



Trasparenza del mercato elettrico 2019

Rapporto della ElCom

Berna, maggio 2020

Indice

Prefazione di Matthias Finger	4
1 La sorveglianza del mercato in Svizzera: cifre e fatti	5
2 Panoramica del mercato	10
2.1 Rapporto sul mercato spot – analisi retrospettiva del 2019	10
2.2 Rapporto sul mercato a termine – analisi retrospettiva del 2019	19
3 Principali attività di sorveglianza del mercato della EICOM.....	21
3.1 Attività di analisi e statistica analitica	21
3.2 Effetti dell'introduzione del reporting XBID sulla qualità dei dati	22
3.3 Sondaggio e comunicato relativo al trading algoritmico.....	23
3.4 Analisi degli scambi cross-border intraday.....	26
3.5 Analisi della possibile manipolazione di un indice di mercato	33
3.6 Analisi trading intraday / bilanciamento	36
4 Ulteriori attività della EICOM nell'ambito della sorveglianza del mercato	38
4.1 Collaborazione a livello nazionale e internazionale	38
4.2 Altre attività inerenti alla sorveglianza del mercato	39
5 Sorveglianza degli operatori di mercato svizzeri da parte di regolatori esteri	39
5.1 Quadro giuridico vigente.....	39
5.2 Il caso «Vitol»	39
6 La digitalizzazione quale priorità della EICOM	41
6.1 Sviluppi nel settore energetico	41
6.2 CEER Paper: Dynamic Regulation to Enable Digitalization	41
6.3 Aspetti normativi in Svizzera	42
7 Prospettive future	42
7.1 Glossario	44

Indice delle immagini

Figura 1: Numero degli operatori di mercato svizzeri registrati alla EICOM	5
Figura 2: Numero degli operatori di mercato svizzeri registrati presso regolatori UE	6
Figura 3: Numero di dati comunicati alla EICOM negli anni 2016–2019.....	7
Figura 4: Contratti standard notificati nel 2019	8
Figura 5: Distribuzione territoriale dei mercati organizzati	9
Figura 6: Suddivisione dei mercati organizzati in base al tipo	9
Figura 7: Prezzi Swiss Base e Peak Day Ahead 2019	12
Figura 8: Prezzi base day-ahead per Svizzera, Germania e Francia	12
Figura 9: Previsione day-ahead: produzione accumulata di energia eolica e solare rispetto al carico in Germania	13
Figura 10: Media giornaliera del carico in Svizzera nel 2019.....	14
Figura 11: Media giornaliera dei flussi netti commerciali tra Svizzera e Paesi confinanti	15
Figura 12: Media giornaliera dell'attuale produzione di energia elettrica in Svizzera, in base al tipo.	16
Figura 13: Media giornaliera dell'attuale produzione di energia elettrica in Francia, in base al tipo	17
Figura 14: Media giornaliera dell'attuale produzione di energia elettrica in Germania, in base al tipo	17
Figura 15: Media giornaliera dell'attuale produzione eolica e solare in Germania.....	18
Figura 16: Media giornaliera della produzione attuale da fonti rinnovabili in Svizzera.....	18
Figura 17: Livelli di riempimento dei bacini di accumulazione svizzeri nel 2019.....	19
Figura 18: Andamento dei prezzi nel 2019 per i contratti front year base di corrente elettrica del 2020	20
Figura 19: Andamento dei prezzi di CO ₂ , carbone e gas naturale dei contratti 2020	21
Figura 20: Panoramica degli STOR ricevuti dalla EICOM	22
Figura 21: Numero di operatori di mercato che hanno utilizzato algoritmi di trading, suddivisi per «make/buy».....	24
Figura 22: Numero di operatori di mercato che hanno utilizzato algoritmi di trading, suddivisi per mercato	24
Figura 23: Utilizzo di algoritmi di trading, per Paese di fornitura	24
Figura 24: Risposta alle domande principali nel corso della fase di test da parte delle imprese che sviluppano gli algoritmi autonomamente	25
Figura 25: Risposta alle domande principali nel corso della fase di test da parte delle imprese che si procurano gli algoritmi esternamente	25
Figura 26: Prassi di controllo dei rischi nelle imprese	26
Figura 27: Analisi della dinamica delle prenotazioni in entrambe le direzioni di frontiera	27
Figura 28: Analisi della dinamica delle prenotazioni poco dopo l'apertura della piattaforma.	28
Figura 29: Differenza di prezzo tra Svizzera e Germania nell'asta day-ahead per i prodotti orari nel 2019.	29
Figura 30: Correlazione tra la differenza di prezzo Svizzera-Germania e la tempistica di prenotazione anticipata	29
Figura 31: Distribuzione delle tempistiche di prenotazione rispetto all'inizio del periodo di fornitura.....	30
Figura 32: Differenze stagionali nei periodi di tempo tra prenotazione e inizio del periodo di fornitura	31
Figura 33: Ore dalla prenotazione all'inizio del periodo di fornitura, per volume prenotato	32
Figura 34: Frequenza dei volumi di prenotazione	32
Figura 35: Indice del mercato day-ahead (DAM Index CH) e indice del mercato intraday (IDM Index CH)	35
Figura 36: Indice del mercato day-ahead (DAM Index CH) e indice del mercato intraday (IDM Index CH)	35

Indice delle tabelle

Tabella 1: Elenco degli RRM collegati alla EICOM al 31 dicembre 2019	6
Tabella 2: Prezzi base per la fornitura dei prodotti scambiati sul mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, suddivisi per periodo e Paese di fornitura	11
Tabella 4: Mercato di bilanciamento francese e mercato intraday	36

Prefazione di Matthias Finger

Nell'Unione Europea (UE) il tema della trasparenza del mercato è stato chiaramente contraddistinto dai primi casi REMIT, che hanno fatto scalpore soprattutto nel settore del gas, evidenziando come il trading energetico – o il trading in generale – si stia ancora muovendo in una sorta di zona grigia. L'ambizione della maggior parte degli operatori è quella di «outsmart the market». Al contempo, però, è difficile valutare cosa rientri ancora nei limiti della legittimità e quali siano le azioni per cui si possa effettivamente parlare di manipolazione dei prezzi di mercato. I casi scoperti e pubblicati, tuttavia, mettono in luce una volta di più quanto siano importanti la trasparenza e l'integrità sul mercato dell'energia.

In Svizzera la manipolazione del mercato e l'insider trading non sono tuttora vietati. Ciò nonostante, per legge la EICOM ha il compito di vigilare sul mercato nazionale dell'energia elettrica e di individuare eventuali comportamenti scorretti degli operatori. L'analisi dei casi presentati nel presente rapporto testimonia, a titolo esemplificativo, l'adempimento del mandato da parte della Commissione, che consiste principalmente nell'individuare le possibilità di manipolazione nonché le lacune insite nell'assetto del mercato e di colmarle.

Nell'ambito della propria attività di sorveglianza del mercato, ad oggi la EICOM ha ricevuto nove «Suspicious Transaction and Order Report» (i cosiddetti STOR) da parte di mercati organizzati quali borse e broker, a fronte dei quali ha provveduto ad uno studio e a un'analisi interna dettagliati e all'ottenimento delle dovute delucidazioni presso gli operatori interessati. I relativi colloqui non solo forniscono informazioni preziose, ma sono anche estremamente istruttivi: da un lato gli operatori possono constatare che la EICOM effettivamente lavora con i dati comunicati e svolge le dovute indagini, dall'altro la Commissione individua le motivazioni, dal punto di vista degli operatori di mercato, che inducono a compiere una specifica attività di trading. L'obiettivo di questi confronti è chiarire le circostanze e assicurarsi che, in futuro, la condotta anomala in questione non si ripresenti più in quella forma.

Per quanto concerne la comunicazione dei dati si segnala che, alla luce del quadro giuridico attuale, la EICOM riceve tuttora soltanto i dati relativi alle attività di trading degli operatori svizzeri nell'UE e i dati della borsa svizzera da EPEX Spot. Il fatto di non avere una visione completa della mole di dati comunicati continua a celare il rischio che nel nostro Paese possa svilupparsi una sorta di «labirinto etico» rispetto al mercato all'ingrosso dell'elettricità.

Per creare più trasparenza sul mercato, la EICOM pubblica settimanalmente un rapporto sul mercato spot e uno sul mercato a termine. Anche da questo punto di vista, tuttavia, occorrono ulteriori miglioramenti. Dalle cifre comunicate dalla Svizzera alla Rete europea dei gestori di rete dei sistemi di trasmissione di energia elettrica (ENTSO-E) relativamente all'apporto del fotovoltaico, si evince che quest'ultimo sta costantemente diminuendo, nonostante il numero di impianti fotovoltaici allacciati alla rete continui ad aumentare anche in Svizzera. Il motivo di questi numeri «falsati» è da ricondurre al fatto che i valori comunicati non rappresentano l'effettiva produzione del fotovoltaico a livello nazionale, bensì solo quella che confluisce nel gruppo di bilancio «Energie rinnovabili». Tutti gli impianti che non ricevono gli incentivi della remunerazione a copertura dei costi per l'immissione in rete di energia elettrica (RIC) non sono tenuti a vendere la propria energia tramite il gruppo di bilancio «Energie rinnovabili» (e quindi possono non essere notificati). A ciò si aggiunge il fatto che, dal 1° gennaio 2018, la produzione elettrica dei nuovi impianti di potenza superiore a 100 kW dev'essere commercializzata direttamente. Di conseguenza, si può essere portati a pensare che la Svizzera produca sempre meno energia elettrica con gli impianti fotovoltaici. È soprattutto in periodi come questi, in cui la sicurezza di approvvigionamento e la pianificazione precisa delle capacità hanno un'elevata priorità, che sarebbe auspicabile avere un quadro dettagliato dell'effettiva immissione in rete di energia da fonti rinnovabili in Svizzera. La EICOM si sta adoperando affinché questi valori vengano comunicati e pubblicati.

1 La sorveglianza del mercato in Svizzera: cifre e fatti

Ai sensi dell'articolo 26a dell'ordinanza sull'approvvigionamento elettrico del 14 marzo 2008 (OAEI; RS 734.71) le imprese che hanno sede o domicilio in Svizzera, operano in un mercato all'ingrosso dell'energia elettrica dell'Unione Europea e sono tenute 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 REMIT) devono fornire contemporaneamente le medesime informazioni, nella stessa forma, anche alla EICOM. Presso quest'ultima occorre anche effettuare opportuna iscrizione o registrazione (art. 26a cpv. 4 OAEI).

L'elenco degli operatori di mercato attualmente registrati alla EICOM è disponibile sul sito della EICOM sotto la rubrica «Sorveglianza del mercato». Da esso risultano, a fine 2019, 66 operatori di mercato con sede o domicilio in Svizzera iscritti ai fini della comunicazione dei dati secondo l'articolo 26a OAEI. Rispetto al 2018 il numero totale di registrazioni è rimasto pertanto invariato, per il fatto che l'anno scorso gli ingressi di nuovi operatori sono stati pari al numero di uscite – sei in entrambi i casi, cfr. Figura 1.

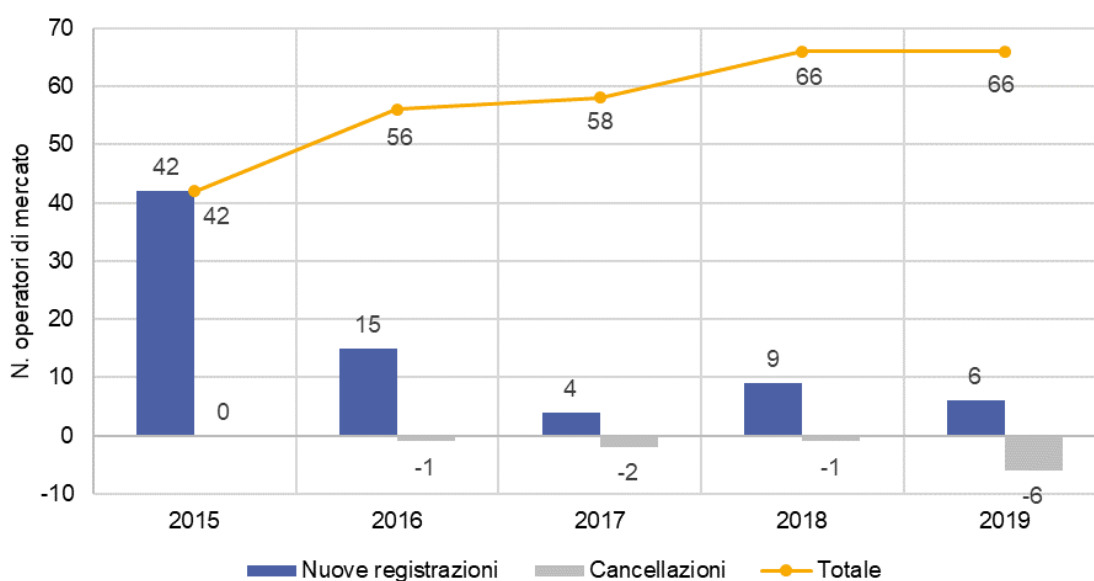


Figura 1: Numero degli operatori di mercato svizzeri registrati alla EICOM

Le nuove registrazioni sono perlopiù frutto dell'attività di prospezione annuale in cui si confronta l'estratto degli operatori di mercato con sede o domicilio in Svizzera del *Centralized European Register of Market Participants* (CEREMP), a cura dell'Agenzia europea per la cooperazione tra i regolatori nazionali dell'energia (ACER), con l'elenco disponibile nel tool di registrazione della EICOM. Gli operatori non ancora iscritti alla EICOM ricevono una comunicazione scritta in cui si chiede loro di fornire spiegazioni in merito. Solitamente si tratta di imprese che commerciano soltanto prodotti primari diversi dall'energia elettrica – principalmente gas naturale, greggio, gas naturale liquefatto (*Liquefied Natural Gas*, LNG), gas di petrolio liquefatto (*Liquefied Petroleum Gas*, LPG) o i relativi prodotti finanziari. Solo pochi operatori non erano a conoscenza degli obblighi di legge in materia, ma hanno rimediato provvedendo alla registrazione presso la EICOM e comunicando i dati obbligatori.

Le cancellazioni sono state, da un lato, da parte di imprese che in passato si erano registrate ai sensi del REMIT in vista di una futura partecipazione al mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, ma che non hanno mai effettuato scambi soggetti ad obbligo di comunicazione con tale commodity o che intendono farli soltanto in futuro. Dall'altro si è trattato di operatori che hanno sospeso le loro attività di trading e non sono stati più attivi sul mercato all'ingrosso dell'energia elettrica. Alcuni di essi sono stati individuati in fase di analisi della completezza dei dati comunicati, altri nel corso del sondaggio svolto dalla EICOM nel 2019 in merito al trading algoritmico, cfr. capitolo 3.3.

