



Trasparenza del mercato elettrico 2020

Rapporto della ElCom

Berna, maggio 2021

Indice

Prefazione	4
1 La sorveglianza del mercato in Svizzera: cifre e fatti	5
2 Panoramica del mercato	9
2.1 Rapporto sul mercato spot: analisi retrospettiva del 2020	10
2.2 Rapporto sul mercato a termine: analisi retrospettiva del 2020	18
3 Principali attività di sorveglianza del mercato della EICom.....	21
3.1 Attività di analisi	21
3.1.1 Quadro generale e statistica analitica	21
3.1.2 Maggiore trasparenza e qualità per la pubblicazione dei dati sul solare	22
3.2 Comunicazione delle informazioni privilegiate	22
3.2.1 Standard europei per la comunicazione delle informazioni privilegiate	22
3.2.2 Raccomandazioni della EICom in merito alla comunicazione di informazioni privilegiate ..	24
3.3 Trading intraday transfrontaliero continuo	24
3.3.1 Comunicazione della EICom: raccomandazione concernente la prenotazione di capacità e il comportamento in sede di negoziazione	24
3.3.2 Indagine su condotte anomale per la prenotazione di capacità di frontiera nel trading intraday continuo	24
3.4 Analisi dei prezzi negativi per Svizzera, Francia e Germania nel 2020	25
4 Ulteriori attività della EICom nell'ambito della trasparenza e della sorveglianza del mercato	28
4.1 Collaborazione a livello nazionale e internazionale	28
4.2 Altre attività inerenti alla trasparenza e alla sorveglianza del mercato	29
5 La digitalizzazione nel settore energetico	29
6 Prospettive future	31
Glossario	32

Indice delle figure

Figura 1: Numero degli operatori di mercato svizzeri registrati alla EICOM al 31.12.2020	5
Figura 2: Numero degli operatori di mercato svizzeri registrati presso regolatori UE.....	6
Figura 3: Dati comunicati a partire dall'entrata in vigore dell'obbligo di notifica.....	8
Figura 4: Ripartizione dei contratti standard secondo trading di breve termine e operazioni a termine.	9
Figura 5: Prezzi day-ahead svizzeri per Base e Peak 2020	11
Figura 6: Prezzi day-ahead Base per Svizzera, Germania e Francia.....	11
Figura 7: Curva della durata dei prezzi day-ahead in Svizzera, 2020 e 2019	12
Figura 8: Volatilità dei prezzi orari nell'arco di una giornata.....	13
Figura 9: Media giornaliera dell'attuale produzione di energia elettrica in Svizzera in base al tipo di produzione.....	14
Figura 10: Livelli di riempimento dei bacini artificiali svizzeri nel 2020 e nel 2019 Fonte: UFE.....	14
Figura 11: Produzione delle centrali nucleari francesi nel 2020 rispetto al 2019.....	15
Figura 12: Immissione in rete di energia eolica e solare e carico nel 2020 e nel 2019 in Germania ...	15
Figura 13: Carico residuale vs. prezzo orario day-ahead in Germania 2020	16
Figura 14: Flussi netti commerciali ai confini svizzeri	17
Figura 15: Flusso netto commerciale al confine Svizzera - Germania.....	17
Figura 16: Totale dei flussi commerciali netti ai confini svizzeri nel 2020.....	18
Figura 17: Andamento dei prezzi nel 2020 per i contratti front year Base per il 2021	19
Figura 18: L'evoluzione dei prezzi di CO2 (EUA), gas (NCG) e carbone (per la regione ARA) nel 2020 per i contratti annuali del 2021 / Fonte: EEX, Refinitiv Power Research.....	20
Figura 19: Panoramica degli STOR pervenuti alla EICOM.....	21
Figura 20: Numero di ore con prezzi negativi, numero di giorni con prezzi orari negativi e numero di giorni con prezzo negativo per il Base secondo l'anno e per i Paesi di fornitura Svizzera, Francia e Germania.....	26
Figura 21: Numero di ore con prezzi negativi all'asta day-ahead EPEX SPOT per mese e anno per i Paesi di fornitura Svizzera, Francia e Germania.....	26
Figura 22: Quota delle ore con prezzi negativi in Svizzera per ora del giorno e anno	27
Figura 23: Quota delle ore con prezzi negativi in Germania per ora del giorno e anno	28

Indice delle tabelle

Tabella 1: Elenco degli RRM collegati alla EICOM al 31 dicembre 2020	7
Tabella 2: Prezzi medi giornalieri dell'asta day-ahead EPEX SPOT a confronto con l'ultimo prezzo del mercato a termine negoziato alla EEX secondo il periodo e il Paese di fornitura	10

Prefazione

Anche per le attività di sorveglianza del mercato della EICOM il 2020 è stato un anno segnato dalla pandemia da coronavirus. Nonostante la situazione straordinaria la secure room ha funzionato regolarmente. Considerato il forte aumento generale della cybercriminalità durante la pandemia, è positivo il fatto che i requisiti di sicurezza abbiano potuto essere ampiamente rispettati. In aggiunta alle valutazioni e ai report usuali sono stati realizzati anche i due studi specifici illustrati qui di seguito.

Uno studio pubblicato nel maggio 2020 sull'impatto della pandemia da coronavirus sul carico europeo ha mostrato, sulla base di analisi dei dati di carico della ENTSO-E (da gennaio ad aprile 2020 compreso), che le varie misure adottate per contrastare la pandemia hanno portato a una riduzione del carico in tutti i Paesi europei. Questa situazione si è osservata soprattutto nei Paesi in cui è stata arrestata gran parte dell'attività industriale. Rispetto a Francia, Italia o Spagna, in Svizzera il settore energetico ne ha risentito meno duramente. Infatti, nei giorni lavorativi il consumo in Svizzera è calato circa del 10 per cento, a fronte di una riduzione rispetto al 2019 di circa il 20 per cento in Spagna (compresa tra il 10 e il 25 per cento modellizzando la domanda), di circa il 25 per cento in Italia (compresa tra il 20 e il 30 per cento modellizzando la domanda) e di circa il 17 per cento in Francia (compresa tra il 12 e il 16 per cento modellizzando la domanda).

A giugno 2020 è stata pubblicata l'analisi dei prezzi negativi osservati in Svizzera, Francia e Germania nel periodo compreso tra il 1° gennaio 2015 e il 31 maggio 2020. Visti i bassi prezzi spot registrati nel primo semestre 2020 e l'eccezionale elevata frequenza di prezzi negativi sul mercato all'ingrosso dell'elettricità, si è proceduto a un'analisi approfondita per il periodo gennaio-maggio 2020, che ha incluso anche gli anni precedenti. È stato riscontrato che negli ultimi anni sono aumentate nei vari mercati le ore con prezzi negativi. Questo vale anche per la Svizzera. I prezzi negativi sembrano interessare soprattutto i mesi di marzo, aprile e maggio. Una riduzione del carico abbinata a un aumento dell'acqua fluente dovuto allo scioglimento delle nevi nonché l'importazione di energia elettrica a prezzi economici dalla Germania concorrono al formarsi di prezzi negativi. Un aggiornamento di questo studio è stato condotto nel dicembre 2020 e pubblicato nel gennaio 2021.

Resta da vedere come si svilupperà la situazione a causa della pandemia. Del tutto in linea con il principio della trasparenza del mercato, i rapporti periodici sul mercato spot e sul mercato a termine permettono di avere un buon quadro della situazione del mercato in ogni momento. A questo proposito osserviamo con piacere che la qualità dei dati sul solare pubblicati sulla piattaforma di trasparenza dell'ENTSO-E, utilizzata dalla EICOM per il rapporto settimanale sul mercato spot, è stata notevolmente migliorata grazie a un'estrapolazione lanciata dalla EICOM ed effettuata da ProNovo. Oggi, infatti, i valori pubblicati relativi alle quantità di energia solare prodotta sono nettamente più vicini alla produzione reale. La EICOM accoglierebbe inoltre con favore l'istituzione, anche in Svizzera, di una piattaforma destinata alla pubblicazione giornaliera, sotto forma di produzione aggregata, del volume orario effettivo dell'elettricità prodotta da energie rinnovabili e la creazione della relativa base legale. Disporre di dati aggiornati è un presupposto imprescindibile per il monitoraggio della Strategia energetica 2050.

Non ci conforta, per contro, il crollo del mercato intraday svizzero provocato dall'esclusione della Svizzera dallo *European Cross Border Intraday Market* (Single Intraday Coupling [SIDC], ex *Cross Border Intraday* [XBID]). Da ciò deriva il fatto che le capacità di frontiera vengono nuovamente allocate esplicitamente, il che non permette sempre un loro uso ottimale.

Vi auguro una lettura avvincente alla scoperta della attività di sorveglianza del mercato della EICOM.

Sita Mazumder

1 La sorveglianza del mercato in Svizzera: cifre e fatti

Ai sensi dell'articolo 26a dell'ordinanza del 14 marzo 2008 sull'approvvigionamento elettrico (OAEI; RS 734.71), gli operatori del mercato (persone giuridiche o eventualmente fisiche) con sede o domicilio in Svizzera che operano in un mercato all'ingrosso dell'energia elettrica dell'Unione europea (UE) e sono tenuti a rilasciare informazioni alle autorità dell'UE o degli Stati membri ai sensi del Regolamento (UE) n. 1227/2011 concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (Regolamento UE REMIT)¹ devono fornire contemporaneamente le medesime informazioni, nella stessa forma, anche alla Commissione federale dell'energia elettrica (EiCom). Ciò comprende anche la registrazione alla EiCom (art. 26a cpv. 4 OAEI) e la trasmissione dei relativi dati di registrazione.

Alla fine del 2020 erano registrate presso la EiCom 78 aziende elettriche svizzere, ossia 12 in più rispetto al 2019. A differenza degli anni precedenti, nell'ultimo anno non vi è stata invece nessuna cancellazione (vedi figura 1).

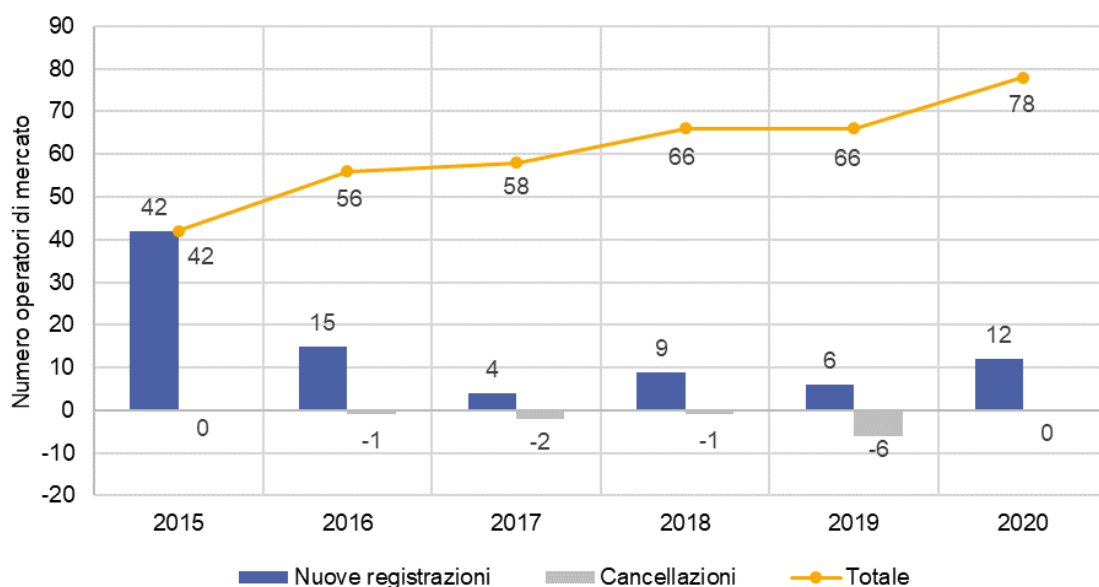


Figura 1: Numero degli operatori di mercato svizzeri registrati alla EiCom al 31.12.2020²

Come già l'anno precedente, anche per il 2020 le nuove registrazioni sono in massima parte la conseguenza dell'inchiesta annuale, nella quale viene operato un confronto tra l'estratto del *Centralized European Register of Market Participants* (CEREMP) dell'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER) relativo agli operatori di mercato con sede o domicilio in Svizzera e la lista ricavata dal tool di registrazione della EiCom. Gli operatori di mercato che sono iscritti presso l'ACER ma non ancora presso la EiCom vengono invitati per iscritto a fornire una spiegazione e, se le condizioni di legge sono adempiute, a registrarsi alla EiCom ai fini della trasmissione dei dati.

La maggior parte delle discrepanze identificate si riferisce a imprese che commerciano esclusivamente commodities diverse dall'energia elettrica - principalmente gas naturale, petrolio greggio, gas naturale liquefatto (GNL), gas di petrolio liquefatto (GPL) o prodotti finanziari basati su di essi - e pertanto secondo la legge non sono tenuti a presentare anche alla EiCom informazioni sulle transazioni eseguite sui mercati commerciali dell'UE, né quindi a registrarsi presso la EiCom a questo scopo. Tra gli operatori contattati sono pochi quelli attivi sul mercato all'ingrosso dell'elettricità che ignoravano i relativi obblighi legali e non si erano registrati presso la EiCom. Essi hanno provveduto a registrarsi e a comunicare i dati obbligatori richiesti.

¹ R (UE) n. 1227/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2011 concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso, [EUR-Lex - 32011R1227 - EN - EUR-Lex \(europa.eu\)](#) stato: 1° febbraio 2021

² In assenza dell'indicazione della fonte si tratta di valutazioni della EiCom basate su dati propri della Commissione.

Per quanto riguarda la distribuzione degli operatori di mercato svizzeri in base al Paese in cui hanno effettuato la registrazione iniziale ai sensi del REMIT, troviamo ancora al primo posto, come negli anni precedenti, l'autorità di regolamentazione tedesca *Bundesnetzagentur* (BNetzA), con complessivamente 44 imprese provenienti dalla Svizzera (cinque in più rispetto al 2019), seguita da quella britannica *Office of Gas and Electricity Markets* (Ofgem), con nove operatori, da quella italiana *Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente* (ARERA), con otto operatori, e da quella francese *Commission de régulation de l'énergie* (CRE), con sei operatori. Cinque operatori di mercato svizzeri sono registrati presso il regolatore austriaco *Energie-Control GmbH* (E-Control) e altri tre presso quello olandese *Autoriteit Consument & Markt* (ACM). Invariata rispetto all'anno precedente è la statistica concernente il regolatore polacco (*Urząd Regulacji Energetyki*, URE) e quello spagnolo (*Comisión Nacional de Energía*, CNE), che contano entrambi una registrazione di un'impresa svizzera. Nella panoramica figura ancora un'impresa svizzera che si è registrata spontaneamente alla EICOM pur effettuando compravendite soltanto all'interno del territorio elvetico (vedi Figura 2).

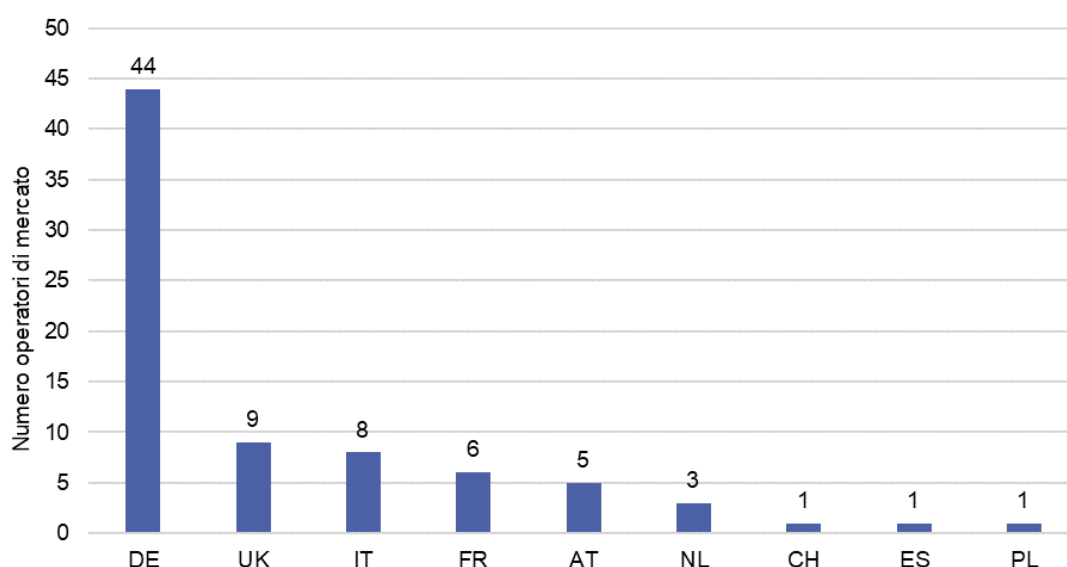


Figura 2: Numero degli operatori di mercato svizzeri registrati presso regolatori UE

A seguito dell'uscita della Gran Bretagna (GB) dall'UE, nel 2021 bisogna attendersi un cambiamento nella distribuzione delle registrazioni qui sopra illustrata. Considerata la posizione tenuta dall'UE e dalla Gran Bretagna durante le trattative, gli accordi commerciali post-BREXIT escludono quest'ultima dal mercato interno europeo dell'energia. Di conseguenza i dati relativi alle transazioni effettuate sul mercato britannico dell'elettricità non sono più soggetti all'obbligo di notifica, previsto dal REMIT, presso le autorità dell'UE né devono più essere trasmessi alla EICOM. A partire dal 1° gennaio 2021, inoltre, le imprese con sede in Gran Bretagna o che si sono registrate in virtù del REMIT in questo Paese devono registrarsi presso un'altra autorità di regolamentazione UE e quindi nuovamente anche presso la EICOM con il nuovo codice ACER ricevuto. Questo cambiamento interessa dieci dei 78 operatori di mercato registrati alla EICOM. Il cambio delle registrazioni è già iniziato.

