dinamiche dei mercati dei combustibili fossili usati per la generazione, che saranno analizzati nel dettaglio nel paragrafo 2.3.

Per quanto riguarda la domanda e l'offerta di elettricità, la Tabella 2.1 riporta una panoramica dell'evoluzione di queste grandezze in Svizzera, Germania, Francia, Austria e Italia, nonché nell'Unione Europea tra gennaio 2021 e agosto 2023.

Prezzi e clima abbattano la domanda

Il primo dato che salta all'occhio è la costante diminuzione della domanda di elettricità in tutti i paesi considerati. Questa tendenza è probabilmente una conseguenza sia dell'aumento dei prezzi, che ha spinto i consumatori a intraprendere, ove possibile, azioni temporanee o strutturali di contenimento dei consumi, sia di un inverno 2022/2023 relativamente mite e un'estate 2023 relativamente fresca. La riduzione della domanda ha contribuito a contenere l'ascesa dei prezzi dell'elettricità e, indirettamente, ha mitigato il rischio di una crisi degli approvvigionamenti di gas naturale.

L'offerta nel 2022: crisi di idroelettrico e nucleare, tenuta di gas e carbone

Dal lato dell'offerta si nota una crescita robusta delle fonti fossili nel corso del 2022, a bilanciare la crisi della generazione idroelettrica, specialmente in Italia, e della generazione nucleare, in particolare in Francia e in Germania. La crisi dell'idroelettrico è legata a una forte siccità che ha colpito l'Europa, in particolare l'area mediterranea, dalla fine del 2021 fino all'autunno 2022. La generazione nucleare ha invece sofferto sia per la dismissione di tre impianti nucleari in Germania, sia soprattutto per l'indisponibilità di molte centrali nucleari francesi, che hanno dovuto essere sottoposte a manutenzioni già a lungo posticipate a causa delle restrizioni nel periodo della pandemia.

Tra le fonti fossili è interessante osservare che per gran parte del 2022 in Italia, Austria e Francia il gas naturale ha continuato ad essere usato, nonostante l'emergenza legata alla diminuzione delle forniture dalla Russia. Questo è accaduto sia, come già detto, per la necessità di compensare l'apporto ridotto dell'idroelettrico e del nucleare, sia perché la domanda di elettricità è rimasta relativamente alta per tutta la prima metà dell'anno e ha spinto i prezzi dell'elettricità a un livello tale da rendere conveniente anche la generazione a gas, nonostante i prezzi di questa commodity avessero raggiunto livelli impensabili fino a pochi mesi prima. L'unico paese caratterizzato da una diminuzione della generazione a gas è stato la Germania, dove il carbone e la lignite hanno ancora un ruolo importante nella generazione e che è particolarmente esposta alle forniture di gas dalla Russia, soprattutto dopo l'incidente lungo il gasdotto Nord Stream di settembre 2022.

L'offerta nel 2023: recuperano idroelettrico e nucleare francese, calano gas e carbone

Il 2023 ha invece registrato una diminuzione nel ricorso alle fonti fossili, compensata da una netta ripresa dell'idroelettrico, sostenuto da precipitazioni più generose, e da un recupero della generazione nucleare in Francia. In Germania, invece, il nucleare è stato definitivamente dismesso a partire da aprile 2023.

Tabella 2.1 – Generazione elettrica per fonte e consumo interno lordo di elettricità in Svizzera, in alcuni selezionati paesi europei e nell'Unione Europea¹

	Svizzera			Germania			Francia			Austria			Italia			UE-27		
	2021	2022	gen-ago 2023	2021	2022	gen-ago 2023	2021	2022	gen-ago 2023	2021	2022	gen-ago 2023	2021	2022	gen-ago 2023	2021	2022	gen-ago 2023
Generazione di elettricità per fonte (TWh)																		
Termoelettrico	1.2	0.8	5.5* (+14.9%)	266.1	273.0	145.7 (-19.6%)	54.0	64.6	32.8 (-21.7%)	15.6	15.8	8.0 (-20.2%)	180.6	193.3	108.0 (-16.6%)	1109.6	1133.5	609.9 (-19.1%)
<i>di cui gas</i>				77.3	69.6	45.0 (-5.1%)	38.6	50.0	24.8 (-22.7%)	9.9	10.1	4.3 (-32.2%)	n.d.	142.9	81.1 (-14.6%)	377.8	518.2	295.8 (-14.2%)
<i>di cui carbone e lignite</i>				151.8	166.2	76.9 (-29.1%)	7.8	6.1	2.1 (-48.6%)	2.0	1.8	1.2 (-2.5%)	n.d.	14.1	7.6 (-14.7%)	386.8	415.9	197.4 (-27.7%)
<i>di cui olio</i>				4.1	4.4	2.2 (-22.3%)	4.4	5.1	3.4 (+1.6%)	0.6	0.6	0.3 (+23.4%)	n.d.	9.4	5.4 (-15.0%)	31.5	41.0	25.0 (-9.3%)
<i>di cui altri non rinnovabili</i>				16.1	15.5	10.0 (-8.3%)	0.0	0.0	0 (0%)	0.6	0.6	0.4 (+4.7%)	n.d.	4.9	2.9 (-15.1%)	32.7	36.9	21.0 (-17.1%)
Nucleare	18.5	23.1	14.9 (+2.1%)	65.4	32.8	6.7 (-69.0%)	360.7	279.0	206.1 (+7.9%)	0.0	0.0	0 (0%)	0.0	0.0	0 (0%)	696.0	577.6	385.8 (-1.4%)
Idroelettrico	35.3	27.9	23.1 (+16.1%)	21.5	20.3	14.6 (+6.9%)	63.3	50.4	38.5 (+7.8%)	38.5	35.3	27.3 (+11.9%)	46.3	29.7	25.4 (+22.4%)	362.7	297.4	226.9 (+12.2%)
Altre rinnovabili	4.9	6.1	n.d.	184.0	206.2	146.9 (+2.1%)	55.0	60.4	49.5 (+24.0%)	9.3	9.9	6.8 (-2.8%)	51.2	72.3	51.7 (+2.3%)	639.4	743.6	654.4 (+6.9%)
<i>di cui geotermico</i>	0.0	0.0	n.d.	0.2	0.2	0.1 (-17.7%)	0.1	0.1	0.1 (+0.0%)	0.0	0.0	0 (0%)	5.5	5.4	3.5 (-2.9%)	6.1	6.0	3.9 (-3.7%)
<i>di cui eolico</i>	0.1	0.2	n.d.	115.7	127.3	87.0 (+5.3%)	36.9	37.9	30.7 (+32.1%)	6.7	7.2	5.1 (-2.3%)	20.6	20.4	14.4 (+4.0%)	384.6	418.8	293.4 (+8.3%)
<i>di cui solare</i>	2.8	3.9	n.d.	51.2	61.3	48.3 (-2.2%)	14.8	19.0	16.4 (+13.8%)	0.0	0.0	0 (0%)	25.1	27.6	22.7 (+7.9%)	159.1	200.3	177.4 (+13.8%)
Totale generazione netta	59.9	57.9	43.5 (+10.8%)	520.7	515.3	302.5 (-13.3%)	529.8	450.9	324.5 (+5.9%)	67.2	65.1	46.4 (+4.3%)	278.1	276.4	174.1 (-7.8%)	2726.1	2641.6	1704.1 (-4.4%)
Consumo interno lordo di elettricità (TWh)																		
Consumo	62.5	61.3	39.6 (-2.7%)	468.1	453.6	287.6 (-6.8%)	440.3	422.5	269.7 (-5.8%)	66.1	64.1	39.9 (-7.0%)	318.1	316.8	206.3 (-4.5%)	2550.5	2469.5	1584.7 (-5.2%)

* I dati sulla produzione termoelettrica svizzera per il periodo gennaio - agosto 2023 e sulla variazione rispetto allo stesso periodo del 2022 includono anche la produzione di tutte le fonti rinnovabili diverse dall'idroelettrico, per le quali non è disponibile un dato più aggiornato.

Fonti: Ufficio Federale dell'Energia, Eurostat

¹ Per i mesi da gennaio ad agosto 2023 si riporta tra parentesi la variazione percentuale rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

Eolico e solare crescono sempre, ma pesa l'incertezza sul vento

È interessante infine osservare che le fonti rinnovabili diverse dall'idroelettrico hanno mostrato una crescita modesta ma costante, seppur con oscillazioni legate all'evoluzione delle condizioni meteorologiche, in particolare per la generazione eolica.

2.2. Prezzo dell'elettricità e costi di produzione del termoelettrico

Il termoelettrico a gas: un ruolo limitato ma determinante

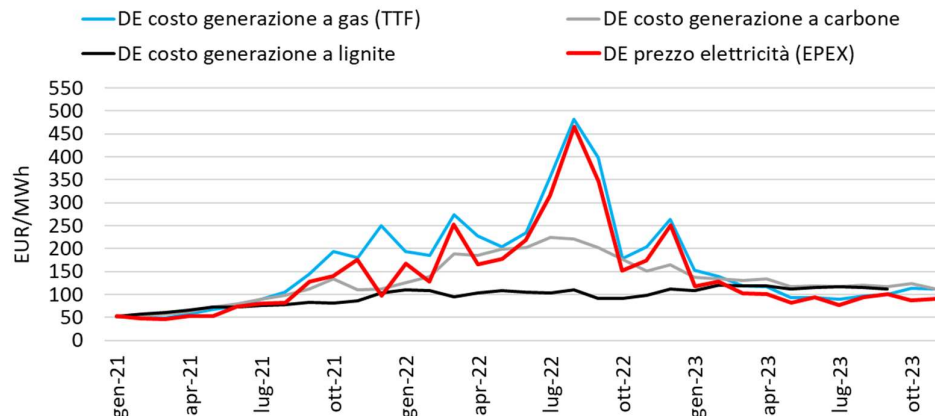
Per comprendere l'andamento dei prezzi all'ingrosso dell'elettricità è importante ricordare che il gas naturale, nonostante il suo peso limitato nel mix di generazione europeo, grazie alla flessibilità che caratterizza i suoi impianti determina il prezzo di equilibrio sui mercati day-ahead per un buon numero di ore sia in Italia sia in Germania. In questo modo gli impianti termoelettrici a gas condizionano in maniera determinante l'andamento medio delle quotazioni e, grazie alle interconnessioni che esistono tra i mercati, propagano la propria influenza anche nei mercati dove questa fonte di energia ha un ruolo più marginale o nullo.

Per avere un'idea delle grandezze in gioco basti osservare che nei paesi considerati, tra 2021 e agosto 2023, il termoelettrico a gas ha contribuito in media per meno del 20% del totale della produzione di elettricità, con l'unica eccezione dell'Italia dove ha garantito il 51% della produzione nazionale di elettricità nel 2022 e il 47% nei primi 8 mesi del 2023 (Tabella 2.1). Nondimeno, per tutti i mesi analizzati il prezzo dell'elettricità sui mercati all'ingrosso in Germania e in Italia, rispettivamente floor e cap per il prezzo svizzero, ha seguito da vicino il costo di generazione degli impianti a gas, lasciando ampi margini di profitto alla generazione a lignite e, in alcuni mesi, alla generazione a carbone (Figura 2.2 e Figura 2.3).

In Germania carbone e lignite hanno moderato i rincari

In Germania, in particolare, l'aumento del prezzo dell'elettricità trainato dalle quotazioni del gas è stato calmierato dal ricorso al carbone e alla lignite, che hanno visto aumenti di prezzo più contenuti (Figura 2.2). La media mensile del prezzo elettrico è dunque rimasta quasi sempre leggermente al di sotto del costo di generazione a gas, lasciando margini nulli o negativi alla generazione a gas e profitti record alla lignite tra l'autunno 2021 e l'inizio del 2023. Il carbone ha visto profitti nettamente positivi soltanto nei mesi centrali del 2022.

Figura 2.2 – Prezzo dell'elettricità e costo di generazione a gas, carbone e lignite in Germania (medie mensili, EUR/MWh)



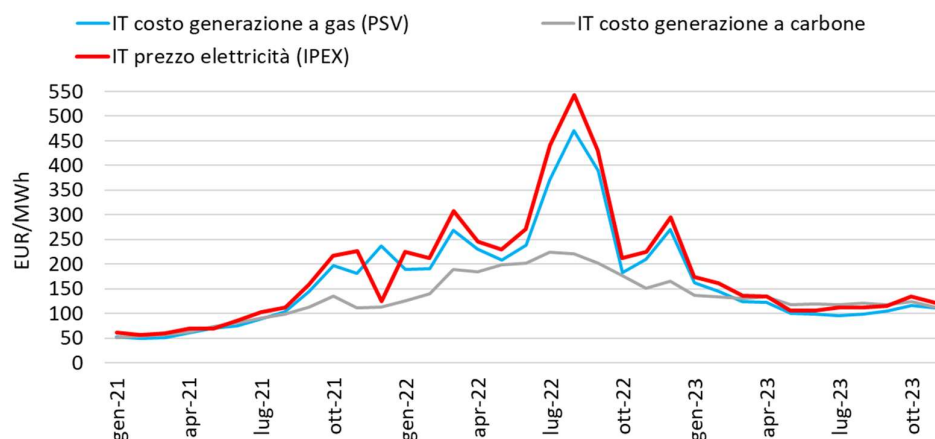
Fonti: elaborazioni O-FPE su dati GME, Destatis, EEX, BCE

L'Italia è stata fortemente esposta al prezzo del gas

In Italia, invece, la grave siccità e il minore ricorso al carbone hanno consentito agli impianti a gas di conservare margini modesti ma positivi per quasi tutti i mesi considerati. Il prezzo elettrico si è posizionato infatti quasi ininterrottamente sopra il costo di generazione a gas, ricalcando da vicino pressoché tutti i picchi di prezzo di questa commodity, incluso quello di agosto 2023, compensato da una media mensile record di quasi 550 EUR/MWh.

Di questa situazione ha approfittato soprattutto la generazione a carbone, che ha raccolto rendimenti molto generosi dall'estate 2021 all'inizio del 2023.

Figura 2.3 – Prezzo dell'elettricità e costo di generazione a gas e carbone in Italia (medie mensili, EUR/MWh)



Fonti: Elaborazioni IRE su dati GME, EEX, BCE

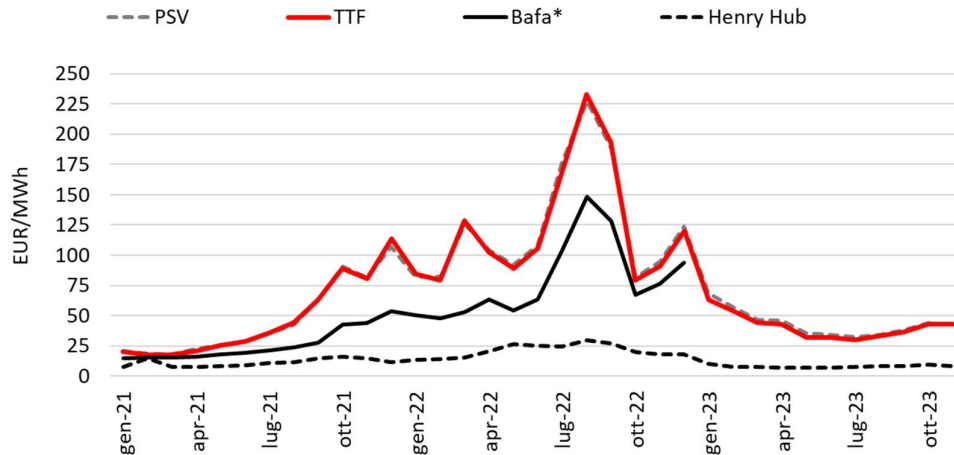
2.3. Gas, carbone, petrolio e permessi di emissione (EUA)

Data l'importanza del prezzo dei combustibili fossili nel determinare il prezzo dell'elettricità, è opportuno indagare con maggiore dettaglio le dinamiche delle quotazioni e le relative determinanti.

