

Università
della
Svizzera
italiana

Istituto
di
ricerche
economiche

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

Il mercato all'ingrosso dell'elettricità – 2022



Data di pubblicazione: gennaio 2023

Per ulteriori informazioni:

Osservatorio Finanze Pubbliche ed Energia

Istituto di Ricerche Economiche IRE
Università della Svizzera italiana
Via Buffi 6
6900 Lugano
Svizzera

e-mail: ofpe_energia@usi.ch
alessandra.motz@usi.ch
Tel: +41 58 666 41 67
web www.ofpe.usi.ch

Executive summary

Anni di crisi

Gli anni tra il 2020 e il 2022 hanno messo a dura prova il sistema elettrico svizzero e, più in generale, il sistema energetico europeo, richiedendo una serie di misure di gestione dell'emergenza e di assestamento per il medio periodo da parte dei policy maker in Svizzera e nell'Unione Europea.

Torna alla ribalta il problema della scarsità

Sul fronte delle quantità, il 2022 ha visto tornare prepotentemente alla ribalta il tema della scarsità di energia, legata non solo alla grande siccità che ha compromesso le produzioni dell'idroelettrico in Europa e alla debolezza della flotta nucleare francese, ma anche e soprattutto al rischio concreto di un'interruzione delle forniture di gas – con ovvie conseguenze sulla generazione termoelettrica - per via del conflitto tra Russia e Ucraina e di un equilibrio del mercato globale del gas, decisamente sfavorevole agli importatori.

I prezzi dell'elettricità dal minimo al massimo in tre anni

Sul fronte dei prezzi, dopo i minimi storici toccati nel 2020, le quotazioni dell'elettricità e delle altre commodity energetiche in Svizzera e nel resto d'Europa hanno affrontato un veloce recupero, culminato nell'estate 2022 con una serie di record, seguiti in autunno da una stabilizzazione su livelli comunque molto elevati rispetto al passato. Nel dettaglio, il prezzo dell'elettricità in Svizzera è passato dai 34.0 EUR/MWh del 2020 ai 100.6 EUR/MWh del 2021 fino ai 298.8 EUR/MWh dei primi undici mesi del 2022, con un picco a ben 487.6 EUR/MWh ad agosto e un successivo calo fino a 219.1 EUR/MWh a novembre. Le principali borse elettriche europee hanno seguito da vicino questa dinamica, con il mercato tedesco leggermente al ribasso e il mercato italiano lievemente al rialzo rispetto alla Svizzera.

Prezzi alle stelle per gas, carbone ed EUA; il petrolio cresce meno

La crescita del prezzo dell'elettricità nel 2022 è stata trainata principalmente dai prezzi del gas: da un lato, il costo di questa commodity è aumentato vertiginosamente; dall'altro, la generazione a gas ha spesso fatto da buffer rispetto agli ammanchi della generazione idroelettrica e del nucleare.

Le quotazioni a pronti al TTF olandese, il mercato del gas più liquido del continente, sono passate dai circa 10 EUR/MWh del 2020 a circa 46 EUR/MWh nel 2021 e 123.5 EUR/MWh nei primi undici mesi del 2022, con un picco oltre i 230 EUR/MWh in media mensile nel mese di agosto e un ritorno sotto i 100 EUR/MWh tra ottobre e novembre. Nello stesso periodo il carbone è passato dai 50 USD/MT del 2020 ai 117.7 USD/MT del 2021 e ai 292.0 USD/MT del periodo gennaio-novembre 2022; un aumento notevole, ma comunque minore rispetto a quello del gas. Il petrolio ha visto invece una crescita più contenuta, dai 41.6 USD/bbl del 2020 ai 70.7 USD/bbl del 2021 fino ai 105.5 USD/bbl dei primi undici mesi del 2022. Il prezzo dei permessi di emissione (EUA) è quadruplicato in soli tre anni, passando dai 23.5 EUR/MT del 2020 ai 53.1 EUR/MT del 2021 e ai 79.3 EUR/MT del periodo gennaio-novembre 2022, comunque non sufficienti a innescare il coal-to-gas switch, dato il livello vertiginoso del costo del gas.

Le cause della crisi: sotto-investimento e guerra

La crescita generalizzata dei prezzi delle commodity energetiche è legata alla ripresa della domanda globale, soprattutto asiatica, dopo l'allentamento delle restrizioni legate alla pandemia, a fronte anni di sotto-investimento nelle infrastrutture energetiche fossili e rinnovabili. Nel caso del gas l'aumento è stato particolarmente marcato in Europa dopo lo scoppio della guerra in Ucraina per il graduale venir meno di una grossa parte delle forniture dalla Russia, che prima assommavano al 50% circa per un continente dipendente dalle importazioni per circa l'80% dei consumi. Nella primavera ed estate 2022, infatti, Gazprom ha progressivamente azzerato l'export lungo i gasdotti Yamal e Nord Stream 1 e ridotto i flussi attraverso il gasdotto ucraino. Solo la disponibilità di carichi di GNL, acquistati a caro prezzo sul mercato internazionale, ha permesso di ripristinare le scorte invernali ed evitare il razionamento o l'interruzione dell'offerta.

La reazione delle istituzioni svizzere e comunitarie

Le istituzioni svizzere ed europee hanno reagito alla crisi dell'offerta con una serie di misure di emergenza, finalizzate in primo luogo a evitare interruzioni fisiche, in secondo luogo a mitigare gli aumenti dei prezzi e il loro impatto su consumatori e imprese.

La Confederazione ha introdotto già in primavera un credito da 10 miliardi di CHF per fornire liquidità alle imprese elettriche di rilevanza sistemica, per evitare che eventuali problemi di liquidità legati agli alti costi di accesso alle borse dell'energia ne bloccassero l'operatività. Nel corso dell'estate ha poi introdotto un obbligo di costituzione di scorte di gas all'estero e di stipula di contratti di opzione per la consegna di gas non russo nell'inverno 2022/2023, promosso la costituzione di capacità di generazione di riserva, incentivato il risparmio di energia presso i cittadini e le imprese e iniziato a riflettere sulle eventuali strategie di razionamento. In autunno è stata inoltre approvata l'"offensiva solare", una norma che richiede l'installazione di pannelli fotovoltaici sugli edifici pubblici e promuove la realizzazione di nuovi parchi fotovoltaici sulle Alpi.

Anche la Commissione Europea si è mossa su una linea analoga, pubblicando tra marzo e maggio 2022 il piano REPower EU, una serie di misure di contenimento dei consumi e promozione delle fonti rinnovabili che, accelerando la transizione energetica rispetto al pacchetto Fit for 55, si propongono di ridurre quanto prima la dipendenza dalle importazioni di combustibili fossili di provenienza russa. REPower EU è stato accompagnato da altre misure: un obbligo di riempimento degli stoccaggi all'80% al 1° novembre 2022 (obiettivo raggiunto e ampiamente superato) e al 90% al 1° novembre 2023, una richiesta di contenere i consumi invernali di gas del 15% rispetto al quinquennio precedente, ed infine un cap dinamico al prezzo del gas, introdotto nonostante un certo scetticismo di molti osservatori per mitigare l'impatto della crisi sulle bollette dei consumatori finali.

Le incognite del 2023 e le strategie per affrontare il futuro

Nonostante sia la Confederazione, sia l'Unione Europea abbiano reagito prontamente alla crisi e intrapreso un "soft path" di decarbonizzazione più spinta per evitare il ripetersi di simili eventi in futuro, le prospettive per il 2023 riservano ancora molte incognite, soprattutto per quanto riguarda le dinamiche del mercato del gas.

Le condizioni meteorologiche avranno un grosso influsso sulla domanda di gas a fini di riscaldamento e di generazione di elettricità, e dunque sugli stessi prezzi del gas e dell'elettricità. La domanda di gas dell'industria ha visto finora una marcata riduzione pur a fronte di livelli di output quasi inalterati, ma è probabile che i margini di efficienza siano vicini all'esaurimento e non è chiaro quali proporzioni potrebbe assumere un eventuale rimbalzo dei prelievi. Anche la continuità delle forniture russe è soggetta a una grande incertezza, data l'imprevedibilità che caratterizza i contesti di guerra. Il mercato del GNL, infine, sarà condizionato dall'evoluzione della domanda cinese, per la quale si attende un rimbalzo, ma con tempi ed entità ancora incerti.

L'evoluzione dello scenario del mercato all'ingrosso dell'elettricità in Svizzera e nel Canton Ticino sarà probabilmente determinata in larga misura da eventi di rilevanza europea o globale, su cui gli operatori nazionali e cantonali potranno incidere solo marginalmente. Proseguire e accelerare nell'efficienza energetica, nell'investimento nelle fonti rinnovabili e nell'innovazione, nel solco segnato già da alcuni anni, è probabilmente la strada migliore per garantire la sicurezza e la sostenibilità economica ed ecologica delle forniture nel breve, medio e lungo periodo.

Indice

Introduzione	5
1. Il prezzo dell'elettricità sui mercati all'ingrosso.....	7
1.1 Domanda e offerta di elettricità.....	7
1.2 Il prezzo all'ingrosso dell'elettricità	9
1.3 Le determinanti delle tendenze dei prezzi	10
1.4 Gas, carbone e petrolio: i prezzi dei combustibili nel 2022	12
1.5 Il prezzo dei permessi di emissione (EUA).....	24
2. Politiche e politica: la Svizzera e l'Europa alla prova della crisi	26
3. Uno sguardo sul 2023.....	34
Bibliografia	39

Introduzione

I mercati dell'energia sulle montagne russe: dai minimi ai massimi in soli tre anni

Il 2022 ha messo a dura prova il sistema elettrico svizzero ed europeo e, più in generale, l'intera filiera dell'energia in Europa e nel mondo. La lunga serie di ribassi iniziata nel 2019 sui mercati europei e globali per le principali commodity energetiche (gas, elettricità, carbone, petrolio), culminata nell'estate 2020, è stata interrotta alla fine del 2021 da una rapida inversione di rotta principalmente legata alla ripresa economica post-COVID. I rialzi dei prezzi dell'energia, inaspriti all'inizio del 2022 dalla crisi legata alla guerra tra Russia e Ucraina, hanno raggiunto alla fine dell'estate i picchi più alti mai registrati¹. Verso la fine dell'anno, pur mantenendosi su livelli elevati, i prezzi di gas, elettricità e carbone hanno cominciato a scendere.

Scarsità, volatilità, complessità

Nel complesso, lo scenario del mercato elettrico svizzero ed europeo nel 2022 è stato caratterizzato da tre elementi:

- Il rischio di scarsità dell'energia, un bene la cui disponibilità nelle quantità desiderate era data quasi per scontata nei mesi e, al netto di alcune problematiche puntuali, anche negli anni precedenti;
- La volatilità dei prezzi, decuplicati nel volgere di pochi mesi e soggetti a continue e, a tratti, difficilmente prevedibili oscillazioni, con conseguenti, rilevanti ricadute sugli operatori della filiera;
- Ed infine la complessità, cioè la molteplicità di fattori eterogenei e spesso interrelati che hanno avuto un impatto sulla disponibilità e sul prezzo dell'energia. L'ordinaria amministrazione dei sistemi energetici è già caratterizzata sia da un'evoluzione molto rapida delle tecnologie e delle politiche, sia da dinamiche estreme delle variabili meteorologiche. In questo contesto la combinazione della crisi della domanda legata al COVID, dei colli di bottiglia occorsi lungo molte catene internazionali di approvvigionamento e, in ultima battuta, della crisi geopolitica conseguente alla guerra tra Russia e Ucraina hanno avuto un impatto dirompente. Questo ha complicato notevolmente il quadro di riferimento per gli attori chiamati a prendere decisioni, spesso in tempi ristretti e in uno scenario di emergenza.

Una tregua duratura?

Al momento della stesura di questo Rapporto la situazione sul fronte della sicurezza degli approvvigionamenti sembra sotto controllo e i prezzi dell'elettricità e del gas naturale in Svizzera e in Europa hanno ripiegato rispetto ai massimi toccati nell'autunno 2022, pur mantenendosi su livelli che sarebbero apparsi impensabili fino a pochi anni fa. Il futuro lascia però intravedere numerosi elementi di incertezza per il breve e il medio periodo, destinati a incidere sul funzionamento del sistema energetico, sulle scelte dei policy maker e, in ultima istanza, sul bilancio e sulle preferenze dei consumatori finali domestici e industriali.

Suggerimenti per un futuro sostenibile

Guardando allo scenario economico e politico globale, il Financial Times ha coniato per il 2022 l'espressione "*polycrisis*"², che descrive una situazione in cui diversi shock

¹ Il 26 agosto 2022 sul mercato spot olandese TTF è stata toccata la cifra record di 339.20 EUR/MWh.

² Adam Tooze: "Welcome to the world of polycrisis", Financial Times, October 28 2022 (<https://www.ft.com/content/498398e7-11b1-494b-9cd3-6d669dc3de33>).

interagiscono creando conseguenze peggiori rispetto alla semplice somma degli shock individuali.

La situazione in cui versa il settore energetico rispecchia, in parte, questa condizione. La sfida per il futuro non è semplice ma, cogliendo gli spunti di riflessione emersi in occasione dell'evento annuale 2022 dell'Istituto di Ricerche Economiche dell'USI, è possibile delineare una strategia nella valorizzazione della resilienza: “reggere il trauma, imparare dall'esperienza, reagire accelerando”³. Una buona organizzazione, caratterizzata da un approccio sistemico e intersettoriale, un'ottica lungimirante e ambiziosa, ed infine un approccio solidale sia rispetto a cittadini e imprese in difficoltà nel Cantone e nella Confederazione, sia rispetto agli altri Paesi confrontati con problemi simili, sono probabilmente gli ingredienti indispensabili per affrontare la congiuntura che si prospetta per i prossimi mesi.

Questo Rapporto offre una lettura coordinata delle dinamiche che hanno caratterizzato i mercati energetici, in particolare quello elettrico, nel 2022, e dell'evoluzione delle politiche energetiche che si è osservata nello stesso periodo di tempo. L'obiettivo è supportare l'interpretazione dello scenario e l'assunzione delle corrispondenti decisioni strategiche da parte di attori economici e istituzioni.

Il primo capitolo inquadra l'andamento dei prezzi dell'elettricità sui mercati all'ingrosso in Svizzera e nei paesi europei, nel contesto delle tendenze dei mercati dell'energia. Il secondo capitolo offre una lettura ragionata delle politiche adottate in Svizzera e nell'Unione Europea per reagire alla crisi energetica. Il terzo capitolo illustra infine le attese per il 2023 e propone alcuni spunti per le possibili azioni da intraprendere.

³ Pippo Ranci, confronti 2022 (<https://www.usi.ch/it/confronti-speakers>).

1. Il prezzo dell'elettricità sui mercati all'ingrosso

1.1 Domanda e offerta di elettricità

Il 2022 è stato un anno particolarmente turbolento per il mercato dell'elettricità in Svizzera e nei paesi europei confinanti sia sul fronte delle quantità, sia sul fronte dei prezzi.

Domanda stabile, offerta in evoluzione

Sul fronte delle quantità si osserva in effetti che la sostanziale stabilità della domanda nei primi otto, nove mesi dell'anno è stata bilanciata da un cambiamento del mix produttivo, legato sia a fattori meteorologici, sia all'andamento dei prezzi dei combustibili, come si vedrà nel resto di questo capitolo (Tabella 1.1).

La crisi dell'idroelettrico e del nucleare, la crescita delle nuove rinnovabili e la ripresa del termoelettrico

In tutta l'Unione Europea, infatti, due fonti storicamente molto rilevanti, l'idroelettrico e il nucleare, hanno registrato nei primi otto mesi del 2022 diminuzioni percentuali della produzione a doppia cifra rispetto all'anno precedente, con un picco del -38.5% per l'idroelettrico in Italia e del -50.1% (- 21.7 TWh) del nucleare in Germania. In Francia la riduzione del nucleare è stata percentualmente più contenuta (-20.1%), ma superiore in valori assoluti, con un ammanco di ben 48 TWh⁴ tra gennaio e agosto 2022 rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Le fonti rinnovabili diverse dall'idroelettrico, in particolare l'eolico e il solare, hanno compensato parte di questo tracollo, con aumenti compresi tra il +5.8% della Francia e il +14.8% della Germania. Il gap rimanente rispetto alla domanda è stato colmato dalla generazione termoelettrica, con un marcato recupero in particolare del carbone e della lignite, specialmente in Germania a partire da maggio 2022.