Nonostante i nuovi ingressi e le uscite di scena, la distribuzione degli operatori di mercato in base al Paese in cui è avvenuta la registrazione iniziale ai sensi del REMIT non è variata in maniera sostanziale rispetto all'anno precedente. La maggior parte delle imprese con sede in Svizzera che, ai sensi del REMIT e quindi anche secondo l'articolo 26a segg. OAEI, ha l'obbligo di comunicazione dei dati nei confronti della ElCom risulta come sempre registrata presso la *Bundesnetzagentur* (BNetzA) tedesca – 39 in totale, quindi una in più rispetto alla fine del 2018. Invariato è il numero di grossisti di energia elettrica con sede in Svizzera registrati presso l'autorità di regolazione britannica *Office of Gas and Electricity Markets* (Ofgem) – sette, presso il regolatore francese *Commission de régulation de l'énergie* (CRE) – cinque, l'austriaca *Energie-Control GmbH* (E-Control), l'olandese *Autoriteit Consument & Markt* (ACM) – tre per ciascuna, e un operatore rispettivamente presso l'organismo di sorveglianza polacco (*Urząd Regulacji Energetyki*, URE) e spagnolo (*Comisión Nacional de Energía*, CNE). Sono scese di un'unità, invece, le registrazioni di operatori svizzeri presso l'*Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente* (ARERA) italiana. L'operatore iscritto presso la *Commission for Regulation of Utilities* (CRU) irlandese ha ritirato la propria registrazione, per cui non compare più nell'elenco di quest'anno. Continua a esserci invece un'impresa svizzera che, pur effettuando scambi soltanto all'interno del territorio nazionale, ha deciso volontariamente di registrarsi presso la ElCom. Nella Figura 2: Numero degli operatori di mercato svizzeri registrati presso regolatori UE viene riportata una panoramica degli operatori di mercato svizzeri suddivisi per Paese di registrazione.

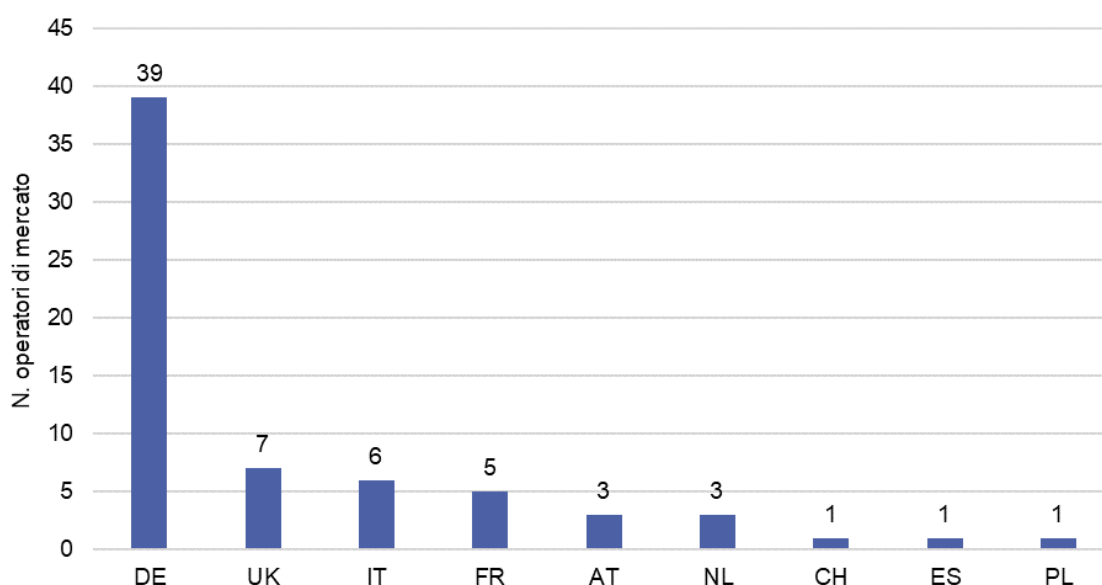


Figura 2: Numero degli operatori di mercato svizzeri registrati presso regolatori UE

Gli operatori svizzeri hanno trasmesso le informazioni relative alle operazioni di trading effettuate sui mercati dell'Unione Europea tramite sette fornitori di dati accreditati, i cosiddetti Registered Reporting Mechanisms (RRM), collegati alla banca dati della ElCom – cfr. Tabella 1. Rispetto al 2018 si conta un RRM in più, con l'ingresso di Total Gas & Power Limited. Altri due RRM sono in fase di collegamento ai sistemi della ElCom e verranno attivati per la trasmissione dei dati nel corso del 2020.

No	RRM	ACER Code
1	EEX European Energy Exchange AG	B0000104M.DE
2	EPEX SPOT SE	B0000258F.FR
3	Equias B.V.	B00001014.NL
4	JAO S.A.	B0005876N.LU
5	Total Gas & Power Ltd.	A0000208K.UK
6	Trayport Ltd.	B00001100.UK
7	Webware Internet Solutions GmbH	B0001064H.DE

Tabella 1: Elenco degli RRM collegati alla ElCom al 31 dicembre 2019

Come negli anni passati, i dati fondamentali e le pubblicazioni di informazioni privilegiate sono pervenuti alla EICom tramite le proprie interfacce dedicate con la piattaforma di trasparenza della Rete europea dei gestori di rete dei sistemi di trasmissione di energia elettrica ENTSO-E (ENTSO-E TP)¹ e la piattaforma di trasparenza della Borsa elettrica europea EEX (EEX TP). Gli operatori di mercato che pubblicano 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.

Nelle analisi della EICom confluiscono anche ulteriori informazioni provenienti da diverse altre fonti, ad esempio prezzi «settlement», parametri di riferimento come prezzi di carbone, gas e CO₂, i dati di MeteoSvizzera, valori relativi ai livelli di riempimento dei bacini artificiali e altre informazioni specifiche.

Se si considera il numero di contratti standard e non standard notificati dagli operatori di mercato tramite gli RRM si nota chiaramente come il trend in aumento registrato dall'inizio del reporting si sia confermato anche nel 2019, cfr. Figura 3. Nel complesso, sono quasi 39 milioni le transazioni (order e trade) notificate nel 2019, quasi il 70 per cento in più dell'anno precedente. La significativa impennata rispetto al 2018 si spiega in buona parte con l'incremento dei report relativi al trading di breve termine. Solo sul mercato intraday, infatti, il numero di order e trade è più che raddoppiato: mentre nel 2018 si sono contati all'incirca 10 milioni di transazioni, nel 2019 se ne sono registrati quasi 22 milioni. Nel 2019, inoltre, è stato effettuato un backloading dei dati relativi alle riserve di capacità di frontiera sul mercato intraday, il che ha contribuito all'incremento delle notifiche per altri due milioni circa. Un ulteriore motivo che spiega il sensibile aumento delle comunicazioni dei dati sarebbe l'uso di algoritmi sul mercato intraday.

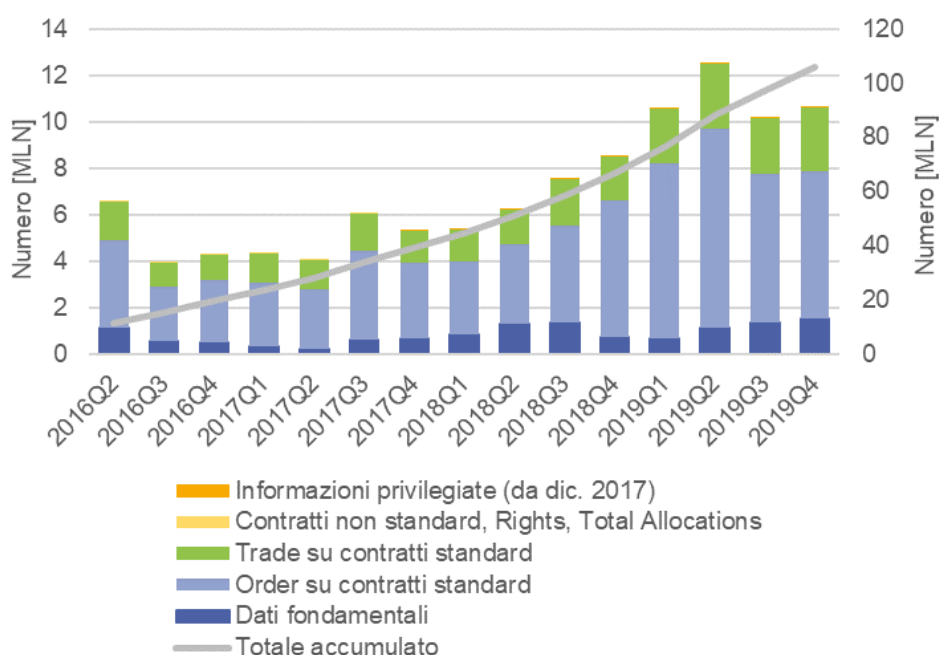


Figura 3: Numero di dati comunicati alla EICom negli anni 2016–2019

Una parte consistente delle notifiche di dati sulle transazioni, circa l'85 per cento, ha riguardato i cosiddetti contratti standard, dove si osserva una lieve modifica del rapporto tra order e trade da 2,5:1 a 3:1. Come l'anno precedente, quasi il 90 per cento dei contratti standard ha interessato il mercato spot. Future e forward rappresentano pertanto meno del 10 per cento, cfr. Figura 4.

¹ Sulla piattaforma ENTSO-E vengono caricati soltanto i dati relativi alle centrali elettriche con capacità produttiva superiore a 100 MW.

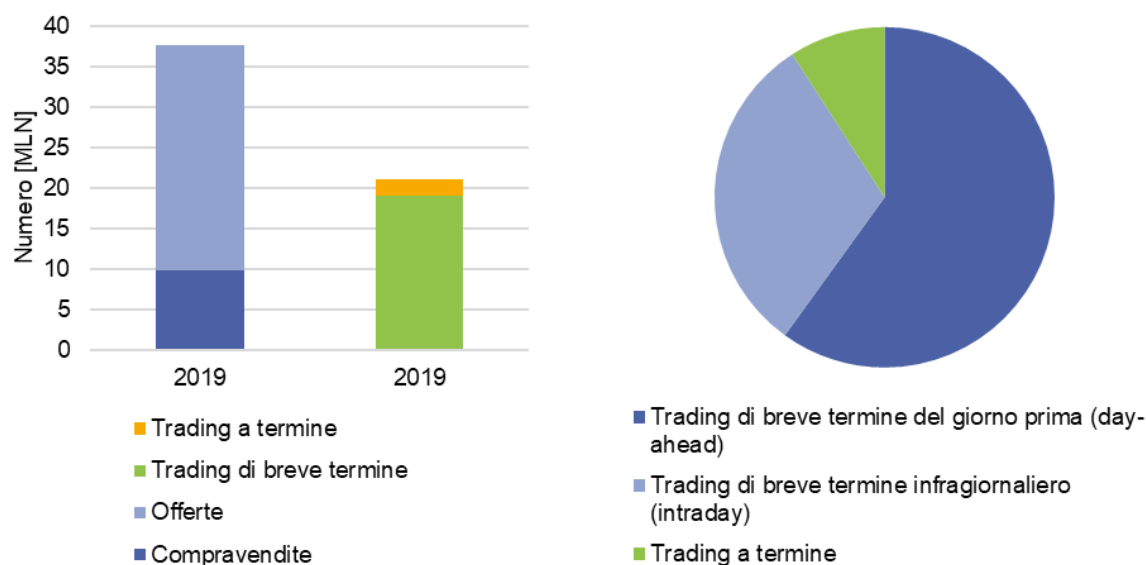


Figura 4: Contratti standard notificati nel 2019

Istogramma a sinistra: ripartizione order/trade e trading di breve termine/a termine, diagramma a torta a destra: ripartizione trading di breve termine su base day-ahead/trading di breve termine su base intraday/trading a termine

Il numero di contratti non standard stipulati ha subito solo una lieve variazione rispetto all'anno precedente e, con 3002 notifiche, segna una lieve tendenza al ribasso rispetto alle 3200 del 2018.

Sul fronte del volume di dati fondamentali si riscontra nuovamente un incremento. Nel 2019 la ElCom ha ricevuto in totale 4,7 milioni di notifiche, mezzo milione in più rispetto al 2018. Tra i fondamentali rientrano soprattutto i dati relativi all'immissione di energia elettrica da parte di centrali di qualunque tipo e la produzione da fonti rinnovabili. Le attività di monitoraggio della ElCom hanno tenuto conto anche delle capacità di importazione ed esportazione alle frontiere e dei periodi di inattività, programmati e non, delle centrali elettriche.

Nel 2019 gli operatori svizzeri hanno effettuato scambi su 58 mercati organizzati (*Organised Market Places*, OMP), 13 in più rispetto all'anno precedente. La maggior parte di queste piattaforme ha sede in Gran Bretagna (21), seguita da Francia (8), Germania (5) e Paesi Bassi (4). Per quanto riguarda i due mercati riportati alla voce «Altri», si tratta di OMP ubicati al di fuori dell'Unione Europea, cfr. Figura 5.

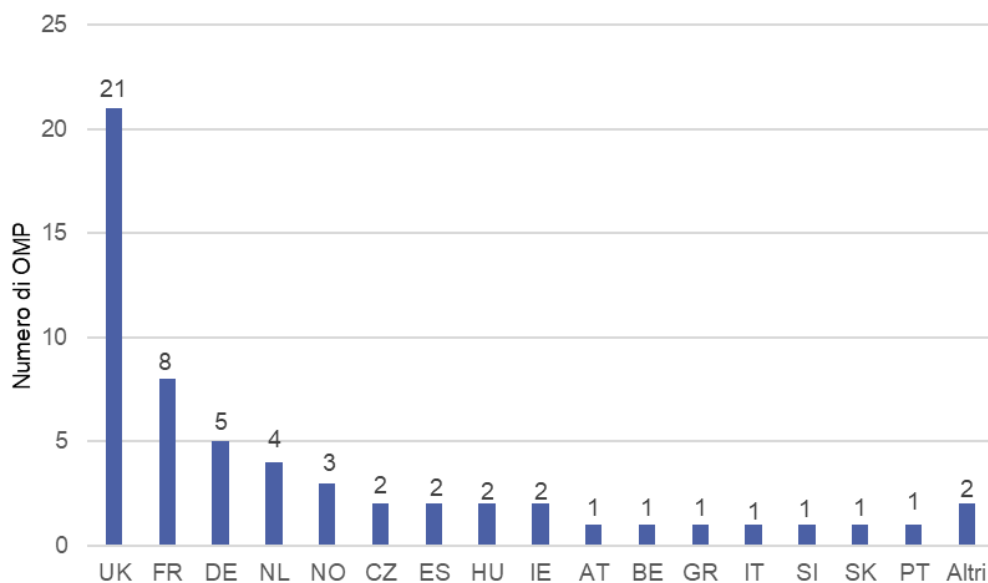


Figura 5: Distribuzione territoriale dei mercati organizzati

Una parte consistente di transazioni si è svolta sulle borse, tra cui le borse nazionali degli Stati membri dell'UE, seguite a stretto giro dalle numerose piattaforme di broker, dove il numero di transazioni gestite è risultato solo minimamente inferiore. Circa il due per cento delle operazioni di compravendita ha avuto luogo in sistemi organizzati di negoziazione (Organised Trading Facilities, OTF), cfr. Figura 6.