Il prezzo del gas in Europa

Le quotazioni del gas naturale, che con una serie di rialzi hanno spinto il prezzo dell'elettricità ai massimi storici nel corso del 2022, si sono stabilizzate poco sopra i 40 EUR/MWh nel 2023 dopo l'ultimo picco toccato a dicembre 2022 (Figura 2.4). Il TTF olandese, il principale mercato continentale, ha registrato una media di 123.0 EUR/MWh nel 2022 (+165% rispetto al 2021) e 41.3 EUR/MWh nei primi undici mesi del 2023 (-66% rispetto al 2022), posizionandosi in leggero recupero a quota 43.3 EUR/MWh a novembre 2023. Il PSV italiano, nonostante un apporto significativo di forniture non russe, ha seguito da vicino le tendenze del mercato olandese.

Figura 2.4 – Medie mensili dei prezzi day-ahead del gas (EUR/MWh) nei Paesi Bassi (TTF), in Italia (PSV) e negli USA (Henry Hub) e media mensile del prezzo del gas alla frontiera tedesca (Bafa)

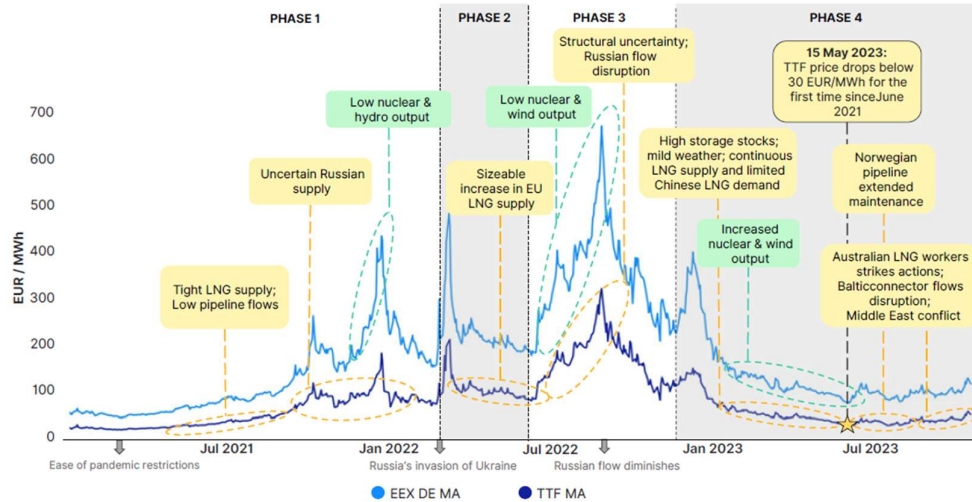


* Pubblicazione interrotta a dicembre 2022

Fonti: GME, Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (Bafa), World Bank

La Figura 2.5 riporta un’analisi più dettagliata dell’andamento del prezzo month-ahead del gas al TTF olandese e dell’elettricità sulla borsa EEX per la Germania. Il confronto è particolarmente interessante perché evidenzia come spinte di natura indipendente al rialzo² e al ribasso³ dei prezzi si siano combinate nei due mercati, alimentando una crescita vertiginosa culminata ad agosto 2022 e una successiva discesa a partire dall’inizio del 2023.

Figura 2.5 – Prezzo month-ahead del gas al TTF olandese e dell’elettricità su EEX Germania (maggio 2021 – ottobre 2023, EUR/MWh)



Source: ACER based on Platts' price data.

Note: The Dutch Title Transfer Facility gas hub (TTF) and the German European Energy Exchange (EEX) month-ahead contract prices are used as benchmarks for gas and electricity pricing respectively.

Fonte: ACER, 2023

² Riduzione e poi interruzione delle importazioni dalla Russia per il gas, riduzione delle produzioni idroelettrica, eolica e nucleare per l’elettricità, riduzione dei flussi dalla Norvegia a causa di manutenzioni pervasive delle infrastrutture.

³ Buona disponibilità di gas in stoccaggio, ripresa delle produzioni idroelettrica, eolica e nucleare.

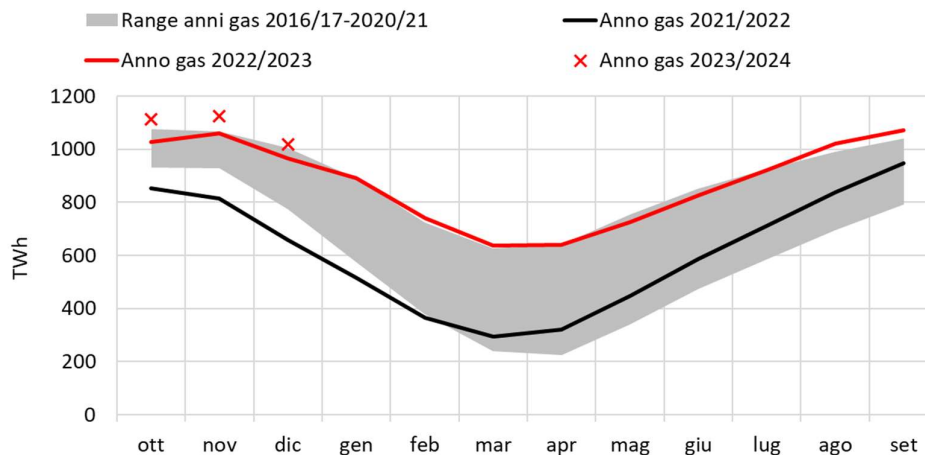
Il ruolo dello stoccaggio

Il ruolo dello stoccaggio di gas in questa dinamica è stato cruciale. L'Unione Europea si è infatti trovata, a febbraio 2022, con una giacenza ai minimi dall'anno termico 2016/2017 e ha dovuto recuperare l'ammancio con provvedimenti forzosi⁴ per scongiurare un'emergenza nell'inverno 2022/2023. La necessità di ricostituire le scorte ha contribuito ad aumentare la domanda di gas proprio all'inizio della diminuzione delle forniture e, dunque, ha favorito la crescita dei prezzi del gas fino al picco di agosto 2022.

Nel complesso, tra aprile e ottobre 2022 gli operatori europei hanno iniettato negli stoccaggi ben 64.2 miliardi di metri cubi di gas, un valore vicino ai massimi storici e tanto più ragguardevole se si considera che il risultato è stato raggiunto in piena emergenza. Questo sforzo ha avuto, naturalmente, un costo diretto per la necessità di acquistare gas a prezzi molto elevati (parzialmente compensati da alcuni strumenti di copertura) e un costo indiretto, legato al fatto che lo spread tra prezzi invernali e prezzi estivi che può rendere conveniente l'accumulo di scorte si è invertito nell'inverno 2022/2023⁵.

Questo sforzo ha comunque consentito all'Unione Europea di beneficiare di una giacenza confortante lungo tutto l'inverno 2022/2023, ripristinare le scorte con maggiore facilità nell'estate 2023 e raggiungere livelli record di riempimento all'inizio della stagione di erogazione a novembre 2023 e dicembre 2023. La presenza di stoccaggi pieni ha inoltre favorito il permanere dei prezzi del gas su livelli abbastanza bassi fino a novembre 2023, nonostante la pesante riduzione delle forniture norvegesi da marzo a ottobre e, a partire da ottobre, le preoccupazioni legate alla guerra a Gaza.

Figura 2.6 – Livello di riempimento degli stoccaggi di gas nell'Unione Europea (giacenza media mensile in TWh)



Fonte: elaborazioni O-FPE su dati AGSI

⁴ Il Regolamento (UE) 2022/1032 ha stabilito un obbligo di riempimento dell'80% entro il 1° novembre 2022 e del 90% entro l'1 novembre 2023. Alcuni stati membri hanno poi adottato misure nazionali per favorire un rapido riempimento e alleggerire i costi per gli operatori.

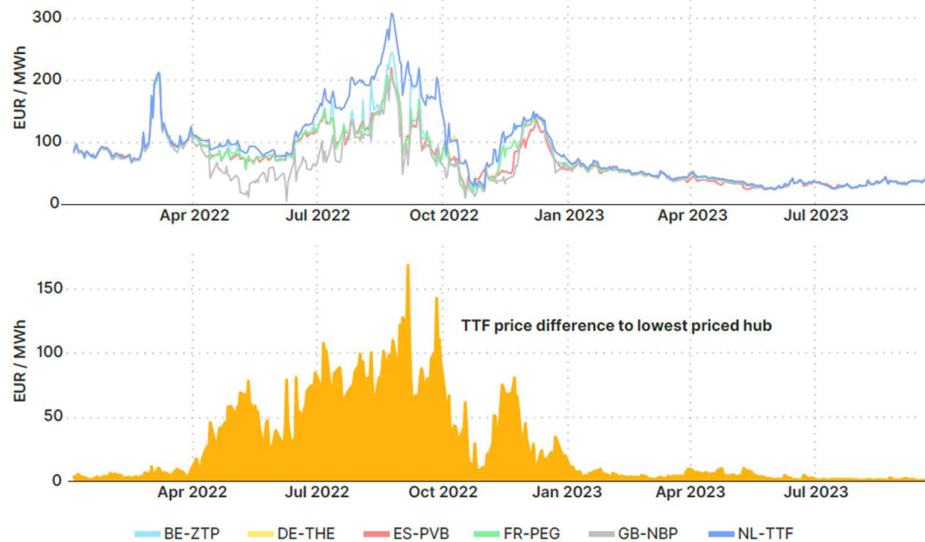
⁵ ACER, 2023, assumendo che gli acquisti di gas da stoccare e le successive vendite invernali siano avvenuti al prezzo front-month al TTF, stima un costo dell'operazione nell'ordine di 90 miliardi di euro, circa 8 volte superiore alla media dei 5 anni precedenti. La stima è probabilmente arrotondata per eccesso per l'esistenza di strumenti di copertura e per la possibilità per alcuni operatori di approvvigionarsi mediante contratti preesistenti o acquisto diretto di GNL, ma offre un'idea dell'ordine di grandezza della spesa.

Il TTF tra congestioni e sospetti di manipolazione

Tornando alle dinamiche del prezzo del gas e a complemento delle considerazioni riportate sull'allineamento tra quotazioni al TTF e prezzo del GNL in Europa, è interessante osservare che il TTF, storicamente il principale mercato del continente per volumi trattati e ricchezza delle interconnessioni con i paesi vicini, ha registrato nel corso del 2022 degli spread significativi rispetto ad altri mercati che in anni recenti avevano sempre mostrato un buon grado di convergenza (Figura 2.7). Infatti, mentre i mercati gas di Germania, Austria e Italia (gli ultimi due non riportati nella Figura 2.7) sono rimasti abbastanza allineati alle quotazioni olandesi, gli hub inglese, francese e spagnolo se ne sono discostati.

Questa dinamica ha dato adito a sospetti, mai confermati, di manipolazioni del mercato. L'analisi dei transiti sui gasdotti europei sembra però suggerire una spiegazione più semplice e trasparente: l'apertura dello spread tra TTF e i mercati dei paesi affacciati sulla costa atlantica è legata, da un lato, alla maggiore facilità di questi paesi a importare GNL, soprattutto di provenienza statunitense, dall'altro, alla presenza di congestioni lungo i gasdotti europei, che hanno ostacolato il transito dei quantitativi di gas approvvigionati via nave dalla costa atlantica verso l'Europa centrale e orientale.

Figura 2.7 – Convergenza dei prezzi day-ahead del gas al TTF olandese e su alcuni hub selezionati (Belgio, Germania, Spagna, Francia, Regno Unito, gennaio 2022 – agosto 2023, EUR/MWh)



Source: ACER calculations based on ICIS Heren.

Fonte: ACER, 2023

Un cambiamento strutturale

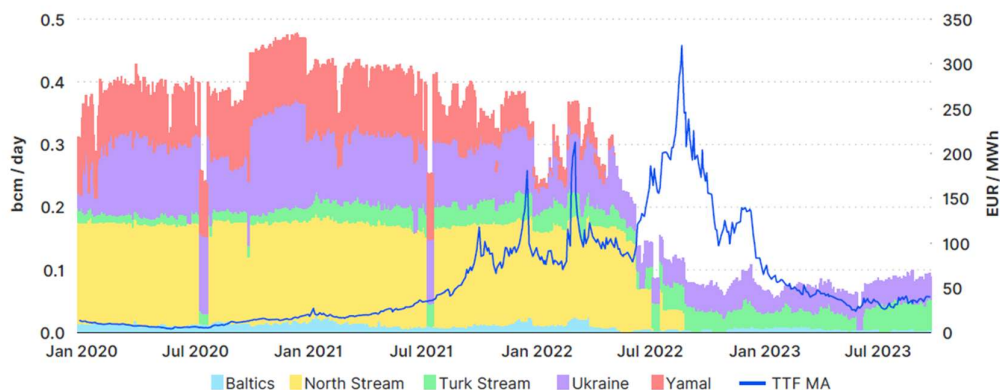
Nel complesso, l'inizio della guerra tra Russia e Ucraina ha segnato per il mercato del gas in Europa un cambiamento strutturale nella composizione dell'offerta che, combinato al declino della domanda già in atto a causa del processo di decarbonizzazione, è probabilmente destinato a durare negli anni a venire.

Sul fronte delle quantità, nonostante la riduzione delle importazioni dalla Russia fosse iniziata già nella seconda metà del 2021, l'apertura delle ostilità, la scelta dell'Unione Europea di non assecondare l'aggressione e la decisione di molti paesi di non accettare di pagare in rubli il gas importato hanno portato Gazprom a sospendere via via le proprie forniture, come illustrato

nella Figura 2.8. Dopo l'esplosione del gasdotto Nord Stream a settembre 2022 le uniche due linee di approvvigionamento rimaste attive sono state il gasdotto Turk Stream e, paradossalmente, la tratta ucraina, seppure con volumi ridotti rispetto al passato⁶.

La Russia, fino a pochi mesi prima il principale fornitore di gas all'Europa, è dunque diventata nel volgere di 12 mesi un fornitore marginale, seppur ancora importante ai fini della sicurezza. La situazione potrebbe peraltro aggravarsi nei prossimi mesi poiché la continuazione delle forniture lungo la tratta ucraina è a rischio: in primo luogo per le possibili conseguenze della guerra, in secondo luogo perché l'operatore ucraino Naftogaz ha iniziato una procedura arbitrale contro Gazprom, accusato di non aver pagato tutte le tariffe dovute e, infine, perché il contratto per il transito siglato a fine 2019 scadrà a fine 2024 e le probabilità di un suo rinnovo ai volumi attualmente contrattualizzati sono piuttosto basse.

Figura 2.8 – Flussi di gas dalla Russia all'Unione Europea per gasdotto (miliardi di metri cubi al giorno, asse sx) e prezzo al TTF front-month (EUR/MWh, asse dx) (gennaio 2020 – settembre 2023)



Source: ACER calculations based on ENTSOG TP and Platts.

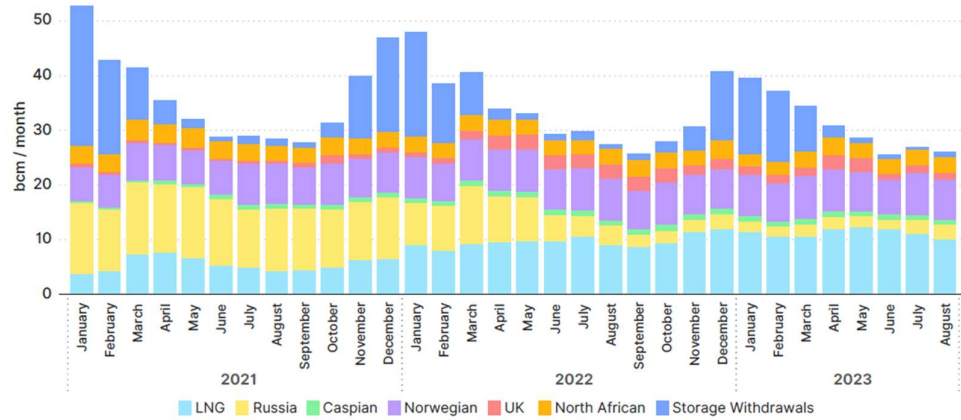
Fonte: ACER, 2023

Il venir meno della fonte russa è stato bilanciato, da un lato, da una decisa diminuzione della domanda di gas⁷, dall'altro, da un maggiore ricorso al GNL, dati i limiti fisici che gravano sulla possibilità di aumentare rapidamente le forniture via gasdotto da altri fornitori come la Norvegia, l'Azerbaijan e i paesi del Nord Africa (Figura 2.9). Tra i fornitori di GNL gli Stati Uniti, anche per la minore distanza geografica, sono stati i più reattivi, con un apporto di oltre 50 miliardi di metri cubi nel 2022, più del doppio rispetto all'anno precedente.