Gli operatori di mercato con sede o domicilio in Svizzera hanno continuato a trasmettere le informazioni relative alle proprie operazioni effettuate sui mercati dell'Unione Europea esclusivamente attraverso organismi esterni, i cosiddetti *Registered Reporting Mechanisms* (RRM), collegati alla banca dati della EICOM. Con la conclusione, nel 2020, del collegamento di Seeburger AG e della borsa elettrica austriaca EXAA sono ora nove gli RRM a cui gli operatori di mercato svizzeri affidano la trasmissione dei dati alla EICOM (vedi Tabella 1). Sul sito della EICOM è pubblicato un prospetto degli RRM collegati.

Nr.	RRM	ACER Code
1	EEX European Energy Exchange AG	B0000104M.DE
2	EPEX SPOT SE	B0000258F.FR
3	Equias B.V.	B00001014.NL
4	EXAA Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG	B0000114T.AT
5	JAO S.A.	B0005876N.LU
6	Seeburger AG	B0000112P.DE
7	Total Gas & Power Ltd.	A0000208K.UK
8	Trayport Ltd.	B00001100.UK
9	Webware Internet Solutions GmbH	B0001064H.DE

Tabella 1: Elenco degli RRM collegati alla EICom al 31 dicembre 2020

A seguito della decisione della Commissione UE del 17 dicembre 2020, secondo la quale a partire dal 1° gennaio 2021 l'ACER cofinanzia le sue attività di monitoraggio del mercato attraverso tasse ex-ante annuali, gli RRM devono pagare un contributo annuale in aggiunta a una tassa versata inizialmente al momento della loro registrazione presso l'ACER. L'importo include anche una componente basata sulla quota di transazioni effettuate, che è a carico degli operatori di mercato. Questa nuova disposizione riguarda anche le imprese con sede in Svizzera. Il calcolo della tassa REMIT che queste ultime devono versare all'RRM o agli RRM di loro scelta dipende dai singoli accordi bilaterali sottoscritti. La EICom, da parte sua, continuerà a non riscuotere alcuna tassa.

Mentre i dati sulle transazioni commerciali sono stati forniti dagli RRM, la EICom continua a ricevere, come negli anni passati, i dati fondamentali e le pubblicazioni di informazioni privilegiate tramite le proprie interfacce dedicate con la piattaforma di trasparenza della *Rete europea dei gestori di sistemi di trasmissione di energia elettrica* ENTSO-E (ENTSO-E TP) e della *piattaforma di trasparenza della Borsa elettrica europea* EEX (EEX TP). Gli operatori di mercato che hanno dichiarato di pubblicare le loro comunicazioni relative alle informazioni privilegiate su piattaforme diverse dalla EEX TP sono tenuti, al verificarsi di tale circostanza, a informare immediatamente la EICom. Dal 1° gennaio 2021, con l'entrata in vigore delle nuove disposizioni dell'ACER sulla comunicazione delle informazioni privilegiate, tale opzione non è più valida.³ Per permettere una pubblicazione efficiente e tempestiva, a partire dall'inizio del 2021 le informazioni privilegiate nel mercato all'ingrosso dell'elettricità (e del gas) devono essere pubblicate esclusivamente su una piattaforma di trasparenza dedicata, una cosiddetta *Inside Information Platform* (IIP), che deve essere conforme a requisiti minimi prestabiliti dall'ACER. Sul portale REMIT è pubblicato un elenco delle IIP autorizzate, presso le quali gli operatori di mercato possono iscriversi.

Gli operatori di mercato svizzeri sono liberi di scegliere la IIP su cui pubblicare gli eventi soggetti all'obbligo di notifica, a condizione che la piattaforma scelta soddisfi i requisiti fissati dall'ACER per un'efficace divulgazione delle informazioni privilegiate e figuri nell'elenco dell'Agenzia europea.

Per la segnalazione di informazioni privilegiate la EICom accetta solo le IIP contenute nel suddetto elenco dell'ACER. Dopo aver scelto la piattaforma di trasparenza desiderata, gli operatori di mercato devono correggere i rispettivi dati nel tool di registrazione della EICom. Quest'ultima, a sua volta, organizzerà il trasferimento delle informazioni privilegiate da queste IIP al proprio sistema IT.

Dal 1° gennaio 2021 il sito web dell'impresa o i social media possono essere utilizzati per la pubblicazione di informazioni privilegiate come fonti supplementari, tuttavia non sono più un canale sufficiente né efficace a tale scopo. In entrambi i casi l'operatore di mercato deve assolutamente garantire che i dati siano identici.

Il tema della notifica delle informazioni privilegiate è trattato in modo approfondito al paragrafo 3.2.

³ ACER Guidance, 5th Edition, <https://documents.acer-remit.eu/category/guidance-on-remit/> e ACER FAQ on REMIT fundamental data and inside information reporting, https://documents.acer-remit.eu/wp-content/uploads/REMIT_24th_edition_QA_v1.pdf, stato: 16 dicembre 2020

Oltre ai dati soggetti all'obbligo di notifica la Sezione Sorveglianza del mercato raccoglie anche altre informazioni, come ad esempio i prezzi «settlement» per l'elettricità, il gas e il CO₂ forniti dalla EEX oppure i prezzi del carbone indicati da Reuters, e li utilizza come riferimento per le sue analisi. Confluiscono in studi e analisi anche i dati relativi ai livelli di riempimento dei bacini artificiali svizzeri e diverse altre informazioni, provenienti talvolta da fonti pubbliche come Meteo Svizzera.

Nel 2020 i 78 operatori di mercato svizzeri hanno notificato attraverso i nove RRM 44,8 milioni di transazioni (*trade* e *order*). Ciò conferma ancora una volta la tendenza all'aumento dei dati osservata negli anni precedenti. L'aumento di quasi il 15% può essere spiegato in larga misura dal maggiore uso di sistemi di trading automatizzati. Il maggior numero di notifiche registrato nel primo trimestre del 2020 è invece dovuto alla segnalazione di correzioni.

Un aumento maggiore è stato osservato per i dati fondamentali: rispetto al 2019, infatti, sono state registrate circa 1 milione in più di notifiche, pari a un incremento di quasi il 22%. Tuttavia questo cambiamento è dovuto a una modifica delle impostazioni di ricerca per i dati fondamentali, che vengono predefinite dalla EICOM.

Nel 2020 si sono osservati grandi cambiamenti anche in relazione alle informazioni privilegiate, dal momento che le segnalazioni sono state quasi un terzo in meno rispetto all'anno precedente.

La Figura 3 offre una panoramica dei dati comunicati dall'entrata in vigore dell'obbligo di notifica nel 2015.

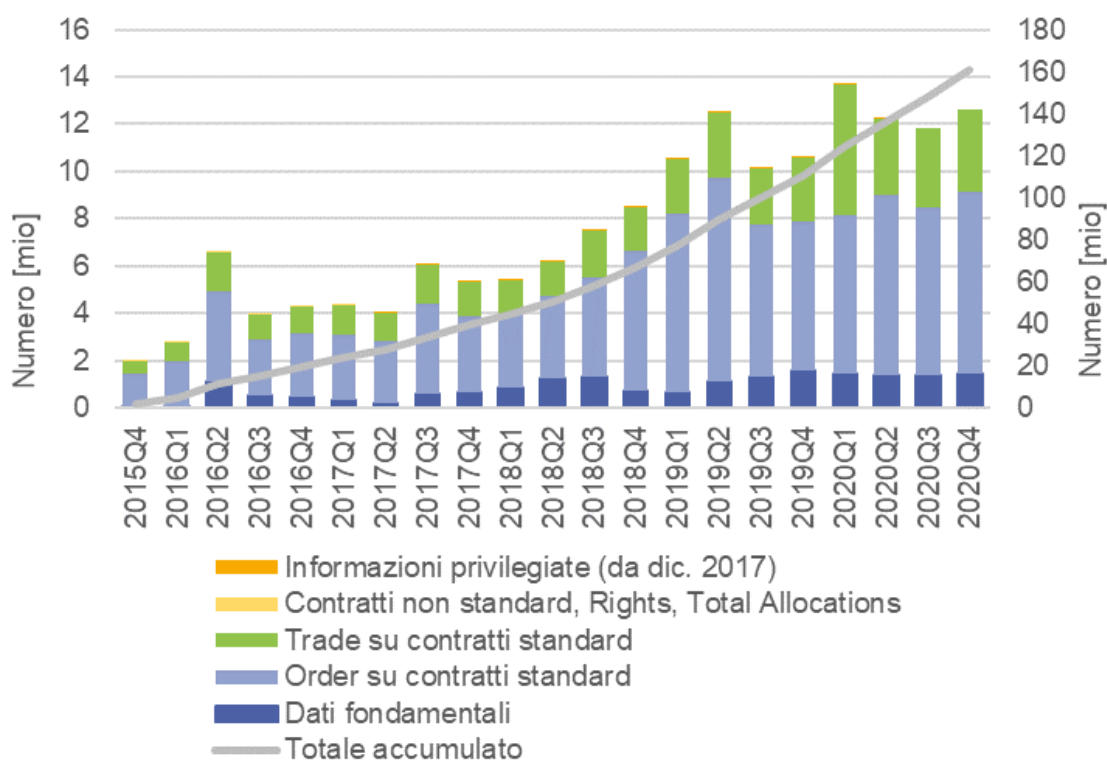


Figura 3: Dati comunicati a partire dall'entrata in vigore dell'obbligo di notifica

Anche nel 2020 i contratti standard hanno rappresentato la maggior parte delle transazioni notificate, raggiungendo quasi il 90%. Qui il 94% dei dati riguarda il trading di breve termine; solo il 6% delle notifiche concerne operazioni a termine con, tra l'altro, future e forward (vedi Figura 4). La maggior parte delle operazioni a termine vengono eseguite attraverso broker o la borsa EEX.

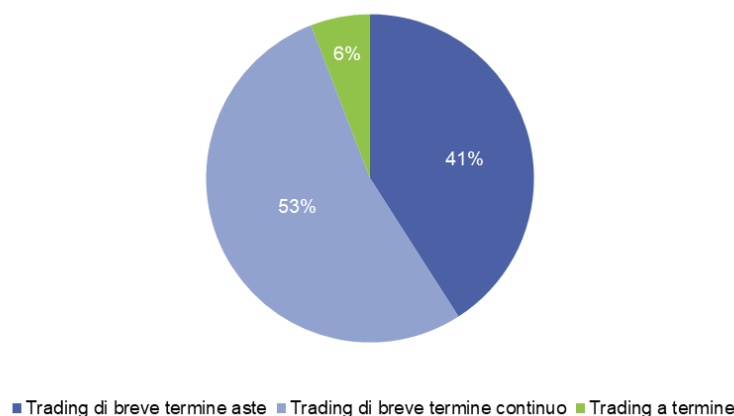


Figura 4: Ripartizione dei contratti standard secondo trading di breve termine e operazioni a termine

Il numero dei mercati organizzati (*organized market place*, OMP) in cui gli operatori di mercato svizzeri hanno operato nel 2020, tra cui le borse energetiche nazionali degli Stati membri UE, è rimasto invariato rispetto all'anno precedente. La maggior parte di queste piattaforme ha sede in Gran Bretagna (21), seguita da Francia (otto), Germania (cinque) e Paesi Bassi (quattro).

Oltre la metà delle transazioni concluse attraverso un OMP sono avvenute in una borsa. Ciò riguarda soprattutto il trading di breve termine, che si svolge principalmente sulla borsa EPEX SPOT. L'elevata e ancora crescente granularità del trading su questa piattaforma, con prodotti di 15, 30 e 60 minuti, spiega naturalmente anche il maggior numero di transazioni notificate. Poco meno del 50% sono le operazioni notificate che sono state concluse attraverso un broker. Solamente il 2% è costituito da operazioni OTF, ossia da compravendite svolte attraverso un sistema organizzato di negoziazione (*organised trading facilities*).

Anche la suddivisione delle attività di compravendita dei grossisti svizzeri di energia elettrica in base al Paese di fornitura è rimasta praticamente invariata nel 2020 rispetto all'anno precedente. I principali mercati target sono ancora l'Italia e la Germania. Decisamente inferiore è la percentuale rappresentata dalla Francia, seguita dalla Gran Bretagna. Maggiori dettagli sull'argomento sono contenuti nel prossimo capitolo 2.

2 Panoramica del mercato

Anche nel 2020 la EICOM ha continuato la pubblicazione dei rapporti sul mercato a termine e dei rapporti sul mercato spot, integrandoli con nuove informazioni utili. In essi vengono presentati e commentati settimanalmente la situazione aggiornata dei prezzi dell'energia elettrica e il loro andamento nel corso delle settimane precedenti sia in Svizzera che nelle vicine Francia, Germania e Italia. Mentre nei rapporti sul mercato spot ci si concentra sui contratti orari e settimanali e si spiegano i dati fondamentali più significativi alla base delle corrispondenti oscillazioni di prezzo, nei rapporti sul mercato a termine l'attenzione è spostata sui prodotti a più lungo termine, come i contratti annuali, trimestrali e mensili. Allo stesso tempo viene evidenziato anche il ruolo di CO₂, gas e carbone, trattandosi degli elementi con il maggiore impatto sui prezzi.

Nel capitolo seguente vengono presentate, in forma sintetica, le variazioni e le anomalie più significative, dal punto di vista della EICOM, riscontrate nell'andamento dei prezzi del 2020.

2.1 Rapporto sul mercato spot: analisi retrospettiva del 2020

Il 2020 è stato un anno segnato dalla pandemia da coronavirus, che ha avuto forti ripercussioni sui prezzi del mercato spot. La riduzione dell'attività economica durante il lockdown di primavera ha comportato anche un calo significativo della domanda di energia. Ciò a sua volta ha determinato un abbassamento dei prezzi spot per un lungo periodo di tempo. Come si evince dalla tabella 2, all'inizio dell'anno non era stata prevista una situazione simile.

Periodo di fornitura	Prodotto fornito	Media dei prezzi spot all'asta day-ahead in EUR/MWh per Paese di fornitura					Ultimo prezzo di settlement EEX prima del trading di breve termine (= prezzo di riferimento trading a termine)	Ultimo prezzo di settlement EEX meno media prezzi spot all'asta day-ahead
		CH	DE	FR	CH-DE	CH-FR	CH	CH
2020	Base	34.00	30.47	32.20	3.53	1.80	48.03	14.03
T1	Base	34.27	26.57	29.42	7.70	4.85	47.02	12.75
T2	Base	19.88	20.26	18.00	-0.38	1.88	20.09	0.21
T3	Base	37.99	36.12	39.03	1.86	-1.05	34.07	-3.92
T4	Base	43.71	38.77	42.17	4.94	1.54	47.74	4.03
Gen 20	Base	42.55	35.03	38.01	7.52	4.55	45.12	2.57
Feb 20	Base	34.13	21.92	26.25	12.21	7.89	38.69	4.56
Mar 20	Base	26.12	22.46	23.81	3.66	2.31	33.53	7.41
Apr 20	Base	17.22	17.09	13.45	0.13	3.77	16.79	-0.43
Mag 20	Base	16.86	17.60	14.86	-0.73	2.00	19.42	2.56
Giu 20	Base	25.65	26.18	25.79	-0.53	-0.14	20.95	-4.70
Lug 20	Base	32.81	30.06	33.41	2.75	-0.60	33.14	0.33
Ago 20	Base	35.51	34.86	36.75	0.65	-1.24	32.94	-2.57
Sett 20	Base	45.90	43.69	47.20	2.21	-1.30	43.51	-2.39
Ott 20	Base	38.25	34.00	37.91	4.25	0.34	42.92	4.67
Nov 20	Base	41.46	38.79	40.11	2.67	1.34	40.73	-0.73
Dic 20	Base	51.36	43.52	48.42	7.84	2.94	50.88	-0.48

Tabella 2: Prezzi medi giornalieri dell'asta day-ahead EPEX SPOT a confronto con l'ultimo prezzo del mercato a termine negoziato alla EEX secondo il periodo e il Paese di fornitura

Il prodotto annuale, quello per il primo trimestre e il prodotto mensile di marzo (evidenziati in colore rosso e rosso chiaro nella tabella qui sopra) erano stati negoziati in precedenza a un prezzo nettamente superiore rispetto a quello successivo di fornitura sui mercati spot. Tuttavia, per gli altri prodotti trimestrali e a partire dal prodotto mensile di aprile la negoziazione si è adattata alla nuova situazione e da quel momento le divergenze tra il mercato a termine e il mercato spot sono state molto più piccole.