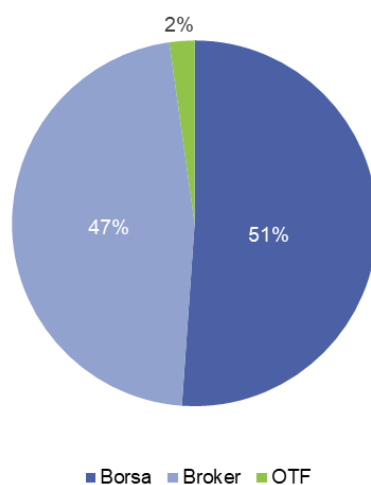


Figura 6: Suddivisione dei mercati organizzati in base al tipo

Rispetto all'anno precedente si osserva soltanto un minimo scostamento nella suddivisione delle attività dei grossisti svizzeri di energia elettrica in base al Paese di fornitura. Da questo punto di vista, Italia e Germania si confermano i principali mercati di sbocco. Il motivo dell'alto numero di transazioni in Italia è, come sempre, il suo assetto di mercato, caratterizzato da diverse zone di offerta e svariate aste giornaliere, che comportano automaticamente un maggior numero di scambi. Decisamente inferiore è la percentuale della Francia, seguita dalla Gran Bretagna.

2 Panoramica del mercato

Nel 2019 la EICOM ha continuato la pubblicazione di rapporti sui mercati spot e a termine, con cui settimanalmente si evidenziano e si commentano la situazione aggiornata dei prezzi dell'energia elettrica e il loro andamento nel corso delle settimane precedenti in Svizzera e nelle vicine Francia, Germania e Italia. Mentre nei rapporti sul mercato spot ci si concentra sui contratti orari e settimanali e si esaminano i dati fondamentali più significativi alla base delle rispettive oscillazioni di prezzo, l'attenzione nei rapporti sul mercato a termine 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, essendo le componenti a 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 2019.

2.1 Rapporto sul mercato spot – analisi retrospettiva del 2019

Dal punto di vista della dinamica che ha contraddistinto i mercati spot dell'energia elettrica nel 2019, si sono evidenziati alcuni movimenti degni di nota. A quota 40,92 EUR/MWh, il prezzo medio giornaliero dell'asta day-ahead Svizzera nel 2019 ha superato la media di 37,67 EUR/MWh della Germania di circa 3 EUR/MWh, mentre il prezzo medio dell'asta day-ahead francese si è attestato, nel 2019, a 39,45 EUR/MWh. Il mese più caro è risultato essere gennaio con un prezzo medio, in Svizzera, pari a 62,33 EUR/MWh per le forniture base di energia elettrica (in Germania 49,39 EUR/MWh, in Francia 61,15 EUR/MWh). I livelli più bassi, invece, si sono registrati a giugno, quando il prezzo medio ha toccato quota 31,90 EUR/MWh (in Germania 32,52 EUR/MWh, in Francia 29,26 EUR/MWh). Eccezionalmente bassi sono risultati anche i prezzi di febbraio: il clima mite prolungato ha mantenuto i prezzi svizzeri a un livello medio di 48,76 EUR/MWh.

Nella Tabelle 2 seguente sono riportati i prezzi medi giornalieri dell'asta day-ahead di EPEX Spot in base a periodo e Paese di fornitura. In essa si possono apprezzare anche le differenze tra il prezzo svizzero e quello delle vicine Germania e Francia. Come evidenzia la Tabelle 2, nel nostro Paese i prezzi si sono mantenuti al di sopra del livello francese in tutti i periodi di fornitura indicati, con un differenziale (spread) oscillante perlopiù tra 0 e 2 EUR/MWh. Ha fatto eccezione il mese di dicembre, quando i prezzi svizzeri hanno superato in media di 4 EUR/MWh quelli francesi.

Rispetto alla Germania, l'inverno 2019 in Svizzera ha visto prezzi notevolmente più alti, con il maggiore spread registrato a gennaio a quota 12,94 EUR/MWh. Nel terzo trimestre la situazione è cambiata, e le quotazioni sul mercato tedesco hanno superato i valori svizzeri. Con uno spread pari a circa 3 EUR/MWh, agosto è stato il mese che ha segnato il maggiore differenziale di prezzo.

Periodo di fornitura	Prodotto	Prezzi di fornitura in EUR/MWh per Paese di fornitura					Ultimo prezzo di liquidazione EEX prima della fornitura	Ultimo prezzo di liquidazione meno prezzo fornitura
		CH	DE	FR	CH-DE	CH-FR	CH	CH
2019	Base	40.92	37.67	39.45	3.25	1.47	60.57	19.65
Q1	Base	48.96	40.88	47.23	8.08	1.73	67.17	18.21
Q2	Base	36.22	35.80	34.88	0.43	1.35	38.78	2.56
Q3	Base	36.38	37.45	35.53	-1.06	0.85	37.69	1.31
Q4	Base	42.22	36.59	40.28	5.62	1.94	56.71	14.49
Gen 19	Base	62.33	49.39	61.15	12.94	1.18	70.94	8.61
Feb 19	Base	48.76	42.82	46.62	5.94	2.14	61.49	12.73
Mar 19	Base	35.77	30.62	33.85	5.15	1.92	43.97	8.20
Apr 19	Base	38.66	36.96	38.08	1.71	0.58	37.30	-1.36
Mag 19	Base	38.07	37.84	37.21	0.22	0.85	38.60	0.53
Giu 19	Base	31.87	32.52	29.26	-0.64	2.62	37.00	5.13
Lug 19	Base	37.88	39.68	37.66	-1.80	0.22	33.82	-4.06
Ago 19	Base	33.87	36.85	33.39	-2.98	0.48	36.82	2.95
Set 19	Base	37.43	35.75	35.54	1.67	1.88	38.47	1.04
Ott 19	Base	39.99	36.96	38.61	3.03	1.38	47.91	7.92
Nov 19	Base	45.94	41.00	45.94	4.94	-0.01	47.06	1.12
Dic 19	Base	40.85	31.97	36.46	8.89	4.39	51.60	10.75

Tabelle 2: Prezzi base per la fornitura dei prodotti scambiati sul mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, suddivisi per periodo e Paese di fornitura²

Fonte: EEX

La Tabelle 2 riporta i prezzi base per la fornitura dei prodotti scambiati sul mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, suddivisi per periodo e Paese di fornitura. In essa è indicato anche l'ultimo prezzo di liquidazione («settlement price») EEX per la Svizzera prima della fornitura di ciascun prodotto elettrico, il quale riflette l'ultimo valore atteso sul mercato a termine per il prodotto commerciale in questione. Una differenza sostanziale tra il prezzo negoziato sul mercato a termine e il prezzo di liquidazione effettivo dell'asta day-ahead è un segnale del fatto che il mercato aveva aspettative diverse per quel prodotto rispetto ai prezzi successivamente conseguiti all'asta day-ahead Svizzera.

Nei trimestri invernali i prezzi spot si sono mantenuti a livelli notevolmente più bassi rispetto a quelli dei prodotti corrispondenti sul mercato a termine. A febbraio e dicembre, in particolare, i livelli raggiunti non sono riusciti a soddisfare le aspettative sul mercato a termine, rimanendo al di sotto di esse. Le temperature miti e una produzione tendenzialmente elevata di energie rinnovabili sono tra i fattori che hanno spinto i prezzi al ribasso.

Per quanto concerne l'andamento dei prezzi spot in Svizzera nel 2019, la Figura 7 mostra come a inizio anno fossero a un livello inferiore, dopodiché il trend è stato prettamente laterale. Rispetto ai mesi precedenti, a luglio sono saliti per effetto dell'ondata di calore e a dicembre sono calati.

² Base: prezzi medi giornalieri dell'asta day-ahead EPEX Spot per il rispettivo periodo di fornitura.

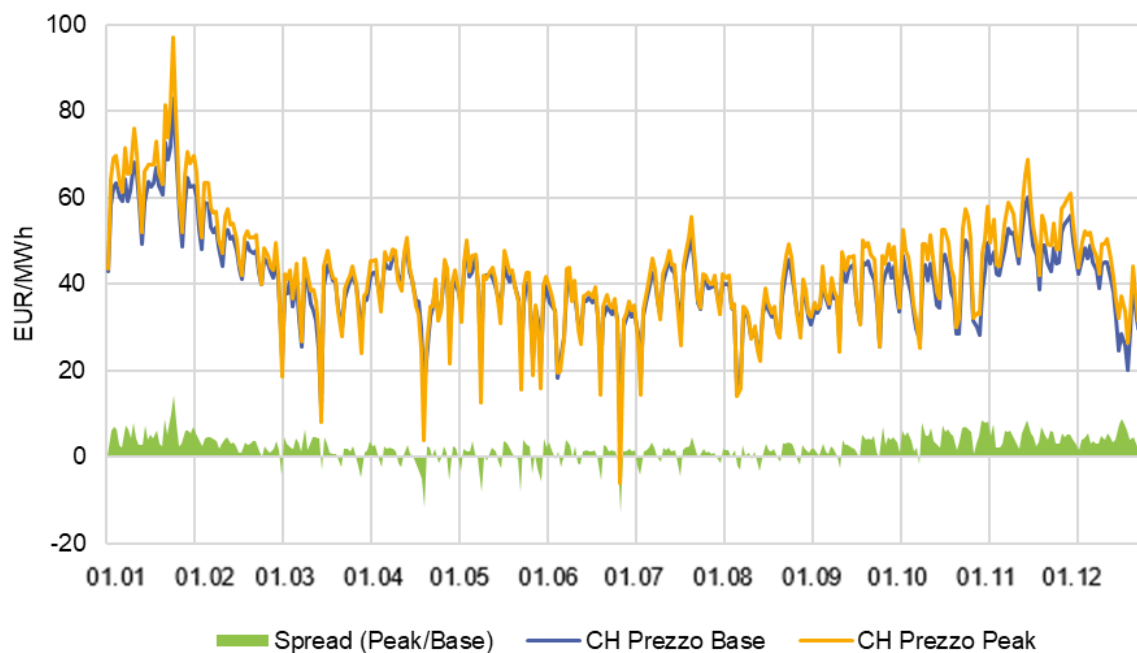


Figura 7: Prezzi Swiss Base e Peak Day Ahead 2019

Fonte: EEX

La Figura 8 mette a confronto gli andamenti dei prezzi day-ahead sui tre mercati Svizzera, Germania e Francia.

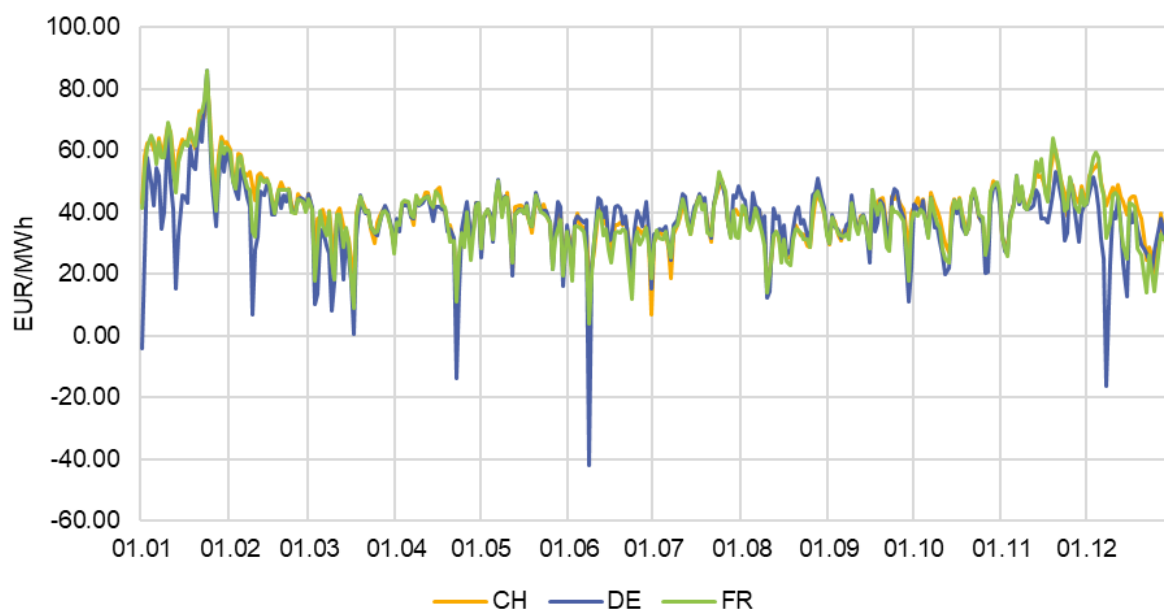


Figura 8: Prezzi base day-ahead per Svizzera, Germania e Francia

Fonte: EEX

A gennaio il differenziale di prezzo tra Germania e Svizzera ha raggiunto il suo livello massimo. Quando in Svizzera e in Francia il carico è notevole per effetto delle temperature, nemmeno le nuove energie rinnovabili in Germania riescono a impedire un'impennata del prezzo svizzero dell'energia elettrica. In tal caso, le capacità d'importazione disponibili sono sfruttate appieno. Talvolta, le tempeste invernali in Germania generano un'immissione in rete di energia eolica tale da trainare i prezzi tedeschi verso il basso.