⁶ OIES, 2023 (A) stima che nel 2023 siano transitati tra i 40 e gli 80 milioni di metri cubi al giorno, da confrontare con i circa 540 milioni di metri cubi al giorno transitati nel 2019.

⁷ OIES, 2023 (A) stima per l'Unione Europea e il Regno Unito una contrazione della domanda di gas del 12.5% circa su base annua nel 2022 e del 9% circa nei primi 10 mesi del 2023.

Figura 2.9 – Evoluzione delle forniture di gas all'Unione Europea su base mensile (miliardi di metri cubi al mese, gennaio 2021 – agosto 2023)

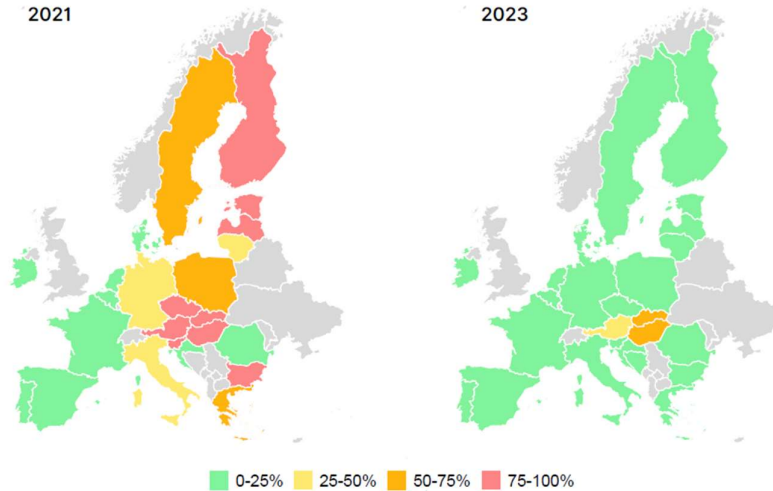


Source: ACER calculation based ENTSG TP and GIE.

Fonte: ACER, 2023

Nell'arco di due anni, quindi, l'Unione Europea è riuscita a ridurre drasticamente la propria dipendenza dal gas russo, dal 45% delle importazioni osservato nel 2021⁸ a poco più del 10% a fine 2022. Anche l'esposizione dei singoli paesi membri è decisamente minore che in passato e si attesta quasi ovunque a meno del 25%, con l'unica eccezione di Ungheria, Slovacchia e Austria (Figura 2.10).

Figura 2.10 – Stima del peso delle forniture di gas russo nei paesi membri dell'Unione Europea, 2021 versus primo semestre 2023 (% sul totale dei volumi acquistati, considerando l'origine contrattuale del gas)



Source: ACER estimations based on ENTSG TP, Eurostat and Platts data. See Figure 20 notes for detailed considerations per MS.

Fonte: ACER, 2023

⁸ Nel 2021 l'Unione Europea ha importato da paesi terzi l'83% del gas consumato.

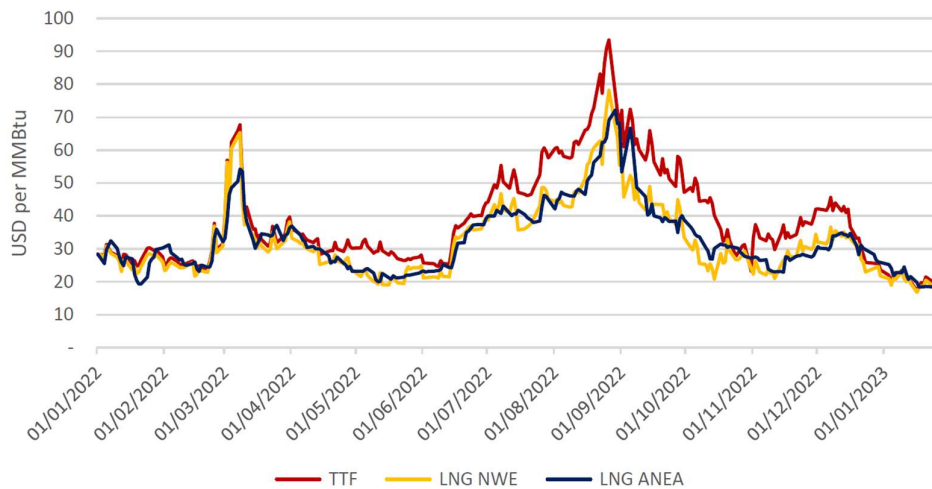
L'Europa oggi compete nel mercato mondiale del GNL

Il cambiamento nella struttura degli approvvigionamenti ha avuto importanti conseguenze sui meccanismi di formazione dei prezzi a pronti del gas nel vecchio continente.

Storicamente il TTF e di conseguenza il mercato europeo a pronti si erano mantenuti in equilibrio tra le quotazioni all'Henry Hub americano (Figura 2.4)) e quelle del GNL asiatico, grazie alla disponibilità in Europa di una buona base di forniture via gasdotto a prezzi relativamente bassi. Con la guerra, invece, i compratori europei si sono trovati a competere sul mercato mondiale del GNL per quantitativi molto più elevati rispetto al passato. Di conseguenza, da un lato il prezzo del GNL a pronti sul mercato mondiale è salito, complice l'aumento della domanda, dall'altro la quotazione del GNL in Europa è diventata molto più importante per la formazione dei prezzi agli hub.

Nel corso del 2022, quindi, gli indicatori di prezzo del GNL di Europa e Asia si sono allineati e il prezzo del GNL sul mercato mondiale ha acquisito un peso molto maggiore nel determinare l'andamento dei prezzi a pronti in Europa, fino a diventare un floor nei mesi in cui le congestioni interne alle reti di trasporto gas in Europa hanno limitato la capacità di trasferire il gas importato via nave dalla costa atlantica ai mercati continentali più in crisi (Figura 2.11). Il riavvicinamento tra quotazioni al TTF e prezzo del GNL in Europa si è avuto soltanto nell'estate 2023, sulla scorta della riduzione stagionale della domanda europea di gas naturale e del venir meno di molte congestioni lungo i gasdotti europei (Figura 2.12). Anche allora, però, è rimasto l'allineamento delle quotazioni del GNL in Europa con quelle registrate sul mercato asiatico, al netto di uno spread questa volta favorevole all'Europa e a testimonianza di un cambiamento probabilmente strutturale del mercato del gas europeo e mondiale.

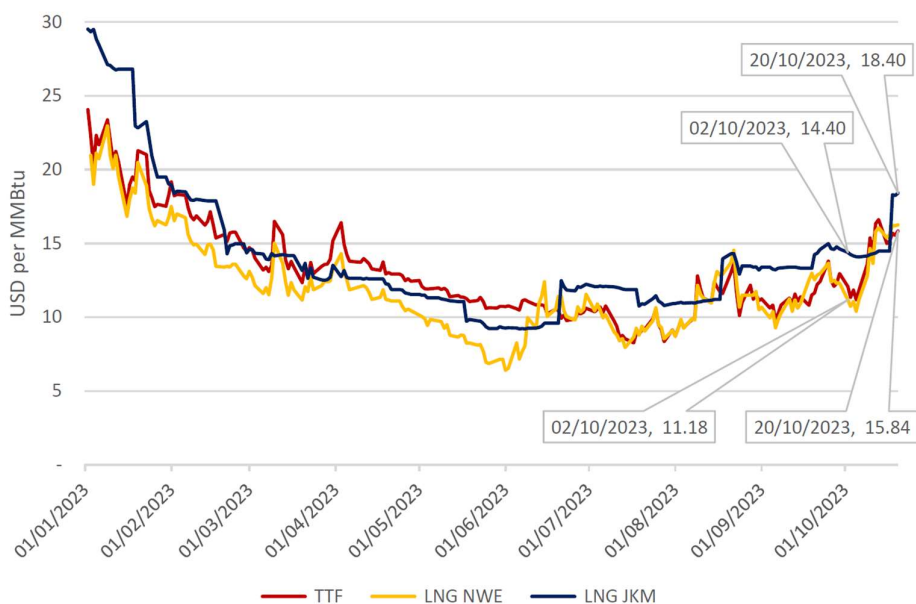
Figura 2.11 – Benchmark dei prezzi del gas nel 2022: TTF, LNG North-West Europe, LNG Argus North-East Asia, month-ahead, USD/MMBtu



Source: Argus Media²

Fonte: OIES, 2023

Figura 2.12 – Benchmark dei prezzi del gas da gennaio a ottobre 2023: TTF, Argus LNG North-West Europe, S&P Global JKM for North-East Asia*, front-month, USD/MMBtu



Source: Argus Media (LNG North-West Europe)¹ and Refinitiv/S&P Global (TTF and JKM).² Data labels for TTF and LNG JKM.

* Attenzione: segnaliamo che rispetto alla Figura 2.11 il riferimento di prezzo per il mercato asiatico è leggermente diverso (S&P Global JKM anziché LNG Argus)
Fonte: OIES, 2023 (B)

La connessione con il mercato statunitense

È interessante osservare che anche le quotazioni sul mercato statunitense Henry Hub, rimaste ai minimi storici fino all'inizio del 2021, hanno risentito della crisi gas europea, dal momento che gli Stati Uniti sono intervenuti massicciamente come fornitore di gas naturale liquefatto per l'Europa per compensare la riduzione delle forniture dalla Russia. Per l'hub americano il 2022 si è chiuso con una media annua di 20.9 EUR/MWh, un aumento del +85% rispetto al 2021 ma, nondimeno, un livello pari a meno di un quinto delle quotazioni prevalenti nel vecchio continente. Con il rientro dell'emergenza in Europa le quotazioni sono poi declinate fino agli 8.0 EUR/MWh dei primi undici mesi del 2023, segnando un -62% rispetto al 2022 (Figura 2.4).

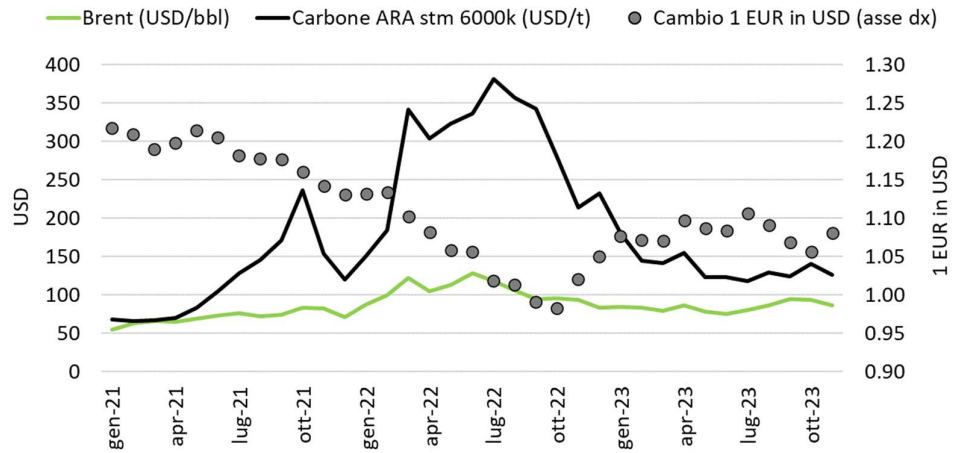
Carbone e petrolio seguono la tendenza globale

Anche i mercati del carbone e del petrolio hanno risentito delle tensioni del 2021 e delle conseguenze della guerra (Figura 2.13).

Le quotazioni del carbone si sono attestare nel 2022 a 287.0 USD/t (+143.8% rispetto ai 117.7 USD/t del 2021, che a sua volta aveva segnato un +134.8% rispetto ai 50.1 USD/t del 2020), con un picco a 381.3 USD/t a luglio 2022. I primi undici mesi del 2023 hanno visto un ripiegamento a 136.4 USD/t (-52.5% rispetto al 2022), un livello comunque elevato rispetto al passato.

Il petrolio, meno rilevante ai fini della generazione ma generalmente indicativo delle tendenze delle commodity energetiche, questa volta ha risentito in maniera smorzata delle tendenze degli altri combustibili fossili. Il 2022 ha visto infatti una crescita più contenuta, con una media di 103.6 USD/bbl (+45.6% rispetto ai 70.7 USD/bbl del 2021); i primi undici mesi del 2023 hanno registrato invece un calo a 84.0 USD/bbl (-18.9% rispetto al 2022).

Figura 2.13 – Medie mensili delle quotazioni del petrolio (USD/bbl) e del carbone (USD/t) e tasso di cambio USD/EUR



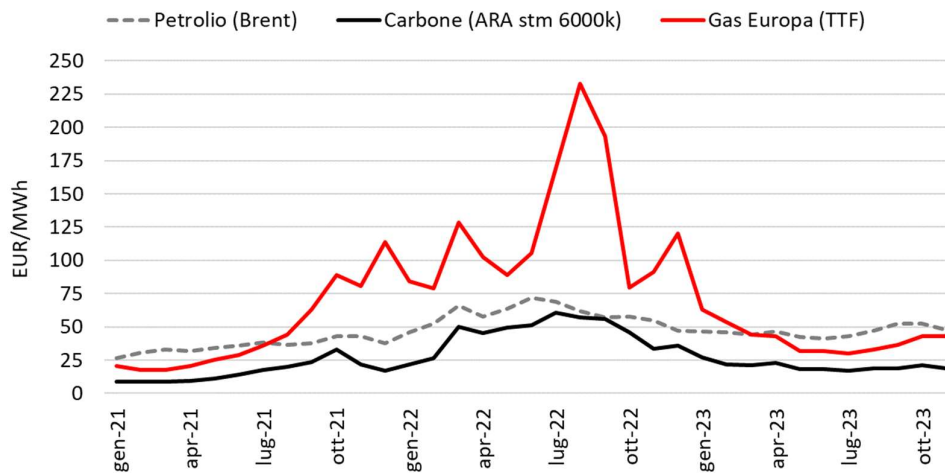
Fonte: GME, BCE

Il carbone rimane il combustibile più economico

L'evoluzione del mercato del carbone è particolarmente interessante dal punto di vista del mercato elettrico, sia per il contributo ancora notevole di questa fonte in alcuni paesi europei, sia perché il ricorso al carbone è aumentato nel 2022 per compensare la minore disponibilità di gas russo e il costo estremamente alto del gas in generale.

La Figura 2.14 propone un confronto del costo dei tre combustibili fossili in EUR per unità di energia (MWh). Nei quasi tre anni analizzati in questo rapporto il carbone è sempre rimasto la fonte più economica, nonostante gli aumenti di prezzo registrati nella seconda metà del 2021 e nel 2022. Questo spiega la maggiore redditività degli impianti a carbone rispetto a quelli a gas, già evidenziata nella Figura 2.2 e nella Figura 2.3, nonostante la minore efficienza di questi impianti e quotazioni dei permessi di emissione tra i 70 e i 90 EUR/tCO₂, come si vedrà alla fine di questo paragrafo.