In Svizzera cresce anche il nucleare

La Svizzera, in linea con le tendenze dei paesi vicini, ha visto nei primi nove mesi dell'anno una domanda stabile e, dal lato dell'offerta, una diminuzione del -22.2% dell'apporto dell'idroelettrico, parzialmente bilanciato da una crescita del termoelettrico e delle nuove rinnovabili (complessivamente +12.4%). A differenza di Francia e Germania, però, la Confederazione ha registrato un aumento percentuale in doppia cifra del nucleare (+19.1%).

Le cause: mercati, meteo e infrastrutture

I cambiamenti nella composizione dell'offerta di elettricità sono stati determinati da fattori di mercato, con il prezzo del gas salito a livelli tali da rendere conveniente la generazione a carbone nonostante il costo elevato dei permessi di emissione di gas serra, ma anche da fattori meteorologici, come la siccità e le ondate di calore, che hanno costretto alcuni impianti, tra cui alcune centrali nucleari francesi, a ridurre la produzione. Si ricordano infine anche i fattori infrastrutturali, come la minore disponibilità delle centrali nucleari francesi, sofferenti per problemi tecnici.

⁴ Corrispondenti a circa l'80% del consumo totale della Svizzera in un anno.

Tabella 1.1 – Generazione di elettricità per fonte e consumo interno lordo di elettricità in Svizzera e in alcuni paesi europei ⁵

	Svizzera			Germania			Francia			Austria			Italia			UE-27		
	2020	2021	gen-set 2022	2020	2021	gen-ago 2022	2020	2021	gen-ago 2022	2020	2021	gen-ago 2022	2020	2021	gen-ago 2022	2020	2021	gen-ago 2022
Generazione di elettricità per fonte (TWh)																		
Termoelettrico	1.6	1.2	5.4* (+12.4%)	239.9	266.1	181.2 (+9.0%)	52.6	54.0	42.7 (+30.8%)	15.1	15.6	10.1 (+9.0%)	175.4	180.6	128.2 (+14.1%)	1050.7	1109.8	752.0 (+7.9%)
di cui gas				80.7	77.3	47.4 (-8.0%)	42.2	38.6	32.9 (+39.3%)	9.1	9.9	6.3 (+15.0%)				403.0	377.8	250.4 (+3.3%)
di cui carbone e lignite				122.9	151.8	108.4 (+20.1%)	3.7	7.8	4.1 (+5.2%)	2.2	2.0	1.2 (-6.6%)				320.4	386.8	264.5 (+12.5%)
di cui olio				3.9	4.1	2.9 (+10.5%)	4.2	4.4	3.4 (+18.5%)	0.6	0.6	0.3 (-1.9%)				30.8	31.6	21.2 (+2.5%)
di cui altri non rinnovabili				15.9	16.1	10.9 (+1.8%)	0.0	0.0	0 (0%)	0.6	0.6	0.4 (6.5%)				206.3	224.0	150 (+11.9%)
Nucleare	23.0	18.5	16.7 (+19.1%)	60.9	65.4	21.7 (-50.1%)	335.4	360.7	191.0 (-20.1%)	0.0	0.0	0 (0%)	0.0	0.0	0 (0%)	648.4	695.5	391.1 (-15.2%)
Idroelettrico	36.2	35.4	22.2 (-22.2%)	22.2	21.5	13.6 (-8.8%)	66.3	63.3	35.7 (-24.4%)	40.7	38.5	24.4 (-12.3%)	47.9	46.3	21.1 (-38.5%)	362.5	359.2	201.4 (-22.7%)
Altre rinnovabili	4.7	5.0	n.d.	198.9	184.0	143.8 (+14.8%)	55.9	55.0	40.0 (+5.8%)	9.4	9.3	7.0 (+15.2%)	49.8	51.2	38.6 (+6.6%)	632.2	638.9	495.9 (+14.6%)
di cui geotermico	0.0	0.0	n.d.	0.2	0.2	0.1 (+10.5%)	0.1	0.1	0.1 (+5.9%)	0.0	0.0	0 (0%)	5.6	5.5	3.6 (-1.0%)	6.2	6.1	4.0 (-0.7%)
di cui eolico	0.1	0.1	n.d.	132.1	115.7	82.7 (+12.4%)	39.8	36.9	23.2 (-6.2%)	6.7	6.7	5.2 (+19.5%)	18.6	20.6	13.8 (+2.6%)	394.0	384.4	270.4 (+11.2%)
di cui solare	2.6	2.8	n.d.	50.1	51.2	49.4 (+22.2%)	13.4	14.8	14.5 (+34.1%)	0.0	0.0	0 (0%)	25.6	25.1	21.2 (+10.8%)	141.7	158.8	155.6 (+28.3%)
Totale generazione netta	65.5	60.1	44.2 (-6.5%)	505.9	520.7	348.9 (+2.9%)	507.6	529.8	307.2 (-13.4%)	69.4	67.2	44.5 (-3.5%)	273.2	278.1	187.8 (+2.8%)	2611.9	2721.9	1780.2 (-0.7%)
Consumo interno lordo di elettricità (TWh)																		
Consumo	59.9	62.5	45.4 (0%)	451.2	468.1	308.6 (-0.4%)	420.0	440.3	286.9 (-0.5%)	63.6	66.1	42.0 (-0.9%)	302.8	318.1	215.0 (+2.0%)	2442.1	2546.2	1670.3 (-0.8%)

* I dati sulla produzione termoelettrica svizzera per il periodo gennaio - settembre 2022 e sulla variazione rispetto allo stesso periodo del 2021 includono anche la produzione di tutte le fonti rinnovabili diverse dall'idroelettrico, per le quali non è disponibile un dato più aggiornato.

Fonti: elaborazioni IRE su dati UFE, Eurostat

⁵ Per i dati relativi al periodo gennaio – agosto 2022 o gennaio – settembre 2022 si riporta tra parentesi, per confronto, la variazione percentuale rispetto allo stesso periodo del 2021.

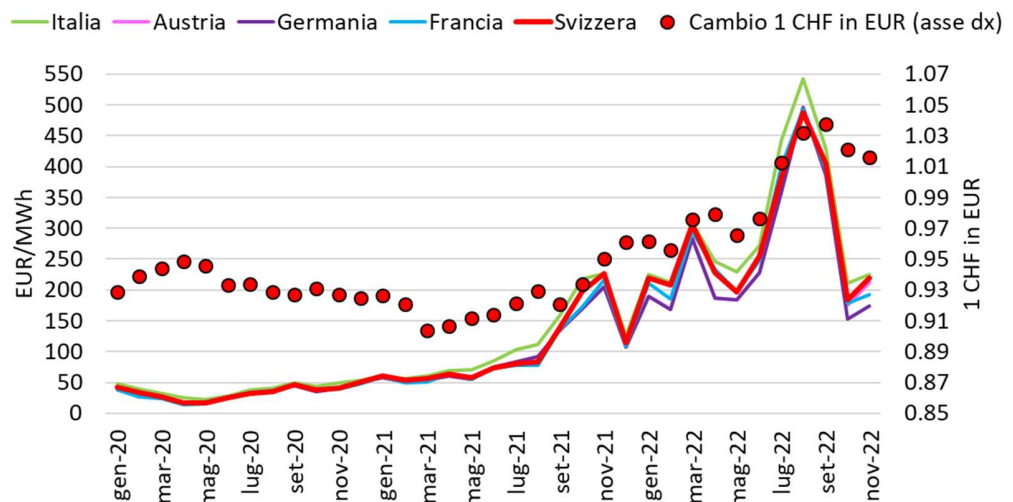
1.2 Il prezzo all'ingrosso dell'elettricità

Come anticipato, il fronte dei prezzi è stato caratterizzato nel 2022, come nella seconda metà del 2021, da una dinamica decisamente convulsa, con aumenti vertiginosi e altrettanto rapidi crolli, questi ultimi però insufficienti a riportare le quotazioni ai livelli pre-crisi (Figura 1.1).

Prezzi all'ingrosso: quasi decuplicati tra 2020 e 2022

Il prezzo day-ahead sul mercato svizzero dell'elettricità è passato, in termini di valore medio annuo, dai 34.0 EUR/MWh del 2020 ai 100.6 EUR/MWh del 2021 fino ai 298.77 EUR/MWh dei primi 11 mesi del 2022. Guardando più nel dettaglio le medie mensili si nota un primo picco a 226.9 EUR/MWh a novembre 2021, un nuovo picco a 306.1 a marzo 2022, all'indomani dell'aggressione dell'Ucraina da parte della Russia, infine un picco a 487.6 EUR/MWh ad agosto 2022, con una dinamica che ricalca piuttosto fedelmente l'andamento dei prezzi all'ingrosso del gas sui principali mercati europei (per una trattazione più approfondita si rimanda ai prossimi paragrafi). Nel corso dell'autunno il prezzo day-ahead è poi calato fino ai 219.1 EUR/MWh di novembre 2022. Come in passato, la quotazione dell'elettricità in Svizzera ha oscillato, insieme a quella francese, tra i prezzi del mercato italiano, storicamente più costosi, e quelli del mercato tedesco, che si sono mantenuti su livelli leggermente più bassi grazie all'importante apporto della lignite e del carbone. Il rafforzamento notevole del franco rispetto all'euro ha mitigato soltanto in piccola parte la trasmissione di questi aumenti ai consumatori svizzeri. Il settore industriale, più esposto alla volatilità dei prezzi all'ingrosso rispetto a quello domestico, ha registrato già durante il 2022 bollette notevolmente più care, mentre i consumatori domestici e le piccole imprese hanno iniziato a risentirne perlopiù a partire da gennaio 2023.

Figura 1.1 – Prezzi day-ahead dell'elettricità sui principali mercati europei e tasso di cambio CHF/EUR (medie mensili)

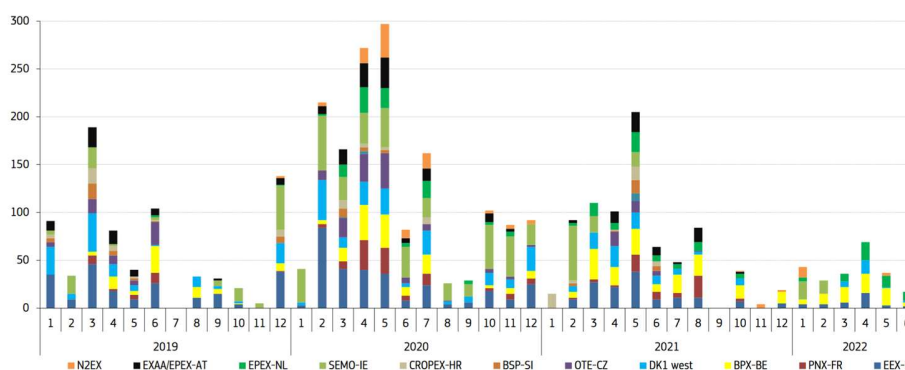


Fonti: GME, BCE

Diminuisce il numero di ore con prezzi negativi

E' interessante rilevare come, in alcuni mercati europei, l'aumento del livello dei prezzi all'ingrosso dell'elettricità abbia trovato corrispondenza in una notevole riduzione del numero di ore con prezzi negativi, soprattutto rispetto ai massimi raggiunti nella prima metà del 2020 (Figura 1.2).

Figura 1.2 – Numero di ore con prezzi day-ahead negativi su alcune piattaforme per il trading dell'elettricità in Europa



Source: Platts, ENTSO-E. For Austria, the EXAA market is used prior to October 2018, and the EPEX market is used afterwards.

Fonte: European Commission, 2021 (B)

1.3 Le determinanti delle tendenze dei prezzi

Il rialzo dei prezzi dell'elettricità sui mercati europei è stato determinato principalmente dall'aumento del costo dei combustibili fossili usati nella generazione elettrica. Nonostante il sempre maggiore apporto delle nuove fonti rinnovabili, infatti, gli impianti termoelettrici, capaci di modulare la produzione, determinano ancora oggi il prezzo di equilibrio del mercato day-ahead in un buon numero di ore.

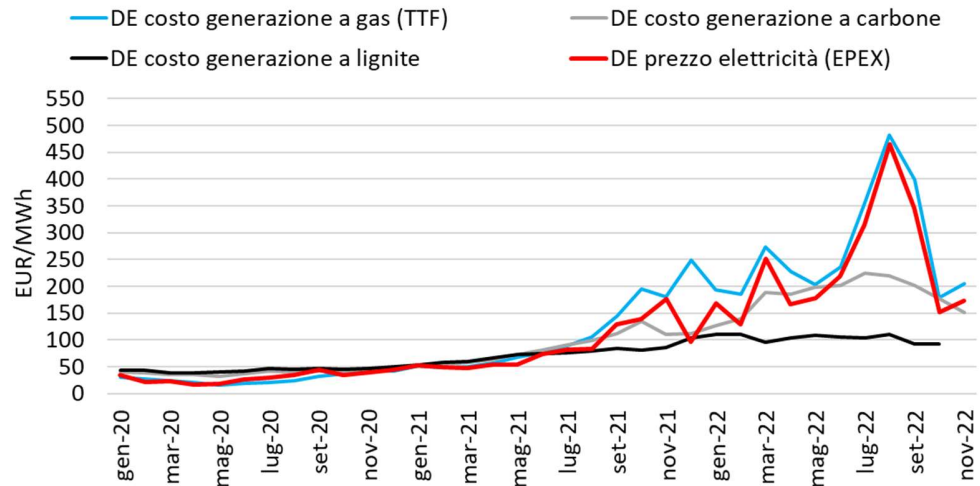
Il prezzo dell'elettricità e il costo della generazione termoelettrica

La Figura 1.3 e la Figura 1.4 propongono un confronto tra la media mensile del prezzo day-ahead dell'elettricità in Germania e in Italia e il costo mensile di generazione delle principali tecnologie termoelettriche usate in questi due paesi. Il costo della generazione a gas, carbone e, per la Germania, a lignite, è calcolato tenendo conto anche del costo dei permessi di emissione⁶.

⁶ Questa nota riporta alcuni dettagli sulla costruzione degli indicatori di costo della generazione a gas, carbone e lignite in Italia e in Germania. L'efficienza media degli impianti di generazione è stata posta pari al 39% per gli impianti a carbone, al 52% per gli impianti a gas, al 38% per gli impianti a lignite (fonte: ISPRA 2011, pag. 16; Umweltbundesamt 2018, pag. 16). Per i costi dei combustibili sono stati utilizzati i seguenti riferimenti: 1) carbone: quotazioni pubblicate dal GME per il Carbone ARA stm 6000k, convertite in EUR con il tasso di cambio mensile USD/EUR pubblicato dalla BCE, 2) gas naturale: per l'Italia medie mensili delle quotazioni day-ahead al PSV pubblicate dal GME, per la Germania medie mensili delle quotazioni day-ahead al TTF pubblicate dal GME, 3) lignite: una stima del costo è stata ricostruita da Öko-Institut e. V. 2017, pag. 106, Umweltbundesamt 2017, pag. 22, e DESTATIS Daten zur Energiepreisentwicklung

I grafici mostrano molto chiaramente l'effetto di trascinamento che l'aumento dei prezzi del gas ha avuto sulla media mensile del prezzo dell'elettricità nei due mercati che costituiscono, in conseguenza delle numerose interconnessioni, una sorta di limite al ribasso (Germania) o al rialzo (Italia) per il prezzo dell'elettricità in Svizzera. Il prezzo dell'elettricità segue infatti da vicino il costo di generazione a gas, nel caso italiano con un piccolo premio, nel caso tedesco con una piccola perdita. Il mercato tedesco beneficia in effetti della spinta al ribasso data dalla presenza di molti impianti a carbone e a lignite, che hanno conseguito margini positivi lungo quasi tutto il 2022. La lignite, spesso prodotta sul suolo tedesco, ha visto negli ultimi tre anni un aumento decisamente contenuto dei prezzi, nell'ordine di pochi punti percentuali⁷, e ha di conseguenza esercitato una modesta, ma percepibile pressione al ribasso sul prezzo dell'elettricità.