Degna di nota, per il 2019, pare essere anche la frequenza con cui alle aste day-ahead si registrano prezzi negativi per i prodotti base in Germania. In concreto, il prezzo base³ tedesco è risultato negativo nei seguenti quattro giorni: il 1° gennaio 2019 (Capodanno), il 22 aprile 2019 (Pasquetta), l'8 giugno 2019 (sabato di Pentecoste) e l'8 dicembre 2019 (domenica), attestandosi rispettivamente a quota -4,3 EUR/MWh, -14,01 EUR/MWh, -42,24 EUR/MWh e -16,38 EUR/MWh. Questi valori hanno avuto un effetto calmierante anche sul mercato svizzero. Le congestioni di capacità alle frontiere hanno comunque fatto sì che i prezzi base in Svizzera non scivolassero in negativo.

Il motivo principale dei prezzi negativi è stata la sovrapproduzione di energia elettrica. La combinazione tra l'abbassamento del carico durante le festività e l'elevata immissione in rete di energia eolica e solare ha comportato, nell'arco di poche ore, la completa copertura del fabbisogno elettrico con energie rinnovabili. Ad alimentare ulteriormente la sovrapproduzione di quei giorni si è aggiunto l'apporto delle centrali termiche. La Figura 9 riporta la produzione totale di energia eolica e solare e il carico dei quattro giorni di prezzo base negativo in Germania.

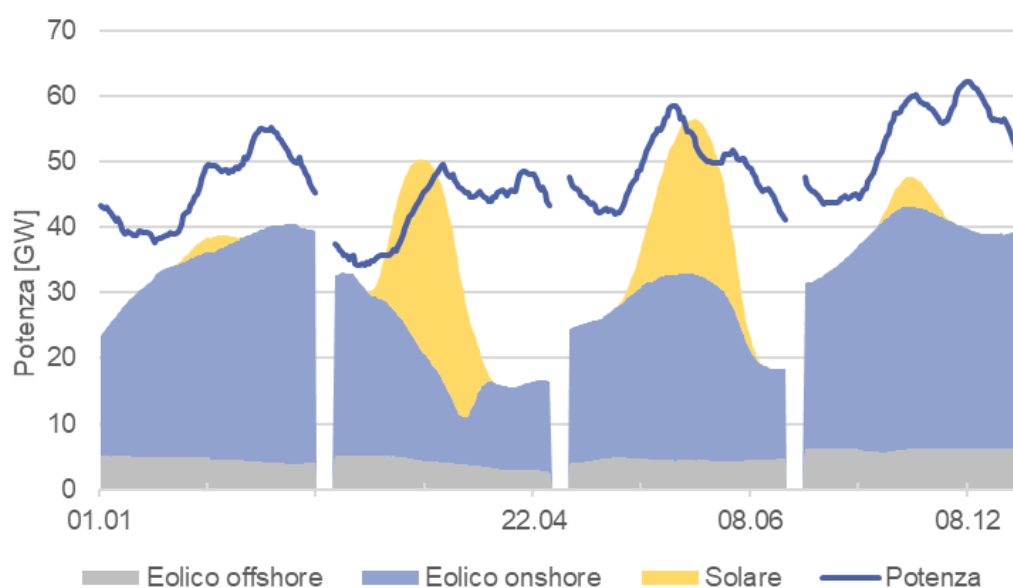


Figura 9: Previsione day-ahead: produzione accumulata di energia eolica e solare rispetto al carico in Germania

Fonte: ENTSO-E

³ Il prezzo base corrisponde alla media dei prezzi registrati nelle 24 ore sull'asta day-ahead.

Nel 2019 la domanda di energia elettrica in Svizzera ha presentato il caratteristico andamento annuale: più alta nei mesi invernali per la maggiore necessità di luce e calore e più bassa d'estate, cfr. Figura 10.

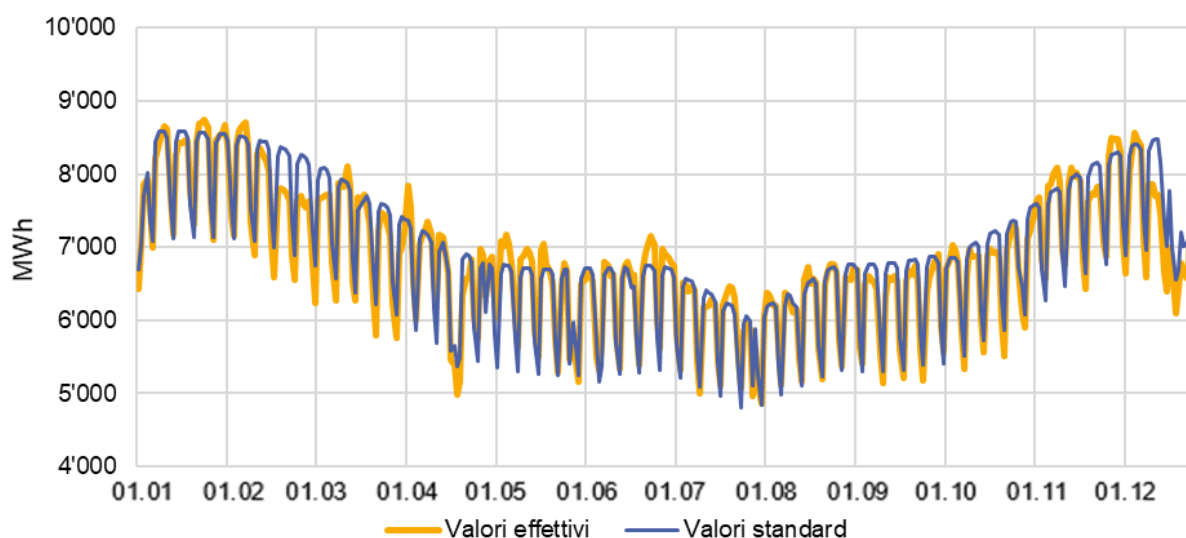


Figura 10: Media giornaliera del carico in Svizzera nel 2019

Fonte: Refinitiv Power Research

Rispetto al 2018, quando febbraio è stato colpito da un'ondata di freddo intenso, il carico nello stesso mese del 2019 si è mantenuto nettamente sotto la norma⁴ per effetto delle temperature miti. Come l'anno precedente, anche l'estate del 2019 è stata investita da un'ondata di calore, il che – soprattutto a fine giugno – ha fatto salire il carico al di sopra dei valori tipici del mese. Come evidenzia la Figura 10, la domanda ha registrato valori sopra la norma anche a maggio e a gennaio. Questa dinamica si è riflessa soprattutto sui prezzi spot di quest'ultimo mese, che sono risultati proporzionalmente elevati, cfr. Figura 7.

Anche i flussi commerciali (flow) del 2019 mostrano, nella Figura 11, un quadro tipico: esportazioni verso l'Italia (IT) durante tutto l'anno, importazioni da Germania-Austria (DE e AT) e Francia (FR) soprattutto nei mesi invernali, in estate importazioni dalla Francia ed esportazioni verso la Germania.

Nel 2019 si è registrato un esubero di esportazioni (flussi commerciali) pari a circa 4,7 TWh, la maggior parte delle quali verso l'Italia (19,9 TWh). La Svizzera, invece, ha ricevuto 13,6 TWh dalla Francia e 2 TWh dall'Austria. Dal punto di vista commerciale, nel 2019 le esportazioni verso la Germania hanno superato le importazioni (0,4 TWh): queste ultime hanno impegnato 4257 ore (49%) nette, contro le 4503 (51%) per l'esportazione di energia elettrica dalla Svizzera.

⁴ Con «norma» s'intende una domanda in presenza di normali condizioni meteorologiche.

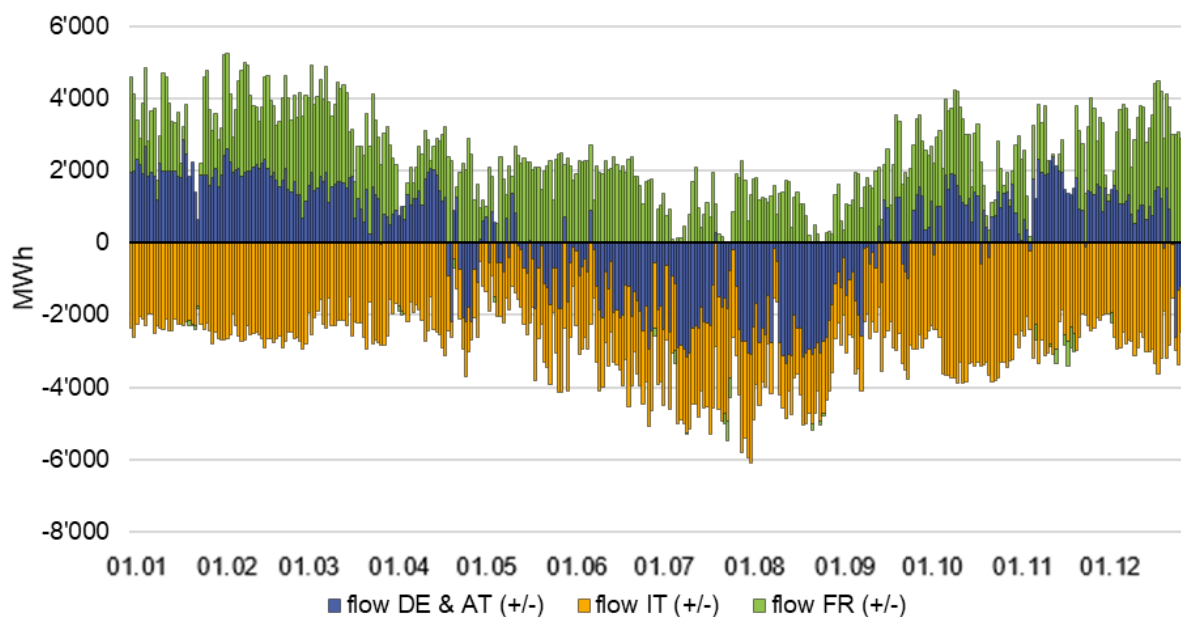


Figura 11: Media giornaliera dei flussi netti commerciali tra Svizzera e Paesi confinanti
Le esportazioni dalla Svizzera sono raffigurate come valore negativo, mentre le importazioni verso la Svizzera come valore positivo.
Fonte: ENTSO-E

Nel 2019 la maggior parte della produzione energetica svizzera (escluso eolico e solare) è stata generata dalle centrali nucleari (CN), affiancata dal contributo sostanziale dei bacini di accumulazione e delle centrali di pompaggio. Secondo l'ENTSO-E la produzione elettrica delle centrali nucleari è risultata pari a 25,7 TWh, mentre le centrali ad acqua fluente hanno generato 1,9 TWh, le centrali di pompaggio -7,7 TWh e quelle ad accumulazione -11,9 TWh.

Il 2019 è stato caratterizzato da ripetuti periodi di inattività delle centrali nucleari, cfr. Figura 12. L'impianto di Gösgen, ad esempio, ha subito un imprevisto distacco dalla rete nella notte tra sabato e domenica 3 febbraio 2019. Nella centrale nucleare di Leibstadt, il 24 aprile 2019 si è verificato uno spegnimento automatico del reattore dovuto a un malfunzionamento del regolatore di pressione. Il 26 aprile 2019 la centrale è tornata in rete ma subito dopo, nella notte del 12 maggio 2019, ha subito un nuovo arresto del reattore. Come nell'episodio precedente, anche in questo caso l'origine del guasto è stata un'anomalia del regolatore di pressione.

A inizio giugno, nei due impianti di Gösgen e Leibstadt sono iniziate le revisioni programmate, il che ha avuto un impatto evidente sulla produzione energetica svizzera. Il 26 luglio 2019, a poco tempo di distanza dalla rimessa in esercizio, la CN di Gösgen ha dovuto essere nuovamente disattivata fino all'11 agosto 2019 a seguito di un blocco delle turbine, causato da un cortocircuito nell'edificio degli impianti di comando.

Quasi contemporaneamente alla ripartenza della centrale di Gösgen, il 10 agosto 2019 ha avuto inizio la revisione annuale anche presso l'impianto di Beznau 2. Alcuni giorni prima, il 6 agosto 2019, un'anomalia nella CN Beznau 1 – che ha visto il distacco dell'impianto dalla rete da 220 kV, probabilmente in seguito a un fulmine – ha comportato il blocco automatico del reattore e un conseguente periodo di inattività non programmato dalle ore 01:35 alle ore 12:00.

Dopo alcuni mesi in cui non si sono registrati guasti, l'anno si è chiuso con l'ennesimo caso di blocco ai danni del parco di centrali nucleari svizzero. Questa volta è toccato all'impianto di Leibstadt, rimasto inattivo dal 28 al 31 dicembre 2019 – all'origine dello spegnimento, un malfunzionamento tecnico nella parte non nucleare della centrale.

La fine dell'anno è stata contraddistinta anche da un evento particolare. Il 20 dicembre 2019 la centrale nucleare di Mühleberg, con una potenza installata di 373 MW, è stata spenta e staccata definitivamente dalla rete. Dopo 47 anni e 43 giorni di servizio, l'impianto è quindi entrato a far parte della storia. I possibili effetti di questo spegnimento si faranno sentire a partire dal 2020.

Nel corso del 2019 le centrali nucleari hanno dovuto fare i conti non solo con periodi di inattività programmati e non. L'ondata di calore registrata in estate ha reso necessaria una riduzione di potenza per alcune di esse⁵. È questo il motivo per cui, ad esempio, il 23 luglio 2019 Axpo ha ridotto la potenza della centrale nucleare di Beznau di 100 MW per poi abbassarla ulteriormente il giorno successivo a 365 MW, ossia alla metà della sua potenza totale. Nella notte tra il 24 e il 25 luglio la riduzione di potenza è tornata nell'ordine dei 100 MW. Alla base della riduzione vi è una decisione dell'Ufficio federale dell'energia (UFE), secondo cui Axpo è obbligata a diminuire la potenza della centrale nel momento in cui la temperatura dell'acqua dell'Aare raggiunge i 25 gradi centigradi.

In quei giorni anche la CN di Mühleberg ha funzionato a regime ridotto. Secondo la concessione per l'utilizzo dell'acqua di raffreddamento, infatti, questo impianto deve ridurre la propria potenza qualora la temperatura dell'Aare superi, nella media giornaliera, i 20,5 gradi centigradi. Per rispettare questa prescrizione, nella notte tra il 22 e il 23 luglio 2019 la produzione di energia elettrica è stata ridotta di 10 MW sui 373 MW totali e la notte successiva di ulteriori 15 MW.

Diversa invece la situazione delle due centrali nucleari di Leibstadt e Gösgen che, essendo dotate di torri di raffreddamento, non hanno dovuto limitare la loro produzione in quel periodo.