Figura 2.14 – Prezzi di gas, carbone e petrolio a confronto: valori in EUR/MWh

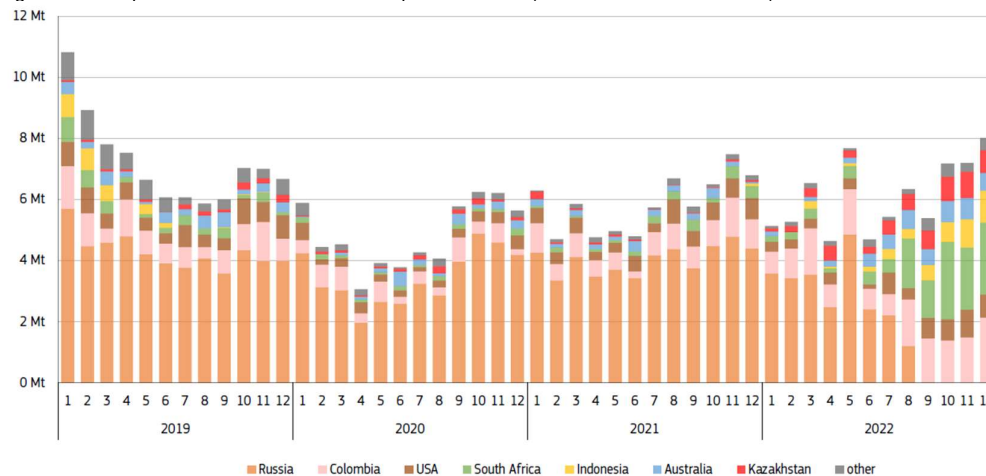


Fonte: elaborazioni O-FPE su dati GME, BCE

Niente più carbone dalla Russia e importazioni sempre più costose

È importante sottolineare che anche il mercato del carbone, come quello del gas, ha risentito di un forte calo delle forniture russe, completamente interrotte entro il 10 agosto 2022 in conseguenza del quinto pacchetto di sanzioni. Negli ultimi mesi del 2022, quindi, altri fornitori hanno aumentato la propria presenza sul mercato europeo (Figura 2.15): Colombia, Sud Africa, Stati Uniti, Indonesia, Australia e Kazakistan, con un probabile maggiore impatto ambientale anche per via delle emissioni legate al trasporto della commodity.

Figura 2.15 - Importazioni mensili di carbone da paesi extra-UE (milioni di tonnellate al mese)



Source: Eurostat

Fonte: European Commission, 2023 (C)

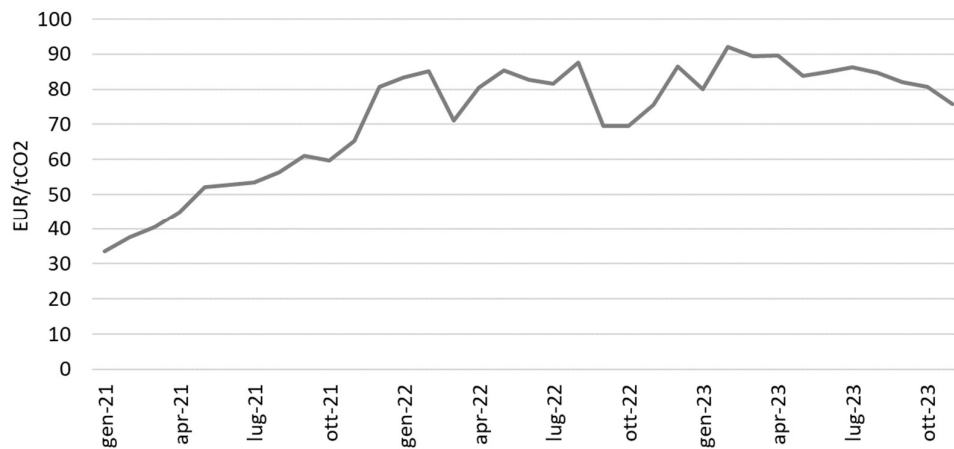
La rimodulazione degli approvvigionamenti e l'aumento dei prezzi del carbone hanno avuto anche la conseguenza non trascurabile di far lievitare il costo delle importazioni. La Commissione Europea stima⁹ in circa 19.9 miliardi di dollari il costo delle importazioni di carbone da paesi extra-UE nel 2022, con un aumento del +166% rispetto al 2021.

I permessi di emissione: prezzi alti, ma resta il coal to gas switch

L'ultimo fattore che contribuisce alla formazione del costo di generazione degli impianti termoelettrici è il prezzo dei permessi di emissione di gas serra (EUA). Da gennaio 2021 le EUA sono aumentate, in parallelo agli aumenti di prezzo del gas e del carbone, e si sono stabilizzate a partire dal 2022 tra i 70 e i 90 EUR/tCO₂ (Figura 2.16). Il 2022 si è chiuso con una media annua di 79.9 EUR/tCO₂ (+50.3% rispetto ai 53.1 EUR/tCO₂), mentre i primi undici mesi del 2023 hanno registrato una media di 84.5 EUR/tCO₂ (+5.8% rispetto al 2022), con un ripiegamento a 75.7 EUR/tCO₂ nel mese di novembre 2023.

⁹ European Commission, 2023 (C)

Figura 2.16 – Media mensile del prezzo dei permessi di emissione di gas serra (EUA, EUR/tCO₂)



Fonte: elaborazioni O-FPE su dati EEX

I prezzi osservati tra 2022 e 2023 sono il frutto sia delle politiche di decarbonizzazione adottate nel corso degli ultimi anni, con l'introduzione di una "Market Stability Reserve" per neutralizzare eventuali eccessi di permessi, sia della già citata maggiore redditività della generazione a carbone rispetto a quella a gas e delle strozzature nell'offerta di elettricità rinnovabile e nucleare tra 2022 e 2023. Il ricorso superiore alle attese alla generazione a carbone ha infatti sostenuto la domanda di permessi, neutralizzando la spinta ribassista associata alla riduzione dei consumi di energia. La ripresa della generazione nucleare e idroelettrica nel corso del 2023, unita alla fase di stagnazione dell'economia europea e in particolare del settore manifatturiero, giustificano i ribassi di fine 2023 e l'aspettativa di prezzi in calo o, al più, stabili per i prossimi mesi.

3. Politiche e politica: dalla crisi energetica alla decarbonizzazione

Nel 2023, le politiche energetiche e climatiche sono state caratterizzate, in Svizzera ma anche nei paesi europei confinanti, da due principali linee d'azione:

- Assicurare la sicurezza delle forniture, ancora cruciale nonostante la fase più critica dell'emergenza sia passata,
- Ridurre le emissioni climalteranti, coerentemente con l'impegno di lungo termine a cui la Confederazione ha deciso di aderire.

La connessione tra le due priorità è molto forte, perché il progressivo processo di decarbonizzazione permetterà di ridurre la dipendenza dalle importazioni di combustibili fossili e, dunque, l'esposizione a potenziali interruzioni delle forniture di queste ultime, così come dalle corrispondenti oscillazioni di prezzo. Di conseguenza, fatti salvi i provvedimenti adottati nel pieno della crisi energetica per scongiurare il rischio di blackout, la maggior parte delle misure adottate trattano allo stesso tempo entrambi gli obiettivi citati.

3.1. La Svizzera: politiche di breve, medio e lungo periodo

Le reazioni alla crisi energetica

In Svizzera il 2023 è iniziato con grosse preoccupazioni legate all'evoluzione della crisi energetica. Le misure di risposta adottate nel corso del 2022, in coordinamento con i vicini europei, hanno ridotto il rischio di una vera e propria interruzione o di un razionamento obbligatorio delle forniture nell'inverno 2022/2023. L'inizio del 2023 non ha però fugato né le preoccupazioni sul livello ancora alto dei prezzi, né l'incertezza sull'evoluzione dei mercati dell'elettricità e del gas. Alcuni dei provvedimenti adottati nel 2022 per fronteggiare l'emergenza sono stati dunque prorogati o ampliati:

- È stata prorogata l'acquisizione a mercato di una riserva di capacità di generazione idroelettrica pari a 400 GWh;
- Sono stati stipulati contratti per l'uso, in caso di emergenza, di capacità di generazione termoelettrica per un totale di 336 MW, a cui si sommano circa 110 MW costituiti da gruppi elettrogeni da attivare in caso di emergenza;
- È stato prorogato l'obbligo per i gestori delle reti gas di acquisire una riserva pari a circa 6 TWh nei paesi vicini, per coprire circa il 15% del consumo annuo di gas della Svizzera in caso di emergenza.

I progressi nella politica energetica e climatica

Questi provvedimenti, in parte finanziati mediante la tariffa dell'elettricità, potranno tamponare eventuali scarsità nel periodo invernale, ma sono inseriti in una politica di più ampio respiro che mira a coniugare sicurezza e neutralità climatica, nel solco già iniziato nel 2018 con l'avvio ufficiale della Strategia Energetica 2050. A questa politica sono legati i due principali avvenimenti del 2023 sul fronte dell'energia:

- L'approvazione nel referendum del 18 giugno 2023 della Legge federale del 30 settembre 2022 sugli obiettivi in materia di protezione del clima, l'innovazione e il rafforzamento della sicurezza energetica (LOCli);
- L'approvazione a settembre 2023 dell'"atto mantello", cioè la Legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili.

Il percorso verso la neutralità climatica nella nuova Legge sul clima

L'approvazione della LOCl, elaborata sia come risposta alla bocciatura¹⁰ nel 2021 della Legge sul CO₂, sia come controprogetto indiretto all'Iniziativa Ghiacciai, è un passo molto importante nel progresso della Confederazione verso la neutralità climatica. La LOCl, infatti, ha come obiettivi il raggiungimento della neutralità climatica, l'adattamento ai cambiamenti climatici inevitabili e l'orientamento dei flussi finanziari verso uno sviluppo in linea con gli obiettivi di mitigazione e adattamento al cambiamento climatico.

Più nel dettaglio, la LOCl stabilisce l'obiettivo vincolante di emissioni nette nulle al 2050¹¹, assegna al settore pubblico un ruolo esemplare e l'obbligo di raggiungere la neutralità climatica già nel 2040, ed infine stabilisce alcune misure di sostegno alla decarbonizzazione degli edifici e dell'industria, ponendole a carico delle finanze pubbliche e senza nuove imposizioni ad hoc. Questo la differenzia dalla Legge sul CO₂ bocciata nel 2021, che prevedeva un sistema di tasse e incentivi per favorire l'abbandono dei combustibili fossili. A differenza della proposta dell'Iniziativa Ghiacciai, inoltre, la LOCl non prevede un divieto di utilizzo dei combustibili fossili, ma supporta lo sviluppo e l'adozione di sistemi naturali e artificiali per la cattura e lo stoccaggio del carbonio in modo da compensare eventuali emissioni residue.

Le misure di dettaglio per l'implementazione di questo piano ambizioso verranno definite man mano e potranno essere soggette a loro volta a referendum, ma l'approvazione della LOCl nel referendum di giugno 2023 pone una base solida di consenso democratico per l'accelerazione necessaria a raggiungere la neutralità climatica in un orizzonte relativamente breve com'è il 2050.

L'atto mantello per il settore energetico

Come anticipato, un altro tassello in questa direzione è proprio l'approvazione nella sessione autunnale 2023 dei lavori parlamentari dell'"atto mantello", la legge dedicata al settore energetico che, tramite interventi mirati sulla Legge sull'energia (LEne) e sulla Legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEI), indica al settore elettrico una via per coniugare sostenibilità e sicurezza delle forniture. Le novità più importanti introdotte da questa legge sono le seguenti:

- Introduzione di obiettivi vincolanti per la generazione da fonti rinnovabili al 2035 e 2050, che innalzano gli obiettivi indicativi già in vigore. Nel dettaglio: le rinnovabili diverse dall'idroelettrico devono raggiungere 35'000 GWh nel 2035 (anziché 11'400 GWh, quindi oltre il triplo) e 45'000 GWh nel 2050; l'idroelettrico invece deve raggiungere almeno 37'900 GWh nel 2035 (anziché mediamente 37'400 GWh, +1.3%) e 39'200 GWh nel 2050;
- Introduzione di un obiettivo di incremento della produzione invernale da energie rinnovabili di almeno 6 TWh, da realizzare in primo luogo tramite centrali idroelettriche ad accumulazione e finanziato tramite un "supplemento invernale" di 1.2 ct./kWh nella tariffa elettrica. Tra i progetti che contribuiranno a questo obiettivo si trova anche la diga del Sambuco, che con un innalzamento di 15 metri, realizzato da OFIMA in collaborazione con AET, contribuirà per 46 GWh;

¹⁰ L'Iniziativa Ghiacciai, presentata nel 2019, chiedeva di inserire nella Costituzione federale l'impegno della Confederazione a raggiungere la neutralità climatica entro il 2050 e a dismettere completamente l'uso dei combustibili fossili. L'iniziativa è stata ritirata a fine 2022 a seguito della presentazione della LOCl, elaborata come controprogetto indiretto. Il comitato referendario ha giudicato soddisfacenti e credibili sia l'impegno verso la neutralità climatica, sia la traiettoria di riduzione delle emissioni previsti in questa legge.

¹¹ La legge prevede anche degli obiettivi intermedi nel tempo (le emissioni devono essere ridotte rispettivamente del -64% rispetto al 1990 nel decennio 2031-2040, di almeno il -75% entro il 2040, e di almeno il -89% in media nel decennio 2041-2045) e degli obiettivi per settore, con particolare riguardo agli edifici, ai trasporti e all'industria.

- Prolungamento fino al 2036 di alcuni strumenti di supporto allo sviluppo di nuovi impianti rinnovabili, come remunerazioni uniche, contributi di investimento e garanzie per la geotermia, fermo restando il vincolo delle risorse disponibili, raccolte tramite il supplemento di rete di 2.3 ct./kWh. Sempre nei limiti delle risorse raccolte con il supplemento di rete, viene prevista la possibilità per alcuni impianti rinnovabili di grandi dimensioni di optare per un premio di mercato fluttuante;
- Remunerazione dell'elettricità rinnovabile immessa in rete alla media trimestrale del prezzo di mercato al momento dell'immissione, anziché al costo evitato o al prezzo concordato dalle parti; per gli impianti di potenza fino a 150 kW il Consiglio federale stabilisce una remunerazione minima che tiene conto dell'ammortamento nel ciclo di vita.

Non sono state accolte, invece, le proposte di una revisione del divieto di costruzione di nuove centrali nucleari, né di proroga dei termini di disconnessione delle centrali nucleari esistenti. È da segnalare che al momento della stesura di questo rapporto è stata data notizia della consegna alla Cancelleria Federale di 63'184 firme per la richiesta di referendum facoltativo sull'atto mantello¹². L'associazione ambientalista WWF si è detta favorevole alle indicazioni dell'atto mantello, ritenuto un congruo bilanciamento tra la protezione del clima e lo sviluppo delle fonti rinnovabili secondo un percorso rispettoso degli ecosistemi.

Le offensive solare ed eolica tra ritardi e problemi di accettazione

All'atto dell'implementazione pratica, le misure dell'atto mantello trovano sostegno nell'"offensiva solare" e nell'"offensiva eolica" approvate dal Parlamento rispettivamente a marzo 2023 e giugno 2023. Entrambi i provvedimenti sono stati introdotti con l'obiettivo di snellire le procedure autorizzative per la realizzazione di grandi impianti solari ed eolici, fino a un massimo di produzione di 2 TWh/anno (per l'energia solare) e 600 MW installati (per l'energia eolica). L'obiettivo del legislatore è evitare che l'esistenza di diversi livelli di governo (federale, cantonale, comunale) si trasformi, come sembra sia accadendo, in un ostacolo per la realizzazione di queste nuove infrastrutture.