Figura 1.3 – Germania: prezzo all'ingrosso dell'elettricità e costo della generazione a gas, carbone, lignite

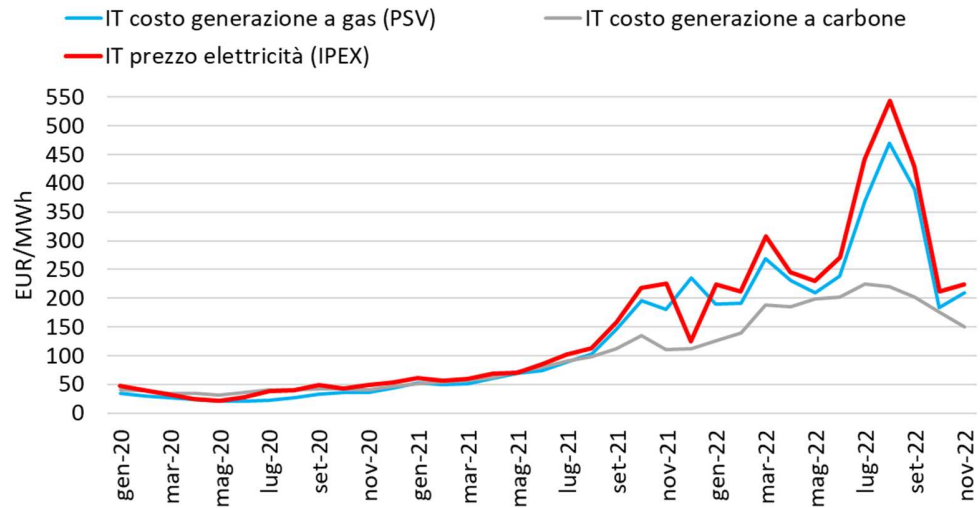


Fonte: elaborazioni IRE su dati GME, EEX, BCE, Umweltbundesamt, DESTATIS

2022. Per calcolare infine il costo dei permessi di emissione di CO2 sono state utilizzate le medie mensili delle quotazioni delle EUA riportate da EEX e i fattori di emissione pubblicati in Jurich K. 2016, Umweltbundesamt 2018 e Öko-Institut e. V. 2017.

⁷ +6% a ottobre 2022 rispetto al livello di gennaio 2020 (fonte: Destatis).

Figura 1.4 – Italia: prezzo all'ingrosso dell'elettricità e costo della generazione a gas e a carbone



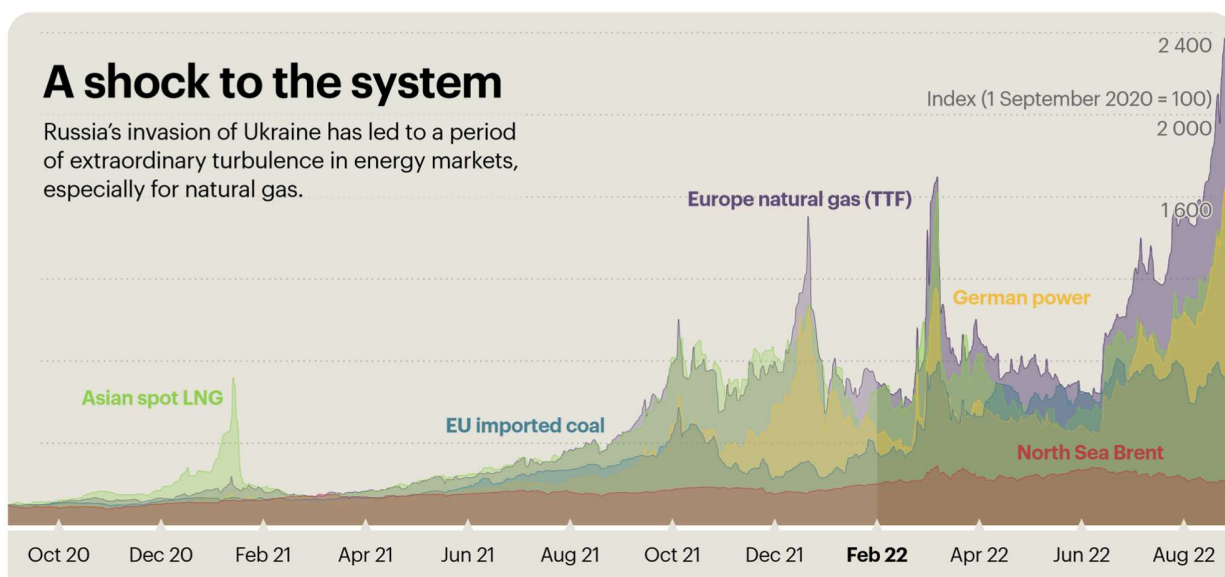
Fonte: elaborazioni IRE su dati GME, EEX, BCE, ISPRA

1.4 Gas, carbone e petrolio: i prezzi dei combustibili nel 2022

Indicatori di costo dell'energia a confronto: il gas registra i maggiori aumenti

Prima di approfondire le determinanti dell'andamento dei prezzi del carbone, del petrolio e del gas naturale è interessante soffermarsi sulla visione d'insieme offerta dalla Figura 1.5, che riporta un'istantanea dell'andamento di diversi indicatori di prezzo dell'energia rilevanti per il mercato europeo tra settembre 2020 e settembre 2022. Si nota chiaramente che il gas naturale è il combustibile fossile che ha subito i maggiori rincari in termini percentuali sia in Europa sia nell'area giapponese, mentre il carbone si è stabilizzato su un livello grossomodo costante nell'estate 2022. Il petrolio ha registrato tra 2020 e 2022 un apprezzamento relativamente modesto, dato il quadro generale.

Figura 1.5 – Andamento dei principali indicatori di prezzo dell'energia (1 settembre 2020 = 100)

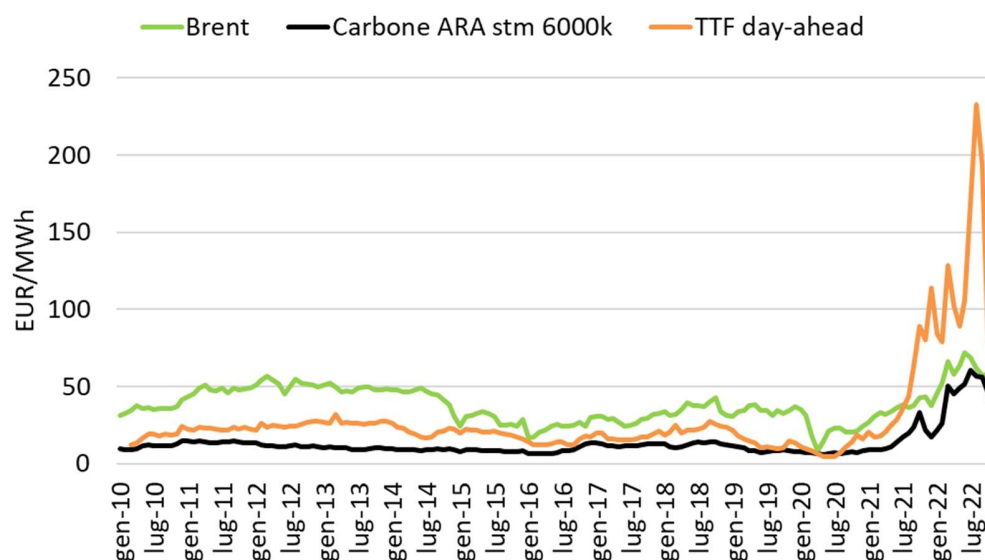


Fonte: IEA, 2022

In Europa il gas è la fonte fossile più costosa

Ancor più notevole è il fatto che il gas naturale sia diventato in Europa, a partire da luglio 2021, anche la fonte fossile più costosa per unità di energia, mantenendosi non solo ben al di sopra del carbone, tradizionalmente più economico, ma anche al di sopra del petrolio, storicamente il più costoso tra le tre fossili citate (Figura 1.6).

Figura 1.6 – Medie mensili dei prezzi spot dei principali combustibili fossili sul mercato europeo tra 2010 e 2022 in EUR/MWh



Fonte: elaborazioni IRE su dati GME e BCE

Pressioni al rialzo: fattori congiunturali e strutturali

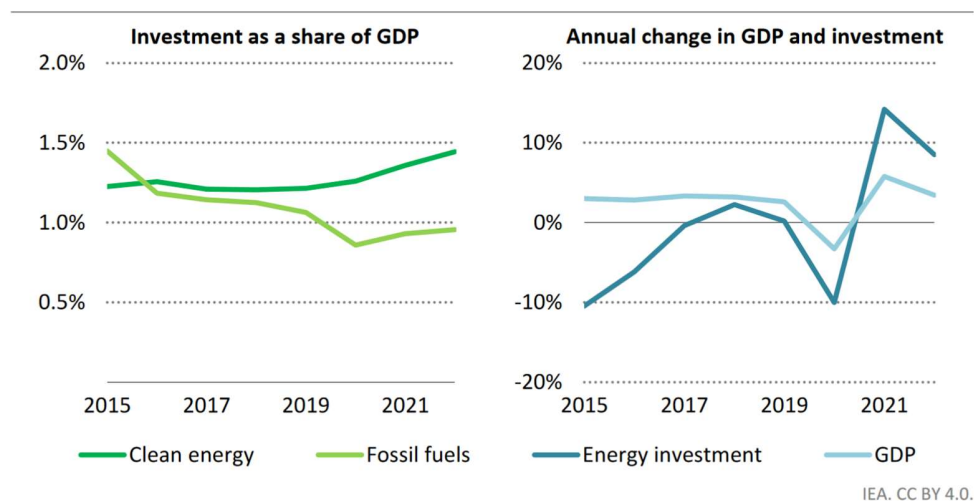
L'andamento delle quotazioni del gas, del carbone e del petrolio nel corso del 2022 è stato influenzato sia da fattori congiunturali, sia da fattori strutturali.

Le pressioni al rialzo per tutti i combustibili fossili erano ben visibili già dalla fine dell'estate 2021, in conseguenza da un lato della ripresa della domanda dopo la fine delle restrizioni legate al COVID, dall'altro di una serie di strozzature dell'offerta, come la necessità di effettuare manutenzioni a lungo rimandate o alcuni comportamenti strategici (ad esempio il mancato riempimento degli stoccaggi di gas in Germania da parte di Gazprom).

Mercati segnati da anni di sotto-investimento

Più in generale, però, è necessario ricordare che il mercato globale dell'energia risentiva già da alcuni anni di una stagnazione negli investimenti, più marcata per i combustibili fossili, in particolare per il gas naturale, ma presente anche per le energie rinnovabili (Figura 1.7 e Figura 1.8). Il sotto-investimento si può probabilmente ricondurre all'aspettativa di profitti modesti in uno scenario di prezzi relativamente bassi dell'energia e specialmente del gas naturale, sofferente dopo due anni di quotazioni ai minimi storici. Per le fonti rinnovabili, inoltre, l'Agenzia Internazionale per l'Energia (IEA, 2022) osserva che il volume degli investimenti è rimasto per vari anni decisamente inferiore al minimo che sarebbe stato necessario a progredire verso l'attuazione dell'Accordo di Parigi, pur tenendo conto dei costi decrescenti che hanno caratterizzato queste nuove tecnologie e indipendentemente dagli impegni formalmente assunti dai singoli paesi⁸.

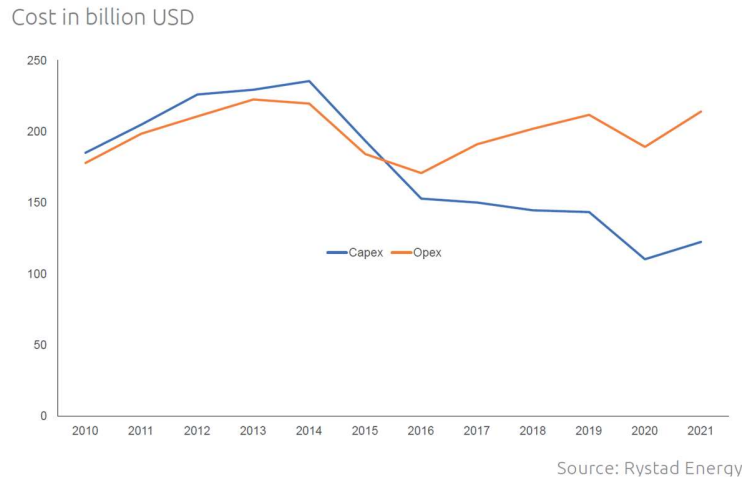
Figura 1.7 - Investimenti nelle fonti energetiche fossili e rinnovabili nel mondo in percentuale rispetto al prodotto interno lordo



Fonte: IEA, 2022

⁸ A commento della Figura 1.7, la IEA scrive che "l'investimento nel settore energetico è stato stagnante tra 2015 e 2020; l'investimento nei combustibili fossili è diminuito sensibilmente dopo il crollo dei prezzi tra 2014 e 2015 mentre l'investimento nelle rinnovabili non è decollato fino a tempi recenti."

Figura 1.8 - Investimenti nel gas naturale a livello globale (CAPEX e OPEX in mld USD)



Fonte: IGU, 2022 (A)

Tra 2021 e 2022, dunque, la ripresa della domanda di energia dopo la crisi pandemica da un lato e la minor produzione rispetto alle attese di alcuni degli impianti rinnovabili dall'altro hanno messo in evidenza il gap di investimento tramite forti rialzi nelle quotazioni di mercato, ulteriormente esacerbati dallo scoppio della guerra.

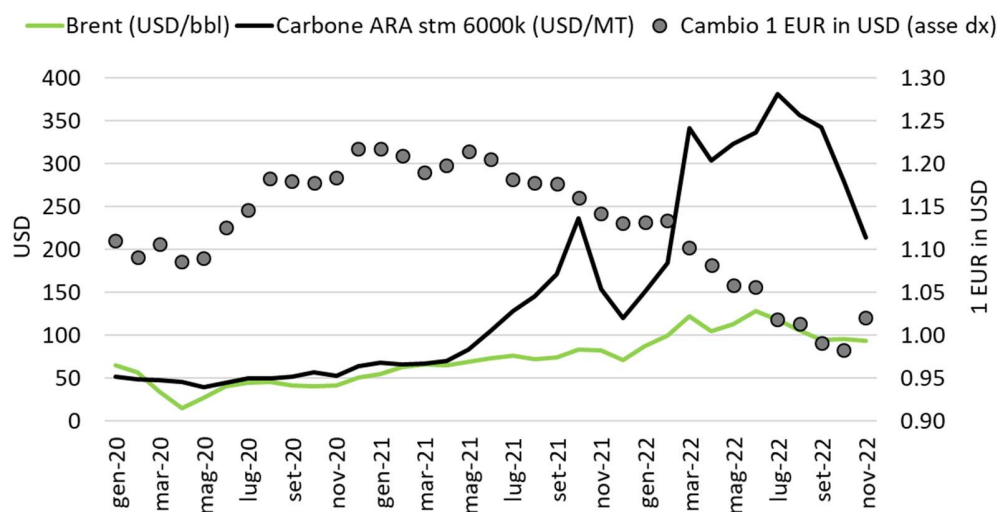
Carbone alle stelle, petrolio più statico

Il prezzo del carbone (Figura 1.9) è così passato dai 50.1 USD/MT del 2020 ai 117.7 USD/Mt del 2021 fino ai 292.0 USD/Mt dei primi undici mesi del 2022. I dati mensili mostrano prezzi stabilmente al di sopra dei 300 USD/MT tra marzo e settembre 2022 e un picco di 381 USD/MT a luglio 2022, sulla spinta delle tensioni legate alla guerra tra Russia e Ucraina e delle restrizioni create dalle sanzioni imposte da molti paesi occidentali all'acquisto delle produzioni russe.

Il prezzo del petrolio è cresciuto invece in maniera più modesta dai 41.6 USD/bbl del 2020 ai 70.7 USD/bbl del 2021 e ai 105.5 dei primi undici mesi del 2022, con un picco di 127.6 USD/bbl a giugno 2022. A pesare, nel caso del petrolio, è stata anche l'azione stabilizzatrice dell'OPEC, che fin dall'inizio della pandemia ha cercato di raggiungere una piena adesione agli accordi di produzione con l'obiettivo di stabilizzare il mercato e anche durante la crisi Russo-Ucraina ha perseguito l'obiettivo di un equilibrio di prezzo ragionevole per produttori e consumatori⁹.