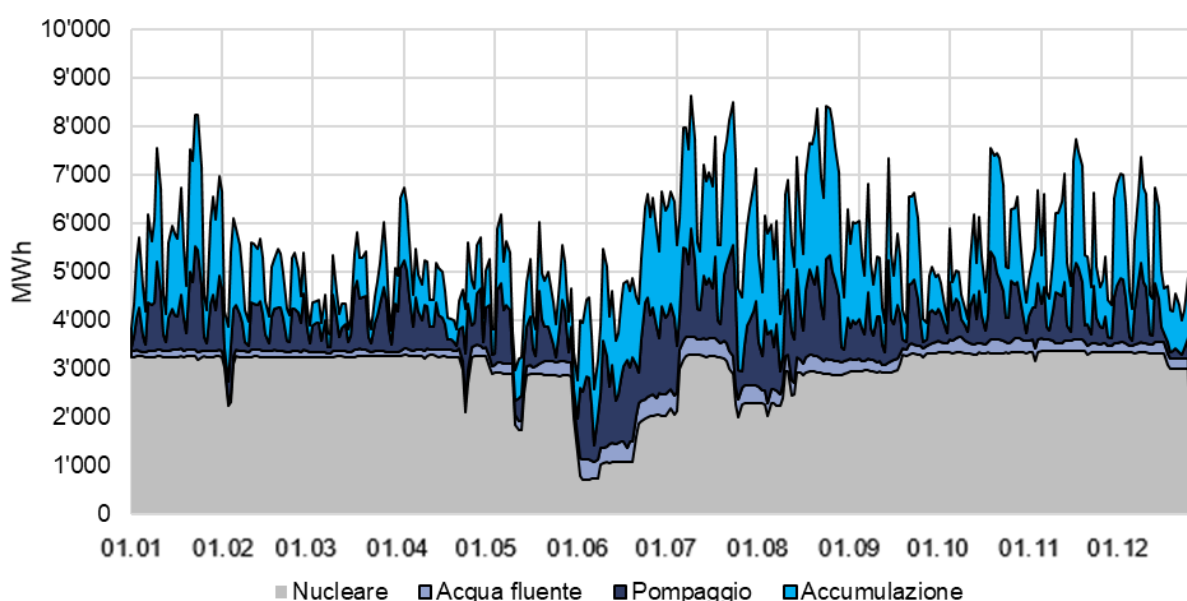


Figura 12: Media giornaliera dell'attuale produzione di energia elettrica in Svizzera, in base al tipo. Essendo la quota di nuove energie rinnovabili estremamente ridotta rispetto all'attuale produzione elettrica svizzera, essa non figura all'interno del grafico, bensì viene presentata nella Figura 16. Fonte: ENTSO-E

Durante questo periodo anche le centrali nucleari francesi hanno dovuto affrontare sempre più spesso il problema dell'acqua di raffreddamento. Come in Svizzera, anche in Francia il nucleare fornisce un importante contributo alla produzione di energia elettrica, cfr. Figura 13. Secondo l'ENTSO-E, esso ha pesato sull'intera produzione elettrica francese per 377,7 TWh, contro i 54,1 TWh dell'idroelettrico. Il contributo delle centrali a gas è stato invece di 37,8 TWh.

⁵ SUTTER Michael, Kernkraftwerke müssen wegen Hitze Leistung senken, in: Energate Messenger del 24 luglio 2019 (in tedesco).

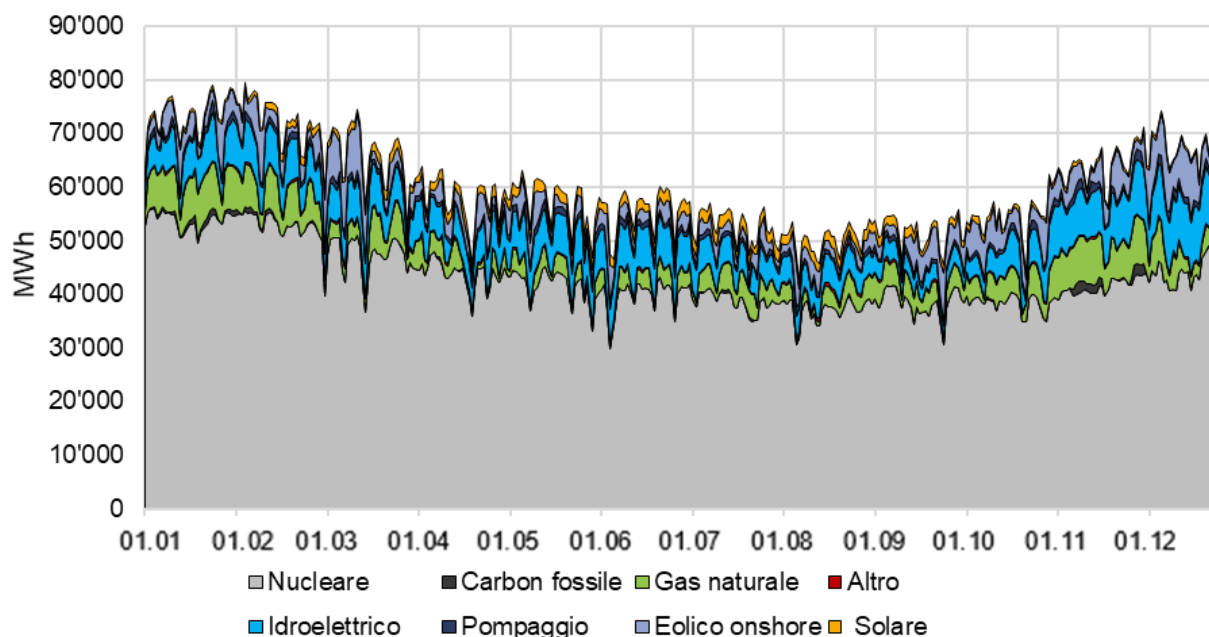


Figura 13: Media giornaliera dell'attuale produzione di energia elettrica in Francia, in base al tipo
Fonte: ENTSO-E

In Germania la maggior parte della produzione di energia elettrica è ascrivibile all'eolico (123,8 TWh), alla lignite (102,9 TWh), al nucleare (71 TWh) e al carbon fossile (44,9 TWh), cfr. Figura 14. I differenti parchi di centrali e conseguentemente i costi marginali diversi e le capacità di trasporto transfrontaliere limitate spiegano in parte (soprattutto d'inverno) le differenze di prezzo a volte consistenti tra Germania e Svizzera (cfr. in merito anche la Figura 8).

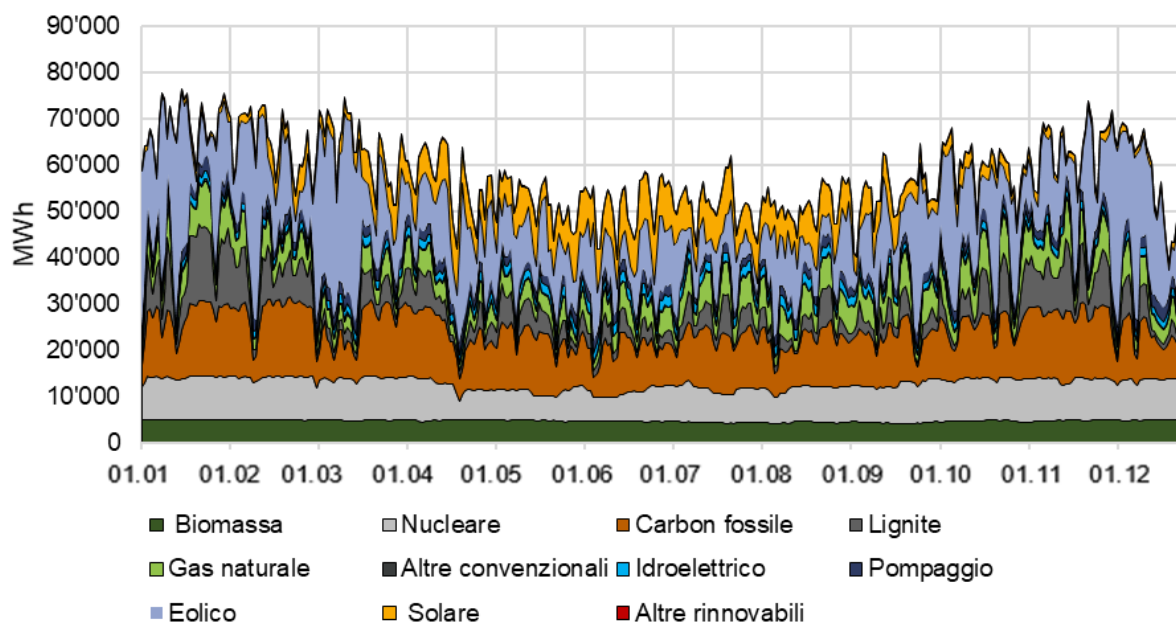


Figura 14: Media giornaliera dell'attuale produzione di energia elettrica in Germania, in base al tipo
Fonte: ENTSO-E

Nei trimestri invernali, in particolare, la produzione media giornaliera di energia eolica e solare in Germania ha superato più volte i 40 GWh, cfr. Figura 15. Come menzionato in precedenza, in situazioni di elevata produzione da fonti rinnovabili e basso carico dovuto alle festività, l'anno scorso in Germania si sono spesso osservati prezzi negativi.

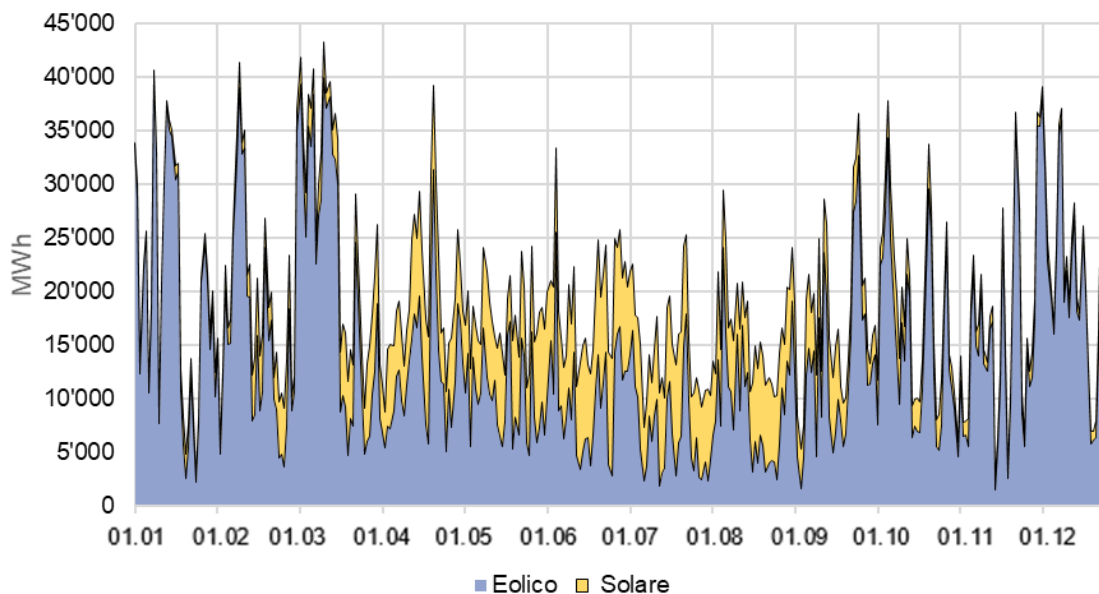


Figura 15: Media giornaliera dell'attuale produzione eolica e solare in Germania
Fonte: ENTSO-E

Rispetto alla Germania, la produzione eolica e solare in Svizzera è estremamente ridotta, come si evince nella Figura 16.⁶

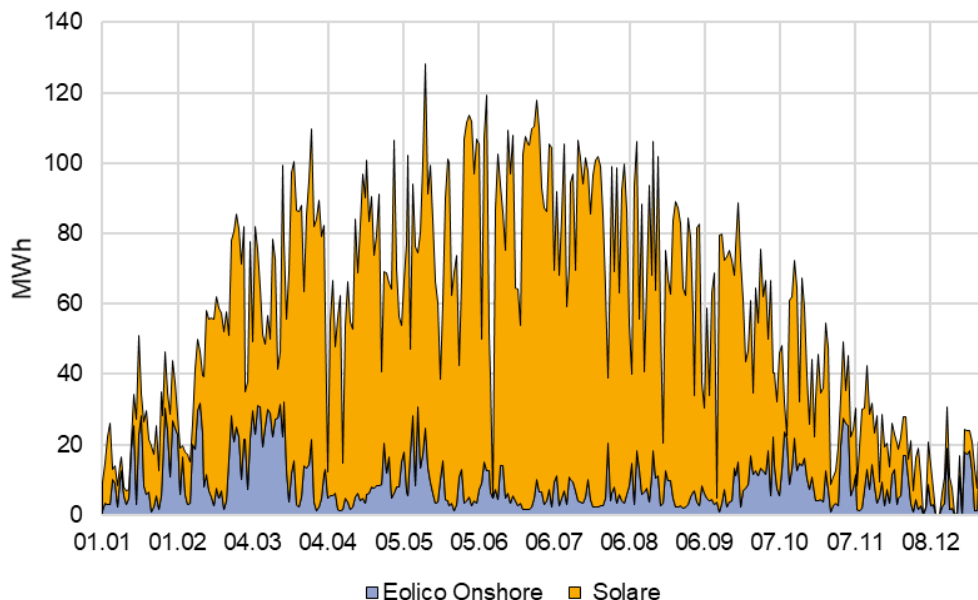


Figura 16: Media giornaliera della produzione attuale da fonti rinnovabili in Svizzera
Dati sul fotovoltaico dal gruppo di bilancio ER (energie rinnovabili)
Fonte: ENTSO-E.

⁶ I dati relativi al solare comprendono soltanto i valori messi a disposizione dal gruppo di bilancio Energie rinnovabili. In realtà, l'effettiva immissione in rete di energia da parte degli impianti fotovoltaici è notevolmente maggiore.

In Svizzera i bacini di accumulazione hanno raggiunto il loro livello minimo a maggio, mentre quello massimo è stato registrato a fine ottobre, con 8,19 TWh di energia stoccata disponibile (cfr. Figura 17).