Se si considera l'intero anno, i prezzi svizzeri sono stati superiori a quelli tedeschi e francesi. Le differenze sono state circa le stesse del 2019. Particolare appare il periodo di febbraio, in cui i prezzi tedeschi si sono attestati a livelli chiaramente al di sotto di quelli svizzeri. La ragione di ciò risiede nell'immissione in rete di una quantità straordinariamente elevata di energia eolica in Germania in questo mese. L'elevata offerta di energia eolica, superiore alla media, ha spinto il prezzo spot tedesco verso il basso.

I prezzi day-ahead per il Base e il Peak hanno presentato il normale andamento annuo, caratterizzato da prezzi più elevati in inverno e prezzi più bassi in estate. A fine novembre e inizio dicembre sono stati relativamente alti. La ragione è stata, oltre alla produzione eolica molto bassa in Germania in singoli giorni, anche le temperature al di sotto della norma, che hanno portato a una domanda elevata. Per due volte il prezzo Base è stato anche negativo, in entrambi i casi in primavera: da una parte in questi due giorni il carico è stato basso perché si trattava di giorni festivi (una domenica e il lunedì di Pasqua) e dall'altra in Germania in entrambi i giorni è stata prodotta una quantità straordinariamente elevata di energia dalle fonti rinnovabili eolica e solare. Questa combinazione ha fatto sì che i prezzi orari in Germania scendessero sotto i -70 EUR/MWh. I bassi prezzi tedeschi hanno influenzato anche i prezzi svizzeri, spingendo il prezzo del Base sotto lo zero (vedi Figura 5).

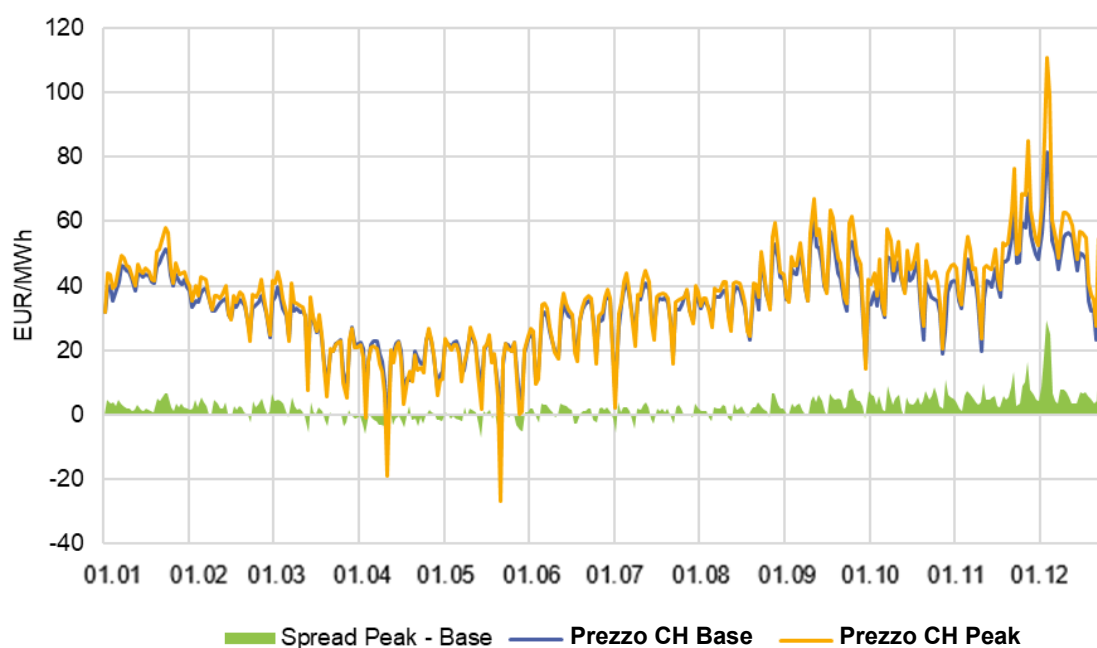


Figura 5: Prezzi day-ahead svizzeri per Base e Peak 2020

Fonte: EEX

Un confronto dei prezzi day-ahead svizzeri con quelli di Francia e Germania mostra una maggiore volatilità specialmente dei prezzi tedeschi. I prezzi del Base più bassi e più alti sono stati in alcuni casi significativamente inferiori o superiori ai prezzi svizzeri del Base. In Germania è stata prodotta molta più elettricità da fonti rinnovabili, come quelle eolica e solare. Siccome l'immissione in rete dell'energia elettrica prodotta da queste centrali è fondamentalmente instabile, ne derivano oscillazioni di prezzo (vedi Figura 6).



Figura 6: Prezzi day-ahead Base per Svizzera, Germania e Francia

Fonte: EEX

Dal confronto dei prezzi orari svizzeri con quelli dell'anno precedente emerge che nel 2020 il livello dei prezzi è stato nel complesso inferiore e i prezzi più alti e più bassi hanno raggiunto valori più estremi (vedi Figura 7). La debolezza del sistema energetico globale, ovvero i bassi prezzi del carbone, del gas e del CO₂, il minor carico dovuto alla pandemia da coronavirus, le temperature miti e la forte produzione di energia eolica e solare hanno determinato prezzi più bassi nell'asta giornaliera day-ahead.

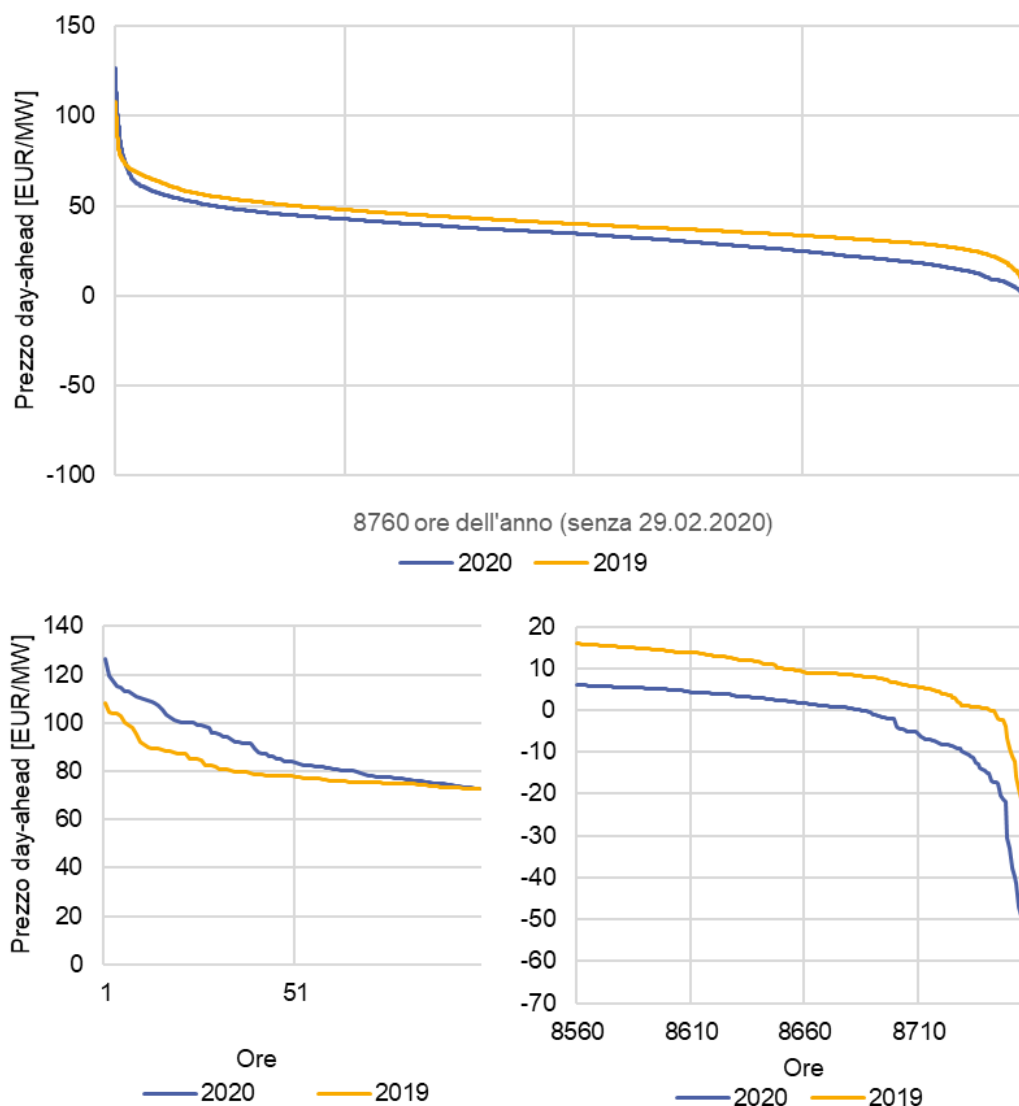


Figura 7: Curva della durata dei prezzi day-ahead in Svizzera, 2020 e 2019

In alto: ogni ora dell'anno, secondo l'entità dei prezzi; in basso a sinistra: le cento ore con i prezzi più alti; in basso a destra: le duecento ore con i prezzi più bassi.

Fonte: EEX

La maggiore volatilità dei prezzi orari rispetto al 2019 è evidente anche osservando la differenza tra il prezzo massimo e minimo giornaliero (vedi Figura 8). In termini assoluti la differenza rispetto al 2019 si vede soprattutto nell'ultimo trimestre. In termini relativi, invece, il balzo maggiore si osserva all'inizio del secondo trimestre, come si può evincere dalla Figura 8, in basso a sinistra. Determinanti a questo riguardo sono stati i giorni con prezzi estremamente bassi o addirittura negativi (vedi anche Figura 5) così come i giorni del quarto trimestre con prezzi molto alti, dovuti a momenti di scarsa disponibilità di elettricità a seguito della bassa produzione eolica e solare e a un carico elevato determinato dalle basse temperature. La prima fase del lockdown del marzo 2020 volta a contrastare la pandemia da coronavirus non ha avuto alcun impatto sulla volatilità relativa, infatti le due curve cumulate sono praticamente identiche fino all'inizio di aprile 2020.

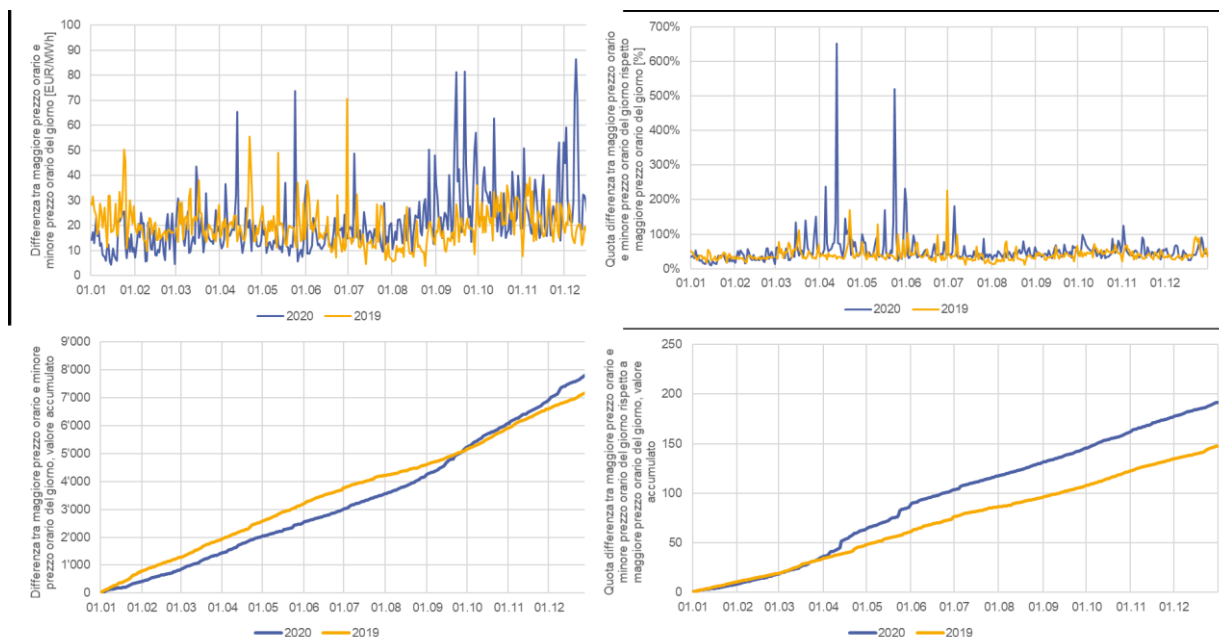


Figura 8: Volatilità dei prezzi orari nell'arco di una giornata

A sinistra: valori assoluti; a destra: differenza rispetto al prezzo più alto; in alto: andamento giornaliero; in basso: cumulato.

Fonte: EEX

Sul piano della produzione si presenta il quadro tipico per la Svizzera (vedi Figura 9). L'energia nucleare fornisce il carico di base, con interruzioni dovute alle revisioni annuali delle centrali nucleari e riduzioni dell'immissione in rete dovute a guasti imprevisti. Questi ultimi sono di solito causati da problemi tecnici, come è successo a dicembre nella centrale nucleare di Beznau, dove si è dovuto intervenire per alcuni problemi di montaggio sugli smorzatori di vibrazioni di due generatori diesel d'emergenza. In tale situazione il picco di carico è stato coperto attraverso la produzione idroelettrica (soprattutto centrali ad accumulo e centrali di pompaggio-turbinaggio).

In generale nel 2020 il tasso di guasti nelle centrali nucleari svizzere è stato molto basso, con solo 17 eventi (anno precedente: 30, compresa la centrale di Mühleberg); ciò nonostante il livello di produzione molto elevato (90,9% di disponibilità temporale) e dopo l'interruzione dell'esercizio produttivo della centrale di Mühleberg alla fine del 2019. Il funzionamento quasi senza problemi delle centrali nucleari svizzere è da ricondurre sia al buono stato degli impianti sia alla buona implementazione dei lungimiranti piani pandemici. La maggiore produzione raggiunta de facto dalle tre centrali nucleari di Beznau 1, Beznau 2 e Gösgen ha potuto quindi quasi compensare la perdita della produzione della centrale di Mühleberg dall'inizio del 2020.⁴

⁴ Comunicato stampa di Swissnuclear del 1° febbraio 2021, [Comunicato stampa - swissnuclear](#), stato: 1° febbraio 2021

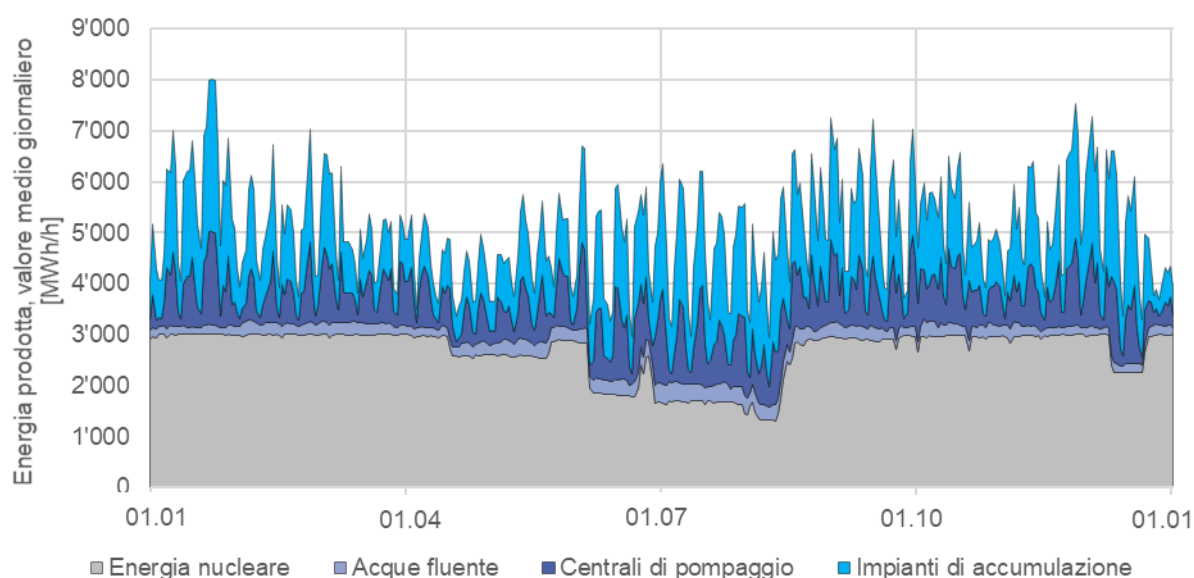


Figura 9: Media giornaliera dell'attuale produzione di energia elettrica in Svizzera in base al tipo di produzione. Poiché la quota delle nuove energie rinnovabili è assai ridotta rispetto all'attuale produzione elettrica svizzera, essa non viene rappresentata nel grafico.

Fonte: ENTSOE

Il livello di riempimento dei bacini artificiali svizzeri ha seguito il tipico andamento stagionale, caratterizzato dallo svuotamento fino alla fine della primavera e da un innalzamento dopo lo scioglimento delle nevi, che nel 2020 è iniziato in anticipo (vedi Figura 10). Rispetto al 2019 il livello totale è diminuito, in parte perché alla fine del 2020 è stata turbinata più acqua che nello stesso periodo dell'anno precedente a causa degli alti prezzi spot.