⁹ OPEC Press Releases of 02.03.2022, 31.03.2022, 04.12.2022.

Figura 1.9 – Quotazioni di petrolio e carbone e tasso di cambio EUR/USD (medie mensili)



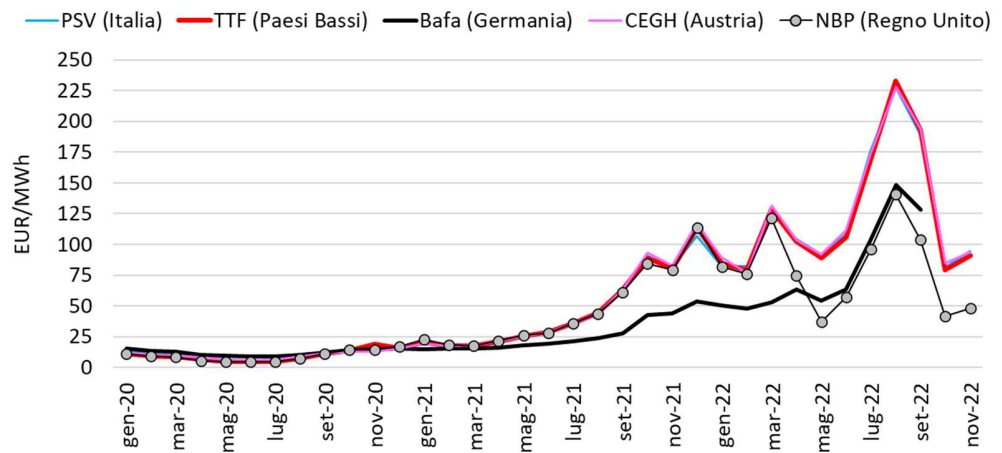
Fonti: GME, BCE

Il mercato del gas fa da protagonista: il TTF cresce di 20 volte in tre anni

Il mercato del gas naturale in Europa è stato invece il teatro dei maggiori stravolgimenti, in larga parte inattesi fino a pochi anni fa. La Figura 1.10 mostra come i principali riferimenti del prezzo a pronti del gas nell'Europa continentale, allineati al mercato più liquido del continente, il TTF olandese, siano passati dai circa 10 EUR/MWh del 2020 a circa 46 EUR/MWh nel 2021 fino a circa 123.5 EUR/MWh nei primi undici mesi del 2022, con un picco poco sopra i 230 EUR/MWh ad agosto 2022. Anche l'indice BAFA del prezzo del gas alla frontiera tedesca, che riflette anche l'andamento dei contratti di lungo periodo, ha seguito la dinamica descritta, seppur posizionandosi mediamente 50 EUR/MWh più in basso rispetto alle quotazioni del mercato spot e raggiungendo un picco di "soli" 150 EUR/MWh ad agosto 2022.

In questo scenario di crescita generalizzata spicca il netto distacco del NBP britannico, che da marzo 2022 si è attestato su livelli elevati, ma comunque decisamente più bassi rispetto al continente, grazie sia all'accesso più facile al GNL, sia alle connessioni relativamente limitate con i più costosi mercati europei.

Figura 1.10 – Quotazioni del gas naturale sui principali mercati europei



Fonti: elaborazioni IRE su dati GME, BAFA

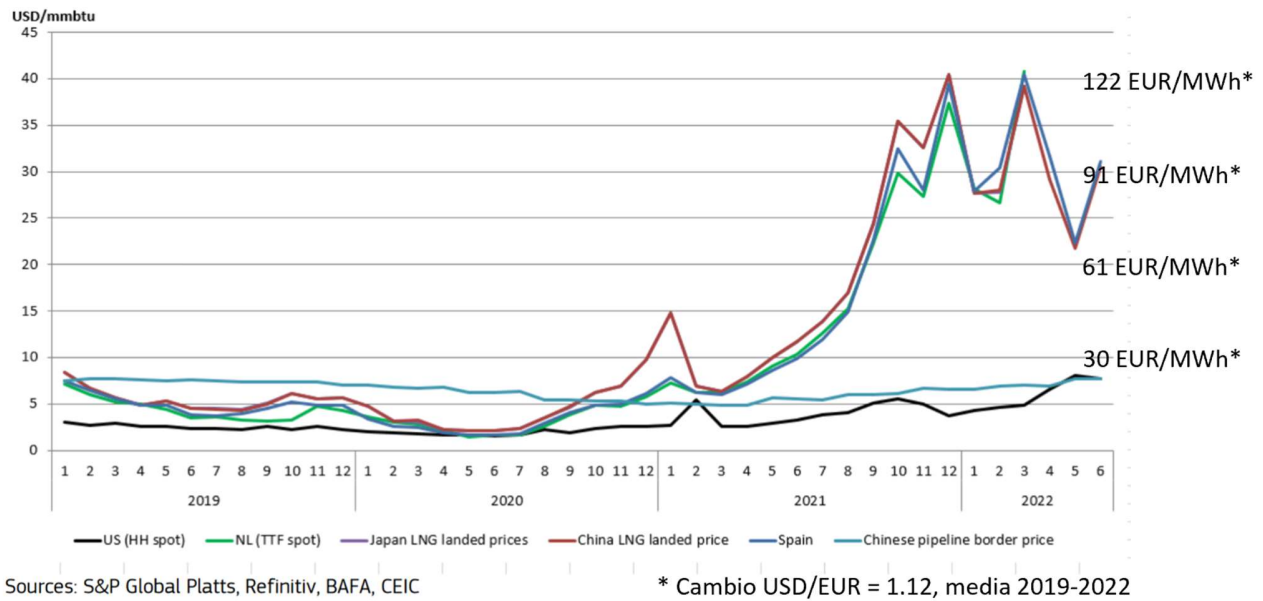
Effetti locali, tendenze globali

Le dinamiche descritte per i mercati all'ingrosso in Europa si spiegano sulla base degli avvenimenti verificatisi nello scenario globale per il mercato del gas naturale, caratterizzato dalla presenza di tre grandi aree di mercato, Stati Uniti, Europa e Giappone (con la Cina in rapida crescita), connesse tra loro dallo scambio di GNL.

2021: il mercato corto spinge al rialzo Europa e Giappone

Il prezzo spot al TTF olandese, il principale indicatore dell'equilibrio del mercato a pronti per il continente europeo, ha oscillato per diversi anni tra le quotazioni all'Henry Hub statunitense, un mercato che dalla rivoluzione dello shale gas in poi ha beneficiato di grossi volumi a basso costo, e le quotazioni del GNL su base spot nell'estremo oriente, un mercato caratterizzato invece da una domanda piuttosto elevata e privo di grosse connessioni via gasdotto (Figura 1.11). Con la ripresa della domanda globale di energia dopo l'allentamento delle restrizioni dovute alla pandemia, le quotazioni del gas hanno iniziato a crescere in tutte le aree di mercato, ma in particolare nell'Europa continentale e nell'area giapponese, che a differenza del mercato statunitense non beneficiano di produzioni locali rilevanti.

Figura 1.11 – Confronto internazionale dei prezzi del gas all'ingrosso



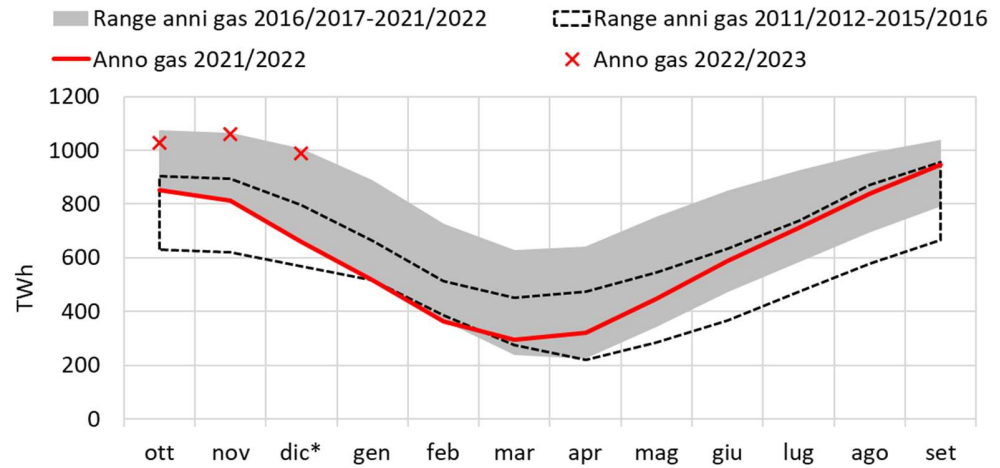
Fonte: European Commission, 2022 (B). Per facilitare la lettura i prezzi in USD/MMBTU sono convertiti in EUR/MWh usando la media del tasso di cambio USD/EUR pubblicato dalla BCE per il periodo rappresentato.

Primavera 2022: la guerra tra Russia e Ucraina e gli stoccaggi europei quasi vuoti

Nel corso della primavera 2022 il timore di una carenza di gas nel breve o medio termine si è acuito soprattutto nel mercato europeo, parallelamente all'avvio delle ostilità tra Russia e Ucraina e alle tensioni crescenti tra Russia e paesi occidentali, schierati al fianco dell'Ucraina.

L'Unione Europea – e di conseguenza anche la Svizzera, che non dispone di stoccaggi propri – ha iniziato la primavera 2022 con i siti di stoccaggio di gas vicini ai minimi storici (Figura 1.12), anche in conseguenza di una scelta strategica di Gazprom, che a partire dal 2021 ha lasciato quasi vuoti i depositi di proprietà all'interno del territorio dell'Unione (Figura 1.13). La prospettiva di una possibile interruzione delle forniture con gli stoccaggi vuoti e l'inverno alle porte nel giro di pochi mesi ha generato un comprensibile allarme presso le imprese della filiera del gas, così come presso i consumatori e le istituzioni nazionali e comunitarie.

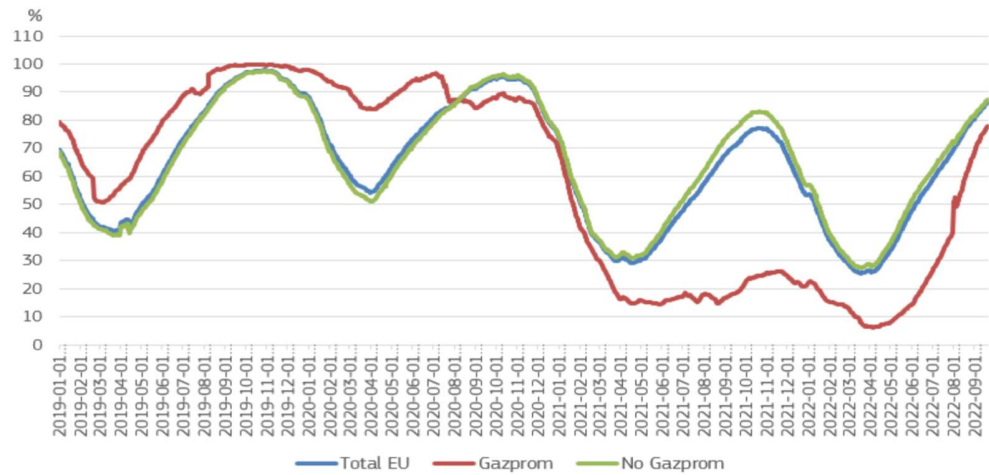
Figura 1.12 – Livello di riempimento degli stoccaggi di gas nell'Unione Europea (media mensile)



* Ultimo aggiornamento 18 dicembre 2022

Fonte: elaborazioni IRE su dati AGSI+

Figura 1.13 – Differenza nel livello di riempimento degli stoccaggi detenuti da Gazprom nell'Unione Europea rispetto agli stoccaggi degli altri operatori



Source: JRC calculations, based on Gas Storage Europe AGSI+ data

Fonte: European Commission, 2022 (B)

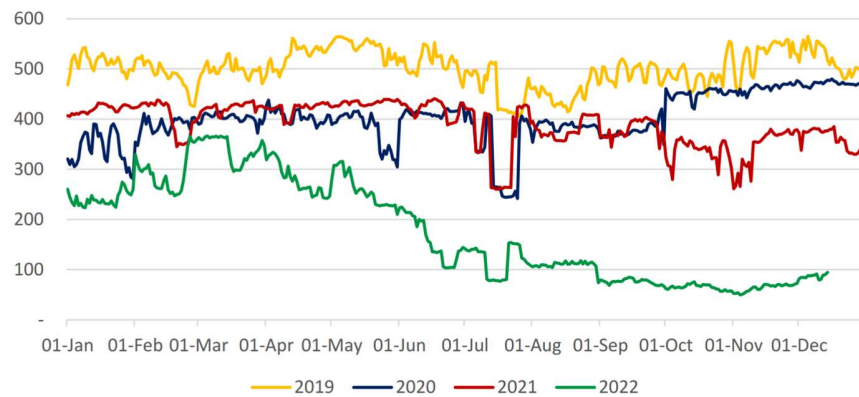
La Russia interrompe gradualmente le forniture

In questo contesto già teso la Russia, come ritorsione per il sostegno offerto dai paesi europei all'Ucraina e per le sanzioni via via introdotte a suo danno, ha richiesto ai compratori europei il pagamento in rubli per le consegne di gas effettuate a partire da marzo 2022. A questa richiesta, accolta solo in parte, è seguita l'interruzione delle forniture a Lituania, Polonia, Bulgaria, Finlandia e a singoli importatori in Germania, Paesi Bassi, Danimarca, Francia, Italia, Austria e Repubblica Ceca. Da un

punto di vista fisico dapprima è stato interrotto il flusso di gas lungo il gasdotto Yamal (con ingresso in Polonia) e poi, a partire da metà giugno 2022, è stato ridotto il flusso lungo il gasdotto Nord Stream 1 (con ingresso in Germania), con il pretesto di una manutenzione che si è poi protratta più a lungo del previsto. A fine settembre, infine, il transito lungo Nord Stream 1 è stato definitivamente interrotto a causa di un sabotaggio occorso in acque internazionali ed esteso anche al Nord Stream 2 (quest'ultimo mai entrato in funzione).

La contrazione delle forniture di gas dalla Russia all'Europa nel corso del 2022 è ben descritta nella Figura 1.14. A complemento delle informazioni riportate, è interessante considerare che proprio il flusso di gas dalla Russia all'Europa attraverso l'Ucraina non è stato completamente interrotto, ma ha continuato sul trend moderatamente discendente iniziato già dal 2020 (OIES, 2022)¹⁰, dopo il controverso rinnovo dei contratti di transito di cui abbiamo scritto nell'edizione 2019 di questo Rapporto.

Figura 1.14 – Flussi giornalieri di gas dalla Russia all'Europa via gasdotto (milioni di metri cubi al giorno)



Source: Data from ENTSOG Transparency Platform. ⁶ Graph by the author

Fonte: OIES, 2022

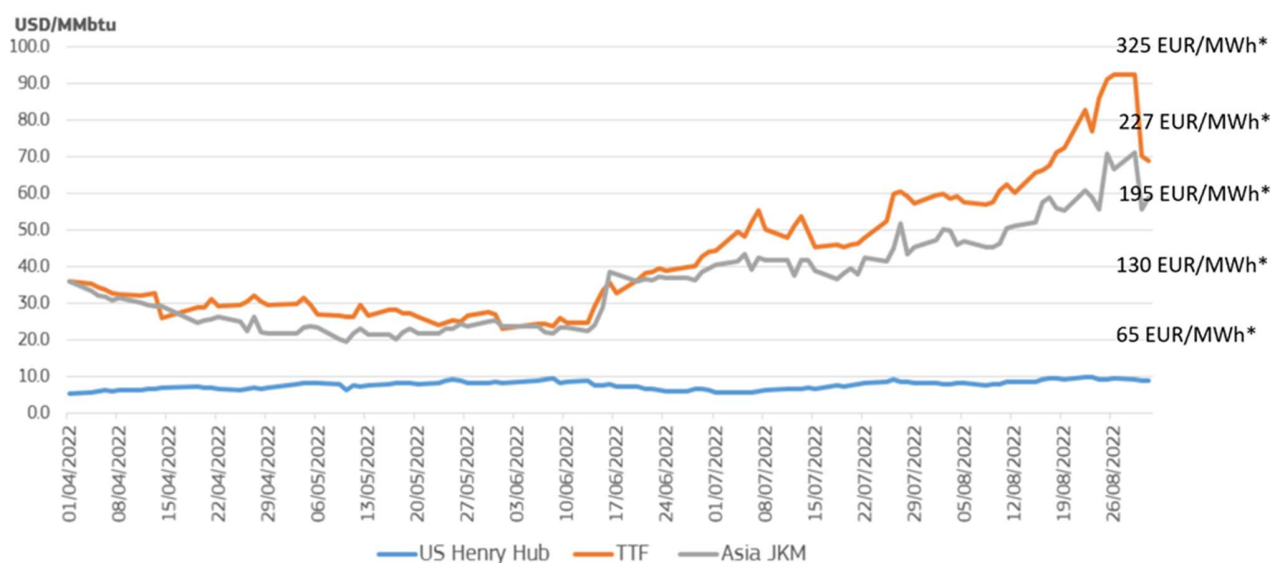
Il TTF diventa il mercato più costoso

Questo contesto, unito all'obbligo di riempimento degli stoccaggi introdotto formalmente dalla Commissione Europea all'inizio di agosto,¹¹ ha innescato a partire da giugno 2022 un'ulteriore corsa al rialzo dei prezzi del gas in Europa, con le quotazioni al TTF che per la prima volta hanno superato i prezzi di riferimento per il mercato giapponese (Figura 1.15).