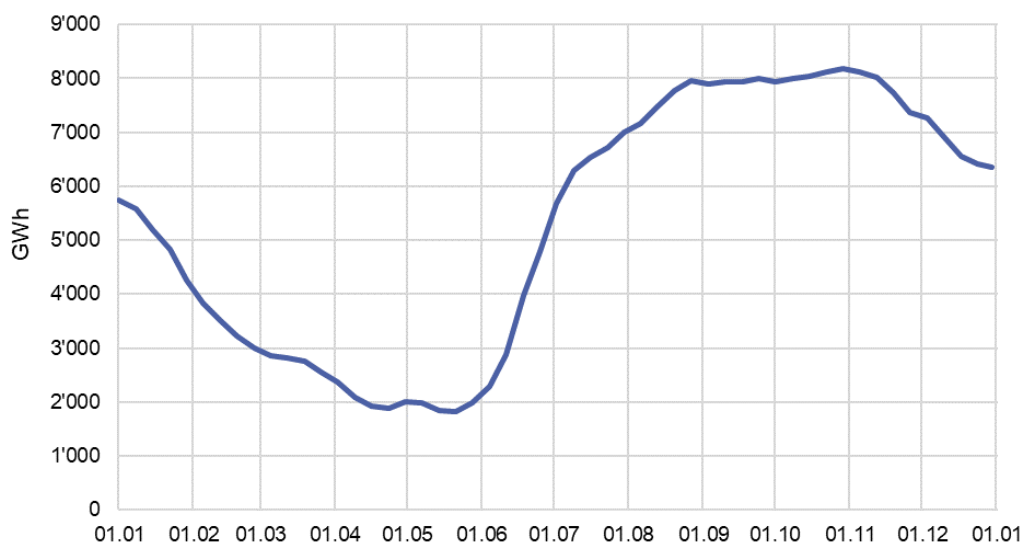


Figura 17: Livelli di riempimento dei bacini di accumulazione svizzeri nel 2019

Fonte: UFE

2.2 Rapporto sul mercato a termine – analisi retrospettiva del 2019

Per quanto riguarda il front year, nel 2019 in Svizzera si è osservato un andamento dei prezzi dell'energia elettrica parallelo a quello delle vicine Germania, Francia e Italia. A inizio anno, il prezzo dell'energia elettrica per l'anno solare 2020 con Paese di fornitura Svizzera veniva negoziato a 55,85 EUR/MWh, e nel primo semestre ha oscillato tra i 50 e i 56 EUR/MWh. A fine giugno il front year svizzero era quotato a 53,69 EUR/MWh, circa 2 EUR/MWh in meno rispetto all'inizio dell'anno. A luglio aveva ripreso a salire, raggiungendo quota 57,53 EUR/MWh, ma successivamente ha continuato a perdere terreno (soprattutto a dicembre), per poi chiudere l'anno a 45,86 EUR/MWh.

La Figura 18 alla pagina seguente mostra l'andamento dei prezzi dell'energia elettrica nel corso del 2019 per l'anno solare 2020 con Paese di fornitura Svizzera, Germania, Francia e Italia. In essa si può apprezzare chiaramente un forte rincaro a luglio e a settembre. A partire da luglio, l'ondata di calore e la ridotta immissione in rete di energia da fonti rinnovabili hanno comportato una maggiore produzione di energia termica e quindi un incremento della domanda di gas, carbone e – conseguentemente – di certificati di CO₂. A luglio si sono aggiunte anche varie interruzioni nelle esportazioni di gas dalla Norvegia, che hanno fatto schizzare verso l'alto il prezzo della materia prima. L'annuncio relativo alla cancellazione dei certificati in esubero ha dato ulteriore slancio ai prezzi del CO₂, saliti rapidamente verso l'alto. Le alte temperature, la siccità e i livelli bassi dei fiumi hanno fatto crescere le preoccupazioni legate alla problematica dell'acqua di raffreddamento delle centrali a carbone e alle forniture di carbone tramite il Reno, già limitate nel 2018, comportando un ulteriore aumento dei prezzi dell'energia elettrica.

Il picco di metà settembre è dovuto a una comunicazione di EDF, con cui il maggiore gruppo energetico francese ha informato l'autorità di vigilanza nazionale della presenza di difformità, rispetto agli standard tecnici, nella fabbricazione di alcuni componenti per reattori nucleari⁷. All'inizio si parlava di almeno cinque centrali nucleari, che eventualmente avrebbero dovuto essere disattivate. Nell'arco di breve tempo i prezzi dell'energia elettrica sono schizzati verso l'alto e lo spread Francia-Svizzera ha

⁷ Cfr. <https://www.edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/espaces-dedies/espace-medias/cp/2019/20190910-ecarts-composants-fr.pdf> (consultato il 07.04.2020) e <https://www.edf.fr/groupe-edf/nos-energies/nucleaire/non-qualites-et-ecarts-de-fabrication/point-sur-l-ecart-relatif-au-referentiel-technique-de-fabrication-de-composants-de-reacteurs-nucleaires-par-framatome> (consultato il 07.04.2020).

improvvisamente invertito la rotta al punto tale che, nel quarto trimestre del 2019, le forniture elettriche in Francia sono state negoziate a prezzi al di sopra di quelli svizzeri. Ben presto, tuttavia, la situazione si è nuovamente stabilizzata: una volta reso noto che nessuna centrale avrebbe dovuto essere spenta, i prezzi sono rientrati nella norma e hanno ripreso a scendere.

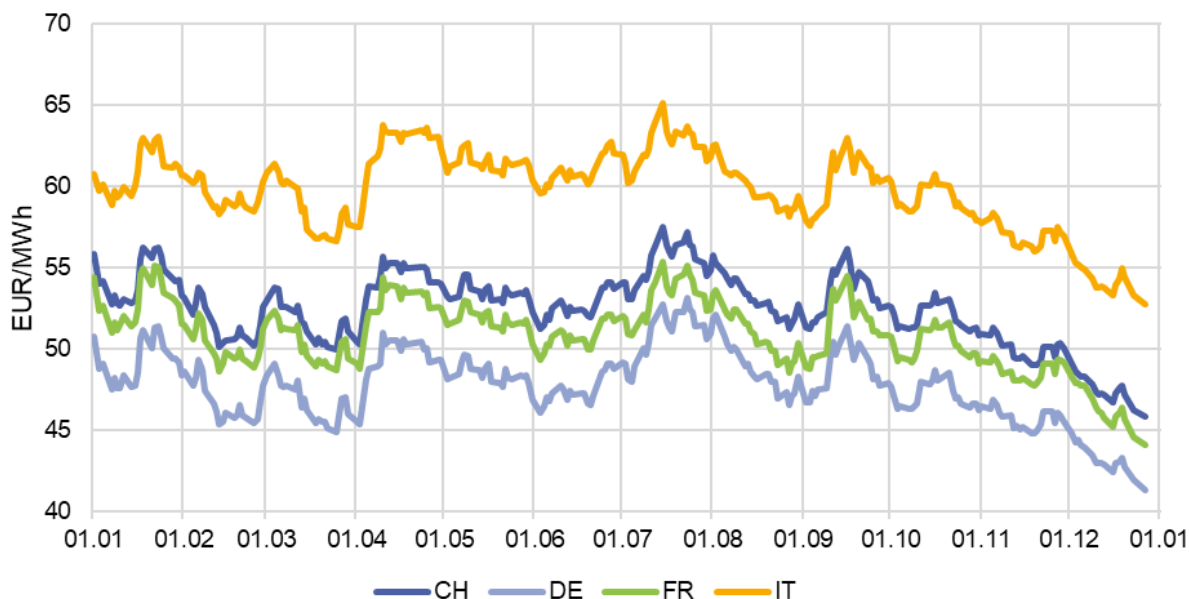


Figura 18: Andamento dei prezzi nel 2019 per i contratti front year base di corrente elettrica del 2020
Fonte: EEX

Il prezzo dell'energia elettrica complessivamente inferiore per il front year è dovuto alla discesa delle quotazioni di carbone e gas, due commodity importanti per il prezzo dell'elettricità. Il prezzo del carbone ha continuato la propria dinamica discendente anche nel 2019. Mentre l'anno era partito a livelli superiori a 100 USD/tonnellata, a fine 2019 la materia prima era scesa poco al di sotto dei 55 USD/tonnellata. Le scorte generalmente elevate, abbinate a una domanda inferiore di carbone – che ha subito un'ulteriore contrazione per effetto dello switch al gas – hanno pesato sul prezzo di questo prodotto primario.

Anche il prezzo del gas con consegna nel front year 2020 ha registrato un trend in discesa nel 2019, che si è ulteriormente acuito soprattutto sul finire dell'anno. Mentre nei primi mesi il prezzo TTF⁸ per il 2020 si attestava ancora a 20 EUR/MWh circa, alla fine le sue quotazioni erano scese a soli 13,6 EUR/MWh. Se a inizio anno il front year del gas era stato negoziato al di sopra dei prodotti commerciali di gas con periodo di fornitura 2021 e 2022, nell'ultimo trimestre lo spread ha invertito la rotta tanto da farlo scendere ben al di sotto delle forniture di gas per il 2021 e 2022. A contenere i prezzi hanno contribuito gli impianti di stoccaggio pieni e le importazioni di LNG. Le interruzioni temporanee alle forniture di gas dalla Norvegia, invece, hanno comportato soltanto brevi correzioni verso l'alto.

Sebbene a inizio anno – il 18 febbraio 2019 – il prezzo del CO₂ avesse toccato il valore minimo di 18,82 EUR/tonnellata, da quel momento in poi si è registrata una tendenza al rialzo. La sua risalita, tuttavia, non è stata sufficiente a compensare il movimento dei prezzi di carbone e gas, per cui nel complesso il prezzo dell'elettricità per il front year è calato. Se all'inizio del 2019 i timori di una hard Brexit avevano prodotto un effetto di contenimento del prezzo del CO₂, la prospettiva di un'uscita più «soft» della Gran Bretagna dall'UE e infine la proroga della decisione sulla Brexit a fine ottobre hanno dato slancio ai prezzi dei certificati di CO₂. L'incertezza dei mercati in seguito alle dimissioni della premier britannica a fine maggio e la guerra commerciale tra Cina e Stati Uniti hanno tuttavia messo fine a questa dinamica ascendente.

⁸ TTF: hub di scambio virtuale sulla rete olandese del gas e prezzo di riferimento per il mercato del gas nei Paesi Bassi; in seguito al suo elevato volume di scambi, una delle piattaforme più importanti per il gas naturale in Europa.

A luglio, l'annuncio della prevista cancellazione dei certificati in esubero nello scambio di emissioni in seguito all'abbandono del carbone da parte della Germania ha fatto schizzare verso l'alto i prezzi dei certificati di CO₂. Ma, ancora una volta, la fine dell'ondata di calore e le escalation nella guerra commerciale tra Cina e USA hanno fatto segnare, a partire da agosto, un nuovo trend discendente. I bassi prezzi del gas hanno altresì favorito un fuel switch dal carbone al gas, il che a sua volta ha contribuito a contenere la domanda di certificati di CO₂. A tutto questo si è aggiunto il tema della Brexit, salito nuovamente alla ribalta. Per concludere, fino a fine anno i prezzi hanno registrato un andamento tendenzialmente laterale.

L'evoluzione dei prezzi, nel 2019, per il prodotto 2020 relativo a CO₂ (EUA⁹ 2020), gas (NCG¹⁰ 2020) e carbone (front month a rotazione per la regione ARA¹¹) è riportata nella Figura 19.

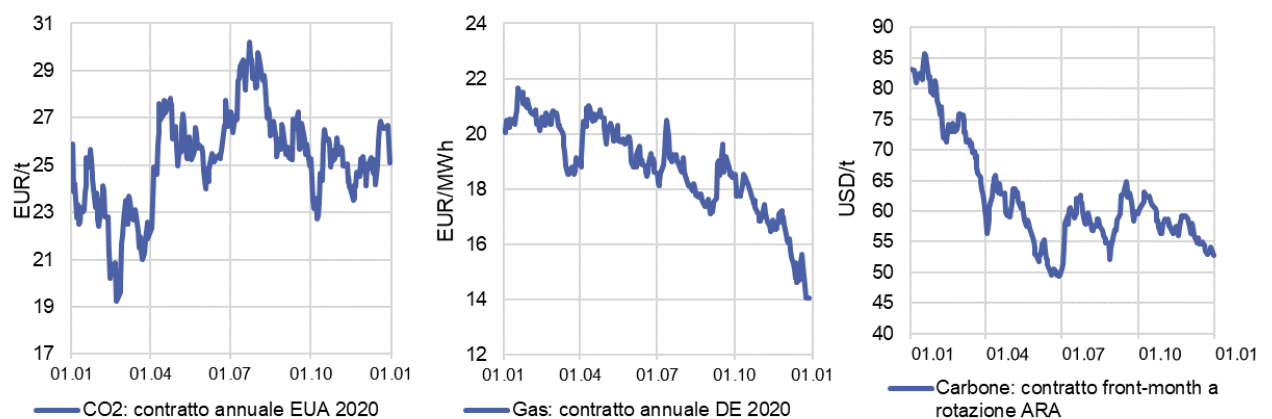


Figura 19: Andamento dei prezzi di CO₂, carbone e gas naturale dei contratti 2020
Fonte: EEX

3 Principali attività di sorveglianza del mercato della ElCom

3.1 Attività di analisi e statistica analitica

Sul fronte della trasparenza e della sorveglianza del mercato, anche nel 2019 le attività della ElCom si sono concentrate sul monitoraggio del mercato nazionale all'ingrosso dell'elettricità e sull'analisi delle attività degli operatori di mercato svizzeri all'interno dell'Unione Europea. Come indica la Figura 20, nel corso del 2019 la ElCom ha ricevuto due nove Suspicious Transaction and Order Report (STOR) che, in caso di anomalie inerenti a operatori di mercato svizzeri, le vengono trasmessi dagli organismi di vigilanza dei mercati organizzati. Quanto indicato negli STOR viene esaminato in dettaglio ed eventualmente analizzato alla luce di ulteriori informazioni in possesso della Commissione. A seconda dell'esito di tali analisi e al fine di chiarire eventuali questioni, si contattano direttamente gli operatori di mercato.

⁹ EUA: European Emission Allowances.

¹⁰ NCG: prezzo di riferimento per il gas tedesco fissato dal gestore dell'area di mercato NetConnect Germany.

¹¹ ARA: prezzo di riferimento del carbone termico al terminal di trasbordo del nodo Amsterdam-Rotterdam-Anversa, il principale mercato del carbone in Europa.