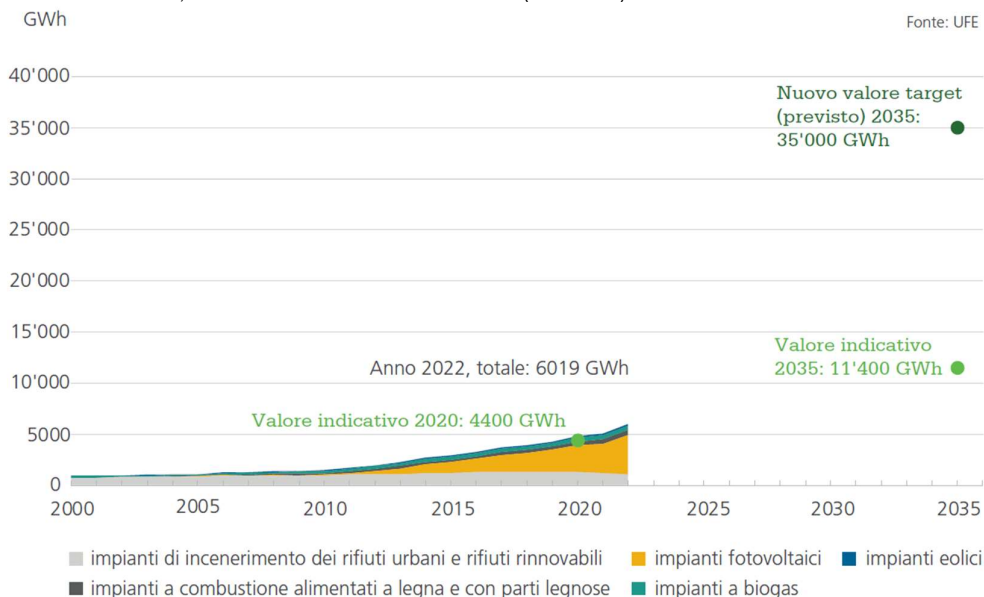
Il problema dei ritardi effettivamente esiste e interessa anche la realizzazione di nuovi tratti delle reti elettriche, come evidenziato anche dall'Agenzia Internazionale dell'Energia in un rapporto dedicato alla Svizzera (IEA, 2023). La misura è stata però contestata da alcuni come poco rispettosa delle procedure democratiche tipiche della Confederazione e capace di esporre la Svizzera al rischio di un depauperamento del paesaggio o di alcuni luoghi di interesse naturalistico.

Questo problema è in realtà comune alla maggior parte dei paesi europei che, pur avendo iniziato il cammino della transizione energetica, si trovano ora in difficoltà nell'affrontare il cambio di passo necessario per raggiungere nei tempi previsti l'obiettivo della neutralità climatica. La Figura 3.1 mostra il rilevante divario tra il livello di produzione dalle fonti rinnovabili raggiunto oggi e quello richiesto dal nuovo atto mantello¹³. Se è necessario promuovere tempestivamente un'accelerazione delle nuove installazioni, è importante al tempo stesso procedere in modo da non alienare il consenso verso le nuove tecnologie e i nuovi impianti.

¹²<https://www.swissinfo.ch/ita/tutte-le-notizie-in-breve/consegnate-firme-per-referendum-legge-energie-rinnovabili/49139110>

¹³ UFE, 2023 evidenzia che per raggiungere entro il 2035 l'attuale obiettivo di 11'400 GWh/anno di generazione da fonti rinnovabili diverse dall'idroelettrico è necessario un aumento netto medio di 414 GWh/anno. Per raggiungere l'obiettivo di 35'000 GWh/anno previsto nell'atto mantello è necessario un aumento di 2'229 GWh/anno. Assumendo una crescita esponenziale, l'obiettivo attuale richiede un aumento del 5% all'anno, mentre l'obiettivo previsto nell'atto mantello richiede una crescita del 14.5% all'anno.

Figura 3.1 – Produzione elettrica da energie rinnovabili (escluso l'idroelettrico): evoluzione 2000-2022, obiettivi al 2035 secondo l'attuale LEne, obiettivi al 2035 secondo l'atto mantello (GWh/anno)¹⁴



Fonte: UFE, 2023

Le novità per il mercato retail

Guardando al disegno di mercato nel suo insieme, è importante ricordare che è stata accantonata, per il momento, anche l'idea di una completa liberalizzazione del mercato retail, che era uno dei requisiti richiesti dalle istituzioni dell'Unione Europea per la piena integrazione della Svizzera nel mercato interno dell'energia. D'altro canto, è stato anche ridefinito il metodo di determinazione della componente energia per i consumatori del servizio universale: i fornitori saranno obbligati a fornire una percentuale minima di energia rinnovabile di origine svizzera, in parte risultante da ampliamenti della propria capacità installata, e potranno contabilizzare i costi di produzione di questi impianti insieme ai costi di eventuali contratti di acquisto e ai costi di ritiro dell'elettricità rinnovabile immessa in rete dai piccoli produttori. I fornitori sono inoltre chiamati a predisporre strategie di approvvigionamento dell'elettricità che li proteggano, per quanto possibile, dalle fluttuazioni dei prezzi di mercato.

In discussione una nuova proposta per la Legge sul CO₂

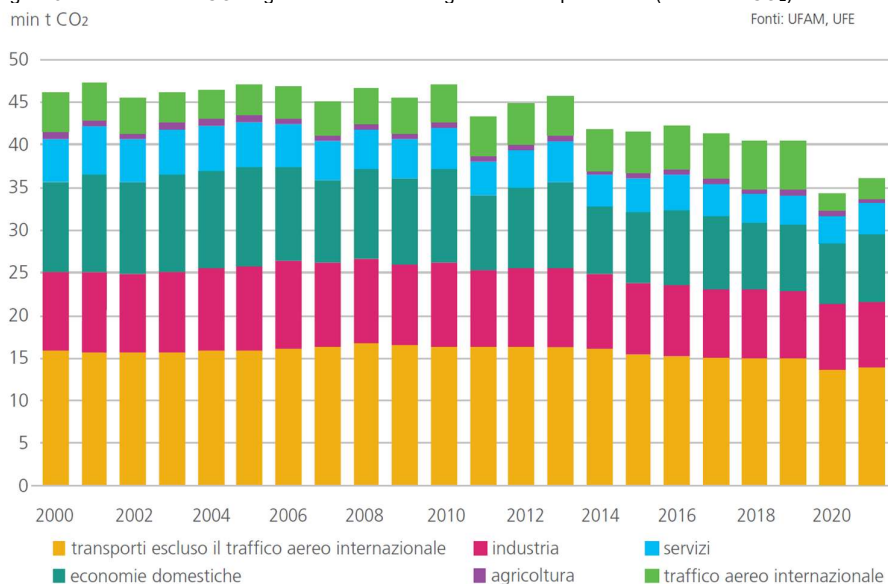
È importante infine ricordare che l'aggiornamento della Legge sul CO₂, indispensabile per consentire alla Svizzera di progredire verso la neutralità climatica, non si è arrestato dopo la bocciatura al referendum. Una nuova proposta è stata infatti posta in consultazione nel 2022 ed è attualmente all'esame del Parlamento.

La proposta prevede diverse linee d'azione per raggiungere una riduzione delle emissioni climalteranti del 50% (rispetto al 1990) entro il 2030. Le proposte riguardano soprattutto l'uso dei proventi della tassa sui combustibili fossili per sostenere efficienza energetica negli edifici e innovazioni legate alla sostenibilità (gas rinnovabili, geotermia, ...) e l'ulteriore stretta sulle emissioni causate dai trasporti, con la richiesta di una riduzione aggiuntiva delle emissioni dei veicoli immatricolati, il sostegno all'installazione di infrastrutture di ricarica per i veicoli elettrici e l'uso di carburanti sintetici, in particolare nell'aviazione.

¹⁴ L'aumento di potenza richiesto secondo l'atto mantello è di circa 2'229 GWh all'anno, rispetto ai circa 414 GWh all'anno richiesti nella LEne attualmente in vigore.

Queste misure sono particolarmente importanti se si considera che le emissioni legate ai trasporti, incluso il traffico aereo internazionale, costituiscono quasi la metà delle emissioni totali in Svizzera e hanno conosciuto una contrazione significativa soltanto nel periodo pandemico (Figura 3.2). Anche l'efficienza energetica negli edifici è un pilastro fondamentale nel processo di decarbonizzazione: sebbene le economie domestiche siano responsabili di circa un quarto delle emissioni, la proprietà frammentata degli edifici e le difficoltà non solo tecniche ma anche organizzative, del processo di ristrutturazione rendono particolarmente importante la predisposizione di un quadro di supporto ambizioso ed efficace.

Figura 3.2 – Emissioni di CO2 legate al consumo energetico totali e per settore (milioni di t CO2)



3.2. Il ruolo attivo del Ticino

Il Cantone protagonista attivo della transizione

Tra 2022 e 2023 anche il Cantone Ticino ha ribadito il proprio ruolo di protagonista attivo nel contesto della transizione energetica, coerentemente con gli impegni assunti dalla Confederazione.

Oltre al già citato contributo rappresentato dall'innalzamento della diga del Sambuco, dal punto di vista della politica energetica e climatica gli anni 2022 e 2023 hanno visto l'elaborazione del Piano Energetico e Climatico Cantonale (PECC), che è stato posto in consultazione all'inizio del 2023.

Il nuovo Piano Energetico e Climatico Cantonale

Il PECC riprende e aggiorna gli obiettivi di sviluppo del settore energetico e contenimento delle emissioni già delineati dieci anni prima nel Piano Energetico Cantonale 2013, obiettivi in buona parte raggiunti, stando ai dati disponibili. Sulla base di stime aggiornate sul potenziale di generazione dell'idroelettrico e delle nuove fonti rinnovabili, il documento delinea una traiettoria di espansione per un Cantone climaticamente neutrale ed energeticamente indipendente entro il 2050. Le emissioni pro capite fissate come obiettivo sono coerenti con lo spirito della "Società 2000 Watt", dunque inferiori a 1 t CO₂/persona nel 2050. Nonostante

importanti misure di sostegno all'efficienza energetica, però, la potenza richiesta da ciascun abitante rimane sopra i 2000 W. Le misure proposte interessano tutti i settori dell'economia, dagli edifici alla mobilità e alle attività economiche. È interessante segnalare come la strada indicata per l'assorbimento delle emissioni residue sia quella dei carbon sink naturali, cioè della valorizzazione ed espansione della biomassa boschiva.

La discussione sul PECC è ancora aperta e il documento dovrà verosimilmente essere aggiornato per tenere conto sia degli spunti emersi nella consultazione, sia degli obiettivi più ambiziosi di espansione delle rinnovabili previsti nell'atto mantello. L'elaborazione di una strategia decennale è di fondamentale importanza ed è molto positivo che la rifinitura del documento proceda, come pare, con lungimiranza, ambizione e apertura all'ascolto delle parti sociali interessate.

3.3. L'Unione Europea: sicurezza, protezione dei consumatori e decarbonizzazione

Anche nell'Unione Europea, come in Svizzera, il 2023 ha visto il consolidamento o la proroga di alcuni dei provvedimenti di reazione all'emergenza, ma soprattutto la definizione delle misure concrete necessarie alla realizzazione del progetto di transizione energetica descritto, nella sua ultima versione, nel piano "REpowerEU" già commentato nell'edizione 2022 di questo Rapporto, a cui si rimanda¹⁵.

Il tetto al prezzo del gas: un primo bilancio

Guardando alle misure adottate come reazione rapida alla crisi gas, è interessante rilevare come il cosiddetto "*Market Correction Mechanism*", cioè il tetto dinamico al prezzo del gas introdotto per il TTF a fine dicembre 2022¹⁶, non sia mai stato attivato, poiché nessuna delle due soglie di prezzo di riferimento¹⁷ è stata superata (Figura 3.3). La misura è stata però estesa agli altri hub europei con un atto di implementazione adottato nel corso del 2023¹⁸.

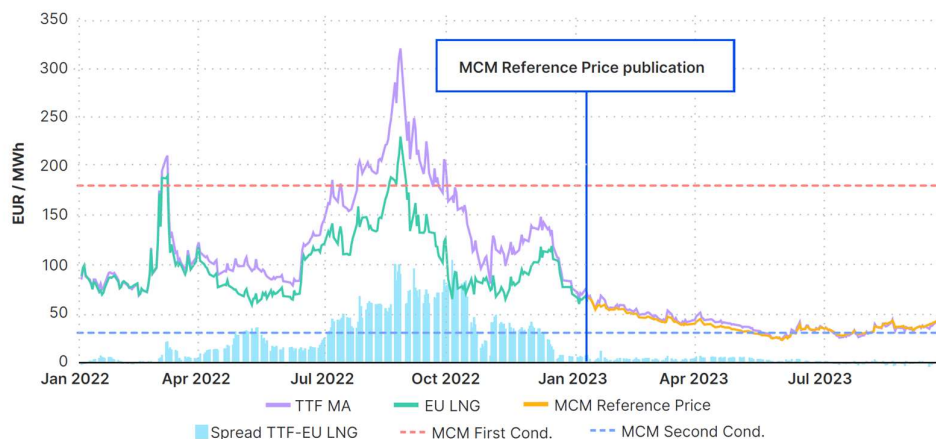
¹⁵ <https://www.ire.usi.ch/storage/app/media/ofpe-rapporto-mercati-ingrosso-2022.pdf>

¹⁶ Council Regulation (EU) 2022/2578.

¹⁷ Le due soglie per l'attivazione del tetto al prezzo giornaliero del gas al TTF sono 180 EUR/MWh e 35 EUR/MWh più il prezzo del GNL calcolato da ACER per l'Europa e il mercato inglese NBP. Al superamento di una di queste soglie per più di 3 giorni consecutivi si attiva un blocco alla possibilità di registrare transazioni con prezzi superiori al tetto; il blocco rimane in vigore per almeno 20 giorni a meno di evidenti minacce alla sicurezza degli approvvigionamenti.

¹⁸ Commission Implementing Regulation 2023/736.

Figura 3.3 – Prezzo front-month al TTF, prezzo spot del GNL e prezzo di riferimento per l’attivazione del “market correction mechanism” (EUR/MWh, gennaio 2022 – settembre 2023)



Source: ACER calculations based on Platts, Argus and ICE Endex.

Note: ‘EU LNG Spot’ prices, assessed until 1 February 2023, correspond to the average second half-month prices for delivery in North-West Europe and Mediterranean area assessed by Platts. The actual MCM reference price is calculated in accordance with the MCM Regulation methodology, and it is assessed from 1 February 2023 when the ACER mandate to publish the MCM reference price entered into force.

Fonte: ACER, 2023

La piattaforma per gli acquisti congiunti di gas

Anche la “*Joint Purchasing Platform*”, cioè la piattaforma introdotta a fine dicembre 2022 per facilitare eventuali acquisti congiunti di gas naturale per le imprese del settore localizzate nell’Unione Europea¹⁹, è ancora in funzione. Al momento non sono disponibili informazioni sulle quantità effettivamente negoziate tramite questo canale e sulle condizioni a cui gli scambi sono avvenuti; di conseguenza, è impossibile valutare l’efficacia di questo strumento nell’alleviare situazioni di carenza di gas o picchi di prezzo. La disponibilità di un intermediario in più per facilitare le negoziazioni, accessibile a costi relativamente contenuti, molto probabilmente non ha avuto effetti distorsivi o comunque negativi sui mercati del gas. È verosimile però che anche gli effetti positivi siano stati limitati, dato che le tensioni sul mercato sono dipese soprattutto da fattori fisici come l’effettiva disponibilità di gas, le congestioni lungo le infrastrutture e l’andamento della domanda²⁰.

Nel lungo periodo: sostegno alle rinnovabili e market design

Guardando invece al medio e lungo periodo, i due risultati più importanti per il settore elettrico sono l’entrata in vigore della nuova direttiva rinnovabili (RED III)²¹ a novembre 2023 e l’accordo politico raggiunto sul progetto di riforma del mercato elettrico.

La nuova direttiva rinnovabili RED III

La RED III introduce un obiettivo vincolante di penetrazione delle fonti rinnovabili del 42.5% sul totale dei consumi primari di energia entro il 2030 – un obiettivo molto sfidante rispetto al 21% circa registrato a fine 2021 – con la richiesta agli Stati Membri di un ulteriore impegno collettivo per raggiungere la soglia del 45%. Accanto a questi obiettivi nazionali, la direttiva introduce degli obblighi settoriali:

¹⁹ Council Regulation (EU) 2022/2576.

²⁰ Barnes A., 2023.

²¹ DIRECTIVE (EU) 2023/2413.