¹⁰ OIES, 2022 mostra in effetti che le forniture lungo le rotte baltica e bielorusa si sono azzerate nella seconda metà del 2022 e quella lungo il Nord Stream 1 è diminuita da giugno 2022 e si è azzerata dalla fine di settembre, mentre il gasdotto ucraino ha continuato a trasportare gas su livelli abbastanza costanti lungo tutto l'anno e, anzi, ha incrementato le forniture nei primissimi mesi della guerra. Il Turkish Stream, meno sensibile dal punto di vista geopolitico, ha pure continuato a immettere gas verso l'Europa a un ritmo costante.

¹¹ Il Regolamento (UE) 2022/1369 ha introdotto un obbligo di riempimento all'80% entro il 1° novembre 2022 e al 90% entro il 1° novembre 2023. Questa misura sarà commentata nel dettaglio nel capitolo 2 di questo Rapporto.

Figura 1.15 – Focus sui prezzi giornalieri del gas naturale in Giappone (JKM Asian reference index), in Europa (TTF) e negli USA (Henry Hub)



Sources: S&P Global Platts

* Cambio: 1.05 USD per 1 EUR (media apr-ago 2022)

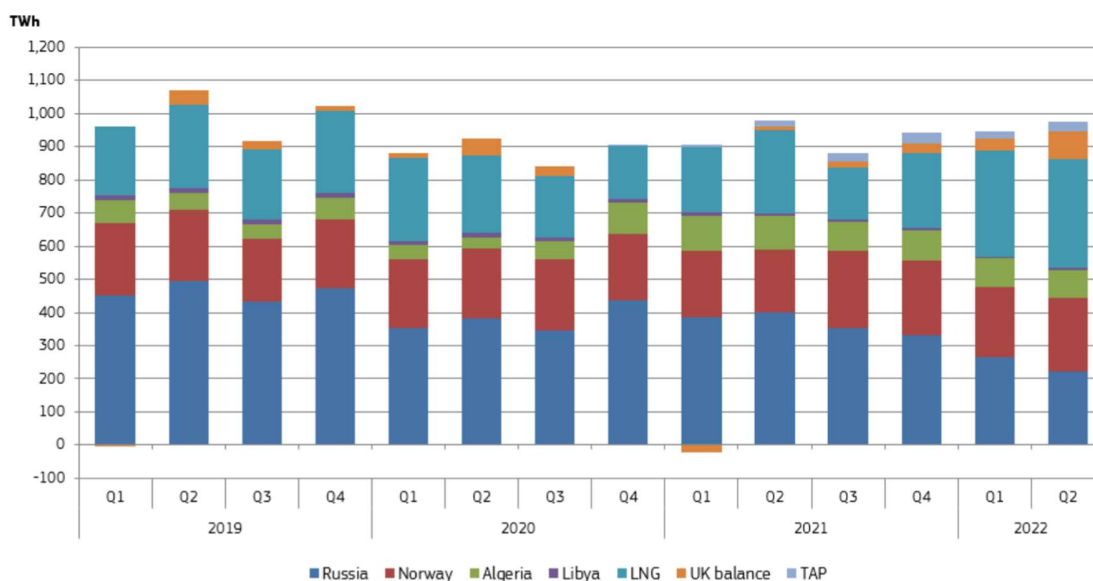
Fonte: European Commission, 2022 (B). Per facilitare la lettura i prezzi in USD/MMBTU sono convertiti in EUR/MWh usando la media del tasso di cambio USD/EUR pubblicato dalla BCE per il periodo rappresentato.

I prezzi elevati hanno permesso all'Europa di sostituire le forniture russe

Dal punto di vista pratico, l'Europa si è trovata davanti alla necessità di sostituire rapidamente un fornitore che storicamente garantiva circa il 50% delle importazioni, a loro volta responsabili della soddisfazione dell'80% circa della domanda di gas¹². Il GNL, principalmente di provenienza americana, ha colmato il grosso di questa lacuna (Figura 1.16), sia con forniture dirette, sia con il dirottamento verso l'Europa di diversi cargo originariamente destinati all'estremo oriente ed evidentemente valorizzati ad un prezzo maggiore nel vecchio continente. Le potenzialità di questa riorganizzazione dell'offerta hanno trovato alcuni limiti nella capacità di controflusso fisico da ovest a est delle reti europee, non all'altezza di un completo annullamento dei flussi est-ovest, ma il sistema ha complessivamente retto lo shock, seppure al prezzo di un corposo aumento dei costi di fornitura. Le temperature miti che hanno caratterizzato l'autunno e l'inizio dell'inverno 2022 in Europa, l'impegno delle istituzioni nazionali e comunitarie per stimolare una riduzione dei consumi e l'elasticità della domanda di gas al prezzo hanno contribuito a mitigare almeno in parte le tensioni del mercato.

¹² Fonte: <https://www.consilium.europa.eu/en/infographics/eu-gas-supply/>.

Figura 1.16 – Importazioni di gas naturale dell'Unione Europea per origine



Source: Based on data from the ENTSO-G Transparency Platform, data as of 6 September 2022.

Exports to the Baltic-states and Finland are not included in the chart owing to unavailability of reliable data

Russia, Norway, Algeria and Libya include pipeline imports only; LNG imports coming from these countries are reported in the LNG category.

A trade balance with the UK is estimated, reflecting that the UK is no longer part of the EU, and it is not easy to determine the origin of gas molecules arriving to the EU after going through the UK market (it can be UK production, imports from Norway of LNG imports from the UK, etc.). As of 2021, imports via the Trans Adriatic Pipeline (TAP) is also included.

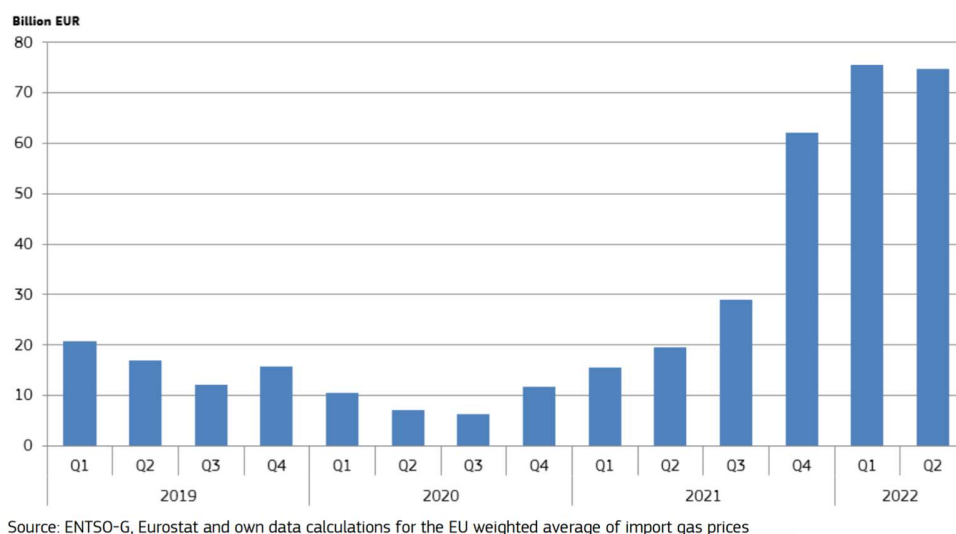
Fonte: European Commission, 2022 (B)

L'impatto sulla bolletta energetica è enorme

Le istituzioni svizzere e comunitarie hanno adottato diversi provvedimenti per assicurare la continuità delle forniture di gas naturale ed evitare effetti domino dal mercato del gas al mercato dell'elettricità e all'economia nel suo complesso. Questi provvedimenti saranno commentati nel dettaglio nel secondo capitolo di questo Rapporto.

A conclusione dell'analisi delle dinamiche del mercato del gas nel 2022 sembra interessante riflettere in merito alle conseguenze della crescita dei prezzi sulla bolletta energetica europea. La Figura 1.17 riporta una stima del costo trimestrale di importazione del gas da paesi esterni all'Unione Europea: da un minimo di circa 7 miliardi di EUR per trimestre nell'estate 2020 si è arrivati, nei primi due trimestri del 2022, a circa 75 miliardi di EUR (dieci volte tanto). La considerazione del volume di spesa e della sua volatilità nel corso del tempo rende decisamente comprensibile l'intenzione delle istituzioni comunitarie, Commissione in testa, di progredire più speditamente con la transizione energetica, per ridurre contemporaneamente l'impatto ambientale del consumo di energia e la dipendenza dall'estero.

Figura 1.17 – Stima del costo trimestrale delle importazioni di gas da paesi extra-UE, in miliardi di EUR



Fonte: European Commission, 2022 (B)

Una nota sul ruolo degli hub

È quindi opportuna un'ultima riflessione circa il ruolo degli hub, tra cui soprattutto il TTF, nel definire il prezzo del gas nei contratti di importazione e, a cascata, nei contratti di fornitura ai consumatori finali. Questo tema ha comprensibilmente suscitato molto interesse negli ultimi mesi, fino a tradursi in accuse di manipolazione dei mercati, ad oggi non dimostrate. Sembra dunque utile proporre un inquadramento di come e perché gli hub europei, e in particolare il TTF, sono arrivati a rivestire una tale importanza.

Negli ultimi 15 anni si è assistito in Europa a un graduale abbandono della tradizionale indicizzazione ai prodotti petroliferi del prezzo dei contratti di importazione di lungo periodo di gas naturale a favore di un'indicizzazione ai prezzi agli hub, considerata più aderente alle dinamiche del mercato del gas e, via via, più affidabile man mano che la liquidità sugli hub stessi si andava consolidando (Heather, 2020). International Gas Union (IGU), 2022 (B) stima che nel 2021 l'indicizzazione "gas on gas", cioè ai prezzi degli hub, abbia caratterizzato quasi l'80% dei volumi importati in Europa, un dato particolarmente significativo se si considera che nel 2005 soltanto il 15% era valorizzato con questo tipo di formula. Il dato medio nasconde in realtà una certa eterogeneità all'interno del continente: nell'Europa nord-occidentale¹³ l'indicizzazione gas on gas era usata nel 2021 per il 95% dei volumi, nell'Europa centrale¹⁴ per l'85% circa, nell'Europa meridionale¹⁵ per il 45%.

La corsa all'indicizzazione agli hub appariva in effetti ragionevole nel contesto del disegno di mercato interno del gas naturale concordato dai paesi membri dell'Unione Europea, basato sull'affermazione di luoghi di scambio liquidi, trasparenti, interconnessi e capaci di far emergere segnali di scarsità o sovrabbondanza, facendo fluire il gas laddove era più necessario. In questo contesto un contratto di approvvigionamento ancorato a una commodity diversa, valorizzata su un mercato globale e non nazionale o continentale, rischiava di rivelarsi penalizzante per gli operatori e, in ultima analisi, per i consumatori.

¹³ Belgio, Olanda, Danimarca, Germania, Francia, Irlanda, Lussemburgo, Regno Unito.

¹⁴ Austria, Repubblica Ceca, Ungheria, Polonia, Repubblica Slovacca, Svizzera.

¹⁵ Grecia, Italia, Portogallo, Spagna, Turchia.

Il punto debole del modello di mercato unico dell'Unione Europea, cioè l'eccessiva dipendenza dalle forniture di un unico paese esterno, peraltro in un contesto di produzioni in forte declino sul suolo comunitario, era già stato individuato da ricercatori e istituzioni e in parte indirizzato cercando di diversificare le rotte di approvvigionamento e abilitando al controflusso le reti interne. La portata di questo punto debole si è purtroppo rivelata pienamente quando la crisi russo-ucraina è precipitata. Istituzioni e operatori del settore sono stati colti impreparati e si sono trovati a gestire una situazione molto delicata, con un crollo del peso della Russia sul totale delle importazioni dal 50% del 2021 al 20% degli ultimi mesi del 2022, e la prospettiva di un'ulteriore riduzione nei mesi a venire.

La discussione circa la validità del modello di mercato basato sugli hub e sull'uso dell'indicizzazione ai prezzi degli stessi è complessa e particolarmente vivace in questi mesi, come si vedrà nel capitolo 2 di questo Rapporto. È tuttavia opportuno riconoscere che questo modello di mercato, anche grazie a un'elevata disponibilità a pagare dei consumatori europei, ha garantito un flusso di gas sufficiente a coprire il fabbisogno in tutti i paesi dell'Unione Europea e della Svizzera e ha incentivato una veloce reazione della domanda, facendo emergere un'inattesa capacità di reazione di molti grandi consumatori.

1.5 Il prezzo dei permessi di emissione (EUA)

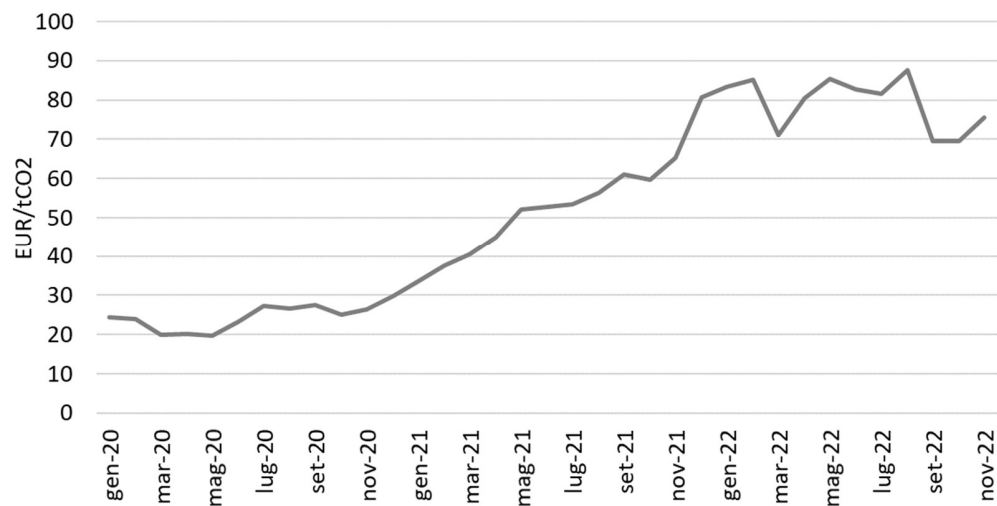
L'ultima determinante del prezzo dell'elettricità in Svizzera e nei paesi vicini è il prezzo dei permessi di emissione (EUA). La Figura 1.18 mostra che anche le EUA hanno visto un costante aumento a partire dal 2020, in conseguenza sia delle politiche ambientali più stringenti, tra cui spicca l'introduzione della Market Stability Reserve, sia dell'aumento della domanda di permessi legato alla maggiore competitività del carbone rispetto al gas ai fini della generazione termoelettrica a partire dall'estate 2021.