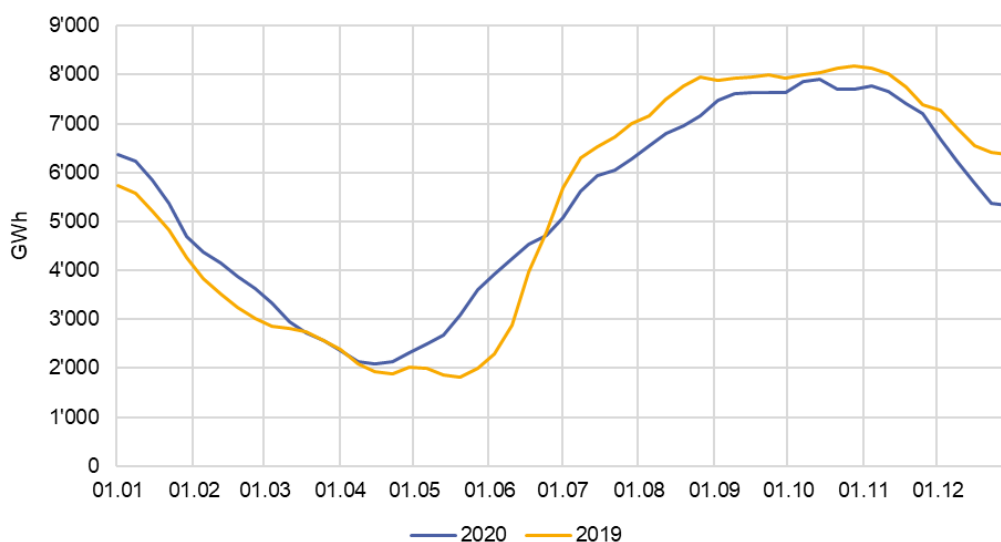


Figura 10: Livelli di riempimento dei bacini artificiali svizzeri nel 2020 e nel 2019

Fonte: UFE

In Francia la maggior parte dell'elettricità è prodotta da centrali nucleari. Il confronto tra la produzione francese di energia nucleare nel 2020 e quella nel 2019 mostra una diminuzione già all'inizio del 2020 (vedi Figura 11). Tuttavia, mentre in gennaio e febbraio il calo è stato in media di 5 GW, tra marzo e metà luglio è stato nettamente maggiore, pari cioè a 8,5 GW. La pandemia da coronavirus è una delle cause di questa situazione: visti la limitata disponibilità di personale e i bassi prezzi dell'elettricità la produzione è stata ridotta. Da ottobre in poi, tuttavia, è tornata al livello dell'anno precedente e in alcuni casi l'ha anche superato.

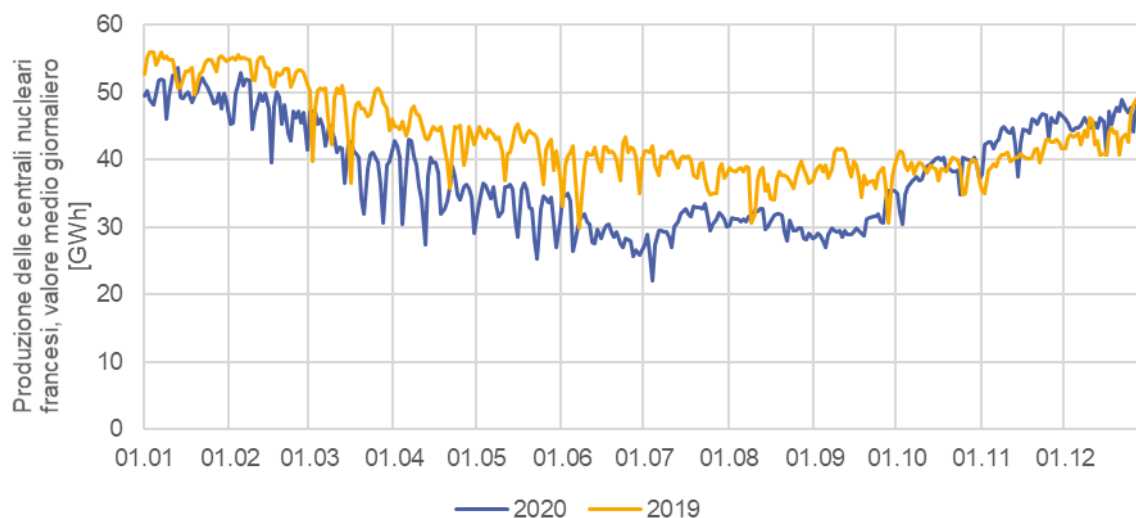


Figura 11: Produzione delle centrali nucleari francesi nel 2020 rispetto al 2019

Come menzionato poco sopra, l'interazione tra carico e produzione degli impianti eolici e solari in Germania ha una grande influenza sui prezzi spot in Germania e anche in Svizzera. Nella Figura 12 sono rappresentati il carico e l'immissione in rete di energia eolica e solare in Germania nel 2020 e nel 2019.

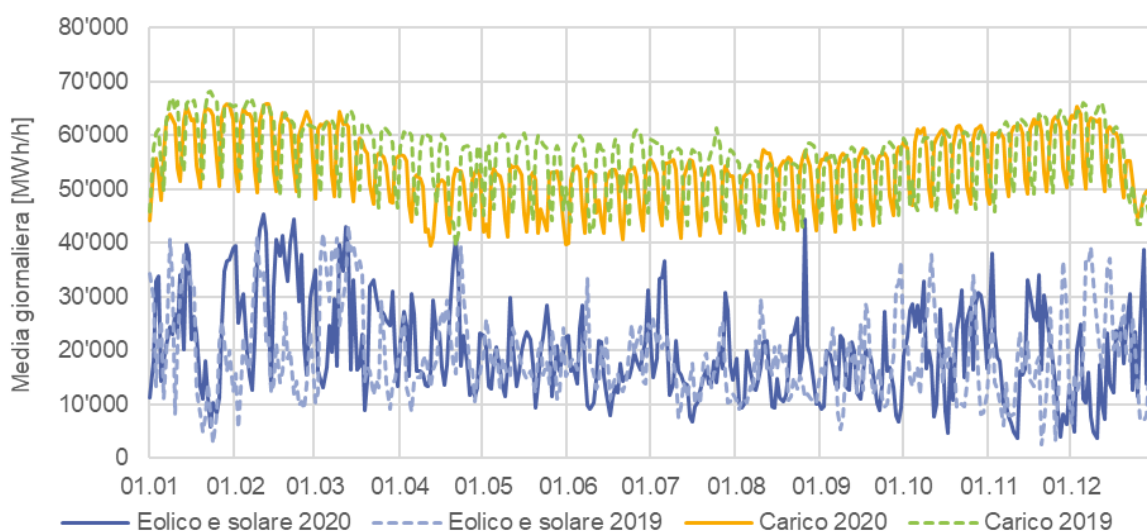


Figura 12: Immissione in rete di energia eolica e solare e carico nel 2020 e nel 2019 in Germania

Fonte: ENTSOE

L'influenza della pandemia da coronavirus sul carico è chiaramente visibile: da metà marzo sino all'inizio di agosto esso è sceso notevolmente al di sotto del valore dell'anno precedente.⁵ La produzione di energia eolica e solare è soggetta a forti oscillazioni. Benché dal grafico non si veda l'aumento della produzione da queste fonti, nel 2020 è stato prodotto un buon 5,5% in più di energia eolica e solare rispetto al 2019 (rispettivamente 175 TWh e 165,7 TWh). Nella prima metà del 2020 l'aumento è stato addirittura del 10% rispetto allo stesso periodo del 2019, grazie a un febbraio molto ventoso.

⁵ Si veda al riguardo anche questo studio della EICOM: «Auswirkung der Corona-Pandemie auf die europäische Last», maggio 2020, <https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/dokumentation/berichte-und-studien.html>, stato: 1 febbraio 2021 (documento non disponibile in italiano)

Per i prezzi spot interessa la differenza tra carico e produzione eolica e solare, il cosiddetto carico residuale. Quest'ultimo deve essere coperto attraverso le centrali elettriche convenzionali. Se è piccolo, i prezzi possono diventare negativi, perché per determinate centrali termoelettriche è più conveniente pagare affinché l'elettricità prodotta venga prelevata piuttosto che spegnerle per un breve periodo (operazione costosa e gravosa per gli impianti tecnici della centrale)⁶.

La Figura 13 mostra la relazione tra carico residuale e prezzi spot in Germania. Maggiore è la domanda da soddisfare attraverso le centrali elettriche convenzionali, più alto è il prezzo, poiché tali centrali hanno costi di produzione più alti. Se il carico residuale è inferiore a 10 GW, i prezzi sono nella maggior parte dei casi negativi.

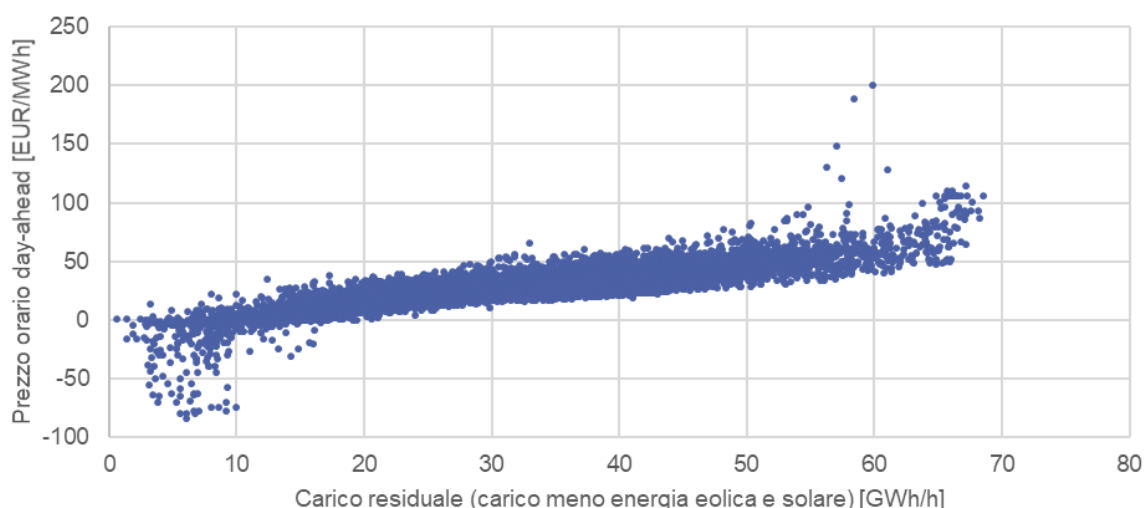


Figura 13: Carico residuale vs. prezzo orario day-ahead in Germania 2020

Fonte: EEX, ENTSOE

Se nei Paesi confinanti l'elettricità viene prodotta a prezzi più convenienti rispetto alla Svizzera, verrà importata entro i limiti delle capacità di frontiera disponibili. Se la situazione è invertita (prezzi più bassi in Svizzera), l'elettricità viene esportata all'estero. Questo si verifica tipicamente durante i periodi di carico elevato, quando i prezzi all'estero superano il livello dei prezzi in Svizzera. Dalla Svizzera verso l'Italia avvengono esportazioni regolari. Il parco delle centrali elettriche italiane si compone in gran parte di centrali a gas, che solitamente hanno costi di produzione elevati; per tale ragione all'Italia viene fornita energia elettrica prodotta dalle centrali idroelettriche svizzere.

La panoramica sull'andamento annuo presentata nella Figura 14 mostra che oltre alle esportazioni regolari verso l'Italia si svolgono anche importazioni regolari dalla Francia. Ciò dipende dal fatto che la Francia presenta un elevato numero di centrali nucleari, i cui costi di produzione (costi marginali) determinano un livello dei prezzi più basso rispetto a quello svizzero.

Come mostra la Figura 15, nel 2020 in Germania l'andamento stagionale conferma la forte tendenza già delineatasi nel 2019. In inverno l'elettricità in Svizzera è più costosa, pertanto viene importata dalla Germania; in primavera e durante parte dell'estate, invece, i prezzi sono spesso più bassi in Svizzera, grazie alla maggiore convenienza dell'energia idroelettrica, quindi viene esportata energia elettrica in Germania. Siccome in Germania si produce molta elettricità da centrali eoliche e solari e questa produzione è in continuo aumento, succede sempre più spesso che la Svizzera esporti in Germania anche in inverno, quando lì si produce poca energia eolica e/o poca energia solare.

⁶ Si veda a questo riguardo anche questo studio della EICOM: «Analyse der negativen Preise für die Schweiz, Frankreich und Deutschland», <https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/dokumentation/berichte-und-studien.html>, stato: 1° febbraio 2021 (documento non disponibile in italiano)

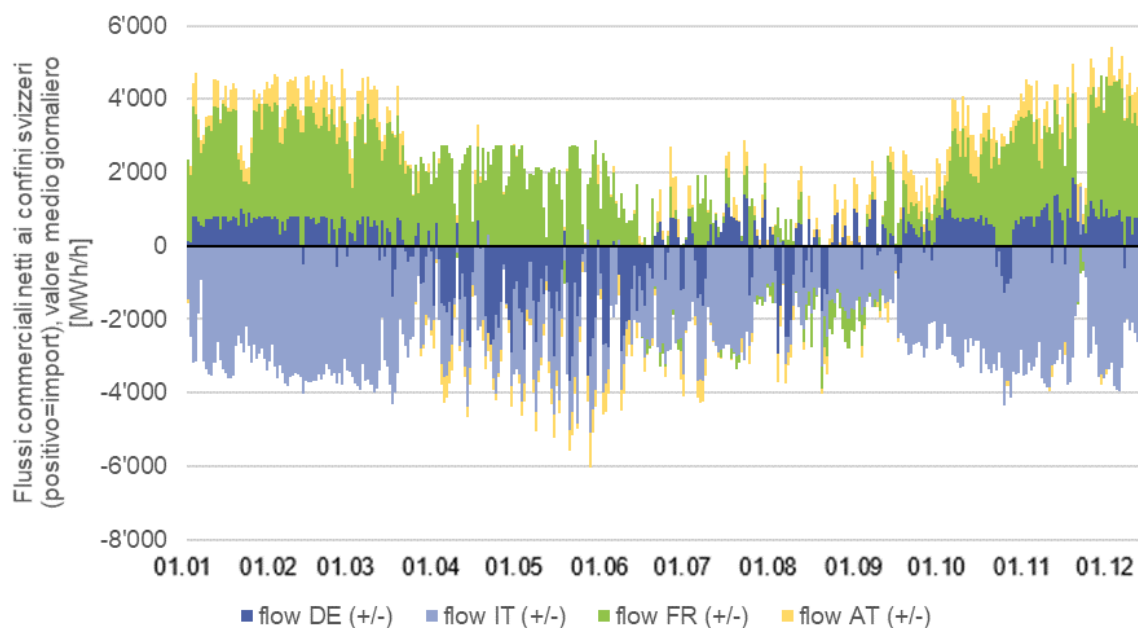


Figura 14: Flussi netti commerciali ai confini svizzeri

Fonte: EEX

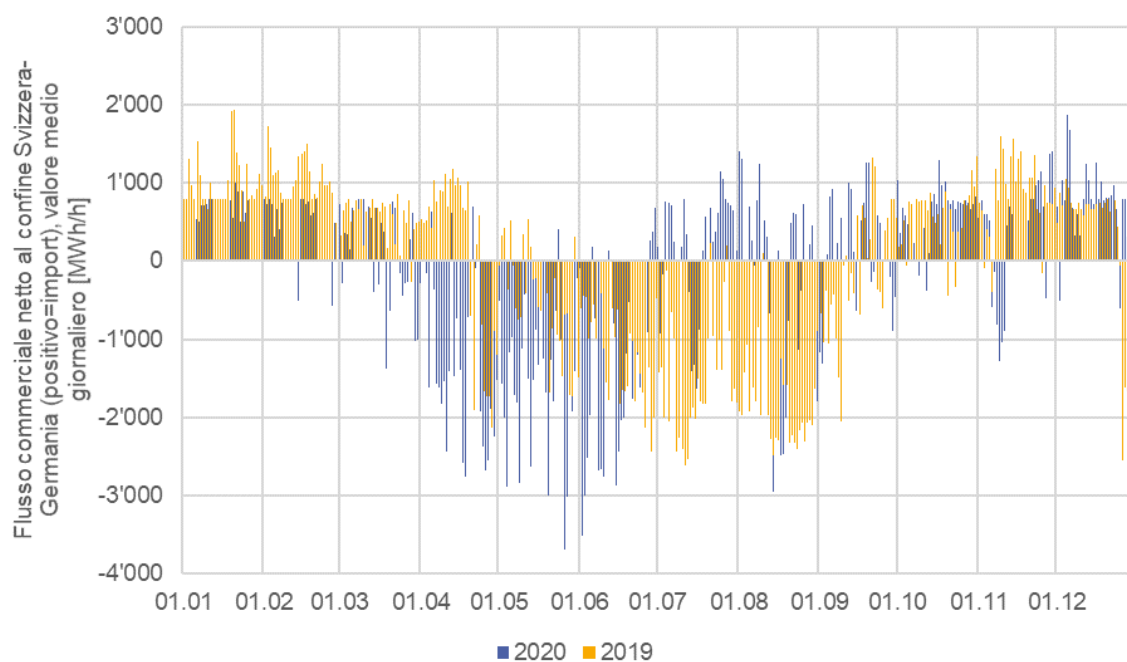


Figura 15: Flusso netto commerciale al confine Svizzera - Germania

Fonte: ENTSO-E

Dalla somma annuale risulta un'esportazione netta di 0,56 TWh verso la Germania, che corrisponde a un leggero aumento rispetto all'anno precedente. Tuttavia nel 2020 sono stati raggiunti nuovi valori massimi delle esportazioni, con una media giornaliera superiore a 3'500 MWh/h.