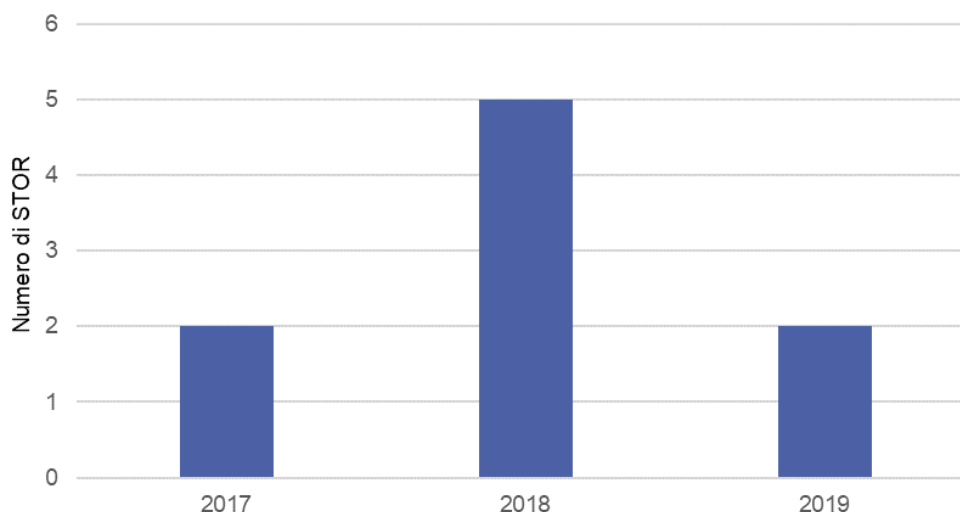


Figura 20: Panoramica degli STOR ricevuti dalla EICOM

Come nell'anno precedente, oltre agli STOR sono state effettuate anche analisi ad hoc su determinati temi specifici. Alcune di esse hanno riguardato l'introduzione di XBID e la conseguente liquidità ridotta sul mercato intraday Svizzera. In questo caso l'attenzione era focalizzata, tra i vari aspetti, sull'individuazione di possibili accumuli di capacità alle frontiere svizzere nonché sugli scambi a minime quantità.

Un altro tema di cui si è occupata la EICOM nel 2019 è stato l'impiego di algoritmi sul mercato svizzero all'ingrosso di energia elettrica e il loro utilizzo da parte di operatori nazionali sui mercati all'ingrosso dell'Unione Europea. A tale proposito è stato condotto un sondaggio tra le imprese registrate presso la Commissione, nel quale sono stati coinvolti anche due distributori esteri che partecipano attivamente al mercato svizzero. Gli esiti del sondaggio sono presentati al capitolo 3.3. Alla luce di queste risultanze la EICOM ha provveduto a redigere un comunicato sul trading algoritmico, che sarà presentato in occasione del seminario 2020 sulla sorveglianza del mercato e successivamente pubblicato sul sito internet della Commissione.

3.2 Effetti dell'introduzione del reporting XBID sulla qualità dei dati

Una buona qualità dei dati è indispensabile affinché gli esiti dell'attività di monitoraggio siano significativi. 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. Un impegno che è proseguito anche nel 2019.

Al fine di garantire la completezza e integrità dei dati, nel 2019 si è svolta un'attività di backloading su vasta scala, il cui risultato principale – sul fronte della qualità dei dati – va letto tuttavia in stretta correlazione con l'introduzione di XBID e ha riguardato un parametro delle comunicazioni provenienti dal mercato intraday, il cosiddetto bollo data.

Quando a giugno 2018 è stato implementato XBID, è stata creata una piattaforma centralizzata sulla quale gli operatori di mercato di tutti i Paesi aderenti a XBID possono effettuare trading intraday nell'ambito delle capacità di frontiera disponibili tra un Paese e l'altro. Order e trade vengono caricati sui mercati locali, ma accorpati sulla piattaforma centrale.

Poiché all'inizio dei lavori per la costituzione di XBID il REMIT non era ancora operativo, le regole di reporting previste da quest'ultimo non sono state tenute sufficientemente in conto in fase di introduzione di XBID. La conseguenza è stata che gli order comunicati recavano talvolta bolli data successivi al relativo trade e il loro stato era sbagliato («Cancel» anziché «Update»). Essendo fondamentale, ai fini

della vigilanza, riuscire a ricostruire esattamente quando un order è stato emesso e una transazione conclusa, questa circostanza ha pregiudicato la sorveglianza automatizzata del mercato. Il problema non riguarda soltanto la Svizzera, ma anche tutti gli altri Paesi in cui il trading XBID è soggetto a controllo. La sua risoluzione vede pertanto impegnate non solo la EICOM, ma anche altre autorità di regolazione dell'UE (NRA).

I Nominated Electricity Market Operators (NEMO) responsabili della reportistica hanno riconosciuto il problema. Resta ancora da chiarire quando sarà effettuata la correzione dei bolli data errati.

3.3 Sondaggio e comunicato relativo al trading algoritmico

Nel mese di agosto del 2019 la EICOM ha condotto un sondaggio sul tema attuale del «trading algoritmico». Al centro dell'indagine vi erano, da un lato, l'impiego di algoritmi sul mercato elettrico svizzero e il loro utilizzo da parte degli operatori nazionali sui mercati all'ingrosso di elettricità dell'Unione Europea. Dall'altro sono state poste varie domande sui controlli di rischio e sulla *governance* alla base degli algoritmi di trading, nonché sulle loro fasi di sviluppo, test e implementazione.

L'uso di algoritmi di trading nel settore energetico è giustificato da una serie di motivi. In primo luogo vengono utilizzati per chiudere automaticamente una posizione aperta che, ad esempio, può venire a crearsi in un portafoglio di energie rinnovabili in seguito a una nuova previsione sull'eolico o sul solare. Anche sul fronte della domanda, con gli «smart meter» che consentono una misurazione «quasi» in tempo reale dei consumi è possibile ottimizzare, grazie agli algoritmi di trading, le previsioni aggiornate della domanda direttamente sul mercato intraday. I principali incentivi all'utilizzo del trading algoritmico sono, in questo caso, la riduzione dei costi per l'energia di compensazione e un'ottimizzazione della posizione elettrica anche al di fuori dei normali orari d'ufficio, qualora un regime a turni 24/7 sia troppo oneroso.

Un altro motivo che legittima il ricorso agli algoritmi di trading è la possibilità di generare utili. Se da un lato la crescente gamma di prodotti elettrici negoziabili a breve termine (ora, mezz'ora e quarto d'ora) e la varietà di mercati creano maggiori complessità per i trader, dall'altra offrono anche possibilità di arbitraggio tra i prodotti (ad esempio acquisto del prodotto orario e vendita dei quattro prodotti di un quarto d'ora) o tra diverse piazze di contrattazione.

Gli algoritmi di trading possono essere utilizzati anche ai fini dell'ottimizzazione speculativa del portafoglio, il che tuttavia presuppone che l'impresa disponga di validi modelli tariffari e sia disposta a correre certi rischi. Un'altra possibilità è rappresentata dagli algoritmi che effettuano un market making automatizzato e innanzitutto abbinano gli order interni (*match*) prima di trasferirli all'esterno sul mercato. Così facendo si riducono il volume di scambi e, di conseguenza, le commissioni di borse e broker.

Le risultanze del sondaggio sono servite alla EICOM come base di riferimento per valutare la presenza di algoritmi di trading sul mercato elettrico all'ingrosso della Svizzera. Sono stati utili anche a comprendere come gli operatori di mercato gestiscano i rischi derivanti dalle negoziazioni algoritmiche e quali possibili misure debbano adottare, o abbiano adottato, per rispettare il livello necessario di compliance e garantire l'integrità del mercato. L'analisi del sondaggio ha dato lo spunto per la stesura del comunicato inerente al trading algoritmico.

Ai fini del sondaggio la EICOM ha coinvolto complessivamente 61 operatori di mercato¹². Due di essi hanno sede all'estero, ma sono molto attivi sui mercati svizzeri di breve termine. In tutto sono stati 46 gli operatori ad aver compilato il questionario. 6 non lo hanno fatto dal momento che – hanno riferito – non sono più attivi sul mercato all'ingrosso dell'elettricità. Da 9 operatori interpellati la EICOM non ha ricevuto riscontro.

¹² Le differenze tra il numero di operatori di mercato interpellati e quello indicato nel primo capitolo sono dovute alle nuove registrazioni e alle cancellazioni avvenute nel corso dell'anno prima del sondaggio.

La Figura 21 indica che sono otto le imprese che utilizzano algoritmi di trading, tre delle quali li hanno sviluppati personalmente. Gli algoritmi vengono utilizzati più frequentemente negli scambi intraday e soprattutto sul mercato elettrico tedesco, come mostrano la Figura 22 e la Figura 23.

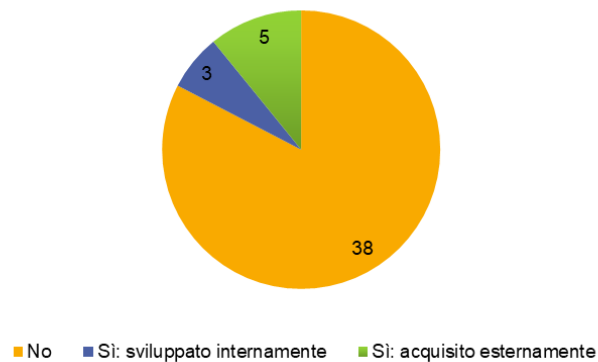


Figura 21: Numero di operatori di mercato che hanno utilizzato algoritmi di trading, suddivisi per «make/buy»

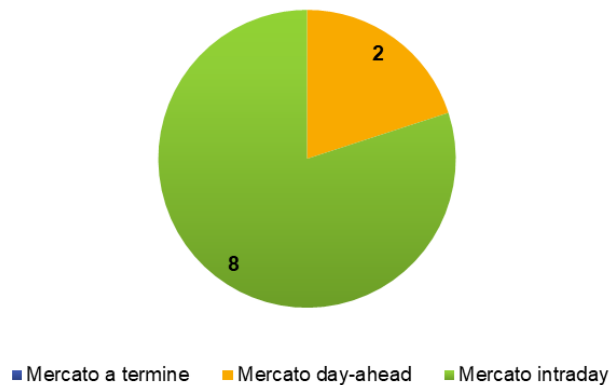
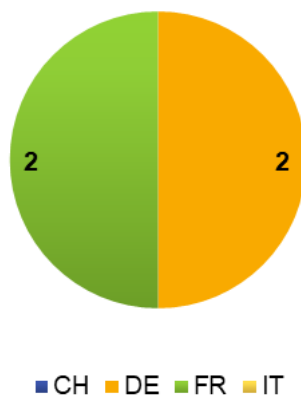


Figura 22: Numero di operatori di mercato che hanno utilizzato algoritmi di trading, suddivisi per mercato

Ripartizione per Paese di fornitura in caso di utilizzo di algoritmi sul mercato day-ahead



Ripartizione per Paese di fornitura in caso di utilizzo di algoritmi sul mercato intraday

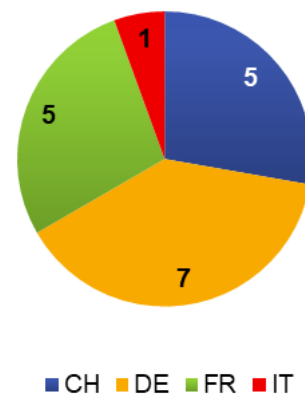


Figura 23: Utilizzo di algoritmi di trading, per Paese di fornitura

L'analisi riferita alle fasi di sviluppo, test, validazione e documentazione degli algoritmi di trading ha evidenziato enormi possibilità di ottimizzazione da parte delle imprese. Ad esempio, la redazione di una *guideline* o la definizione di criteri per lo sviluppo e la verifica di algoritmi destinati a essere automaticamente recepiti e utilizzati da tutte le unità interne rientra tra le *best practice* di un'impresa che opera con algoritmi di trading. Tale guideline dovrebbe non solo limitarsi a illustrare il processo di sviluppo di nuovi algoritmi, bensì anche definire chiaramente la procedura di modifica di quelli esistenti. Se invece gli algoritmi sono di provenienza esterna, questi criteri interni dovrebbero aiutare a stabilire i requisiti minimi e a porre eventuali domande critiche allo sviluppatore. La guideline dovrebbe essere in linea con le direttive interne e conformarsi al livello di propensione al rischio e al codice etico dell'impresa. Le imprese che sviluppano da sé i propri algoritmi possiedono già una guideline di questo tipo. Così non è, invece, per la maggior parte delle imprese che li hanno ottenuti esternamente.

Durante la fase di test si sono potute riscontrare anche alcune differenze tra le imprese che sviluppano gli algoritmi in autonomia e quelle che li acquistano esternamente, come illustrano la Figura 24 e la Figura 25.

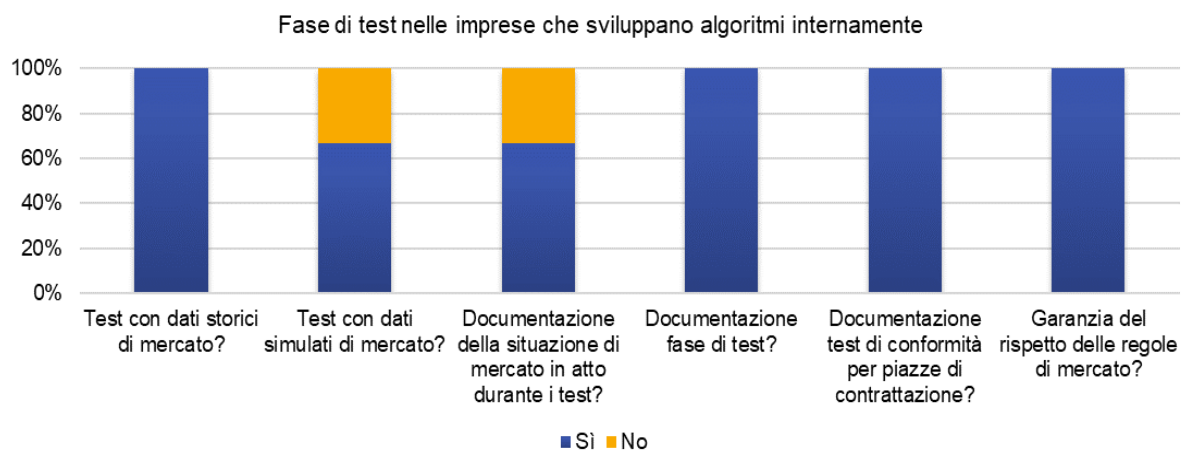


Figura 24: Risposta alle domande principali nel corso della fase di test da parte delle imprese che sviluppano gli algoritmi autonomamente

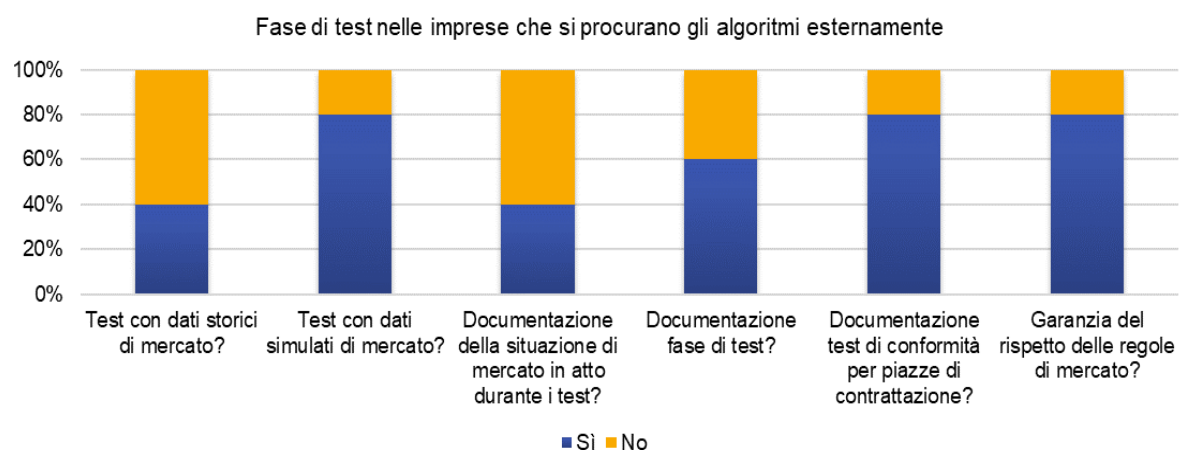


Figura 25: Risposta alle domande principali nel corso della fase di test da parte delle imprese che si procurano gli algoritmi esternamente

Per individuare e ridurre i potenziali rischi di trading legati all'uso degli algoritmi, tutte le imprese dovrebbero effettuare adeguati controlli sui rischi. Da un lato è un esercizio utile alla propria impresa (gli errori operativi causati da algoritmi fuori controllo possono dare origine a costi elevati), dall'altro serve anche ad assicurare l'integrità di mercato delle piazze di contrattazione su cui gli algoritmi vengono impiegati attivamente.