Il prezzo delle EUA triplica, ma non riesce a favorire il gas rispetto al carbone

Più nel dettaglio, il prezzo delle EUA si è attestato in media annua a 23.5 EUR/Mt nel 2020, a 53.1 EUR/MT nel 2021 e a 79.3 EUR/MT nei primi undici mesi del 2022, quando ha ripetutamente sfiorato i 90 EUR/MT in media mensile. Pur essendo più che triplicato nel corso di tre anni, il prezzo delle EUA nell'attuale scenario di mercato non è stato sufficiente a preservare il coal-to-gas switch osservato nel 2020 e l'auspicata riduzione delle emissioni della generazione termoelettrica.

Nel complesso, nell'attuale scenario di mercato si stima che il costo delle EUA abbia inciso per circa il 10% del prezzo all'ingrosso dell'elettricità.

Figura 1.18 – Quotazioni dei permessi di emissione di CO2 nell'Unione Europea (EUA, medie mensili)



Fonte: elaborazioni IRE su dati EEX

2. Politiche e politica: la Svizzera e l'Europa alla prova della crisi

Guardando alle politiche energetiche e ambientali il 2022 si è aperto, per la Svizzera, con una serie di preoccupazioni sul fronte della sicurezza e con la sfida di riconciliare l'ambizione del "net zero" al 2050 con l'approvazione dei cittadini, che avevano precedentemente rigettato tramite referendum la Legge sul CO₂.

Per la Svizzera la sicurezza era da tempo un tema caldo

Già nel corso del 2021 il Consiglio Federale, preoccupato dalle conseguenze sul mercato elettrico svizzero dell'abbandono dei negoziati per un accordo quadro con l'Unione Europea, aveva proposto alcune misure per incentivare la costituzione di una riserva strategica e di capacità di generazione a basse emissioni disponibile nel periodo invernale (Consiglio Federale, 2021). Lo stesso Consiglio Federale aveva anche richiesto al regolatore Elcom di sviluppare alcune proposte per una gestione sicura della rete fino al 2025 (Elcom, 2021 (C)) e per l'uso di generatori a gas per garantire la sicurezza delle forniture durante l'inverno (Elcom, 2021 (B)). Nondimeno, nel corso dell'autunno 2021 circa 30'000 grandi consumatori avevano ricevuto una comunicazione dal governo che chiedeva loro di prepararsi a un ipotetico razionamento della fornitura di elettricità.

Le misure di emergenza allo scoppio delle ostilità

Date queste premesse, è facile immaginare come l'inizio della guerra tra Russia e Ucraina e le ulteriori turbolenze dei mercati dell'energia abbiano aggravato le preoccupazioni all'interno della Confederazione. L'azione delle autorità elvetiche per limitare il rischio di un'interruzione o penuria negli approvvigionamenti è stata molto rapida e decisa.

Già in primavera sono stati infatti introdotti due provvedimenti per limitare il rischio di interruzioni delle forniture.

10 miliardi di credito per le aziende elettriche "di rilevanza sistemica"

Il primo provvedimento (Consiglio Federale, 2022 (A)) ha predisposto un credito di 10 miliardi di CHF per fornire liquidità alle aziende elettriche "di rilevanza sistemica". L'idea dietro a questa norma, paragonabile ad altre approvate in altri paesi europei, è che l'aumento del livello dei prezzi e della loro volatilità rischia di bloccare l'operatività delle aziende elettriche sulle borse dell'energia, perché aumenta il valore delle garanzie finanziarie che le aziende stesse sono chiamate ad offrire per operare sulle borse. L'intervento dello Stato tramite un prestito è utile a evitare che, in assenza di una vera e propria scarsità fisica di energia, le forniture delle più grandi aziende elettriche nazionali vengano interrotte per motivi puramente finanziari, con effetti a cascata su tutta la filiera e dunque anche su consumatori ed economia.

Le scorte di gas per l'inverno

Il secondo provvedimento (Consiglio Federale, 2022 (B)) ha invece obbligato i fornitori svizzeri di gas naturale a costituire delle scorte di gas all'estero e concludere contratti di opzione per acquistare gas non di provenienza russa nell'ipotesi di una penuria di questo vettore energetico durante l'inverno. Le scorte richieste sono state effettivamente riempite in tempi molto rapidi (e, verosimilmente, con costi molto alti): il livello richiesto dall'ordinanza è stato infatti raggiunto ad agosto 2022.

Le misure di medio periodo: generatori di riserva, risparmio di energia e "offensiva solare"

Nel corso dell'estate il Consiglio Federale ha inoltre promosso la costruzione 300 MW di capacità di generazione di riserva con una tecnologia dual-fuel (Consiglio Federale, 2022 (C)), avanzando alcune proposte per razionare il consumo di gas in presenza di interruzioni

dell'offerta (Consiglio Federale, 2022 (D)) e avviato una campagna informativa per promuovere il risparmio volontario di energia tra i cittadini (Consiglio Federale, 2022 (E)). In settembre sono state inoltre approvate l'"offensiva solare"¹⁶ e l'ordinanza per la costituzione di una riserva idroelettrica¹⁷.

L'offensiva solare ha introdotto alcune modifiche alla Legge Federale sull'Energia per favorire l'installazione di nuova capacità fotovoltaica. Le misure proposte prevedono l'obbligo di dotare di impianti fotovoltaici i tetti e/o le facciate di tutti i nuovi edifici con superficie rilevante superiore a 300 m², l'obbligo di installare impianti fotovoltaici su tutte le infrastrutture di proprietà della Confederazione adatte allo scopo entro il 2030, e un sostegno finanziario fino al 60% dei costi di investimento per i grandi impianti fotovoltaici¹⁸ che entreranno in funzione entro il 2025 e rispetteranno alcuni parametri naturalistici, tecnici, ed economici. L'offensiva solare ha suscitato reazioni contrastanti tra gli esperti e i cittadini; al momento della stesura di questo Rapporto è in corso una procedura di revisione veloce per recepire osservazioni e commenti raccolti durante il mese di dicembre.

L'ordinanza per la costituzione di una riserva idroelettrica ha invece richiesto la costituzione, tramite un'apposita gara pubblica, di una scorta di capacità di generazione idroelettrica per sopperire a eventuali carenze durante il periodo invernale. I costi di questa operazione sono stati posti a carico dei consumatori all'interno della tariffa di rete. E' interessante precisare che a gennaio 2023 questo provvedimento è stato ricompreso in una più ampia "Ordinanza sulla riserva invernale", che prevede la costituzione di capacità di riserva di 1'000 MW da più fonti oltre all'idroelettrico e ammette la partecipazione di iniziative di riduzione remunerata della domanda¹⁹.

Nel lungo periodo: il difficile cammino verso "net zero" dalla Legge sul CO₂ al controprogetto per l'iniziativa ghiacciai

Allargando l'orizzonte al lungo periodo, e in particolare all'obiettivo di emissioni nette nulle al 2050, le difficoltà legate alla crisi energetica appaiono più sfumate, ma si profila invece nettamente l'ostacolo dell'accettazione sociale delle politiche per il clima. Il rigetto della Legge sul CO₂ al referendum di giugno 2021 è stato un primo segnale della difficoltà di far comprendere ai cittadini un obiettivo così ambizioso e articolato. Un segnale analogo sembra emergere dal dibattito sull'iniziativa ghiacciai e sul relativo controprogetto indiretto²⁰, che potrebbe essere sottoposto a referendum e ha generato alcuni malumori nonostante contenga, per molti versi, indicazioni meno dettagliate e restrittive rispetto alla complessa Legge sul CO₂. L'impennata e la crescente volatilità dei prezzi dei combustibili fossili, se da un lato rendono evidente l'utilità economica delle misure di efficienza energetica e generazione rinnovabile, paradossalmente rischiano di complicare l'implementazione della transizione, perché hanno conseguenze difficili da gestire in termini di distribuzione del reddito e del benessere. Creare e mantenere nel tempo un quadro di regole e incentivi tale da supportare la mole di investimenti necessari alla transizione e preservare al contempo il benessere dei cittadini è una sfida complessa almeno quanto la crisi energetica attuale.

¹⁶ "Misure urgenti volte a garantire a breve termine l'approvvigionamento elettrico durante l'inverno", 30 settembre 2022.

¹⁷ "Ordinanza sulla costituzione di una riserva di energia idroelettrica (OREI)", 7 settembre 2022.

¹⁸ Per "grande" si intende un impianto con produzione annua pari o superiore a 300 GWh e produzione invernale di almeno 500 kWh per 1 kW installato.

¹⁹ "Ordinanza sulla costituzione di una riserva di energia elettrica per l'inverno (Ordinanza sulla riserva invernale, OREI)", 25 gennaio 2023.

²⁰ "Legge federale sugli obiettivi in materia di protezione del clima, l'innovazione e il rafforzamento della sicurezza energetica (LOCli)", 30 settembre 2022.

La reazione dell'Unione Europea: il piano REPower EU

La reazione delle istituzioni dell'Unione Europea è stata per molti versi simile a quella svizzera, ma si è dispiegata su scala più ampia – anche in considerazione della maggiore importanza del gas nel mix energetico – e ha implicato una difficile opera di mediazione degli interessi dei singoli paesi membri, esposti in maniera diversa verso le forniture russe.

A marzo 2022 la Commissione Europea ha lanciato un piano, "REPower EU", descritto nel dettaglio nei mesi successivi (Commissione Europea, 2022 (A)), per ridurre rapidamente la dipendenza dei paesi europei dalle importazioni di combustibili fossili dalla Russia e accelerare, rispetto al "Green Deal" approvato soltanto nel 2020, la transizione verso forme di energia pulite e resilienti. REPowerEU si articola lungo le seguenti linee fondamentali:

- Diversificazione delle forniture di gas, con l'aumento delle importazioni di GNL, la partnership con nuovi fornitori e la creazione di una piattaforma europea disponibile su base volontaria per l'acquisto congiunto di gas;
- Riempimento accelerato degli stoccaggi europei per una quota pari almeno all'80% della capienza massima entro la fine dell'estate 2022;
- Promozione di misure di contenimento dei consumi, elaborazione di piani di riduzione della domanda coordinati a livello comunitario in caso di penuria di gas e, nel medio e lungo periodo, maggiore sostegno all'efficienza energetica;
- Potenziamento delle produzioni e importazioni europee di gas "verdi" (idrogeno rinnovabile e biometano);
- Potenziamento delle produzioni europee di elettricità di origine solare ed eolica.

REPower EU versus "Fit for 55"

Molti dei provvedimenti previsti da REPower EU sono ancora in via di trasposizione. La Tabella 2.1 riassume le principali misure concrete proposte nella Comunicazione della Commissione Europea pubblicata a maggio 2022 e le confronta con quelle di "Fit for 55", il pacchetto che descriveva nel dettaglio le azioni previste dal Green Deal.

Tabella 2.1 – REPowerEU e Fit for 55 a confronto

Obiettivi	Fit for 55	REPower EU
Efficienza energetica	-9% dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario base al 2030	-13% dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario base al 2030
Penetrazione delle fonti rinnovabili	40% sul totale dei consumi di energia primaria al 2030	45% sul totale dei consumi di energia primaria al 2030
Solare fotovoltaico		320 GW al 2025, quasi 600 GW al 2030
Eolico		510 GW al 2030; rafforzare catene approvvigionamento e snellire procedure autorizzative
Pompe di calore individuali		10 mln unità al 2032
Idrogeno rinnovabile	6.7 mln t prodotte nell'UE al 2030	10 mln t prodotte nell'UE, 10 mln t importate al 2030
Biometano		35 mrd m3 al 2030

Fonte: elaborazioni IRE

A queste indicazioni si aggiungono altre proposte come il sostegno alla realizzazione in tempi rapidi di nuovi terminali di rigassificazione, il sostegno all'abilitazione o potenziamento del controflusso lungo gasdotti e oleodotti, ed infine un finanziamento di circa 29 miliardi di EUR per gli adeguamenti delle reti elettriche necessari per sostenere l'elettrificazione dei consumi e la produzione decentralizzata.

La discussione sull'adeguatezza del disegno di mercato per l'elettricità...

La pubblicazione di REPower EU e il protrarsi della crisi hanno dato avvio a un ampio dibattito, tuttora in corso, sulle possibili misure per garantire la sicurezza delle forniture di elettricità e gas e contenere l'impatto dell'aumento dei prezzi sui consumatori finali.

Il dibattito tra gli stakeholder si è concentrato anche su questioni relative al disegno di mercato, sia per l'elettricità, sia per il gas naturale.

Per alcuni osservatori il mercato elettrico europeo ha fornito, nel corso della crisi, rendite eccessive ai titolari di impianti di generazione baseload, rendite poi tassate in alcuni paesi, con il placet della Commissione Europea. Altri osservatori hanno ipotizzato che l'attuale disegno di mercato non sia adatto per uno scenario caratterizzato da un ulteriore aumento del contributo delle fonti rinnovabili (Commissione Europea, 2022 (B)). Al momento della stesura di questo Rapporto la discussione è orientata a ribadire la bontà del modello esistente, pur sottolineando la necessità di far crescere la liquidità dei mercati a pronti, capaci di dare segnali di mercato di medio periodo, e predisporre strumenti per coprire il rischio di trasmissione di un'eccessiva volatilità di prezzo ai consumatori (Meeus, L., et al., 2022). A ottobre 2022, inoltre, la Commissione Europea ha approvato alcune misure per alleggerire i requisiti finanziari richiesti alle aziende che operano sui mercati elettrici, allargando il perimetro del collaterale che può essere offerto come una garanzia per evitare, similmente a quanto già fatto in Svizzera, il rischio di fallimenti a catena.

... sul cap di prezzo e sulla piattaforma per l'acquisto congiunto di gas

Il mercato del gas è stato invece esaminato per una serie di ragioni. In primo luogo, per il timore di manipolazioni dei prezzi, fino ad ora non dimostrate; quindi in un'ottica di definizione di un tetto massimo alle quotazioni (price cap), per contenere indirettamente anche i prezzi dell'elettricità; infine per valutare la proposta di introdurre una piattaforma congiunta per l'acquisto del gas, con l'idea che aggregare maggiori volumi avrebbe dato agli importatori europei un maggiore potere contrattuale.

Nel concreto, le misure già adottate per scongiurare il rischio di una crisi degli approvvigionamenti di gas sono quelle delineate di seguito.

L'obbligo di riempimento degli stoccaggi

Alla fine di giugno 2022 è stato approvato il Regolamento (UE) 2022/1032, che ha prescritto un obbligo di riempimento degli stoccaggi europei all'80% entro il 1° novembre 2022 e al 90% entro il 1° novembre 2023, oltre a introdurre una traiettoria di riempimento da seguire nei mesi estivi. La Figura 1.12 già commentata nel primo capitolo mostra come il suddetto obiettivo di riempimento sia stato raggiunto e superato al 1° novembre 2022. Questo risultato, che ha consentito qualche spiraglio di ottimismo per l'inverno in corso, ha avuto probabilmente l'effetto di creare un'ulteriore pressione al rialzo sui prezzi del gas nel corso dell'estate, dati i volumi ragguardevoli che era necessario acquistare per conformarsi all'obbligo di riempimento.

L'impegno per ridurre la domanda

Ad agosto 2022 è stato poi approvato il Regolamento (UE) 2022/1369, mediante il quale viene richiesto agli stati membri dell'Unione Europea il massimo impegno per ridurre il proprio consumo di gas tra 1° agosto 2022 e 31 marzo 2023 di una percentuale pari almeno al 15% rispetto alla media dei cinque anni precedenti. Questa riduzione diventa

obbligatoria se il Consiglio dell'Unione Europea dichiara lo stato di allarme per l'Unione. L'appello a un contenimento della domanda deve essere letto considerando anche la discussione, tuttora in corso, sull'opportunità di introdurre misure obbligatorie di solidarietà tra paesi, accanto a quelle che alcuni paesi membri hanno già siglato in via bilaterale.

Il cap dinamico al prezzo del gas

Alla fine di dicembre 2022, infine, è stato adottato il Regolamento (UE) 2022/2578 che ha introdotto un cap al prezzo del gas, una misura dibattuta per lungo tempo e su cui i diversi paesi membri hanno a lungo avuto posizioni inconciliabili.