Il flusso netto registrato a tutti i confini svizzeri mostra lo stesso andamento stagionale osservato alla frontiera Svizzera - Germania (vedi Figura 16), il che non sorprende perché le esportazioni regolari verso l'Italia sono compensate pressappoco dalle importazioni regolari dalla Francia. Anche qui è evidente che in singoli giorni dell'anno l'esportazione netta in inverno e l'importazione netta in estate possono comportarsi in modo atipico. Se si considera l'intero anno, la Svizzera è stata un esportatore netto, con un export netto pari a quasi 4 TWh.

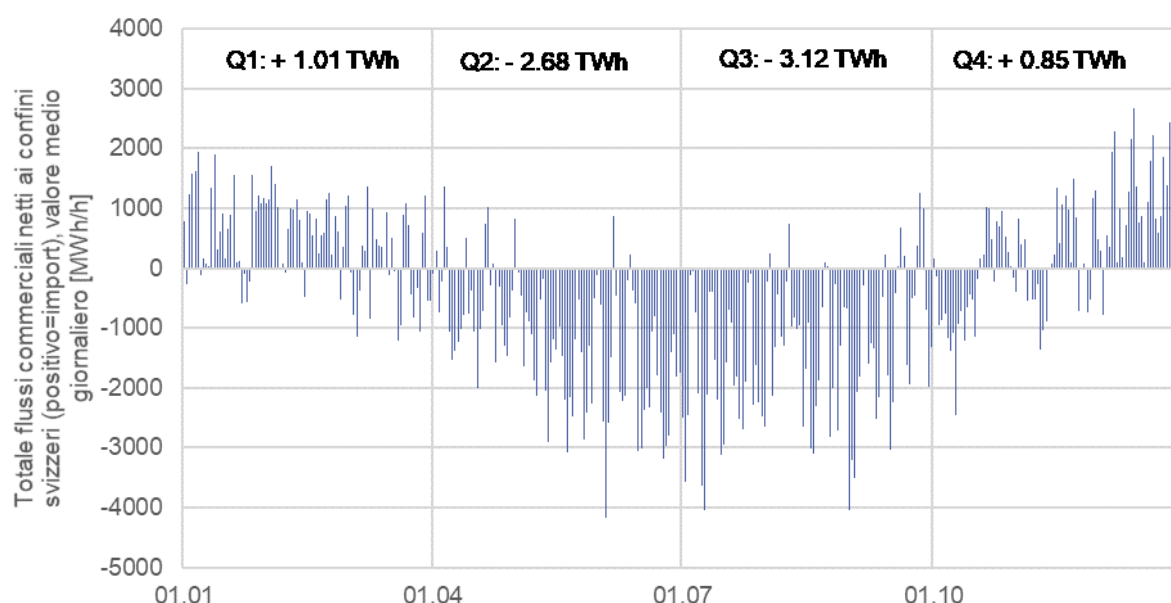


Figura 16: Totale dei flussi commerciali netti ai confini svizzeri nel 2020

Fonte: ENTSOE

2.2 Rapporto sul mercato a termine: analisi retrospettiva del 2020

I prezzi svizzeri dell'energia elettrica per l'anno solare 2021 hanno seguito anche nel 2020 un andamento parallelo a quello osservato nelle vicine Germania, Francia e Italia, benché da metà marzo sia aumentato lo spread con la Germania mentre è diminuito quello con Francia e Italia. Mentre all'inizio dell'anno il prezzo svizzero del Base per l'anno solare 2021 si attestava ancora a circa 3 EUR/MWh al di sopra di quello francese per il front year, nel secondo trimestre 2020 il Base francese per l'anno solare 2021 veniva negoziato a circa 2 EUR/MWh in più rispetto al prodotto svizzero per effetto del rinvio del piano di revisione delle centrali nucleari francesi imposto dalla pandemia da coronavirus. Nel terzo trimestre 2020 lo spread si è nuovamente ridotto grazie alla migliorata disponibilità delle centrali nucleari francesi. Nel quarto trimestre, infine, il differenziale tra Francia e Svizzera per il Base nell'anno solare 2021 si è quasi annullato. Lo spread Svizzera-Germania per il front year 2021 si attestava ancora a circa 4 EUR/MWh all'inizio del 2020, è salito nel secondo trimestre fino a circa 7 EUR/MWh, si è smorzato durante i mesi estivi scendendo a circa 5 EUR/MWh ed è infine tornato a circa 4 EUR/MWh a fine anno.

La Figura 17 mostra l'andamento dei prezzi dell'energia elettrica nel 2020 per il Base nel front year nei Paesi di fornitura Svizzera, Germania, Francia e Italia.

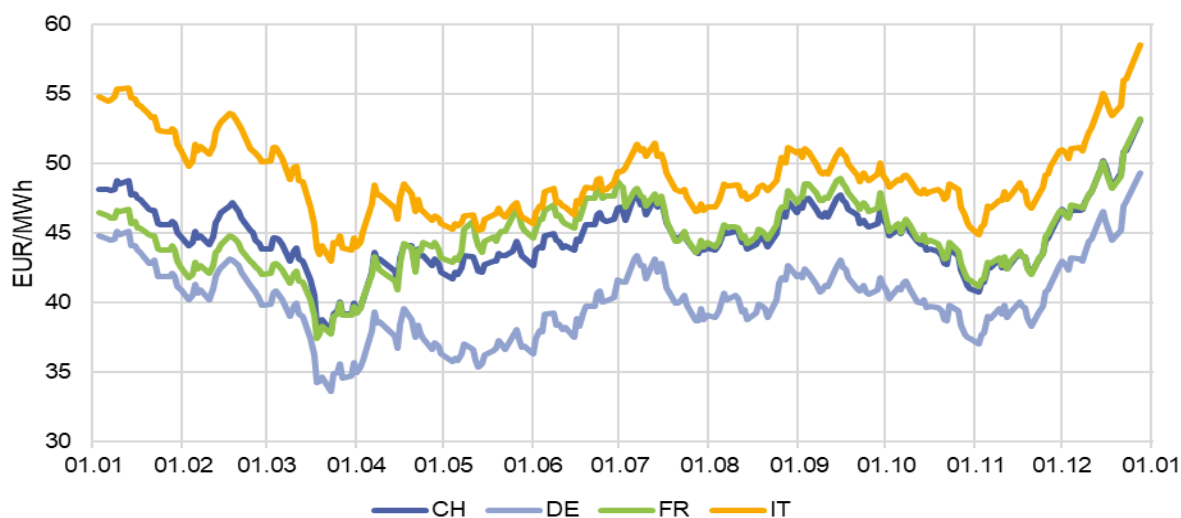


Figura 17: Andamento dei prezzi nel 2020 per i contratti front year Base per il 2021
Fonte: EEX

In termini di cifre il front year svizzero 2021 è iniziato nel gennaio 2020 a circa 48 EUR/MWh e ha oscillato tra 43 e 49 EUR/MWh fino allo scoppio della pandemia da coronavirus a metà marzo. In alcuni Paesi europei le varie misure adottate per contrastare la pandemia hanno portato alla chiusura di grandi settori dell'industria. Il consumo di energia elettrica ha subito un forte calo e ciò ha avuto un effetto bearish sui mercati a termine. Il front year svizzero ha raggiunto il livello più basso dei prezzi di chiusura giornalieri della EEX il 23 marzo 2020 con 37,95 EUR/MWh. Nel corso del secondo trimestre del 2020 il forte aumento dei prezzi del CO₂ insieme a un trend laterale dei prezzi del gas e del carbone hanno determinato una ripresa dei prezzi dell'elettricità. A fine giugno il front year veniva negoziato a circa 47 EUR/MWh, raggiungendo quasi il livello di inizio anno.

Nel primo trimestre i prezzi del carbone e del gas sono diminuiti sensibilmente. Per il 2021 il prezzo di riferimento per il carbone in Europa, il *Rotterdam Coal Futures Index API2*, era sceso a fine giugno dai 58,0 EUR/t registrati a inizio anno a 51,4 EUR/t, subendo quindi un calo di quasi l'11%. Sempre per il 2021 il prezzo di riferimento del gas in Germania era precipitato nei primi sei mesi da 16,9 EUR/MWh a 12,9 EUR/MWh. Su entrambi i mercati il crollo dei prezzi è stato determinato principalmente dall'incertezza causata a livello mondiale dal coronavirus e dal successivo rallentamento dell'attività economica e industriale globale. Per effetto della combinazione tra temperature miti e una forte immissione in rete di energia eolica (soprattutto nel primo trimestre del 2020), la domanda di carbone e di gas è scesa e pertanto le scorte e i livelli di stoccaggio sono aumentati, esercitando una pressione verso il basso sui prezzi. Nel settore del gas l'offerta in esubero di GNL dovuta al dirottamento di carichi di GNL dalla Cina verso l'Europa ha dato un ulteriore impulso bearish nel primo trimestre del 2020.

Anche il prezzo del CO₂ è crollato nel primo trimestre e il 27 marzo 2020 ha raggiunto il valore minimo dell'anno di 16,8 EUR/t a causa dello scoppio della pandemia da coronavirus. Nel secondo trimestre del 2020 la notizia degli ampi aiuti di Stato previsti per contrastare la crisi avviata dal coronavirus e l'annuncio di un allentamento delle misure hanno fatto sì che il prezzo del CO₂ si riprendesse. Il contratto dicembre 2021 si è quindi chiuso a fine giugno a 27,3 EUR/t.

Nella seconda metà del 2020 il prezzo dell'energia elettrica è nel complesso aumentato. Il contratto svizzero per il front year 2021 è quindi passato dai 46,8 EUR/MWh di fine giugno ai 53,15 EUR/MWh di fine dicembre, anche se nel terzo trimestre i prezzi hanno dapprima registrato un trend laterale e sono tornati a crescere solo da metà novembre. Le commodities (carbone, gas e CO₂) sono state di nuovo il motore dell'aumento dei prezzi dell'elettricità. Il contratto per il carbone API2 2021 è aumentato da 51,4 EUR/t a 56,4 EUR/t, anche se in questo periodo i prezzi di chiusura si sono mossi tra 45,3 EUR/t e 58,2 EUR/t. Per il front year 2021 il prezzo di riferimento per il mercato del gas in Germania (NCG) è salito dai 12,9 EUR/MWh della fine di giugno ai 17,4 EUR/MWh della fine di dicembre, anche se il contratto è stato negoziato in un range compreso tra 12,2 EUR/MWh e un massimo di 17,4 EUR/MWh.

Tra i fattori bullish di questo periodo rientrano la ridotta capacità di produzione di carbone dovuta al lockdown, la minore disponibilità delle centrali nucleari francesi (che ha fatto crescere la domanda di carbone e di gas), le varie revisioni effettuate nei campi di gas in Norvegia nonché i diversi scioperi che qui si sono verificati: lo sciopero di ottobre degli operai del settore petrolifero ha bloccato la produzione di gas, mentre a novembre è stata la volta del personale addetto alla sicurezza nell'impianto di trasformazione del gas. Inoltre l'aumento dei prezzi del gas nell'area asiatica e americana ha causato un aumento dei prezzi anche in Europa.

Per quanto riguarda il carbone, l'annuncio di fine novembre dell'UE dell'approvazione del meccanismo tedesco per il risarcimento dell'uscita dal carbone - che spiana la strada verso lo spegnimento di 4 GW di capacità nel 2021 - e una ripresa della domanda di importazione di carbone in importanti mercati di importazione (India e Cina, che ha proceduto a un allentamento delle restrizioni cinesi sull'importazione di carbone) hanno fatto salire i prezzi del carbone. Alla fine dell'anno la speranza che il vaccino contro il coronavirus avrebbe presto permesso alle economie di tutto il mondo di tornare alla normalità, così come i risultati delle elezioni presidenziali statunitensi, hanno fatto ripartire nuovi segnali rialzisti sui mercati. Ad essi si sono tuttavia contrapposti alcuni fattori ribassisti, tra cui soprattutto l'aumento dei casi di infezione da coronavirus in tutto il mondo e il conseguente timore di nuove restrizioni e quindi di un rallentamento della ripresa economica.

I prezzi del CO₂ hanno attraversato una fase altalenante nel terzo trimestre del 2020. All'inizio di luglio hanno superato la soglia dei 30 euro, ma poi sono scesi di nuovo rapidamente verso i 25 EUR/t. A metà settembre l'approvazione da parte della Commissione per l'ambiente dell'UE (ENVI) dell'obiettivo di riduzione delle emissioni di CO₂ del 60% entro il 2030 ha dato una nuova spinta ai prezzi. Tuttavia, la Commissione europea ha proposto un obiettivo di riduzione del 55% entro il 2030 rispetto all'anno di base 1990, il che ha nuovamente frenato i prezzi. I deboli risultati delle aste, la mancanza di progressi nei negoziati sull'accordo commerciale della BREXIT e l'aumento dei casi di coronavirus sono stati responsabili del calo dei prezzi nel mese di ottobre. Da novembre fino alla fine dell'anno i prezzi del CO₂ hanno fatto registrare una tendenza al rialzo. Le notizie positive sul vaccino contro il coronavirus e la sua approvazione nell'UE, mercati azionari ed energetici rialzisti, le basse temperature, la limitata produzione eolica, l'annuncio della Commissione europea della proroga dell'inizio delle aste del 2021, l'accordo dei capi di Stato e di governo europei per innalzare al 55% l'obiettivo di riduzione del CO₂ entro il 2030 e per la neutralità climatica entro il 2050 nonché anche la conclusione dell'accordo sulla BREXIT tra UE e Gran Bretagna hanno avuto un effetto bullish sul mercato del CO₂. Il contratto dicembre 2021 ha infatti chiuso l'anno a 33,44 EUR/t.

L'evoluzione dei prezzi di CO₂ (EUA⁷), gas (NCG⁸) e carbone (per la regione ARA⁹) nel 2020 per i contratti annuali del 2021 è mostrato nella figura 18.

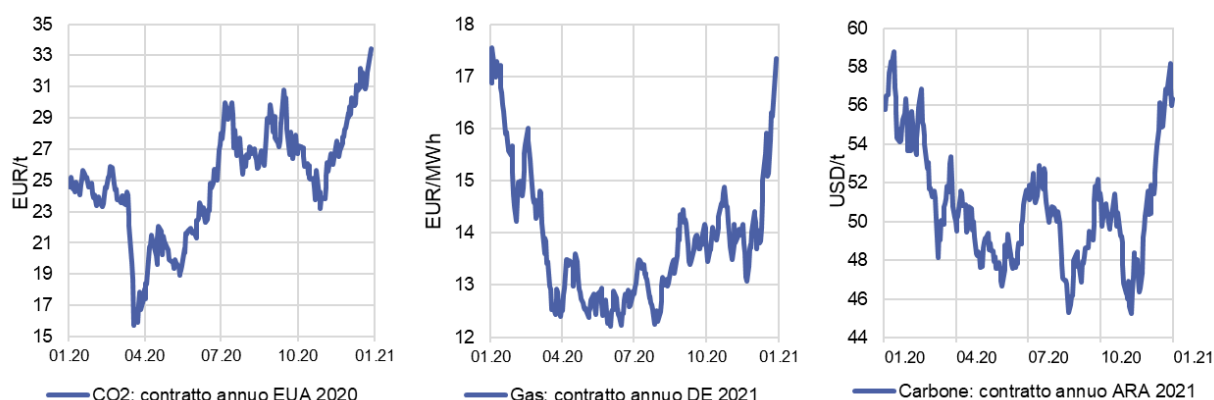


Figura 18: L'evoluzione dei prezzi di CO₂ (EUA), gas (NCG) e carbone (per la regione ARA) nel 2020 per i contratti annuali del 2021 / Fonte: EEX, Refinitiv Power Research

⁷ EUA: European Emission Allowances.

⁸ NCG: prezzo di riferimento per il gas tedesco fissato dal gestore dell'area di mercato NetConnect Germany.

⁹ ARA: prezzo di riferimento del carbone termico al terminal di trasbordo del nodo Amsterdam-Rotterdam-Anversa, il principale mercato del carbone in Europa.

3 Principali attività di sorveglianza del mercato della EICOM

3.1 Attività di analisi

3.1.1 Quadro generale e statistica analitica

L'articolo 26a OAEI sancisce un obbligo di informazione per gli operatori del mercato (persone giuridiche o eventualmente fisiche) con sede o domicilio in Svizzera che operano in un mercato all'ingrosso dell'energia elettrica dell'UE e che sono tenuti a rilasciare informazioni alle autorità dell'UE o degli Stati membri ai sensi del Regolamento UE REMIT. In virtù di tale obbligo essi devono comunicare alla EICOM i dati relativi a prodotti all'ingrosso, dati fondamentali e - se pubblicate - informazioni privilegiate. L'elaborazione e l'analisi dei dati raccolti permettono di valutare ciò che accade effettivamente sui mercati all'ingrosso (europei). Poiché i prezzi di mercato in Svizzera sono fortemente influenzati dagli sviluppi e dagli eventi che si verificano nei Paesi circostanti, queste informazioni sono importanti per il monitoraggio del mercato e quindi anche per valutare la sicurezza dell'approvvigionamento in Svizzera.