- Al settore industriale è richiesto un aumento di almeno 1.6 punti percentuali all'anno nell'uso di energia rinnovabile e la sostituzione del 42% dei consumi di idrogeno grigio con idrogeno rinnovabile entro il 2030;
- Ai trasporti è richiesta o una riduzione dell'intensità emissiva del 14.5%, oppure una penetrazione delle fonti rinnovabili del 29%. È previsto inoltre un obiettivo di penetrazione del 5.5% dei combustibili rinnovabili di origine non biologica e dei biocombustibili avanzati. Anche il trasporto marittimo viene interessato, con un obiettivo indicativo dell'1.2% di penetrazione per le fonti rinnovabili;
- Il settore del riscaldamento e raffrescamento è invece chiamato a un aumento dell'uso delle rinnovabili pari almeno a 0.8 punti percentuali fino al 2025 e ad almeno 1.1 punti percentuali tra 2026 e 2030;
- Il settore degli edifici ha, infine, un obiettivo nazionale di ricorso alle fonti rinnovabili del 49% entro il 2030.

Lo sviluppo delle fonti rinnovabili dovrebbe essere agevolato, da un lato, dalla richiesta agli Stati Membri di individuare le aree idonee all'installazione dei nuovi impianti, nel rispetto delle zone di particolare interesse naturalistico; dall'altro, dalla previsione di procedure amministrative agevolate che riducano a un anno il tempo di avvio dei lavori per un nuovo impianto e a sei mesi il tempo di avvio dei lavori per un ammodernamento.

Anche l'efficienza energetica viene fortemente incoraggiata, con un obiettivo di riduzione dei consumi di energia dell'11.5% entro il 2030 rispetto allo scenario di riferimento stimato per quell'anno sulla base delle politiche del 2020.

I punti deboli della RED III

Il punto debole di questo piano ambizioso risiede, come spesso accade, nell'implementazione pratica.

In primo luogo, infatti, è importante ricordare che gli Stati Membri hanno 18 mesi per completare il recepimento della direttiva nella legislazione nazionale: questo intervallo è relativamente breve per l'operatività dei legislatori nazionali, ma decisamente lungo se si considera la portata delle azioni richieste entro soli sei anni.

In secondo luogo, già oggi si osserva una discrepanza non trascurabile tra l'ambizione collettiva e l'impegno assunto a livello nazionale. La stessa Commissione Europea, in una valutazione pubblicata a dicembre 2023 dei piani energetici e climatici presentati dagli Stati Membri in attuazione dell'Accordo di Parigi²², ha rilevato un livello di ambizione insufficiente a raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione previsti. La Commissione ha rilevato in particolare che:

- La riduzione delle emissioni prevista nei 21 piani nazionali già valutati è pari al -51% circa al 2030, a fronte di un obiettivo del -55%;
- Il contributo delle rinnovabili si attesterebbe nel 2030 intorno al 39% del totale dei consumi di energia primaria, a fronte di un obiettivo del 42.5%;
- L'efficienza energetica raggiungerebbe appena il 5.8%, a fronte di un obiettivo dell'11.8%;
- Molti Stati Membri pianificano un'uscita troppo lenta dall'uso di combustibili fossili, in particolare carbone e lignite, e molti continuano a fornire incentivi alle fonti fossili, evidentemente non coerenti con lo sforzo di decarbonizzazione²³.

²² https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_23_6622, European Commission, 2023 (A).

²³ A questo proposito è interessante ricordare che la Commissione Europea (European Commission, 2023 (D)) ha rilevato come la crisi abbia interrotto un trend di diminuzione dei sussidi ai combustibili fossili. Nel 2022 i sussidi ai combustibili fossili, principalmente gas naturale e carburanti per autotrazione, hanno raggiunto i 123 miliardi di EUR nell'Unione Europea. Nonostante i sussidi alle fonti rinnovabili siano in crescita, i sussidi alle rinnovabili sono diminuiti da 88 miliardi di EUR nel 2020 a 86 miliardi di EUR nel 2021 e 87 nel 2022. La Commissione Europea stima che per circa la metà dei sussidi concessi

I piani presentati dovranno essere corretti entro giugno 2024, ma è significativo che ci sia già in partenza una certa riluttanza a programmare un impegno all'altezza della sfida che si profila all'orizzonte.

La proposta di riforma del mercato elettrico

Il secondo risultato raggiunto nel 2023 è l'accordo politico raggiunto da Parlamento Europeo e Consiglio dell'Unione Europea circa il nuovo disegno del mercato elettrico dell'Unione Europea. Questa intesa è di particolare importanza anche per la Svizzera, il cui mercato è strettamente influenzato dalle dinamiche dei paesi vicini.

La proposta avanzata dalla Commissione Europea e poi discussa in sede politica ha due obiettivi fondamentali:

- Svincolare il costo dell'elettricità per i consumatori dal prezzo dei combustibili fossili, responsabili in larga parte della volatilità osservata negli ultimi anni;
- Sostenere lo sviluppo delle fonti rinnovabili.

Gli strumenti proposti per raggiungere questi obiettivi sono principalmente due: i "Power Purchase Agreements" e i "Contratti per Differenza a due vie".

Power Purchase Agreements (PPA)

L'accordo prevede la possibilità per gli Stati Membri di facilitare l'accesso ai PPA, cioè a contratti di lungo periodo tra produttori di elettricità rinnovabile e consumatori di elettricità. Questi contratti esistono già oggi, ma sono quasi sempre adottati solo da produttori e consumatori di dimensioni molto grandi, che possono gestire una notevole complessità burocratica e offrire determinate garanzie finanziarie. L'idea è invece di rendere questi contratti accessibili anche a produttori e consumatori più piccoli, in modo da permettere a una parte crescente dell'offerta e della domanda di lavorare con prezzi noti ex ante e stabili nel tempo. Questa strategia potrebbe rivelarsi molto valida per dare agli investitori un buon grado di sicurezza sul rendimento del loro investimento, senza introdurre incentivi gravosi sulle bollette o sulle finanze pubbliche ed evitando distorsioni del funzionamento dei mercati.

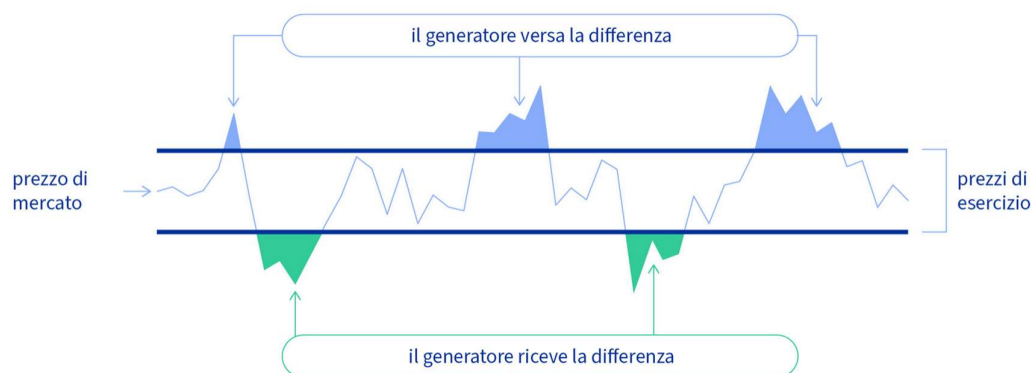
Contratti per differenza (Contracts for Differences, CfD) a due vie

Accanto a questa misura, la proposta di riforma del mercato elettrico prevede la possibilità di incentivare i nuovi impianti mediante contratti per differenza a due vie stipulati tra i titolari di nuova capacità di generazione rinnovabile e lo Stato Membro in cui questi impianti si trovano. Questi contratti, di cui saranno predisposti alcuni schemi standardizzati, garantiscono ai produttori un'integrazione se il prezzo di mercato scende sotto un certo minimo, ma gli chiedono di versare parte del prezzo ricevuto se invece il prezzo di mercato supera un certo massimo (Figura 3.4). In questo modo, il produttore beneficia di una maggiore certezza dei ricavi, a fronte della cessione di una parte del suo profitto in periodi particolarmente fortunati della propria attività. È importante sottolineare che questa forma di incentivo sarà accessibile alla nuova capacità da fonti rinnovabili e alla nuova capacità da fonte nucleare, mentre sarà escluso l'idroelettrico ad accumulazione²⁴. Il gettito eventualmente prodotto da questa operazione dovrà essere redistribuito ai consumatori finali, idealmente anche al fine di abbattere il costo delle bollette.

ai combustibili fossili, cioè circa 65 miliardi di EUR, non sia al momento prevista una data di interruzione, oppure la data prevista per l'interruzione sia successiva al 2030.

²⁴ La bozza concordata da Parlamento Europeo e Consiglio cita infatti: "(a) wind energy; (b) solar energy; (c) geothermal energy; (d) hydropower without reservoir; (e) nuclear energy" (European Commission, 2023 (B)). Stando alle prime valutazioni, questo accordo dovrebbe permettere al governo francese di tenere valido l'accordo raggiunto con EDF per la valorizzazione dell'energia nucleare dopo il 2025, prevista a 70 EUR/MWh in media e con un obbligo di restituzione da parte di EDF quando il prezzo di mercato supera i 78 EUR/MWh.

Figura 3.4 – Contratto per differenza a due vie: schema tipo



Fonte: Consiglio dell'Unione Europea (<https://www.consilium.europa.eu/it/policies/electricity-market-reform/>)

La concorrenza a beneficio dei consumatori

La proposta contiene anche altre misure, tra cui una serie di azioni a tutela dei consumatori, che avranno la possibilità di ricevere informazioni più chiare sulla propria bolletta, a facilitare il cambiamento del fornitore e cumulare più contratti di fornitura con caratteristiche diverse (prezzo fisso, prezzo variabile, ...).

3.4. L'idrogeno e la transizione energetica: il punto della situazione

Un altro tassello importante delle politiche energetiche e climatiche in Svizzera e nell'Unione Europea è rappresentato dal ruolo dell'idrogeno nel contesto della transizione energetica.

Dalla Strategia Europea per l'Idrogeno...

Questo tema è stato oggetto di attenzione sempre crescente dopo la pubblicazione da parte della Commissione Europea, a luglio 2020, della Strategia Europea per l'Idrogeno. Il documento delineava gli sviluppi possibili per l'uso dell'idrogeno a basse emissioni – con particolare attenzione all'idrogeno verde, cioè da fonti rinnovabili – nel processo di decarbonizzazione dell'economia comunitaria. Il documento traeva impulso dal fatto che la discesa dei costi di generazione da fonti rinnovabili stava portando il costo di produzione dell'idrogeno su livelli alti, ma finalmente accettabili per iniziare uno sviluppo su più larga scala. Le numerose incertezze ancora esistenti nella produzione e soprattutto nell'uso di questo vettore energetico spingevano però la Commissione a adottare un approccio prudente, suggerendo l'uso dell'idrogeno a basse emissioni, in primo luogo, per sostituire l'idrogeno grigio già oggi usato in alcuni processi industriali, in secondo luogo, per decarbonizzare i trasporti pesanti e alcuni settori non elettrificabili dell'industria energivora (cd. settori *“hard to abate”*). Anche la struttura del mercato interno dell'idrogeno era descritta in termini cauti, assumendo un probabile inizio in cluster localizzati e, in prospettiva, il trasporto via gasdotto una volta chiariti i vantaggi delle specifiche tecnologie di produzione e consumo e il potenziale di produzione e consumo delle diverse aree geografiche.

... a “Fit for 55” e “Repower EU”: un piano troppo ambizioso?

La pubblicazione della Strategia Europea per l'Idrogeno ha stimolato un dibattito sempre più ambizioso sul ruolo di questo vettore nel processo di decarbonizzazione. I pacchetti “Fit for

55” e “REpower EU” hanno attribuito a questa commodity un ruolo sempre maggiore, con obiettivi di produzione nell’ordine delle 6.7 mln t H2/anno entro il 2030 (Fit for 55), quindi 10 mln t H2/anno cui si sommano 10 mln/t anno di importazioni sempre entro il 2030 (REpower EU).

Alcuni osservatori hanno giudicato questi piani di espansione come difficilmente realizzabili, quantomeno nei tempi previsti. Per produrre 10 mln t di idrogeno verde servirebbe infatti l’intera produzione elettrica rinnovabile dell’Unione Europea. È difficile immaginare che gli Stati Membri dispongano entro il 2030 di una nuova capacità rinnovabile installata tale da consentire questo ampio sviluppo, anche considerando il fatto che l’uso diretto dell’elettricità ove possibile è comunque preferibile rispetto alla trasformazione in idrogeno, in quanto quest’ultima comporta una perdita di energia del 30%-40% nel processo di elettrolizzazione e un’ulteriore perdita di ammontare variabile nella combustione o trasformazione dell’idrogeno stesso.

L’interesse degli operatori industriali

Nonostante queste incertezze, l’interesse degli operatori industriali verso il nuovo settore dell’idrogeno è cresciuto esponenzialmente ed è stata istituita l’iniziativa “*European Hydrogen Backbone*”, un’associazione di gestori di gasdotti interessata a riadattare le infrastrutture esistenti al trasporto di idrogeno, con il vantaggio, non trascurabile, di prolungare la vita utile di asset altrimenti probabilmente ridondanti nell’ambito del processo di decarbonizzazione. Sono stati inoltre sviluppati alcuni progetti di “*Hydrogen Valley*”, cioè distretti industriali focalizzati sulla sperimentazione di tecnologie per la produzione e il consumo dell’idrogeno; alcuni di questi progetti sono stati finanziati da programmi europei di sostegno all’innovazione o all’industria oppure da programmi nazionali dedicati.

Si inizia a definire una cornice regolatoria: idrogeno verde, idrogeno a basse emissioni...

La necessità di indirizzare l’industria nascente nella direzione della decarbonizzazione ha ulteriormente alimentato il dibattito in sede comunitaria. Sono state dunque approvate due definizioni ufficiali di “idrogeno verde”²⁵ e “idrogeno a basse emissioni”²⁶, indispensabili per consentire gli scambi internazionali e, soprattutto, per evitare investimenti in impianti non all’altezza della sfida della mitigazione del cambiamento climatico.

... quindi la regolazione delle infrastrutture di trasporto

La discussione si è poi concentrata sulla forma del mercato dell’idrogeno. La sfida in questo caso è facilitare lo sviluppo delle infrastrutture di trasporto per l’idrogeno (e per gli altri gas decarbonizzati) senza generare posizioni di monopolio distorsive della competizione tra gli operatori, evitando al contempo sovrainvestimenti. La scelta della Commissione Europea è ricaduta su una proposta che ricalca la regolazione del mercato interno del gas naturale. Proprio al momento della stesura di questo Rapporto è stata diffusa la notizia del raggiungimento di un accordo politico tra Parlamento Europeo e Consiglio su questo tema. È verosimile, dunque, che nei prossimi mesi saranno pubblicati la direttiva e il regolamento sul mercato per i gas rinnovabili e l’idrogeno che sono stati l’oggetto di questa negoziazione.

Il rischio di investimenti subottimali rispetto all’obiettivo della decarbonizzazione

L’interesse per l’idrogeno nell’Unione Europea è dunque notevole e alimenta le aspettative di un rapido sviluppo industriale. Oltre alle sfide tecnologiche e di disponibilità di risorse, la difficoltà per i policy maker nazionali e comunitari sarà evitare di incentivare usi subottimali

²⁵ Regolamento Delegato (UE) 2023/1184.

²⁶ Regolamento Delegato (UE) 2023/1185.

dell'idrogeno e delle relative infrastrutture, per non far deragliare il percorso di transizione energetica e non disperdere risorse preziose. Le prime evidenze²⁷ raccolte suggeriscono, per esempio, che l'idrogeno sia economicamente ed ecologicamente meno vantaggioso dell'elettricità nel riscaldamento, nel trasporto terrestre, nel trasporto navale di breve distanza e anche in diversi usi industriali che non richiedono grande calore di processo. Anche il trasporto dell'idrogeno su lunga distanza, specialmente via nave, sembra essere molto costoso e associato a grosse perdite di efficienza per il raffreddamento del gas o la sua trasformazione in ammoniaca. Sarà dunque fondamentale calibrare attentamente incentivi e investimenti, anche alla luce dell'evoluzione delle tecnologie di produzione, trasporto e consumo.