La proposta di introdurre un massimo al prezzo del gas è stata discussa soprattutto allo scopo, da un lato, di porre un freno all'aumento delle bollette del gas (quindi, indirettamente, dell'elettricità per i consumatori europei, in particolare quelli con un mix produttivo fortemente sbilanciato sulla produzione termoelettrica), dall'altro, di dare un segnale ai fornitori e a eventuali speculatori circa la reale disponibilità a pagare degli operatori europei. Le principali obiezioni sollevate verso questa misura sono tre: un cap al prezzo del gas rischia, in primo luogo, di generare un rimbalzo della domanda, con effetti controproducenti in termini di sicurezza, in secondo luogo di rendere meno attrattivo il mercato europeo per i potenziali fornitori, di nuovo con effetti indesiderati in termini di sicurezza, ed in terzo luogo di distorcere il funzionamento dei mercati, con risultati difficili da prevedere.

La soluzione adottata è stata quella di un price cap dinamico. Il Regolamento 2022/2578 prevede infatti che l'Agenzia per il Coordinamento dei Regolatori dell'Energia (ACER) pubblichi ogni giorno un "prezzo di riferimento" per il gas a pronti, calcolato come media di alcuni indicatori del prezzo del GNL in Europa e del NBP inglese. A partire dal 15 febbraio 2023, se il prezzo giornaliero del contratto "front month" scambiato al TTF olandese supererà per tre giorni lavorativi i 180 EUR/MWh o, alternativamente, il prezzo di riferimento di cui sopra maggiorato di 35 EUR/MWh, ACER attiverà un "meccanismo di correzione del mercato". In base a questo meccanismo ACER impedirà a tutte le borse europee di accettare scambi a termine (da "front month" a "front year") con un prezzo superiore al prezzo di riferimento più 35 EUR/MWh, o a 180 EUR/MWh se il prezzo di riferimento dovesse essere minore di 145 EUR/MWh. Il meccanismo di correzione del mercato, una volta attivato, rimarrà in vigore per almeno 20 giorni lavorativi, a meno che un apposito gruppo di coordinamento non identifichi delle minacce alla sicurezza delle forniture di gas all'Unione Europea, per esempio una riduzione dell'afflusso di GNL, un rimbalzo della domanda, o un'alterazione delle dinamiche del mercato interno del gas o dei mercati dei derivati.

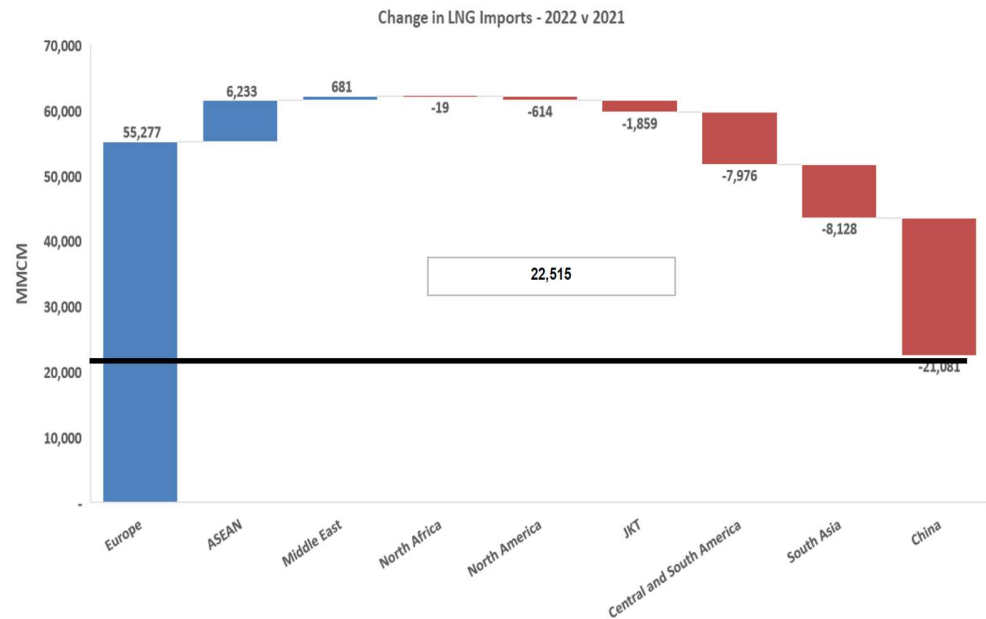
La scelta di introdurre un cap al prezzo del gas è, naturalmente, di natura politica più che tecnica (Pototschnig, A., Conti, I., 2022), e risponde al comprensibile desiderio dei rappresentanti politici di agire per proteggere cittadini e imprese. La soluzione adottata con il Regolamento 2022/2578 rappresenta un compromesso, con il tentativo di tenere conto del ruolo fondamentale dei prezzi di mercato sia nel segnalare la scarsità e far affluire maggiori quantità di gas se la disponibilità a pagare è sufficientemente alta, sia nel promuovere un contenimento della domanda.

Barnes, A., 2022, nell'esprimere scetticismo circa la soluzione prospettata, segnala in effetti che il cap al prezzo del gas introdotto dal governo spagnolo²¹ ha fatto sì che la domanda di gas in Spagna aumentasse, nei primi dieci mesi del 2022, di quasi il 3%

²¹ È opportuno precisare che il cap spagnolo vincola a un tetto di 40 EUR/MWh il costo del combustibile che gli impianti termoelettrici a gas potevano recuperare nel prezzo di vendita dell'elettricità, non il prezzo pagato per gli acquisti sul mercato all'ingrosso. La differenza tra l'effettivo costo di acquisto del gas pagato dagli impianti termoelettrici a gas e il cap di 40 EUR/MWh è coperta tramite un sussidio finanziato dalle bollette elettriche (Meeus, L. et al., 2022).

rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, un caso unico a fronte di riduzioni spesso in doppia cifra in tutte le maggiori economie dell'Unione Europea. Lo stesso Barnes, A., 2022 evidenzia inoltre che la maggiore disponibilità a pagare ha consentito agli importatori europei di attrarre quantitativi di GNL che sarebbero stati destinati altrove, scongiurando così il rischio di interruzioni o razionamenti (Figura 2.1).

Figura 2.1 – Cambiamenti nelle importazioni di GNL tra 2021 e 2022



Source: Kpler, Fulwood (OIES)

Fonte: Barnes, A., 2022

Gli stessi documenti di preparazione del Regolamento 2022/2578 evidenziano inoltre il rischio che, in presenza di un cap sulle borse del gas, gli scambi si spostino over the counter oppure su mercati fisici o virtuali fuori dal territorio dell'Unione Europea. Questo fenomeno è reso più probabile anche dai costi molto elevati di accesso alle borse in un contesto di prezzi alti e variabili. Il Regolamento affida ad ACER e all'Autorità Europea degli Strumenti Finanziari e dei Mercati (ESMA, European Securities and Markets Authority) il compito di vigilare su eventuali distorsioni del funzionamento delle borse e dei mercati over the counter, e prevede che la Commissione Europea possa modificare il funzionamento del cap di prezzo, anche escludendo alcuni contratti derivati dall'applicazione cap o includendovi i mercati over the counter.

Soltanto il tempo potrà mostrare se la proposta approvata sarà efficace o sarà invece talmente flessibile da risultare, di fatto, superflua.

È "tutta colpa della transizione energetica"?

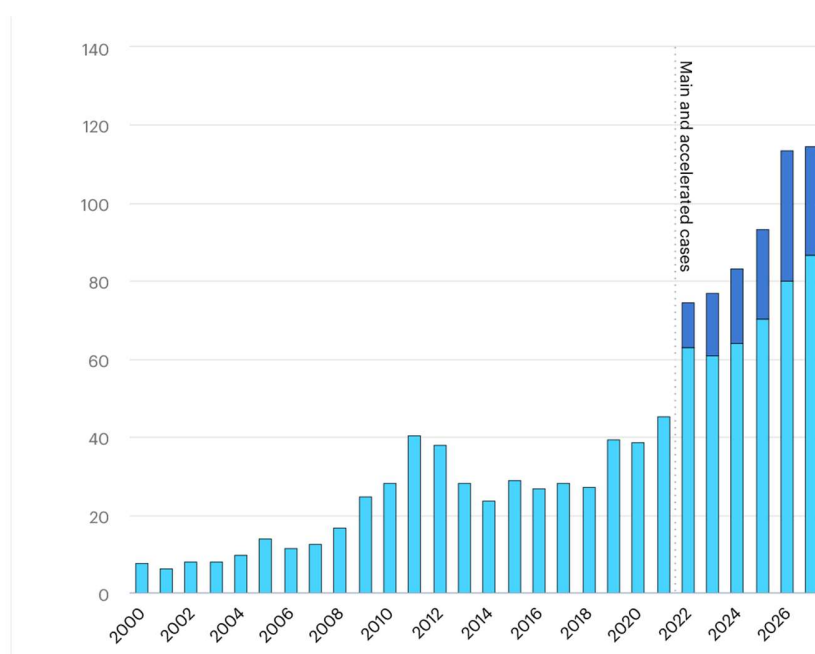
A conclusione di questa breve rassegna delle principali politiche intraprese dalla Svizzera e dall'Unione Europea per reagire alla crisi delle forniture di gas, sembra opportuno proporre una riflessione sul legame tra la crisi stessa e la transizione energetica. Dall'inizio della crisi energetica e delle ostilità tra Russia e Ucraina, infatti, alcuni commentatori hanno avanzato l'ipotesi che il progetto di abbandonare i combustibili fossili

sia stato utopistico o troppo precipitoso e abbia avuto un ruolo nell'innescare o aggravare il rischio di penuria energetica per i consumatori europei.

Le politiche di decarbonizzazione introdotte in Svizzera e in Europa, peraltro a velocità crescente nel corso degli anni, sono numerose e interconnesse. Accanto alle misure per promuovere la trasformazione del settore elettrico, di cui si è dato conto in questo capitolo, ci sono infatti politiche per la riduzione e la decarbonizzazione dei consumi di energia nel loro complesso²² che sfociano spesso nella politica industriale, commerciale o addirittura estera²³. Un commento ragionato del ruolo di questo ampio spettro di politiche rispetto alla crisi energetica attuale è fuori dalla portata di questo Rapporto, ma è comunque possibile proporre alcuni spunti mantenendo il focus sul settore dell'energia e in particolare dell'elettricità.

Nonostante molti paesi europei, tra cui Svizzera e paesi membri dell'Unione Europea, si siano impegnati a raggiungere la neutralità climatica entro il 2050 e abbiano adottato politiche nei settori connessi dell'energia e del clima da almeno 20 anni, stando ai dati dell'Agenzia Internazionale per l'Energia (IEA, Figura 2.2) la capacità di generazione rinnovabile installata in Europa è cresciuta meno del previsto tra il 2000 e il 2021; anzi, ha avuto una fase di rallentamento tra il 2012 e il 2021. Stando agli scenari elaborati dall'IEA, sarà necessario un deciso cambiamento di passo per raggiungere l'obiettivo intermedio di decarbonizzazione al 2026 compatibile con il "net zero" al 2050²⁴.

Figura 2.2 – Capacità di generazione rinnovabile installata in Europa tra 2000 e 2021 e scenari al 2026. Dati in GW.



Fonte: IEA

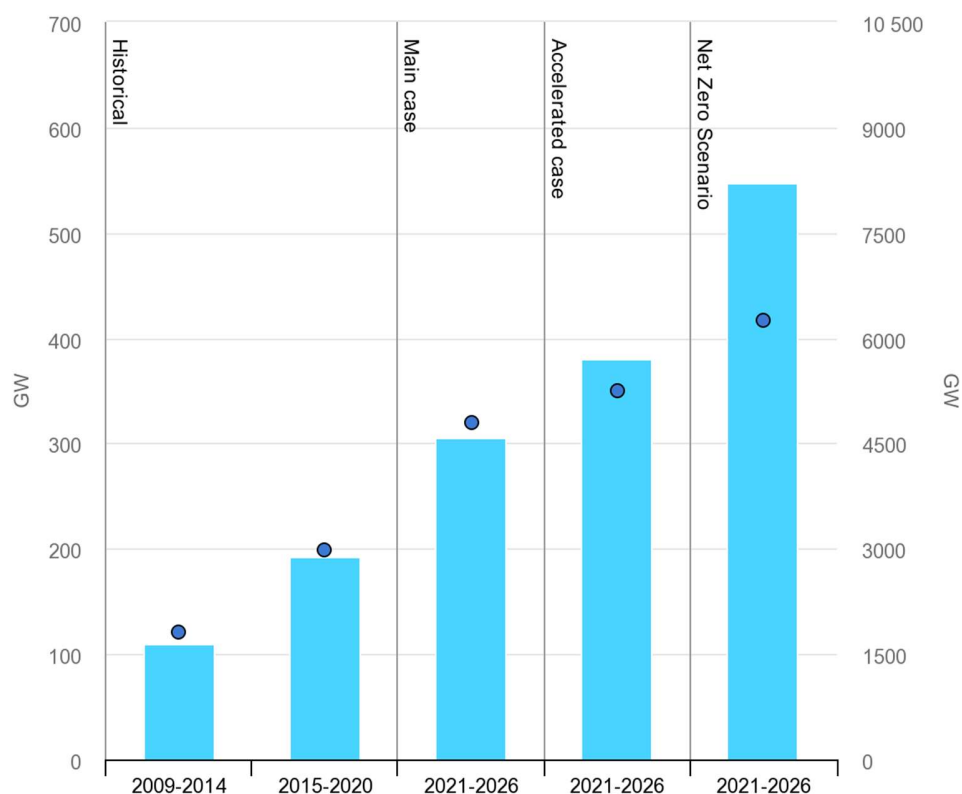
²² Si pensi al sostegno ai gas rinnovabili, indispensabili per decarbonizzare alcuni tipi di trasporti e attività industriali, alla decarbonizzazione dei trasporti, alla decarbonizzazione del settore edile e così via.

²³ Si pensi, nel caso dell'Unione Europea, alla Tassonomia per gli investimenti sostenibili o al Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM).

²⁴ Gli scenari "main" and "accelerated" cases riportati nella Figura 2.2 sono entrambi meno ambiziosi rispetto allo scenario compatibile con "net zero" al 2050.

Una tendenza analoga si osserva anche considerando i dati di investimento in nuova capacità di generazione rinnovabile a livello globale (Figura 2.3), da interpretare naturalmente tenendo conto del fatto che gli impegni di riduzione delle emissioni sono stati adottati con tempi e incisività variabili nelle diverse aree del pianeta.

Figura 2.3 – Nuova capacità rinnovabile installata per anno (media sul quinquennio rappresentata con le colonne azzurre, scala asse sx) e cumulata della capacità rinnovabile installata (pallini blu, scala asse dx): dati storici, previsioni e scenario “net zero” della IEA per gli anni 2009-2026. Dati in GW.



Fonte: IEA

La tendenza al sotto-investimento nella produzione di energia primaria, come già accennato nel capitolo 1 di questo Rapporto, ha molto probabilmente contribuito a restringere l'offerta di combustibili fossili e spingere al rialzo i prezzi di questi ultimi e dell'elettricità. Questa tendenza, però, si è manifestata in misura quasi analoga anche nel segmento delle energie rinnovabili, nonostante l'ambizione di molti piani delineati in Europa e nel mondo.

Una traiettoria di investimento nelle fonti rinnovabili (e nell'efficienza energetica) compatibile con le ambizioni dell'Accordo di Parigi avrebbe molto probabilmente consentito ai consumatori europei di farsi trovare meno impreparati al venir meno delle forniture russe, nonché di preservare sul suolo nazionale o comunitario una parte maggiore del valore della filiera dell'energia.

3. Uno sguardo sul 2023

Delineare uno scenario per il 2023 è un compito particolarmente difficile, alla luce della molteplicità e imprevedibilità dei fattori in gioco. Si cercherà pertanto di descrivere brevemente le variabili che potrebbero determinare una crescita oppure una diminuzione dei prezzi dell'elettricità nei mesi a venire.

Il mercato del gas sarà l'ago della bilancia

Sebbene la Svizzera non faccia ricorso al gas naturale a fini di generazione elettrica, il prezzo dell'elettricità sul mercato all'ingrosso è fortemente condizionato dalle quotazioni del gas a causa delle possibilità di arbitraggio che esistono con i mercati vicini, in particolare l'Italia e la Germania. Le dinamiche del mercato del gas saranno dunque particolarmente importanti per definire il livello dei prezzi all'ingrosso dell'elettricità nella Confederazione.