Con l'ausilio del Market Monitoring System (MMS), in cui i dati vengono elaborati e messi poi a disposizione per le analisi della Sezione Sorveglianza del mercato attraverso un sistema di allarmi basato su criteri predefiniti, la EICOM vigila sulle attività degli operatori svizzeri sui mercati all'ingrosso europei dell'elettricità, prestando particolare attenzione ai fenomeni sospetti che potrebbero rappresentare un segnale di manipolazione del mercato o di insider trading. La EICOM riceve inoltre segnalazioni di anomalie riguardanti gli operatori di mercato svizzeri anche dagli organismi di vigilanza dei mercati organizzati, i cosiddetti Suspicious Transaction and Order Report (STOR). Nel 2020 la EICOM ha ricevuto tre di queste segnalazioni (vedi Figura 19). Le informazioni contenute negli STOR vengono studiate nel dettaglio ed eventualmente analizzate con l'ausilio di informazioni supplementari in possesso della EICOM. A seconda dell'esito di tali analisi e per eventuali chiarimenti gli operatori di mercato sono stati contattati direttamente.

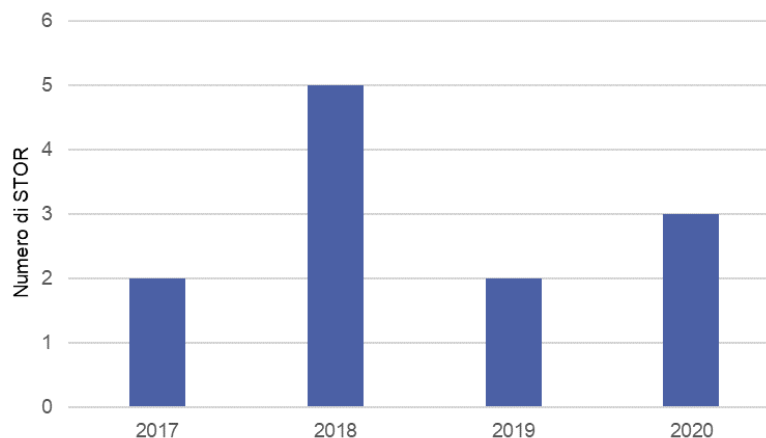


Figura 19: Panoramica degli STOR pervenuti alla EICOM

Oltre alle indagini avviate a seguito di allarmi del MMS o sulla base di STOR, anche nel 2020 la EICOM ha effettuato analisi ad hoc su determinati temi specifici. Nel presente rapporto sulla trasparenza del mercato verranno presentati, in forma sintetica, l'analisi dei prezzi negativi per Svizzera, Germania e Francia tra il 2015 e il 2020, le indicazioni per la segnalazione delle informazioni privilegiate nonché un'indagine e il parere della EICOM sul trading intraday transfrontaliero continuo. Altri due studi - lo studio sulle conseguenze della pandemia da coronavirus sul carico europeo e l'indagine sui retroscena dell'asta MEAS (*Mutual Emergency Assistance Service*) condotta da Swissgrid - vengono discussi nel rapporto di attività 2020 della EICOM.

Lo studio sui prezzi negativi per Svizzera, Germania e Francia tra il 2015 e il 2020 e lo studio sull'impatto della pandemia da coronavirus sul carico europeo sono pubblicati sul sito della EICOM.

3.1.2 Maggiore trasparenza e qualità per la pubblicazione dei dati sul solare

Una buona qualità dei dati è indispensabile affinché gli esiti dell'attività di monitoraggio siano rappresentativi. Ecco perché sin dall'inizio del reporting, nel 2015, la EICom lavora costantemente per migliorare la completezza, la correttezza e la puntualità nella trasmissione dei dati soggetti all'obbligo di comunicazione. Questo impegno è proseguito anche nel 2020.

Il fatto più rilevante dell'anno scorso per quanto concerne la qualità dei dati è costituito dal netto miglioramento della qualità dei dati pubblicati sul solare. Mentre all'inizio del 2020, a causa della mancanza di una rappresentazione trasparente e completa, non si conosceva ancora la quantità di elettricità effettivamente prodotta in Svizzera da fonte solare, già a partire dall'agosto 2020 era possibile, per iniziativa e grazie agli sforzi della EICom e di altri attori impegnati, presentare dati più completi e di migliore qualità su questa produzione. Questi dati vengono ora inclusi anche nei rapporti settimanali sul mercato spot e sono utilizzati per alcune altre analisi della EICom.

In precedenza la situazione era la seguente: Swissgrid trasmetteva alla ENTSO-E i dati sulla produzione degli impianti solari svizzeri registrati nel gruppo di bilancio «Energie rinnovabili». Per diverse ragioni, tuttavia, tali dati non corrispondevano affatto all'intera capacità di produzione effettivamente installata in Svizzera e pertanto i dati ufficiali pubblicati relativi alla produzione solare in Svizzera erano nettamente inferiori alla quantità effettivamente prodotta.

Dalla collaborazione tra la EICom, Swissgrid e l'ente svizzero di certificazione per la registrazione delle garanzie di origine e la gestione dei programmi d'incentivazione per le energie rinnovabili (Pronovo) è nata una nuova soluzione: da una parte, ora viene pubblicata sulla ENTSO-E TP la quantità totale aggregata dell'energia elettrica prodotta da fonte solare ogni ora; dall'altra, i dati elaborati vengono presentati graficamente in modo chiaro, trasparente e di facile utilizzo anche sul sito <https://energy-charts.ch>. Entrambe le pubblicazioni dovrebbero portare più trasparenza in merito alla produzione e ai prezzi dell'elettricità in Svizzera, fornire un'informazione migliore e più completa al pubblico e favorire così una discussione più oggettiva sui temi correlati. La EICom riterrebbe pertanto importante implementare anche in Svizzera una piattaforma destinata alla pubblicazione giornaliera dei dati aggregati relativi alla quantità oraria di energia elettrica effettivamente prodotta da fonte rinnovabile e creare le basi legali a ciò necessarie.

Con l'aumento della potenza installata degli impianti solari diventerà sempre più importante conoscere in tempo reale la quantità di energia solare immessa in rete in Svizzera, e ciò sia per i gestori di rete (maggiore stabilità dell'esercizio della rete) che per gli attori del mercato dell'elettricità (gestione dei portafogli, possibilità di non ricorrere all'energia di compensazione). In Paesi come l'Austria e la Germania ciò rappresenta da tempo lo standard. Con le recenti novità introdotte per la pubblicazione dei dati solari anche la Svizzera si avvicina al livello di trasparenza dei Paesi vicini.

3.2 Comunicazione delle informazioni privilegiate

3.2.1 Standard europei per la comunicazione delle informazioni privilegiate

Ai sensi dell'articolo 2 capoverso 1 del Regolamento REMIT si intende per informazione privilegiata «un'informazione che ha carattere preciso, che non è stata resa pubblica, che concerne, direttamente o indirettamente, uno o più prodotti energetici all'ingrosso e che, se resa pubblica, potrebbe verosimilmente influire in modo sensibile sui prezzi di tali prodotti».

Ai sensi dell'articolo 4 del Regolamento REMIT gli operatori di mercato sono obbligati a divulgare in modo efficace e in tempo utile le informazioni privilegiate: «Gli operatori di mercato comunicano al pubblico in modo efficace e in tempo utile le informazioni privilegiate di cui dispongono in relazione alle imprese o agli stabilimenti che l'operatore di mercato interessato, l'impresa madre o un'impresa collegata possiede o controlla oppure per i cui aspetti operativi l'operatore di mercato o l'impresa è responsabile in tutto o in parte. Le informazioni comunicate al pubblico comprendono quelle riguardanti la capacità e l'uso degli stabilimenti di produzione, stoccaggio, consumo o trasporto di energia elettrica o

gas naturale o quelle riguardanti la capacità e l'uso di impianti di GNL, inclusa l'eventuale indisponibilità pianificata o non pianificata di tali impianti». L'articolo 4 capoverso 2 REMIT prevede, a determinate condizioni, la possibilità di ritardare la divulgazione al pubblico di informazioni privilegiate.

Per la trasparenza dei mercati all'ingrosso dell'energia è necessario pubblicare le informazioni privilegiate in modo da permettere la loro diffusione a un pubblico il più vasto possibile e un accesso semplificato a tutti gli operatori di mercato. Ai fini di una divulgazione efficace, come prevista dall'articolo 4 REMIT, in futuro le informazioni privilegiate dovranno essere pubblicate esclusivamente attraverso una piattaforma dedicata, che rispetti determinati requisiti minimi stabiliti dall'ACER (si veda al riguardo anche il cap.1).

Per quanto riguarda il concetto di divulgazione in tempo utile, con esso si intende che di norma tali informazioni devono essere diffuse il più presto possibile e comunque entro un'ora dal verificarsi dell'evento che è alla base delle informazioni stesse, salvo diverse indicazioni contenute nelle norme e nei regolamenti applicabili. L'informazione privilegiata deve comunque sempre venire divulgata prima che:

- l'operatore di mercato che ne è in possesso negozi prodotti del mercato dell'energia all'ingrosso ai quali si riferisce l'informazione privilegiata in questione, oppure
- l'operatore di mercato che ne è in possesso consigli a un'altra persona di negoziare un prodotto del mercato dell'energia all'ingrosso che è in relazione con l'informazione privilegiata in questione, oppure
- l'informazione in questione venga trasmessa a terzi, salvo il caso in cui ciò avvenga nell'ambito del normale svolgimento del lavoro, della professione o dei compiti della persona che la trasmette.

Le informazioni privilegiate divulgate dovrebbero essere il più concise e specifiche possibile nonché sufficientemente precise e complete così da permettere una corretta comprensione degli eventi su cui si basano e che potrebbero influenzare i prezzi dei prodotti energetici all'ingrosso.

Se la pubblicazione di un'informazione privilegiata richiede una previsione, per esempio sulla durata di un'interruzione, secondo l'ACER tale previsione contiene un elemento di incertezza. Pertanto l'Agenzia ritiene che l'obbligo degli operatori di mercato di pubblicare le informazioni privilegiate sia rispettato se tale previsione viene formulata sulla base di tutti i dati disponibili e con un onere adeguato. Se una previsione cambia nel corso del tempo, la pubblicazione dovrebbe essere aggiornata di conseguenza non appena le nuove informazioni sono disponibili.

Nel giugno 2020 sono state aggiornate le ACER Q&A (ACER Questions and Answers). Alla domanda III.7.14 si afferma che anche il ramping può essere considerato un'informazione privilegiata, che come tale deve essere pubblicata. I casi di ramping considerati come informazioni privilegiate ai sensi dell'articolo 2 capoverso 1 REMIT, ossia che non sono state divulgate e che si riferiscono direttamente o indirettamente a uno o più prodotti energetici all'ingrosso e che, qualora pubblicate, potrebbero influenzare fortemente i prezzi di tali prodotti, dovrebbero essere pubblicati, conformemente all'articolo 4 REMIT. Anche le centrali elettriche virtuali potrebbero sottostare agli obblighi definiti all'articolo 4 REMIT, soprattutto quando la centrale virtuale controlla gli impianti oppure è responsabile del loro esercizio.

È interessante la domanda III.7.18, pubblicata nel dicembre 2020. Se una centrale elettrica deve rimanere a disposizione del gestore di rete per la copertura delle prestazioni di servizio relative al sistema e non è quindi più disponibile per il mercato dell'energia all'ingrosso, questa informazione può essere considerata una informazione privilegiata. Il gestore della rete di trasporto e/o il gestore della centrale elettrica devono indicare il periodo durante il quale la centrale non è disponibile per il mercato dell'energia all'ingrosso. Viene ritenuto fuorviante pubblicare questa informazione in relazione a "manutenzione" o "interruzione".

3.2.2 Raccomandazioni della EICom in merito alla comunicazione di informazioni privilegiate

Nell'ambito delle sue attività di monitoraggio la EICom ha messo a confronto le notifiche di revisioni alle centrali elettriche registrate sulla EEX TP con i piani effettivamente comunicati sulla piattaforma di trasparenza della ENTSO-E. È stato riscontrato che sulla EEX TP gli operatori di mercato svizzeri non riportano sempre nello stesso modo il momento della disattivazione di una centrale elettrica per le revisioni pianificate: talvolta, infatti, indicano l'inizio del ramping, altre volte la fine. Dall'esame della EICom è emerso che in generale gli operatori di mercato svizzeri non segnalano le fasi di ramping.

In linea di principio la non disponibilità di una centrale dovrebbe essere segnalata indicando l'inizio di tale evento. Nel caso di revisioni di centrali nucleari, per le quali in alcuni casi si comincia a spegnere l'impianto già il giorno prima, si dovrebbero sempre pubblicare le informazioni del ramping dettagliato, poiché in tale caso esse possono avere effetti sui prezzi sul mercato day-ahead o intraday in Svizzera. Al fine di garantire una prassi uniforme per le notifiche, la EICom auspica che anche gli operatori di mercato svizzeri pubblichino le informazioni privilegiate, così come raccomandato dall'ACER.

3.3 Trading intraday transfrontaliero continuo

3.3.1 Comunicazione della EICom: raccomandazione concernente la prenotazione di capacità e il comportamento in sede di negoziazione

Nel gennaio 2021 la EICom ha pubblicato una comunicazione relativa al trading intraday transfrontaliero continuo, che si allaccia all'introduzione, nel giugno del 2018, del SIDC nell'Europa centro-occidentale. Questa novità ha comportato la sostituzione del precedente sistema di allocazione implicita delle capacità di frontiera agli operatori di mercato per i confini Svizzera-Germania e Svizzera-Francia. Da allora, in aggiunta all'energia negoziata (allocazione esplicita), gli operatori prenotano per queste due frontiere le capacità di frontiera necessarie sulla piattaforma www.intraday-capacity.com. La prenotazione avviene secondo il principio «primo arrivato, primo servito» e l'assegnazione delle capacità è gratuita.¹⁰ Nel caso dell'allocazione esplicita la compravendita dell'energia elettrica è disgiunta in termini temporali e organizzativi dalla prenotazione di capacità, il che implica un onere supplementare per i gestori della rete di trasporto e per gli operatori di mercato, in quanto devono essere prenotate capacità sufficienti per ogni offerta di energia elettrica.

Successivamente Swissgrid aveva più volte richiamato l'attenzione degli operatori di mercato su alcuni comportamenti non conformi riscontrati nella prenotazione di capacità di frontiera e alcuni di questi si erano rivolti alla EICom chiedendo precisazioni sul comportamento ritenuto conforme alla legge. Dall'esame della EICom è emerso che attualmente non è praticabile nessuna forma alternativa di assegnazione. Per il trading intraday transfrontaliero la EICom raccomanda pertanto agli operatori di mercato di attenersi alla guida della ACER sulla questione dell'accumulo di capacità (transmission capacity hoarding).¹¹ Nelle regole per la gestione del confine Svizzera-Austria è già contenuto un rimando a questa guida. È prevista la sua introduzione come pure quella di un rimando all'articolo 5 del REMIT anche nelle regole per le aste ad altre frontiere.

3.3.2 Indagine su condotte anomale per la prenotazione di capacità di frontiera nel trading intraday continuo

Nell'ambito di un'analisi della condotta degli operatori di mercato per la prenotazione di capacità alle frontiere svizzere sono stati notati operatori di mercato che hanno prenotato ripetutamente grandi quantità di capacità di frontiera in una direzione (per es. Germania - Svizzera) e successivamente quantità altrettanto grandi nell'altra direzione (Svizzera - Germania). L'intervallo di tempo intercorso tra le due prenotazioni aveva superato anche le 15 ore. È inoltre accaduto spesso che con la prima prenotazione venisse consumata l'intera capacità di frontiera ancora disponibile per un determinato periodo di fornitura, pertanto dopo questa prenotazione non vi era più alcuna capacità disponibile per altri operatori di

¹⁰ Dal 24 settembre 2020 si applica la stessa procedura anche alla frontiera Svizzera-Austria.

¹¹ ACER Guidance Note 1/2018 on the application of Article 5 REMIT on the prohibition of market manipulation – Transmission capacity hoarding, prima edizione del 18 marzo 2018, [Guidance Note Transmission Capacity Hoarding \(acer-remit.eu\)](https://www.acer-remit.eu/Guidance%20Transmission%20Capacity%20Hoarding).

mercato. Si è osservato anche un numero crescente di casi in cui la prima prenotazione era avvenuta esattamente al momento dell'apertura della piattaforma di prenotazione la sera precedente. Nessuna delle transazioni registrate sul mercato intraday era finalizzata a un uso efficace delle capacità. Di conseguenza si è dovuto presumere che in quei casi la prima prenotazione avesse rappresentato un'opzione inutilizzata per il trasporto di energia.