La posizione della Svizzera: consumi e produzioni ancora limitati

La posizione della Svizzera in questo ampio e pervasivo scenario è stata finora, soprattutto, di osservazione.

Il consumo di idrogeno grigio dell'industria svizzera è relativamente limitato: l'ultimo dato disponibile, relativo al 2018, lo posiziona a circa 13'000 tonnellate. Nello stesso anno la produzione si attestava a circa 21'500 tonnellate, prodotte principalmente da idrocarburi. Negli ultimi anni sono stati avviati alcuni investimenti per la produzione di idrogeno verde, principalmente da fonte idroelettrica, e per l'uso di idrogeno verde nei trasporti pesanti.

La richiesta di una strategia svizzera per l'idrogeno

L'osservazione di queste iniziative isolate e l'evoluzione del dibattito nell'Unione Europea hanno portato alcuni rappresentanti del mondo politico a sollecitare la definizione di una strategia svizzera per l'idrogeno: la pubblicazione di questo documento da parte del Consiglio Federale è attesa per il 2024, a valle di una fase di studio e valutazione tuttora in corso.

Le principali difficoltà: idrogeno a basso costo e interconnessioni con i paesi vicini

Le difficoltà principali per la Confederazione sono:

- Sviluppare una filiera interna dell'idrogeno verde o a basse emissioni, tenendo conto del fatto che i costi di produzione di questa commodity saranno probabilmente più alti in Svizzera che all'estero;
- Sviluppare una cornice regolatoria coerente con quella dei vicini paesi europei sia per la definizione di idrogeno verde e a basse emissioni, in modo da consentire scambi trasparenti, sia per l'uso delle infrastrutture di trasporto. Questi due elementi saranno fondamentali per una buona integrazione del mercato svizzero dell'idrogeno con i paesi vicini, e dunque per garantire l'approvvigionamento di idrogeno verde a basso costo.

A quest'ultimo proposito sarà opportuno seguire con particolare attenzione le opportunità disponibili per il gasdotto Transitgas, che attraversa la Svizzera in direzione Nord-Sud, collegando il mercato italiano con i corrispondenti tedesco, olandese e francese. Il Transitgas potrebbe essere riconvertito al trasporto dell'idrogeno, come testimoniato dall'adesione del gestore Fluxswiss alla *European Hydrogen Backbone*. Questa decisione dovrà però essere calibrata con attenzione, per evitare di lasciare a secco eventuali consumatori svizzeri di gas naturale riforniti mediante quella tratta.

²⁷ Bundesrat, 2023; Carlini C., Moneta D., Rossi M., 2023.

I punti di forza: capacità di innovare e possibilità di selezionare le opportunità più vantaggiose

La Confederazione ha, d'altro canto, importanti punti di forza nello sviluppo di una filiera dell'idrogeno: il primo è la grande capacità di innovazione che storicamente caratterizza l'economia svizzera, il secondo è il fatto che, essendo poco sbilanciata sul gas naturale, la Svizzera può permettersi di cogliere le migliori opportunità per l'uso dell'idrogeno, senza dover assecondare le esigenze di un'industria che nei prossimi anni sarà necessariamente chiamata ad affrontare una radicale trasformazione.

4. Uno sguardo al 2024

Gli anni a partire dal 2020 hanno messo a dura prova gli analisti, confrontati con una serie di eventi e tendenze difficilmente prevedibili: dal crollo della domanda di energia nel periodo pandemico alle strozzature nelle filiere di approvvigionamento osservate nella seconda metà del 2021, dalla siccità record del 2022 alla guerra tra Russia e Ucraina e così via. Anche formulare una previsione per il 2024 è particolarmente complesso, alla luce sia delle tensioni geopolitiche che rimangono all'orizzonte, sia delle incertezze legate all'evoluzione delle condizioni meteorologiche. Si cercherà, pertanto, di individuare e descrivere i fattori che potrebbero spingere al rialzo o al ribasso disponibilità e prezzi dell'elettricità sul mercato all'ingrosso in Svizzera.

Il mercato elettrico: domanda...

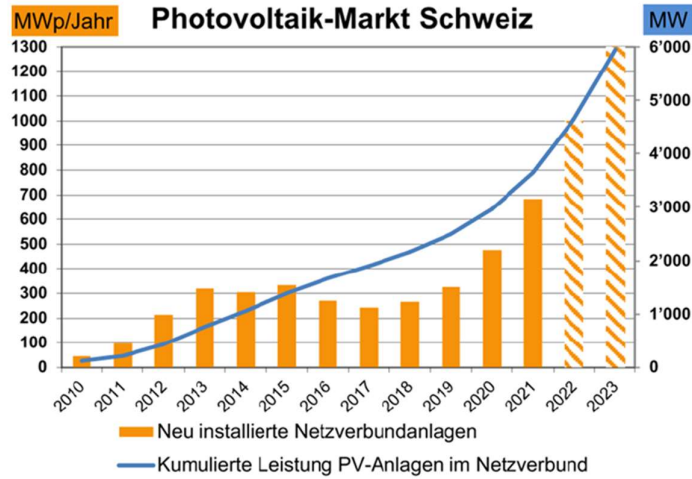
Il primo punto da considerare è l'equilibrio tra domanda e offerta di elettricità in Svizzera e nei paesi confinanti.

Per quanto riguarda la domanda in Svizzera, una prima spinta al rialzo deriverà probabilmente dal fatto che la campagna di promozione dell'efficienza energetica organizzata tra 2022 e 2023 dovrebbe aver esaurito i propri effetti, anche in conseguenza della minore preoccupazione per il rischio di scarsità e della riduzione dei prezzi dell'elettricità per alcuni segmenti di consumo, ad esclusione del servizio universale. Un'altra spinta al rialzo arriverà inoltre, come negli ultimi anni, dalla tendenza verso la progressiva elettrificazione dei consumi. Queste tendenze sono comuni alla maggior parte dei paesi europei.

In senso opposto, la stessa crisi energetica e i timori di scarsità fisica o volatilità dei prezzi hanno dato un forte impulso all'investimento in impianti per l'autoconsumo, in grado di garantire una fornitura locale, affidabile e a prezzi stabili e prevedibili. Gli anni 2022 e 2023 hanno registrato in Ticino e in Svizzera un'impennata nelle installazioni di impianti fotovoltaici di piccola e media scala (Figura 4.1): l'elettricità prodotta da questi pannelli contribuisce a compensare almeno in parte i maggiori consumi legati alla predetta spinta all'elettrificazione, riducendo la domanda contendibile sul mercato all'ingrosso. Sul fronte dei consumi del settore industriale, inoltre, le previsioni circa l'andamento dell'economia svizzera descrivono una crescita modesta²⁸, che legittima l'aspettativa di una domanda tendenzialmente stabile per questo segmento di consumo. A livello europeo il rallentamento dell'economia tedesca e in particolare del settore manifatturiero giustifica l'aspettativa di un andamento non brillante della domanda industriale.

²⁸ <https://www.seco.admin.ch/seco/it/home/seco/nsb-news.msg-id-99360.html>.

Figura 4.1 – Nuove installazioni di impianti fotovoltaici in Svizzera (nuovi MW installati per anno)



Fonte: "Markt Schweiz: Rückblick und Ausblick" - PV Tagung 20 marzo 2023, citato in: SUPSI-DACD-ISAAC, SPAAS, UEN, 2023

... offerta...

Dal lato dell'offerta, la Svizzera e l'Unione Europea si trovano ad affrontare il 2024 con un parco di generazione leggermente meno esposto sul fronte del gas naturale e più forte sul fronte delle nuove rinnovabili. La Figura 4.2 mostra, infatti, come la capacità installata per il solare e l'eolico sia aumentata rispettivamente del 33% e del 13% circa rispetto all'inverno 2022/2023, assestandosi a un livello superiore rispetto a quella alimentata a gas naturale, che invece è in declino. La generazione degli impianti solari ed eolici dipende naturalmente dalle condizioni meteorologiche, ma l'incremento osservato contribuisce a garantire un maggiore margine di sicurezza.

L'aumento registrato dalle nuove fonti rinnovabili si combina con il ritorno a regime delle centrali nucleari francesi, dopo la serie di manutenzioni non rimandabili realizzate nel corso del 2022.

ENTSO-E, l'associazione europea dei gestori di rete, stima dunque che il "Critical Gas Volume", cioè la quantità di gas necessaria a garantire l'assenza di blackout elettrici in Europa, sia diminuito del 10% dall'inverno 2022 e possa ridursi di un ulteriore 10% con misure di efficienza energetica analoghe a quelle adottate durante lo scorso inverno.

Figura 4.2 – Capacità installata in Europa per fonte negli inverni 2022/2023 e 2023/2024 (GW)

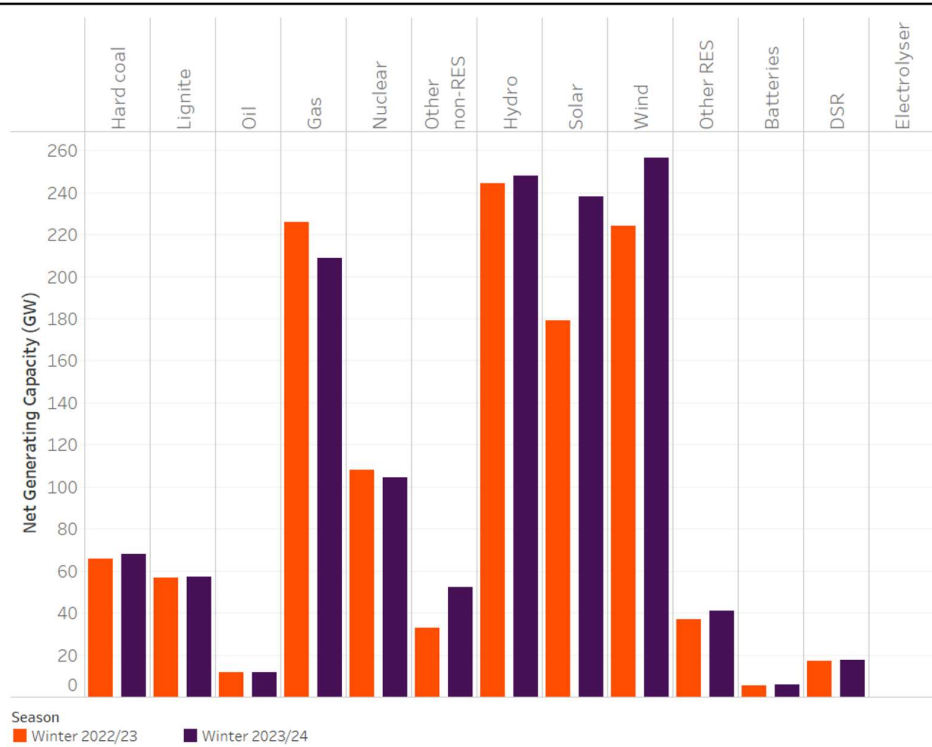


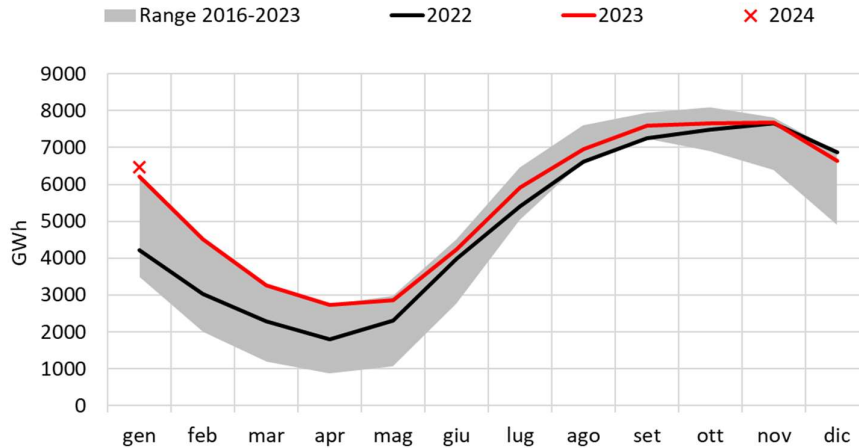
Figure 1 Generation capacity change over year: winter outlook 2023–2024 vs winter outlook 2022–2023

Fonte: ENTSO-E, 2024

Focus: i bacini idroelettrici riprendono quota

Sempre sul fronte dell’offerta, la Svizzera affronta l’inverno con un buon livello di riempimento dei bacini idroelettrici di accumulazione: il dato di inizio gennaio 2024 è in linea con le annate migliori e garantisce, per ora, un buon margine di sicurezza e redditività (Figura 4.3).

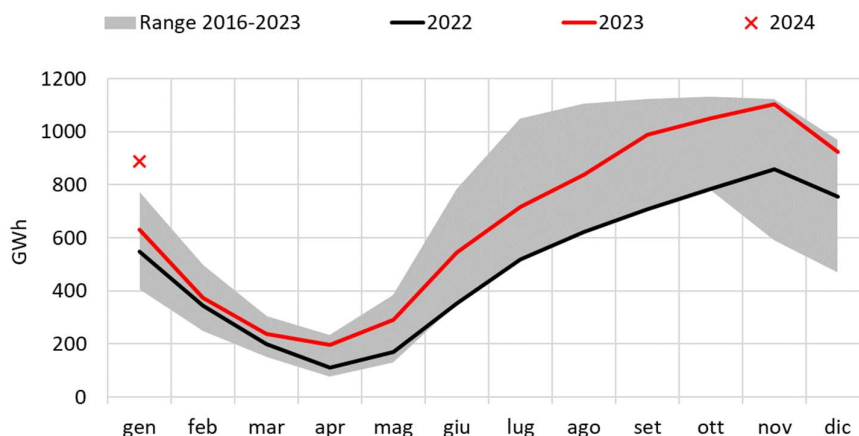
Figura 4.3 – Riempimento dei bacini idroelettrici di accumulazione in Svizzera (media mensile in GWh, ultimo dato 01.01.2024)



Ultimo dato: 01.01.2024
Fonte: UFE

Lo stesso vale anche per il Ticino, dove nel corso del 2022 sono stati toccati i minimi storici in conseguenza della siccità che ha colpito tutta l'area mediterranea (Figura 4.2) e che ha causato una diminuzione superiore al 40% nelle produzioni idroelettriche del gruppo AET²⁹. Anche in questo caso, dopo un graduale recupero da fine 2022, il 2024 si apre con un ritorno su livelli in grado di garantire migliori margini di sicurezza e di redditività.

Figura 4.4 – Riempimento dei bacini idroelettrici di accumulazione in Ticino (media mensile in GWh, ultimo dato 01.01.2024)



Ultimo dato: 01.01.2024
Fonte: UFE

... e disegno di mercato

Accanto alle dinamiche di domanda e offerta, la valutazione dell'evoluzione attesa per il mercato all'ingrosso dell'elettricità deve necessariamente tenere conto, nel medio periodo, della proposta di riforma su cui si è raggiunto il consenso politico a livello comunitario³⁰.

Questa proposta, già commentata a pagina 31, punta, in sostanza, a far uscire una quota sempre maggiore di generazione rinnovabile (intermittente) dalla curva di offerta sul mercato all'ingrosso. A questa generazione sarà garantita, fuori dal mercato all'ingrosso, una remunerazione meno variabile, concordata più o meno direttamente con i consumatori o con i loro intermediari. La nuova curva di offerta che determinerà il prezzo di mercato risentirà dunque in misura minore dell'impatto delle produzioni con costi variabili molto bassi o nulli, e sarà invece guidata soprattutto dal costo marginale degli impianti che possono modulare la produzione. Il prezzo di equilibrio sul mercato all'ingrosso sarà dunque sempre meno un indicatore del valore di mercato dell'elettricità in quanto tale e sempre più un indicatore del valore della flessibilità e della sicurezza. L'indicazione di prezzo sarà dunque informativa soprattutto per il valore dei volumi necessari a compensare l'intermittenza delle nuove fonti rinnovabili: dei volumi indispensabili, ma quantitativamente meno rilevanti.