La domanda di gas: le prospettive per la generazione termoelettrica

Dal lato della domanda di gas, una prima voce importante è il prelievo a fini di generazione. In effetti la generazione a gas si è trovata negli ultimi anni a fare da buffer per le variazioni più o meno prevedibili della produzione delle centrali nucleari e della vecchia e nuova capacità rinnovabile, tanto che nel corso del 2022 la domanda di gas per la generazione non è diminuita in maniera significativa, a differenza di quanto accaduto per l'industria e il settore residenziale (OIES, 2022). Due elementi determinanti saranno dunque:

- La disponibilità delle centrali nucleari, e in particolare di quelle francesi, sulle quali si stanno operando manutenzioni con la massima velocità;
- La producibilità degli impianti rinnovabili vecchi e nuovi, e dunque la piovosità e la presenza di sole e vento.

Le condizioni meteorologiche saranno particolarmente importanti anche sotto il profilo delle temperature: un primo trimestre 2023 caratterizzato da temperature miti, un'estate non eccessivamente calda e un inverno 2023/2024 tardivo e/o mite saranno fondamentali per aiutare il vecchio continente a superare il periodo di crisi degli approvvigionamenti senza interruzioni o ulteriori scossoni nei prezzi.

La domanda di gas dell'industria tra efficienza e distruzione della domanda

La domanda di gas da parte dell'industria è un altro grande elemento di incertezza. Nel complesso il consumo di gas in Europa si è ridotto del 14% circa su base annua nei primi undici mesi del 2022, sia grazie alle temperature miti dell'autunno, sia grazie a una capacità di risparmio da parte delle attività economiche decisamente inattesa in termini di portata. L'industria tedesca, per esempio, ha ridotto i consumi in maniera significativa (-17% su base annua nei primi undici mesi dell'anno) a fronte di una contrazione dell'output molto minore, seppur con importanti differenze tra settori²⁵. Gli osservatori (OIES, 2022) considerano che da un lato le misure più economiche di contenimento dei consumi potrebbero aver esaurito il loro potenziale, dall'altro i prezzi alle stelle del gas potrebbero aver causato una distruzione della domanda e quindi aver generato un crollo dei prelievi industriali destinato a permanere nel medio periodo.

²⁵ IFO Institute Press Release, 22 november 2022 (<https://www.ifo.de/en/press-release/2022-11-22/many-industrial-companies-germany-cut-gas-consumption-without-curbing>).

Gli stoccaggi saranno cruciali per affrontare il prossimo inverno

L'andamento della domanda nel corso del 2023 sarà fondamentale non solo per limitare tensioni momentanee sul fronte dei prezzi in un mercato già teso, ma anche per il suo impatto sul livello di riempimento degli stoccaggi alla fine dell'inverno. Dato che non è possibile, ad oggi, ipotizzare una ripresa dei flussi di gas dalla Russia attraverso il gasdotto Yamal, né tantomeno attraverso il Nord Stream, si stima che un livello di riempimento degli stoccaggi europei intorno al 50% in aprile sarà cruciale per garantire una ricostituzione delle scorte sufficiente ad affrontare l'inverno 2023/2024 con ragionevole tranquillità. Al momento della stesura di questo Rapporto le scorte si attestano sopra l'80%, un livello decisamente confortante, ma i mesi a venire potrebbero riservare ancora delle sorprese.

L'offerta: l'incognita della Russia

Guardando invece al lato dell'offerta, si rilevano due principali fonti di incertezza: il comportamento della Russia e l'andamento del mercato del GNL.

Nel primo caso, è difficile prevedere le scelte strategiche di un paese in guerra e sottoposto a pesanti sanzioni. Il livello altissimo dei prezzi del gas ha permesso alla Russia di preservare una parte dei guadagni provenienti dalle esportazioni nonostante la drastica riduzione delle quantità esportate. L'introduzione di un cap a 60 USD/bbl ai prezzi del petrolio esportato dalla Russia, imposto dalla "price cap coalition" (paesi del G7, Unione Europea, Australia) a partire dal 5 dicembre 2022 potrebbe però cambiare il quadro e spingere il governo russo a decisioni imprevedibili.

L'equilibrio del mercato del GNL: cosa succederà in Cina?

Nel secondo caso, oltre all'ipotesi dell'entrata in funzione i nuovi terminali di rigassificazione e le espansioni pianificate²⁶, la liquidità del mercato mondiale del GNL sarà determinante per definire sia il livello dei prezzi in Europa, sia la disponibilità di quantità sufficienti a soddisfare la domanda senza ricorrere a razionamenti.

Ad oggi la principale incognita è la domanda di GNL da parte della Cina, che tra la fine del 2022 e l'inizio del 2023 ha allentato quasi tutte le restrizioni per il contenimento dei contagi di COVID. L'aspettativa degli osservatori è che l'economia cinese attraversi una fase di stagnazione nel primo trimestre, in conseguenza di una violenta, nuova ondata di diffusione del contagio, per poi ripartire decisamente nei rimanenti trimestri dell'anno²⁷. La domanda cinese di gas naturale è in parte soddisfatta da contratti di lungo periodo trasportati via gasdotto (Figura 1.11), ma è verosimile che alla ripresa dell'economia si associ anche una crescita della domanda di GNL, come già accaduto in passato. Questo potrebbe spingere al rialzo le quotazioni e rendere più costoso, per i compratori europei, continuare a soddisfare la domanda di cittadini e imprese. L'altro ago della bilancia sarebbe dato, in questo caso, dalla possibile bassa disponibilità a pagare dell'India e di altri mercati emergenti, che potrebbero rinunciare all'acquisto e rendere disponibili maggiori volumi per il vecchio continente.

Al momento lo scenario del mercato del GNL sembra stabile, ma evidentemente soggetto a molte incognite: una chiusura temporanea di un impianto di liquefazione o un incidente tale da creare un collo di bottiglia lungo le principali direttrici di approvvigionamento potrebbero innescare fiammate dei prezzi di portata imprevedibile fino a pochi mesi fa.

²⁶ Per una mappa aggiornata degli impianti esistenti, in via di costruzione o ampliamento e allo stadio di progetto: <https://www.consilium.europa.eu/en/infographics/lng-infrastructure-in-the-eu/>

²⁷ The Economist, 2nd January 2022: "What the great reopening means for China—and the world"

La Svizzera in uno scenario interconnesso e la scelta del “soft path”

Nonostante la generale solidità del sistema energetico svizzero, il 2022 ha dimostrato che lo scenario europeo e quello globale sono fortemente interconnessi e si possono generare shock difficili da prevedere e affrontare anche per la Confederazione. È confortante osservare che la strada intrapresa dalla Svizzera e dai vicini paesi dell’Unione Europea sembra quella dell’efficienza energetica e dell’investimento su larga scala nelle fonti rinnovabili, il cosiddetto “soft path”, già troppo a lungo rimandato dopo le crisi petrolifere degli anni 1970.

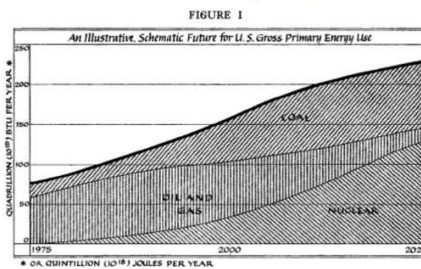
Figura 3.1 – “Hard path” e “soft path” per l’evoluzione del sistema energetico: investimento nella prospezione e produzione di idrocarburi versus investimento nell’efficienza energetica e nella produzione di energia rinnovabile

How to get independent of Russia?

21

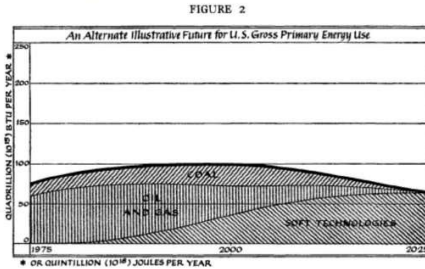
Hard Path

“Drill baby drill”



Soft Path

“Accelerate RE & EE”



ENERGY STRATEGY: THE ROAD NOT TAKEN?

By Amory B. Lovins

Two roads diverged in a wood, and I—
I took the one less traveled by,
And that has made all the difference.
—Robert Frost



WHERE are America's formal or de facto energy policies leading us? Where might we choose to go instead? How can we find out? Addressing these questions can reveal deeper questions—and a few answers—that are easy to grasp, yet rich in insight and in international relevance. This paper will seek to explore such basic concepts in energy strategy by outlining and contrasting two energy paths that the United States might follow over the next 50 years—long enough for the full implications of change

FOREIGN AFFAIRS

OCTOBER 1976



Energy Strategy: The Road Not Taken?

Amory B. Lovins

HSG Visiting Prof. Amory Lovins
REMforum 1999

University of St. Gallen

Fonte: Prof. Rolf Wüstenhagen, REM Forum 2022, St Gallen, elaborazioni su Lovins, A. B., 1976

Il 2023 nel Canton Ticino: una base solida su cui innestare la decarbonizzazione

In questo scenario complesso e in gran parte determinato fuori dai confini della Confederazione, le aziende elettriche ticinesi affrontano il 2023 con un livello di riempimento dei bacini idroelettrici inferiore alla media svizzera²⁸, ma forti di una buona capacità di innovazione, come dimostrato, tra l’altro, dal recente successo dei progetti

²⁸ Al momento della stesura di questo Rapporto i bacini idroelettrici ticinesi sono pieni al 56%, in linea con la media stagionale ma al di sotto della media svizzera, pari al 76% (https://www.uvek-gis.admin.ch/BFE/storymaps/AP_FuellungsgradSpeicherseen/?lang=it).

innovativi per la gestione delle produzioni rinnovabili su scala locale²⁹. Questo patrimonio sarà importante per superare eventuali criticità nell'anno appena iniziato, ferme restando le sfide di medio e lungo periodo rappresentate dalla necessità di incorporare produzioni sempre maggiori dalle fonti rinnovabili intermittenti e dall'elettrificazione dei consumi di energia.

Per il Cantone e per la Confederazione si tratterà, nei prossimi anni, di creare e mantenere le condizioni quadro per la realizzazione di un piano ambizioso di investimenti che permettano di procedere speditamente verso la decarbonizzazione, con un sentiero che, per quanto possibile, risulti gradito ad imprese e cittadini.

²⁹ La Lugaggia Innovation Community per una gestione intelligente e sostenibile delle produzioni e dei consumi di un piccolo gruppo di autoproduttori e consumatori è stata recentemente insignita del premio "Watt d'Or" dall'Ufficio Federale dell'Energia (<https://www.bfe.admin.ch/bfe/it/home/ufficio-federale-dell-energia/watt-d-or/i-vincitori-del-premio-watt-dor/i-vincitori-del-premio-watt-d-or-2023.html>).

Bibliografia

1. Barnes, A., 2022: "EU Commission proposal for joint gas purchasing, price caps and collective allocation of gas: an assessment", Oxford Institute for Energy Studies (OIES), December 2022.
2. Commissione Europea, 2022 (A): "Comunicazione della Commissione al Parlamento Europeo, al Consiglio Europeo, al Consiglio, al Comitato Economico e Sociale Europeo e al Comitato Europeo delle Regioni – Piano REPowerEU", SWD(2022) 230 final, 18 maggio 2022.
3. Commissione Europea, 2022 (B): "Comunicazione della Commissione al Parlamento Europeo, al Consiglio Europeo, al Consiglio, al Comitato Economico e Sociale Europeo e al Comitato Europeo delle Regioni – Interventi a breve termine nei mercati dell'energia e miglioramenti a lungo termine dell'assetto del mercato dell'energia elettrica" COM(2022) 236 final, 18 maggio 2022.
4. Consiglio Federale, 2021. Messaggio concernente la legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili (<https://www.admin.ch/gov/it/pagina-iniziale/documentazione/comunicati-stampa.msg-id-84018.html>).
5. Consiglio Federale, 2022 (A). Legge federale relativa ad aiuti finanziari concessi a titolo sussidiario per salvare le imprese del settore dell'energia elettrica di rilevanza sistemica.
6. Consiglio Federale, 2022 (B). Ordinanza sulla garanzia delle capacità di fornitura di gas naturale in situazioni di grave penuria.
7. Consiglio Federale, 2022 (C). Energia: il Consiglio federale rafforza ulteriormente la sicurezza di approvvigionamento per l'inverno 2022/23. Press release, 17 agosto 2022 (<https://www.admin.ch/gov/it/pagina-iniziale/documentazione/comunicati-stampa.msg-id-89970.html>).
8. Consiglio Federale, 2022 (D). Energia: consultazione sulle misure previste in caso di penuria di gas. Press release, 31 agosto 2022 (<https://www.admin.ch/gov/it/pagina-iniziale/documentazione/comunicati-stampa.msg-id-90169.html>).
9. Consiglio Federale, 2022 (E). Energia: il Consiglio federale lancia una campagna di risparmio energetico. Press release, 31 agosto 2022 (<https://www.admin.ch/gov/it/pagina-iniziale/documentazione/comunicati-stampa.msg-id-90158.html>).
10. Elcom, 2021 (A). Sicurezza dell'approvvigionamento elettrico in Svizzera 2025 – Studio commissionato dalla EICOM e dall'UFE. Berna, ottobre 2021.
11. Elcom, 2021 (B). Konzept Spitzenlast-Gaskraftwerk zur Sicherstellung der Netzsicherheit in ausserordentlichen Notsituationen - Bericht zuhanden Bundesrat. Bern, 20 November 2021.
12. Elcom, 2021 (C). Misure a livello di rete per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento e la stabilità della rete a breve e medio termine - Rapporto all'attenzione del DATEC / Consiglio federale. Berna, 13 ottobre 2021.
13. European Commission, 2022 (A): "Quarterly Report on European Gas Markets", Market Observatory for Energy, DG Energy, Volume 15 (issue 1, covering first quarter of 2022).
14. European Commission, 2022 (B): "Quarterly Report on European Gas Markets", Market Observatory for Energy, DG Energy, Volume 15 (issue 2, covering second quarter of 2022).
15. Heather, P., 2020: "European Traded Gas Hubs: the supremacy of TTF", Oxford Institute for Energy Studies (OIES), Oxford Energy Comment, May 2020.
16. Heather, P., 2022: "A series of unfortunate events - Explaining European Gas Prices in 2021 - The role of the traded gas hubs", Oxford Institute for Energy Studies (OIES), Energy Insight 111, March 2022.
17. International Energy Agency (IEA), 2022: "World Energy Outlook 2022".
18. International Gas Union (IGU), 2022 (A): "Global gas report 2022".
19. International Gas Union (IGU), 2022 (B): "Wholesale gas price survey, 2022 edition".
20. Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA), 2011: "Produzione termoelettrica ed emissioni di CO₂", Rapporto n. 137.
21. Juhlich K., 2016: "CO₂ emission factors for fossil fuels", Umwelt Bundesamt Deutschland, Climate change 28/2016.
22. Lovins, A. B., 1976: "Energy Strategy: The Road Not Taken?" Foreign Affairs (Pre-1986) 55 (000001): 65. <https://www.proquest.com/scholarly-journals/energy-strategy-road-not-aken/docview/198179814/se-2>.
23. Meeus, L., Battle, C., Glachant, J. M., Hancher, L., Pototschnig, A., Ranci, P., Schittekatte, T., 2022: „Policy Brief – The 5th EU electricity market reform: a renewable jackpot for all Europeans package?“, EUI, RSCAS, FSR, Issue 2022/59.

24. Öko-Institut e. V., 2017: "Die deutsche Braunkohlenwirtschaft - Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik, wirtschaftliche Strukturen und Umweltauswirkungen", erstellt im Auftrag von Agora Energiewende.
25. Oxford Institute for Energy Studies (OIES), 2022: "Quarterly Gas Review: Short- and Medium-Term Outlook for Gas Markets", dicembre 2022.
26. Pototschnig, A., Conti, I., 2022: "Policy Brief – Capping the European price for gas", EUI, RSCAS, FSR, Issue 2022/49, September 2022.
27. Umweltbundesamt Deutschland, 2017: "Daten und Fakten zu Braun- und Steinkohlen", Hintergrund Dezember 2017.
28. Umweltbundesamt Deutschland, 2018: "Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2017", Climate Change 11, 2018.