Da ulteriori domande poste agli operatori di mercato è emerso che ciò è quanto effettivamente successo in alcuni casi. Una delle ragioni riferite è stata la volatilità dei mercati intraday, in cui i differenziali di prezzo tra i mercati si erano sviluppati in modo diverso da quanto previsto dagli operatori di mercato al momento della prima prenotazione. Come altro motivo è stata indicata l'intenzione di trasportare energia dalla Germania alla Francia (o viceversa) attraverso la Svizzera. Poiché le piattaforme di prenotazione per queste due frontiere si aprono in momenti diversi (18:00 per Germania - Svizzera, 21:05 per Francia - Svizzera) e alle ore 18:00 non si sa ancora se e quanta capacità sarà resa disponibile alle 21:05 per la frontiera Francia - Svizzera, alle ore 18:00 viene prenotata la capacità Germania - Svizzera come opzione e alle 21:05 viene eventualmente restituita attraverso una prenotazione nella direzione opposta.

Anche se questi comportamenti degli operatori di mercato sono comprensibili, ne derivano tuttavia vari problemi: da un lato aumenta il rischio che nel mercato intraday la capacità di frontiera non venga sfruttata in modo efficiente, poiché, una volta restituita, la capacità prenotata potrebbe non essere utilizzata da altri operatori di mercato; dall'altro, l'informazione secondo cui non è più disponibile alcuna capacità di frontiera a un determinato confine può rappresentare un segnale ingannevole per il mercato: altri operatori di mercato, infatti, potrebbero presumere che tra i due Paesi in questione non sia più possibile il trasporto di energia e procedere magari diversamente. Inoltre, tra i due Paesi interessati può svilupparsi un differenziale di prezzo che non si sarebbe invece verificato, o si sarebbe verificato in misura minore, se la capacità di frontiera fosse stata disponibile e utilizzata.

Maggiori informazioni su questo argomento sono disponibili nella succitata guida dell'ACER sulla questione dell'accumulo di capacità (transmission capacity hoarding).

3.4 Analisi dei prezzi negativi per Svizzera, Francia e Germania nel 2020

I bassi prezzi spot nella prima metà del 2020 e i frequenti prezzi negativi (soprattutto in Germania) sono all'origine di questo studio, che in futuro verrà aggiornato a intervalli regolari con le nuove cifre.

I prezzi negativi sul mercato dell'elettricità potrebbero essere dovuti alle seguenti circostanze:

- **Limitazioni tecniche e costo opportunità.** A causa di limitazioni tecniche le centrali elettriche convenzionali hanno una flessibilità limitata. Da un lato, la velocità di modifica della potenza è tecnicamente limitata, motivo per cui non si può regolare rapidamente la potenza da un'ora all'altra; dall'altro questi impianti devono avere una certa potenza minima (*must-run*) per garantire un funzionamento stabile. Inoltre, le centrali termoelettriche hanno costi di avviamento non trascurabili. Si tratta di costi una tantum che devono essere sostenuti ad ogni avvio della centrale e che sono in gran parte indipendenti dal successivo tempo di funzionamento dell'impianto. Per il gestore della centrale può quindi essere più conveniente pagare un prezzo per l'elettricità prodotta in eccesso in certe ore piuttosto che dover spegnere l'intera centrale.
- **Altri obblighi contrattuali.** I gestori di centrali di produzione possono offrire l'energia elettrica da essi prodotta non solo sul mercato day-ahead ma anche sul mercato dell'energia di regolazione. Anche gli impianti di cogenerazione sottostanno a obblighi supplementari per la commercializzazione dell'energia del piano previsionale. Essi devono coprire una domanda di calore, ma producono al contempo elettricità come sottoprodotto. Anche qui, considerando le possibilità e i costi, sono ammessi contributi di copertura negativi sul mercato dell'elettricità.
- **Regolamentazione quadro.** L'elettricità da fonte eolica e solare viene in parte offerta senza limiti di prezzo nell'asta day-head, garantendo così sul mercato la priorità data all'immissione in rete delle energie rinnovabili. Inoltre, alcuni gestori di impianti sono incentivati a immettere in rete energia anche quando i prezzi day-ahead sono negativi. Questo vale in particolare per i

gestori che commercializzano direttamente l'elettricità prodotta da questi impianti a energie rinnovabili e quindi ricevono, in aggiunta alle entrate della commercializzazione diretta, anche un premio di mercato per ogni kWh prodotto. Finché i ricavi negativi del mercato (attraverso le vendite sulla borsa EPEX SPOT) non superano le entrate del premio di mercato, questi impianti vengono fatti funzionare anche con i prezzi negativi.

Colpisce il fatto che nel 2020 è cresciuto in tutti i Paesi il numero di ore con prezzi negativi e il numero di giorni con prezzi orari negativi all'asta day-ahead EPEX SPOT (vedi Figura 20). In Germania, nel 2020, le ore con prezzi negativi all'asta day-ahead sono state quasi 300, in Svizzera 75 e in Francia 102.

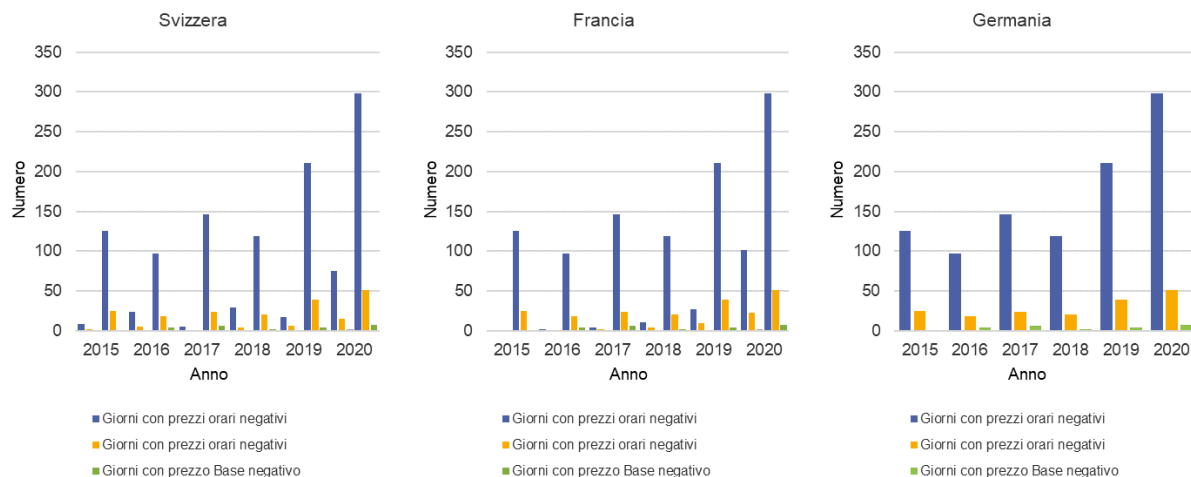


Figura 20: Numero di ore con prezzi negativi, numero di giorni con prezzi orari negativi e numero di giorni con prezzo negativo per il Base secondo l'anno e per i Paesi di fornitura Svizzera, Francia e Germania

In Svizzera e in Francia i prezzi orari negativi si registrano principalmente nei mesi di marzo, aprile e maggio (vedi Figura 21). Sono questi i mesi in cui, grazie allo scioglimento delle nevi, è disponibile una maggiore quantità di acqua fluente rispetto al solito per la produzione di elettricità. La combinazione tra questa maggiore quantità di acqua fluente, il minore carico e l'elettricità a basso prezzo importata dalla Germania (grazie all'elevata produzione eolica e solare) determina i prezzi negativi. In Francia anche la diminuzione del carico dovuta al coronavirus, che durante il lockdown è stata quasi del 17%,¹² ha influito soprattutto nel 2020 sul numero delle ore con un prezzi negativi.

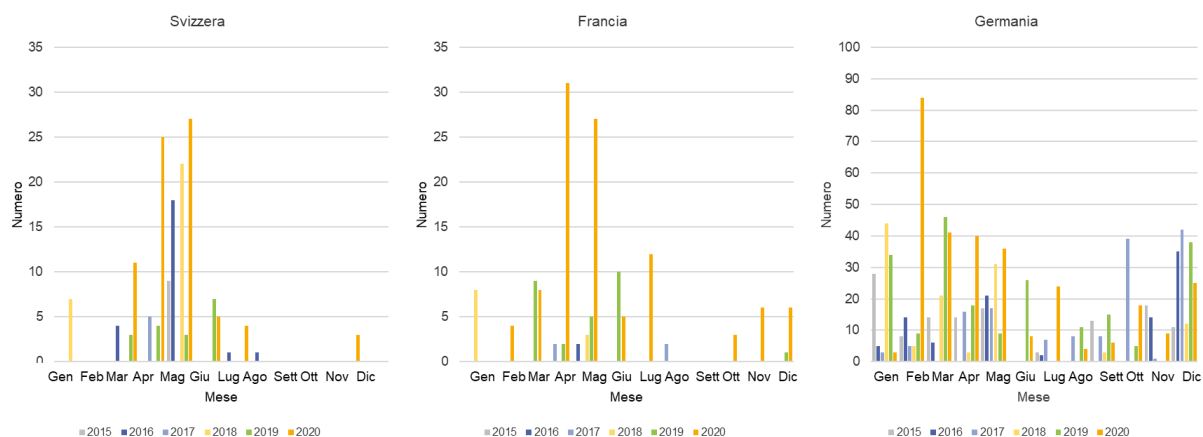


Figura 21: Numero di ore con prezzi negativi all'asta day-ahead EPEX SPOT per mese e anno per i Paesi di fornitura Svizzera, Francia e Germania

¹² La EICOM affronta l'argomento nel suo studio sugli effetti della pandemia da coronavirus sul carico in Europa («Auswirkung der Corona-Pandemie auf die europäische Last», documento non disponibile in italiano).

In Germania si registrano prezzi negativi più spesso in inverno che in estate. Inoltre, negli ultimi anni si è osservato un marcato aumento dei prezzi orari negativi nel primo trimestre e nei mesi di aprile e maggio. Benché la domanda di elettricità sia più alta in inverno che in estate, anche l'immissione in rete di energia eolica è tendenzialmente elevata nei mesi invernali, in primavera o in autunno. Le revisioni delle centrali elettriche sono eseguite di norma nei mesi estivi, il che determina una riduzione dell'offerta di energia elettrica prodotta dalle centrali convenzionali, che sono meno flessibili. Per ragioni naturali la domanda di calore è più bassa nei mesi estivi e con essa cala, rispetto all'inverno, anche la produzione di elettricità generata dagli impianti di cogenerazione.

Se si guarda alle ore del giorno in cui si verificano prezzi negativi, non si osserva per la Svizzera alcun cambiamento importante, benché negli ultimi anni il numero di ore con prezzi negativi sia aumentato (vedi Figura 22). Solo nel 2018 si è osservata una frequenza significativamente maggiore di prezzi negativi nelle prime otto ore del giorno (quasi il 40%) rispetto agli altri anni. In tutti gli anni in Svizzera si osservano eventuali prezzi negativi soprattutto nelle ore 14-17.

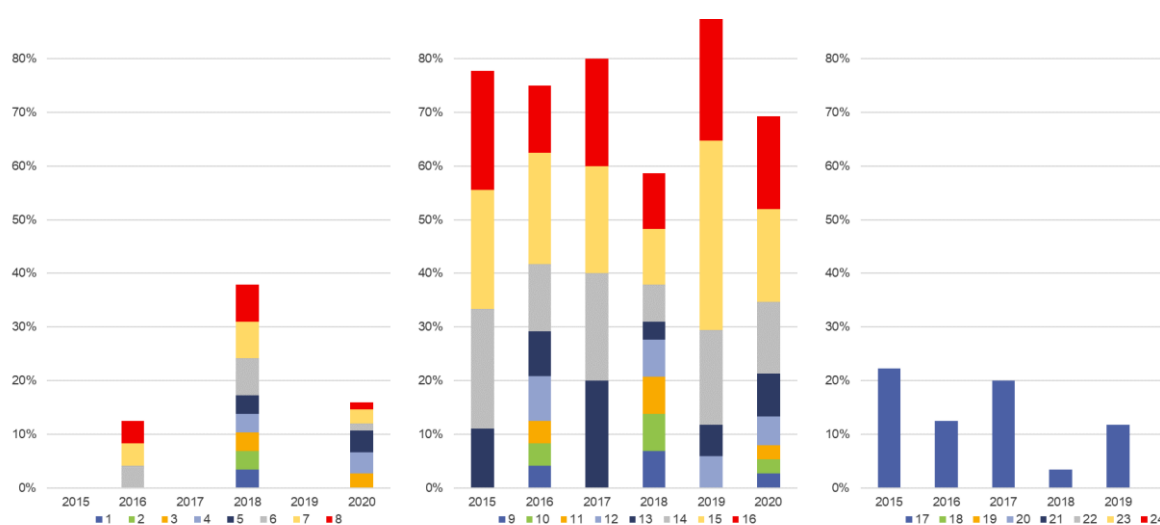


Figura 22: Quota delle ore con prezzi negativi in Svizzera per ora del giorno e anno

A sinistra: quota nelle ore 1-8 (dalle ore 00:00 alle ore 08:00), in centro: nelle ore 9-16 (dalle ore 08:00 alle ore 16:00), a destra: nelle ore 17-24 (dalle ore 16:00 alle ore 24:00) ¹³

In Francia dal 2018 i prezzi negativi sono sempre stati osservati maggiormente nelle prime otto ore del giorno, il che potrebbe essere attribuibile al potenziamento dell'eolico portato avanti in questo Paese. Anche le ore 10, 11 e 12 sembrano essere sempre più interessate da prezzi negativi. Naturalmente anche in Francia i prezzi sono influenzati dalla produzione di energia solare (sia nazionale sia quella importata dalla Germania).

In Germania nel 2015 il 75% delle ore negative veniva ancora registrato tra le ore 00:00 e le ore 08:00, mentre nel 2020 sono poco meno del 35%. Mentre nel 2015 la quota di ore con prezzi negativi tra le ore 08:00 e le ore 16:00 era ancora appena sotto il 20%, nel 2020 si attesta intorno al 50%. Dal 2015 la quota di ore con prezzi negativi registrate nelle ultime otto ore del giorno, se si esclude l'ora 17 (dalle 16:00 alle 17:00), è rimasta relativamente stabile al di sotto del 10%. Lo slittamento delle ore con prezzi negativi dalle prime otto ore del giorno alle ore 9-17, osservato tra il 2015 e il 2020, mostra l'impatto della produzione solare. Il carico residuale è in continua riduzione, specialmente nelle ore 11-17, e ciò fa sì che in queste ore i prezzi negativi si verifichino più frequentemente rispetto al 2015 (vedi Figura 23).

¹³ I dati di questa figura pubblicati a giugno 2020 presentavano un errore per l'anno 2019. Nella presente versione l'errore è stato corretto.

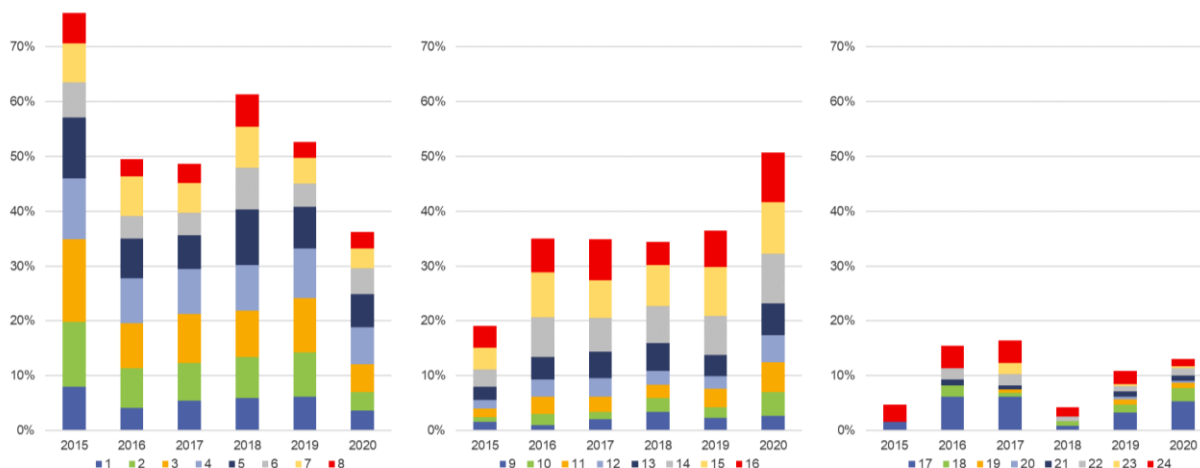


Figura 23: Quota delle ore con prezzi negativi in Germania per ora del giorno e anno

A sinistra: quota nelle ore 1- 8 (dalle ore 00:00 alle ore 08:00), in centro: nelle ore 9-16 (dalle ore 08:00 alle ore 16:00), a destra: nelle ore 17-24 (dalle ore 16:00 alle ore 24:00)

Fintanto che prosegue il potenziamento delle energie rinnovabili, che non si fanno grandi progressi per lo stoccaggio dell'elettricità, che vi è scarsa flessibilità per il carico o per la produzione e che non vengono aumentate le capacità di trasporto transfrontaliere verso i Paesi vicini, è probabile che in Germania i prezzi negativi continueranno a salire, proprio come in Francia e in Svizzera.

Tuttavia, i prezzi orari negativi nel mercato dell'elettricità a breve termine non devono essere un motivo di preoccupazione, perché si tratta di un meccanismo di mercato necessario per garantire sempre una corrispondenza tra domanda di elettricità e offerta. Essi rappresentano un incentivo per le centrali elettriche convenzionali ad adattare la propria produzione sia alle fluttuazioni della domanda sia alla produzione da fonti rinnovabili, che dipende dalle condizioni atmosferiche. I prezzi negativi forniscono anche un incentivo a fare crescere la domanda proprio nei momenti in cui viene immessa in rete molta elettricità.