Questo cambiamento interesserà indirettamente anche la Svizzera, a causa delle forti connessioni esistenti con i mercati dell'Unione Europea. Le conseguenze di questo cambiamento potrebbero essere molto positive per la valorizzazione dell'idroelettrico svizzero. D'altra parte, sarà importante che la strategia di approvvigionamento dei fornitori e i meccanismi di formazione del prezzo per i clienti del servizio universale tengano conto del

²⁹ AET, 2023.

³⁰ European Commission, 2023 (B).

diverso ruolo del mercato all'ingrosso in questo contesto. Sarà dunque fondamentale mantenere adeguati meccanismi di tutela dei piccoli consumatori che, a differenza dei loro omologhi europei, non possono cambiare fornitore o, in prospettiva, cumulare più contratti con fornitori diversi.

La grande incognita: il mercato del gas

Nell'immediato, comunque, l'incognita che pesa di più sull'evoluzione dei prezzi nel 2024 è l'equilibrio del mercato europeo e mondiale del gas, dal momento che, come già detto nel capitolo 2, questa fonte determina il prezzo dell'elettricità in un numero molto elevato di ore all'anno.

Un calo strutturale della domanda?

Nel vecchio continente la domanda di gas naturale sembra in stabile declino, sia per via delle temperature mediamente più alte nei mesi invernali, sia per la graduale sostituzione del gas negli usi domestici con fonti rinnovabili elettriche o termiche, sia, infine, a causa della minore competitività della generazione a gas, specialmente nelle fasi caratterizzate da prezzi alti.

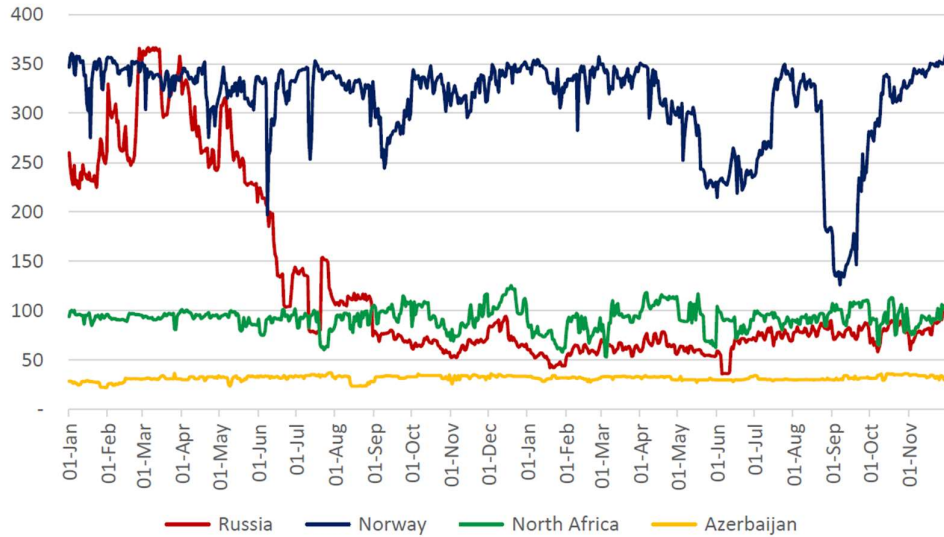
Al netto di questa tendenza di lungo periodo, le maggiori incertezze per il 2024 riguardano il permanere della spinta a ridurre i consumi per motivi di sicurezza e l'andamento della domanda del settore industriale. Questo segmento ha registrato nel 2022 un vero e proprio tracollo dei consumi, in particolare nei settori ad alta intensità di prelievi, come la chimica e la metallurgia. È ancora presto per dire se questo drastico calo sia, nei fatti, una distruzione permanente di parte della domanda e, dunque, di un cambiamento strutturale destinato a restare. Nel complesso comunque, complice anche il quadro macroeconomico incerto, non si è osservato finora un vigoroso rimbalzo; solo l'evoluzione della produzione industriale nei prossimi mesi permetterà di individuare e quantificare eventuali discontinuità di natura permanente.

L'offerta: meno gasdotti, più terminali

Sul fronte dell'offerta, l'Europa si appresta ad affrontare gli ultimi tre mesi d'inverno con forniture dalla Russia ai minimi ma, finalmente, vigorosi flussi via gasdotto dalla Norvegia, dopo pesanti riduzioni legate ad attività di manutenzione tra marzo e ottobre 2023, e flussi in linea con la media storica dal Nord Africa (Figura 4.5).

Fermo restando che la guerra in corso tra Russia e Ucraina lascia poche certezze circa la continuità dei flussi di gas via gasdotto da est, i maggiori problemi si potranno verificare verso la fine del 2024, quando si chiarirà il quadro circa la rinegoziazione dei contratti di transito attraverso l'Ucraina. Un'ulteriore diminuzione rispetto ai già esigui volumi trasportati potrebbe mettere ulteriormente alla prova la solidità del mercato interno del gas naturale e delle sue vecchie e nuove interconnessioni.

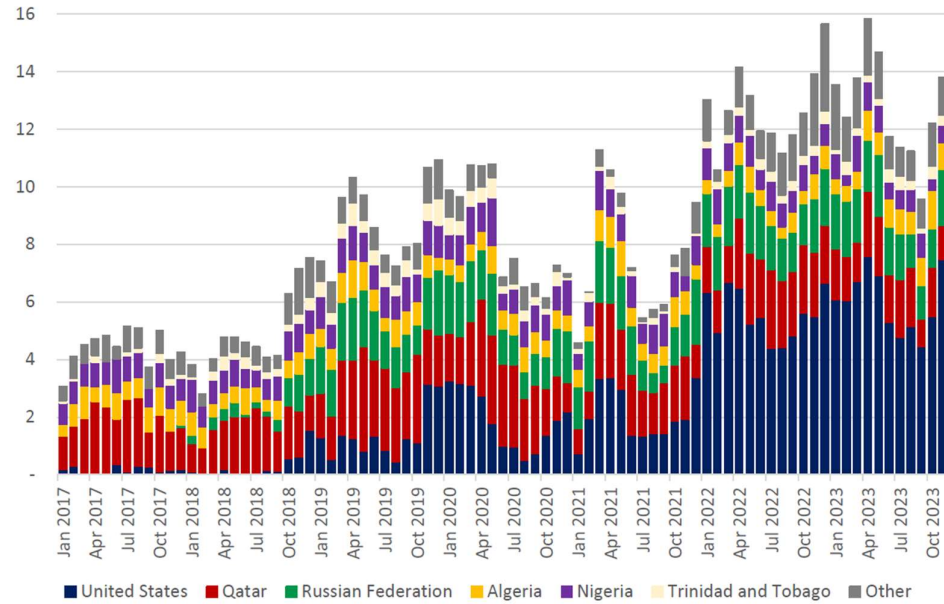
Figura 4.5 – Importazioni giornaliere di gas in Europa per origine da gennaio 2022 (milioni di metri cubi al giorno)



Fonte: OIES, 2023 (B)

Sul fronte del GNL, invece, dopo l'incremento massiccio delle forniture dagli Stati Uniti nel pieno della crisi gas (Figura 4.6), l'Europa beneficia finalmente dei risultati di un grosso investimento nello sviluppo di nuova capacità di rigassificazione. Nel complesso, infatti, la capacità disponibile in Europa è passata infatti dai circa 220 mld mc/anno di agosto 2022 ai quasi 250 mld mc/anno di settembre 2023.

Figura 4.6 – Importazioni di GNL in Europa per origine fino a novembre 2023 (miliardi di metri cubi al mese)



Fonte: OIES, 2023 (B)

Il mercato mondiale del GNL: l'offerta tiene il passo?

Questo aumento, però, potrebbe non essere sufficiente se l'offerta di GNL a livello mondiale dovesse subire restrizioni impreviste. In effetti, nonostante gli aumenti di capacità di liquefazione registrati tra 2019 e 2022, gli esperti concordano che la maggiore espansione dell'offerta di GNL si osserverà soltanto tra 2025 e 2028³¹. Questo dato è importante perché, dopo l'importante ristrutturazione del portafoglio di approvvigionamento a cui è stata costretta per via della crisi, oggi l'Europa si trova a competere sul mercato globale per una quota sostanziale dei propri volumi e non più, come in passato, per una fornitura marginale. La situazione di relativa calma osservata nella seconda metà del 2023 è legata anche al fatto che nel 2023 la domanda di Cina e Giappone è rimasta sotto ai livelli del 2021, complice anche la situazione economica. Una ripresa dei consumi in Asia potrebbe però portare a nuove tensioni, con prevedibili conseguenze sul fronte dei prezzi. Anche la guerra in corso in Israele e le sue ricadute in termini di difficoltà di transito delle navi rappresentano, in questo caso, un ulteriore fattore di incertezza.

Quali conseguenze per il Ticino?

Le aziende elettriche ticinesi si trovano davanti a un anno complesso. Tra i fattori positivi, che giustificano una certa tranquillità, si contano la ripresa delle produzioni idroelettriche e il buon livello di riempimento dei bacini, nonché le minori preoccupazioni per la sicurezza degli approvvigionamenti di gas. Rimangono però molti rischi legati all'evoluzione delle condizioni meteorologiche, in particolare della piovosità sempre meno prevedibile, e alla possibile interruzione di alcune catene internazionali di approvvigionamento dei combustibili fossili.

Le risposte possibili: espansione e diversificazione delle rinnovabili

La strada intrapresa da AET e dalle aziende di distribuzione prevede un sempre maggiore ricorso alle fonti rinnovabili, l'unica strada al momento percorribile per ridurre la dipendenza da mercati caratterizzati da una volatilità intrinseca molto elevata.

AET, da tempo impegnata in questa direzione, è coinvolta nel già citato innalzamento della diga del Sambuco, ma anche nell'installazione di pannelli fotovoltaici sugli edifici propri (previsti 2 MW) e del Cantone (previsti 20 MW) entro il 2035 e, in collaborazione con AIL e SES, nell'installazione di circa 4 MW di pannelli fotovoltaici sui ripari fonici lungo l'autostrada entro il 2030. A questi corposi investimenti si somma la possibilità di espandere la capacità di generazione del parco eolico del Gottardo, che ha tuttavia tempi incerti.

L'espansione della capacità rinnovabile e la diversificazione delle fonti, privilegiando investimenti con un ridotto impatto visivo e dunque una minore probabilità di suscitare opposizione, offre nel medio periodo importanti garanzie di sicurezza delle forniture e riduzione della variabilità dei costi. Anche l'uso di PPA, su un modello simile agli accordi stipulati per la copertura fotovoltaica degli edifici cantonali, potrebbe contribuire a fornire una maggiore sicurezza dei ricavi ai realizzatori della nuova capacità e dei costi ai consumatori.

Nel medio periodo, inoltre, alcune delle novità introdotte nell'atto mantello approvato nell'autunno 2023 potranno, sperabilmente, snellire il fardello burocratico e dunque favorire una più veloce realizzazione di nuovi impianti rinnovabili, sia da parte delle aziende elettriche, sia da parte di investitori e auto produttori.

Reti, consumatori e nuovi modelli di partecipazione

La crescita delle fonti rinnovabili intermittenti e la diffusione dell'autoconsumo porranno nuove sfide sia sotto il profilo della gestione delle reti, sia nello sviluppo di un sistema tariffario equo verso le fasce più deboli della popolazione.

³¹ OIES, 2023 (B).

Una delle possibilità da tenere in considerazione per tenere insieme questi due aspetti potrebbe essere quella delle comunità energetiche virtuali previste nell'atto mantello. Queste aggregazioni potrebbero rendere i consumatori più attenti ai propri consumi e più disponibili a adeguare i propri prelievi, con importanti benefici per le reti di distribuzione; al contempo, potrebbero estendere i benefici della transizione energetica anche ai consumatori con minori capacità di investimento. In prospettiva, le comunità energetiche (o altre associazioni o aggregazioni di cittadini) potrebbero anche facilitare la partecipazione attiva delle persone nella transizione, per esempio attraverso sistemi di co-decisione e investimento collettivo nei nuovi impianti, con possibili ricadute positive sotto il profilo dell'accettazione sociale e del contenimento dei costi dell'energia per i consumatori finali, soprattutto quelli economicamente fragili, riducendo il rischio di povertà energetica.

Gli ultimi due anni sono stati particolarmente difficili per i consumatori che, oltre a fronteggiare costi crescenti dell'energia, cominciano a intravedere la portata della sfida imposta dalla transizione. Le aziende elettriche del Cantone, attive lungo quasi tutta la filiera, hanno il compito fondamentale di accompagnare cittadini, imprese e comunità in questo percorso, rimanendo attente alla sensibilità del territorio ma anche alle opportunità offerte dalle nuove tecnologie.

Riferimenti

- ACER (European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators), 2023: "ACER-CEER annual report monitoring the internal gas market in 2022 and 2023"
- AET (Azienda Elettrica Ticinese), 2023: "Rapporto annuale 2022"
- Barnes A., 2023: "EU Joint Purchasing of Gas – an assessment", OIES Paper: NG 184
- Bundesrat, 2023: "Wasserstoff. Auslegeordnung un Handlungsoptionen für die Schweiz"; Bericht der Bundesrates in Erfüllung des Postulates 20.4709 Candinas, 18.12.2020
- Carlini C., Moneta D., Rossi M., 2023: "Nuove Potenzialità per l'Utilizzo dell'Idrogeno nel Trasporto Pubblico Locale su Gomma: Valutazioni e Aspetti Critici", 5° Seminario - Giornate di Studio "Sistema di Trasporto su Gomma per i Passeggeri", Roma
- DT, DFE (Dipartimento del Territorio, Dipartimento delle Finanze e dell'Economia), 2023: "Piano Energetico Climatico Cantonale – Strategia 2022", Rapporto per la Consultazione, gennaio 2023
- European Commission, 2023 (A): "Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions – EU wide assessment of the draft updated National Energy and Climate Plans - An important step towards the more ambitious 2030 energy and climate objectives under the European Green Deal and RePowerEU", COM(2023) 796 final
- European Commission, 2023 (B): "Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council amending Regulations (EU) 2019/943 and (EU) 2019/942 as well as Directives (EU) 2018/2001 and (EU) 2019/944 to improve the Union's electricity market design", COM(2023) 148 final
- European Commission, 2023 (C): "Quarterly report on European electricity markets – With focus on price developments in 2022", Volume 15 (issue 4, covering fourth quarter of 2022)
- European Commission, 2023 (D): "Report from the Commission to the European Parliament, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions – State of the Energy Union Report 2023 (pursuant to Regulation (EU) 2018/1999 on the Governance of the Energy Union and Climate Action)", Brussels, 24.10.2023
- IEA (International Energy Agency), 2023: "Switzerland 2023 – Energy Policy Review"
- OIES (Oxford Institute for Energy Studies) (A), 2023: "Quarterly Gas Review: Gas Markets in 2023 - Tracking Key Metrics", October 2023
- OIES (Oxford Institute for Energy Studies) (B), 2023: "European Gas Market Supply & Demand: Winter Outlook 2023/24", December 2023
- SUPSI-DACD-ISAAC, Sezione protezione aria, acqua e suolo (SPAAS), Ufficio dell'energia (UEn), 2023: "Impianti fotovoltaici in Ticino 2022", giugno 2023
- UFE (Ufficio Federale dell'Energia), 2023: "Strategia Energetica 2050 – Rapporto di Monitoraggio 2023 – Versione sintetica"

Contact

Osservatorio Finanze Pubbliche ed Energia (O-FPE)
c/o Istituto di Ricerche Economiche (IRE)
Università della Svizzera italiana
Via Buffi 6
6900 Lugano
Svizzera

e-mail alessandra.motz@usi.ch
web www.usi.ch

© Università della Svizzera italiana