I prezzi negativi hanno quindi un senso dal punto di vista economico, in quanto rappresentano il giusto incentivo ad aumentare la flessibilità e a sfruttare qualsiasi opzione di flessibilità nel segno della transizione verso le energie rinnovabili.

4 Ulteriori attività della EICOM nell'ambito della trasparenza e della sorveglianza del mercato

4.1 Collaborazione a livello nazionale e internazionale

Con le forti interdipendenze tra i mercati createsi a seguito dei recenti sviluppi diventa sempre più importante anche lo scambio tra i regolatori dell'energia in merito alla sorveglianza e all'integrità del mercato. A causa della particolare situazione creata dalla pandemia da coronavirus, le riunioni di coordinamento con i servizi di sorveglianza del mercato dei Paesi confinanti si sono potute svolgere solo in forma virtuale. La job rotation programmata con due regolatori esteri sotto forma di un scambio di personale della durata di una settimana non ha invece potuto essere realizzata. Quest'anno non ha avuto luogo nemmeno il consueto confronto con la FINMA sulle esperienze maturate a livello metodologico.

Durante tutto l'anno si sono tenuti scambi su questi temi con Swissgrid. A seguito, ad esempio, di uno STOR trasmesso dal servizio di sorveglianza della borsa EPEX SPOT è stata avviata una discussione sulla cosiddetta asta MEAS. Quest'ultima viene condotta da Swissgrid a nome di Terna, il gestore di rete italiano. La Segreteria tecnica della EICOM ha avvertito Swissgrid che i risultati dell'asta MEAS potrebbero avere un impatto significativo sui prezzi del mercato intraday svizzero e dell'asta intraday svizzera, qualora i prezzi a cui Terna è disposta a vendere si discostassero notevolmente dagli attuali

prezzi day-ahead o intraday. Inoltre, i prezzi e le quantità dell'aggiudicazione a un determinato partner potrebbero costituire delle informazioni privilegiate. Per portare trasparenza sul mercato, Swissgrid è stata invitata a pubblicare i risultati dell'asta MEAS sulla sua homepage in tempo utile, cioè prima dell'asta intraday svizzera. La proposta della EICOM è stata attuata. Dal 12 novembre 2020 i risultati dell'asta MEAS vengono pubblicati sul sito di Swissgrid: una soluzione efficiente concertata insieme a Swissgrid per un mercato svizzero più trasparente.

Anche i lavori in ambito europeo sono proseguiti senza limitazioni. La EICOM ha continuato a partecipare alle riunioni del CEER Market Integrity and Transparency Working Group (CMIT). Su richiesta dei membri del CMIT la EICOM ha presentato durante uno degli incontri il suo comunicato sul trading algoritmico. La EICOM ha nuovamente partecipato al sondaggio generale sull'attuazione a livello nazionale dell'integrità e della trasparenza del mercato. Tale sondaggio permette un confronto tra le diverse autorità di regolamentazione e anche quest'anno ha consentito alla EICOM di raccogliere importanti informazioni sull'attuazione del regolamento REMIT in diversi ambiti nel quadro dei processi normativi europei.

La Segreteria tecnica della EICOM ha partecipato inoltre al forum REMIT della ACER, organizzato quest'anno online. La quarta edizione del Forum verteva sulla questione di come proteggere i mercati in un momento di cambiamenti e anche in seguito. A questo riguardo sono stati discussi argomenti e sviluppi futuri come la digitalizzazione, le piattaforme di trading B2B per il livello di rete 7 e la nascita di nuovi mercati di flessibilità nonché il loro impatto sul reporting REMIT.

Poiché la sorveglianza e l'integrità del mercato sono una tematica ancora nuova per i regolatori dell'energia, il confronto in materia con i reparti competenti di altre autorità di regolazione è di cruciale importanza e la EICOM continua a curarlo.

4.2 Altre attività inerenti alla trasparenza e alla sorveglianza del mercato

Quest'anno le attività della sezione Sorveglianza del mercato della Segreteria tecnica della EICOM sono state contrassegnate dalla pandemia da coronavirus. L'operatività del mercato dell'elettricità all'ingrosso svizzero come pure il suo monitoraggio e quello delle attività degli operatori di mercato svizzeri in Unione europea nella secure room hanno continuato nonostante il lockdown. I rapporti sul mercato spot e sul mercato a termine hanno continuato a essere pubblicati senza interruzioni. Anche il Rapporto sulla trasparenza del mercato 2019 della EICOM è stato pubblicato, come annunciato, a maggio 2020 sul sito della Commissione.

Tuttavia la presentazione del succitato rapporto programmata in occasione del workshop sulla sorveglianza del mercato previsto per il 15 maggio 2020 non ha potuto aver luogo. L'evento, organizzato all'insegna del motto «Trading algoritmico: effetti sulla compravendita di energia», è stato dapprima rimandato al 2 novembre 2020 a causa del lockdown e infine è stato definitivamente annullato.

Oltre ai rapporti sul mercato spot e sul mercato a termine e al Rapporto sulla trasparenza del mercato 2019, la Segreteria tecnica ha pubblicato anche altri studi e comunicazioni della Sezione Sorveglianza del mercato, che contribuiscono a migliorare la trasparenza per gli operatori di mercato lato produzione e lato consumo. Sono tutti pubblicati sul sito della EICOM nella sezione «Rapporti e studi».

5 La digitalizzazione nel settore energetico

In occasione della consultazione degli Uffici concernente la revisione della legge sull'approvvigionamento elettrico condotta nel gennaio 2020 dall'Ufficio federale dell'energia (UFE) la EICOM ha studiato i recenti sviluppi della digitalizzazione nel settore energetico svizzero. Con questa modifica di legge il quadro normativo viene adeguato alla Strategia energetica 2050 e agli sviluppi del mercato elettrico europeo.

Il *Clean Energy Package* dell'UE prevede il diritto per i clienti finali di negoziare come clienti attivi (consumo di elettricità prodotta altrove o vendita di elettricità autoprodotta) senza dover sottostare a requisiti, ripartizioni e tasse sproporzionati o discriminatori né dover versare corrispettivi per l'utilizzo della rete che non siano orientati ai costi.

Grazie allo *Smart Meter Rollout* e alla crescita della decentralizzazione di produzione e stoccaggio voluta dal legislatore aumenterà in futuro anche il potenziale di flessibilità. La revisione della LAEI promuoverà ulteriormente la commercializzazione, chiedendo ai gestori di rete di sfruttare il potenziale di flessibilità disponibile prima di ampliare la rete.

Per il futuro sistema energetico il Consiglio federale punta sul controllo della flessibilità, che considera un suo importante elemento costitutivo: i produttori, i consumatori finali e i gestori degli impianti di stoccaggio saranno i proprietari della propria flessibilità e potranno offrirla dove i profitti sono maggiori (per es. nella rete o sul mercato dell'elettricità). Attualmente non esiste un mercato per la compravendita di flessibilità a livello regionale e locale. Questa nuova opportunità di negoziazione fa emergere la necessità di istituire un trading a più livelli con prodotti di flessibilità locali, regionali e nazionali.

Senza una completa apertura del mercato non sarà possibile implementare futuri modelli di vicinato come le piattaforme al livello di rete o i raggruppamenti ai fini del consumo proprio (RCP) virtuali. Sulla base di questi modelli potranno nascere mercati di servizi digitalizzati inerenti al management energetico, specialmente ai livelli più bassi della rete. In combinazione con un maggiore uso di accumulatori virtuali o interconnessi tra loro ("sciami") i mercati esistenti possono essere riutilizzati o possono essere creati nuovi servizi e mercati. È importante però che anche i «nuovi» operatori di mercato debbano rispettare le stesse condizioni e gli stessi requisiti validi per gli operatori già affermatosi. Questo riguarda in particolare il potenziamento e la migliore integrazione nonché lo sfruttamento delle fonti energetiche rinnovabili decentralizzate e di conseguenza anche la loro flessibilità. La digitalizzazione, i modelli di business incentrati sui dati e l'innovazione favoriscono anche l'efficienza energetica, la decarbonizzazione e la decentralizzazione correlata alle energie rinnovabili.

I costi della rete di distribuzione vengono ripartiti tra un numero sempre minore di unità di costo (clienti finali senza consumo proprio). Per effetto della regolamentazione del consumo proprio si prospetta un problema di ripartizione del corrispettivo per l'utilizzazione della rete. Infatti, i consumatori finali senza consumo proprio sostengono costi di rete sempre più elevati. Se questo problema non viene risolto e il finanziamento della rete diventasse pertanto insostenibile, in futuro potrebbero essere introdotte con maggiore frequenza tariffe di potenza.

Per il settore elettrico il legislatore ha inoltre previsto l'istituzione di un registro centrale di dati (chiamato anche *data hub*). Un *data hub* è un'architettura di storage centrale, attraverso la quale i singoli stakeholder possono scambiarsi i dati necessari. Grazie ad essa si vuole accelerare l'evoluzione e la trasformazione digitale nel settore elettrico. A questo riguardo è evidente che le aziende di approvvigionamento energetico ritengono la mobilità elettrica l'ambito maggiormente in crescita. Tra le possibilità di intervento per gli operatori di rete risulta avere un grande potenziale soprattutto la cosiddetta ricarica intelligente: attraverso l'attribuzione elettronica dei periodi di ricarica è stato possibile evitare congestioni senza che il partecipante interessato si sentisse in qualche modo svantaggiato. Ciò dimostra che il management energetico per il controllo della ricarica o del consumo diventa sempre più importante man mano che aumenta il numero di processi di ricarica possibili. Vari tipi di accumulatori a batteria si sono rivelati un'altra opzione utile per sgravare la rete.

La digitalizzazione può essere un fattore fondamentale per il raggiungimento degli obiettivi climatici. La digitalizzazione potrebbe contribuire a raggiungere l'obiettivo di riduzione del CO₂ entro il 2030 nei settori dell'industria, della mobilità e degli edifici. È però importante riconoscere in che direzione si muovono il mercato e le esigenze degli operatori di mercato e da ciò capire quello che la EICOM dovrà affrontare e ciò che ci si aspetta da essa.

6 Prospettive future

Nell'UE cresce il numero delle manipolazioni di mercato, che mettono a rischio la sicurezza dell'approvvigionamento. In Gran Bretagna, per esempio, sono state fornite informazioni false sulla disponibilità di centrali elettriche rilevanti per la rete. In Germania i trader hanno operato vendite allo scoperto, portando il Paese sull'orlo di un blackout; solo con l'aiuto dall'estero è stato possibile fornire sufficiente energia di regolazione per la rete tedesca. Grazie alla base legale creata sei anni fa nell'UE per estendere la trasparenza del mercato (regolamento REMIT), le autorità nazionali europee sono in grado di identificare, una volta scoperti simili casi, i meccanismi di mercato che potenzialmente mettono in pericolo la sicurezza dell'approvvigionamento e di ridurre il rischio di futuri comportamenti scorretti. In tutta l'UE vengono inflitte sempre più sanzioni per violazioni del REMIT, talvolta con pene pecuniarie elevate.

Le attuali leggi della Svizzera permettono invece di avere solo una visione limitata dell'attività sul mercato. Manca pertanto trasparenza sul mercato dell'elettricità e le possibilità di scoprire e prevenire malfunzionamenti del sistema causati da manipolazioni del mercato sono limitate. In Svizzera non esiste ancora un divieto di manipolazione del mercato e di insider trading nel commercio all'ingrosso di energia elettrica. Mancano quindi l'effetto deterrente di sanzioni e pene appropriate così come la cooperazione in questo ambito con le autorità di regolamentazione dei Paesi vicini. L'ormai prossima revisione della LAEI del 2021 offre l'opportunità di cambiare questa situazione.

Nei prossimi anni il numero dei set di dati comunicati continuerà ad aumentare. Ciò deriva principalmente dal ricorso crescente al SIDC e dal maggiore utilizzo di sistemi di trading automatizzati nel mercato intraday. Cambiamenti nel design del mercato e gli sviluppi tecnologici, come l'intelligenza artificiale (AI), l'apprendimento automatico (ML), i prosumer FinTech, ecc. porteranno a ulteriori cambiamenti.

Per contro, in seguito all'uscita, dal 1° gennaio 2021, della Gran Bretagna dall'UE la EICom non riceverà più i dati relativi alle operazioni di compravendita degli operatori svizzeri sul mercato all'ingrosso dell'elettricità britannico. Poiché per effetto della BREXIT questi dati non dovranno più essere segnalati all'A-CER, è stata abolita anche la segnalazione alla EICom. Questo cambiamento ha richiesto alcuni adeguamenti nei sistemi di monitoraggio della EICom, che sono stati tuttavia attuati rapidamente.

Dopo la consultazione condotta nel 2019/2020, l'attuazione in Svizzera della legge sull'approvvigionamento di gas si concretizza sempre di più. Come la legge sull'approvvigionamento elettrico, anche questa legge obbliga gli operatori di mercato svizzeri che commerciano gas nell'UE a notificare le loro operazioni. Attualmente è previsto che sarà la EICom ad assumere questo compito per il settore del gas. In un simile contesto sarà anche importante seguire gli sviluppi di nuovi mercati, come quelli dell'idrogeno e della flessibilità, nonché dell'elettromobilità, per poter meglio valutare il cross-market trading.

Con l'attuale dibattito sulla sostenibilità e a seguito della pubblicazione di varie strategie sull'idrogeno, questo elemento è ora sempre più al centro dell'attenzione. Soprattutto le innovazioni nel campo dell'idrogeno (verde) porteranno a sviluppi interessanti e strategicamente importanti. In questo ambito è stato avviato, tra le altre cose, il progetto «*Green Hydrogen @ Blue Danube*», volto alla formazione di una catena di creazione del valore europea per l'idrogeno verde, nel quadro dell'iniziativa europea IPCEI (*Important Projects of Common European Interest*). In questo modo si punta a rafforzare e promuovere l'idrogeno in Europa. Nella prima fase il progetto promuoverà la produzione e l'uso dell'idrogeno verde in Europa, mentre nella seconda fase si concentrerà sulla produzione di idrogeno verde nell'Europa sudorientale. L'elettricità di origine eolica, solare e idraulica verrà convertita in idrogeno direttamente sul posto, così da sfruttare quelle risorse rinnovabili europee che altrimenti non sarebbero utilizzabili a causa della mancanza di capacità di trasporto per l'elettricità.

Glossario

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators (Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia)
ACM	Autoriteit Consument & Markt (regolatore olandese)
API2	Rotterdam Coal Futures Index
ARA	Prezzo di riferimento del carbone termico consegnato presso uno dei terminal di trasbordo del carbone di Amsterdam, Rotterdam o Anversa.
ARERA	Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (regolatore italiano)
BNetzA	Bundesnetzagentur (regolatore tedesco)
CEER	Council of the European Energy Regulators (Consiglio dei regolatori europei dell'energia)
CEREMP	Centralised European Register of Energy Market Participants (registro europeo degli operatori del mercato energetico)
CMIT	CEER Market Integrity and Transparency Working Group
CNE	Comisión Nacional de Energía (regolatore spagnolo)
CRE	Commission de régulation de l'énergie (regolatore francese)
E-Control	Energie-Control GmbH (regolatore austriaco)
EEX TP	European Energy Exchange Transparency Platform
EEX	European Energy Exchange (borsa elettrica europea per contratti future)
EICom	Commissione federale dell'energia elettrica
ENTSO-E	Rete europea dei gestori dei sistemi di trasmissione dell'energia elettrica
ENTSO-E TP	Piattaforma di trasparenza della Rete europea dei gestori dei sistemi di trasmissione di energia elettrica
ENVI	Commissione per l'ambiente dell'UE
EPEX SPOT	European Power Exchange (borsa elettrica europea per spot e intraday)
EUA	European Emission Allowances
FINMA	Autorità federale di vigilanza sui mercati finanziari
GNL	Gas naturale liquefatto
GPL	Gas di petrolio liquefatto
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattora
IIP	Inside Information Platform
IPCEI	Important Projects of Common European Interest
MIT	Market Integrity and Transparency
MW	Megawatt
MWh	Megawattora
NCG	Prezzo di riferimento per il gas tedesco fissato dal gestore dell'area di mercato NetConnect Germany
OAEI	Ordinanza sull'approvvigionamento elettrico
Ofgem	Office of Gas and Electricity Markets (regolatore britannico)
OMP	Organised Market Places
OTF	Organised Trading Facility
RCP	Raggruppamento ai fini del consumo proprio
REMIT	Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency
RRM	Registered Reporting Mechanism
SIDC	Single Intraday Coupling
STOR	Suspicious Transaction and Order Report
Terna	Gestore della rete di trasmissione italiana (gestore nazionale di rete italiano)
TTF	Hub di scambio virtuale sulla rete olandese del gas e prezzo di riferimento per il mercato del gas nei Paesi Bassi
TWh	Terawattora
UE	Unione europea
UFE	Ufficio federale dell'energia
URE	Urząd Regulacji Energetyki (regolatore polacco)
VPP	Centrale elettrica virtuale (Virtual Power Plant)
XBID	Cross-Border Intraday