In tal caso, vale la pena citare soprattutto i controlli pre-negoziare, ossia i presidi messi in atto prima di piazzare un ordine su un dato mercato. Se ne riporta una sintesi nella Figura 26, ai numeri da 1 a 6. La Figura 26 mostra anche che la prassi di controllo dei rischi è ben consolidata nelle imprese che utilizzano algoritmi di trading.

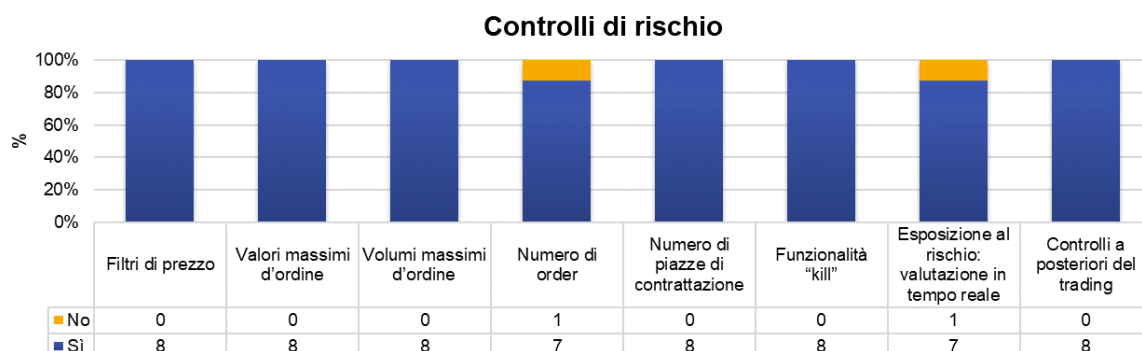


Figura 26: Prassi di controllo dei rischi nelle imprese

Inoltre, un solido assetto di *governance* con direttive adeguate, criteri chiari e formalizzati e un sistema di gestione del rischio efficace è di cruciale importanza ai fini della riduzione dei rischi legati alle strategie di trading algoritmico.

È fondamentale che le imprese tengano conto degli effetti della loro attività di trading sulla condotta del mercato e sull'integrità generale dello stesso, in particolare anche alla luce del fatto che i mercati dell'energia possono essere molto meno liquidi dei mercati degli strumenti finanziari.

Non è compito del regolatore controllare ogni singolo algoritmo prima che questo venga implementato in maniera produttiva. Considerato il panorama in rapido mutamento e le possibilità di programmazione di tali algoritmi, ci si chiede tuttavia se in futuro non sia il caso di certificarli prima di impiegarli in tal senso. In caso di certificazione, occorrerebbe assicurare che un determinato algoritmo risponda a uno o più criteri, ossia andrebbe verificato che esso sia conforme ai requisiti stabiliti (correttezza, integrità, stabilità e precisione) e che gli standard di riferimento, le prassi comuni di mercato e le regole di mercato in vigore siano rispettate. A quel punto il compito del regolatore, di concerto con il settore, consisterebbe nello sviluppare linee guida, standard e conoscenze tecniche sul trading algoritmico tali da creare un equilibrio tra innovazione, sicurezza del mercato e integrità.

3.4 Analisi degli scambi cross-border intraday

L'introduzione di XBID a giugno 2018 ha comportato la messa a punto degli scambi intraday impliciti transfrontalieri tra la Svizzera e la Germania e tra la Svizzera e la Francia. Per l'importazione e l'esportazione di energia elettrica sul mercato intraday, i trader devono procedere in due fasi: prenotare la capacità di frontiera necessaria e concludere le operazioni di compravendita dell'energia.

Le capacità di frontiera necessarie per un dato giorno possono essere prenotate a partire dalle ore 18:00 (per il confine Svizzera-Germania) e 21:05 (per il confine Svizzera-Francia) del giorno prima, secondo il principio first come - first served. Le capacità sono gratuite. Le prenotazioni possono essere effettuate fino a un'ora prima dell'inizio del periodo di fornitura.

Una volta riservate, le capacità possono essere annullate prenotandone altre nella direzione opposta, il che comporta il rischio di accumulo delle medesime. Le prenotazioni vengono effettuate dai trader per tenersi aperta la possibilità di concludere operazioni di compravendita a livello transfrontaliero. Se i prezzi si evolvono in maniera sfavorevole, quanto prenotato potrà essere restituito riservando capacità nella direzione opposta. La capacità bloccata in questo modo non sarà dunque disponibile ad altri operatori di mercato. A tale proposito, l'ACER ha pubblicato una *guideline* che classifica gli accumuli come un comportamento rilevante a fini REMIT¹³.

Per comprendere meglio il comportamento degli operatori di mercato, la EICOM ha provveduto ad analizzare i dati per il confine svizzero-tedesco relativi all'anno 2019. Dalla disamina dettagliata sono emersi i seguenti quesiti:

Con quale frequenza gli operatori di mercato prenotano capacità intraday in entrambe le direzioni? Quanta capacità viene riservata nella direzione opposta?

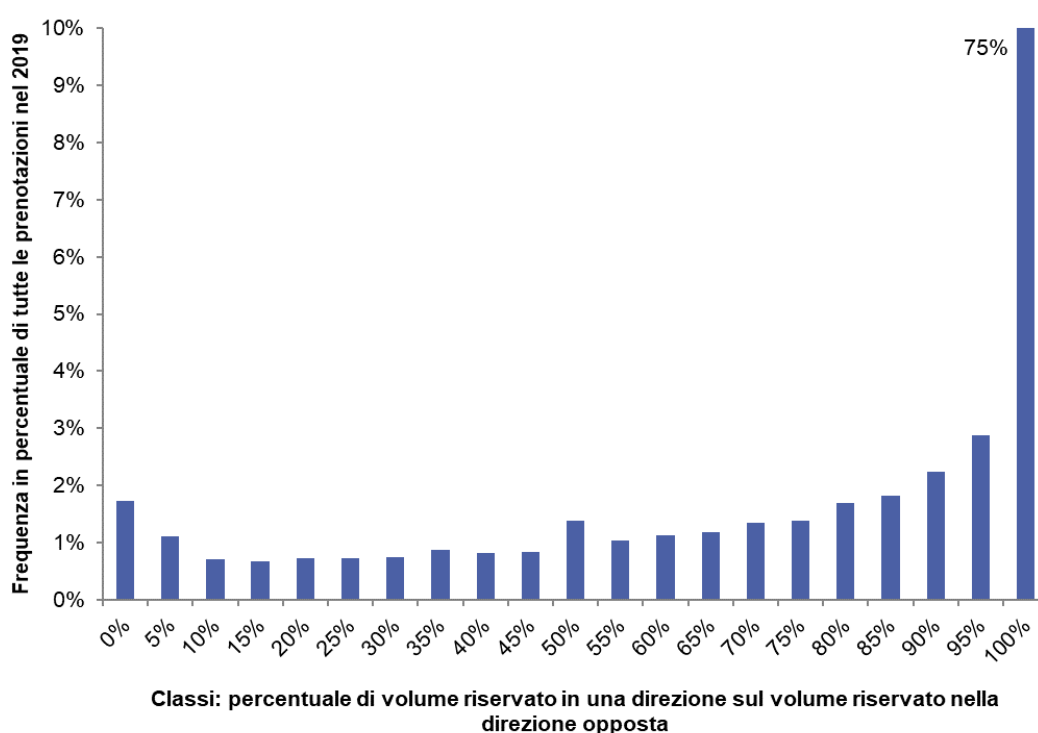


Figura 27: Analisi della dinamica delle prenotazioni in entrambe le direzioni di frontiera
Di quanto è maggiore la prenotazione di capacità rispetto a quella nella direzione opposta? 100% = prenotazione in un'unica direzione, 0% = la capacità prenotata è identica in entrambe le direzioni.

Considerati tutti gli operatori di mercato e tutti i periodi di fornitura, in oltre il 75 per cento delle prenotazioni si è riservata capacità in una sola direzione. Nell'uno per cento abbondante dei casi, la capacità prenotata era pari in entrambe le direzioni o la differenza tra l'una e l'altra era inferiore al cinque per cento. Nell'undici per cento delle prenotazioni la capacità riservata in un senso era superiore a quella riservata nel senso opposto di almeno il 50 per cento. In molti casi si esclude pertanto la presenza di un accumulo. Rimangono tuttavia svariate centinaia di situazioni in cui è stata prenotata praticamente la stessa capacità in entrambe le direzioni.

¹³ Guidance Note 1/2018 – Transmission Capacity Hoarding (Published: 22/03/2018): Guidance on the application of Regulation (EU) No 1227/2011 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency.

Quanta capacità, sul totale prenotato in un periodo di fornitura e in una direzione di trasporto, viene riservata nei primi 30 minuti dall'apertura della piattaforma di prenotazione alle ore 18:00 del giorno prima?

Più la prenotazione è anticipata nel tempo, maggiore è la probabilità che vi sia ancora capacità disponibile. Qualora vi sia capacità da riservare, sul mercato intraday si avrà a disposizione un'opzione per il trasporto di energia elettrica.

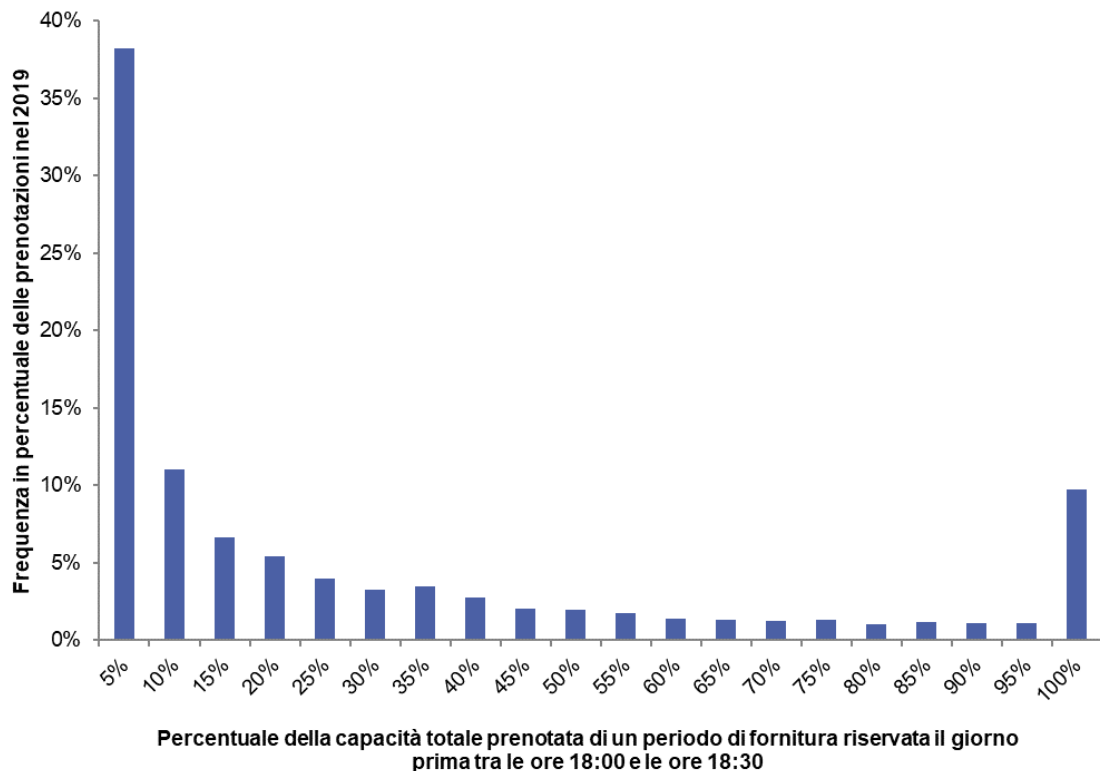


Figura 28: Analisi della dinamica delle prenotazioni poco dopo l'apertura della piattaforma.

100 per cento significa che tutta la capacità per un dato periodo di fornitura è stata prenotata tra le ore 18:00 e le ore 18:30. 0 – 5 per cento significa che la capacità riservata tra le 18:00 e le 18:30 per un dato periodo di fornitura è pari soltanto allo 0 – 5 per cento.

In poco più del 10 per cento dei casi l'intera capacità per un dato periodo di fornitura è già stata prenotata tra le ore 18:00 e le ore 18:30. In più di un terzo dei casi, in questo lasso di tempo si prenota soltanto il cinque per cento al massimo della capacità totale riservata entro l'inizio del periodo di fornitura.

Da ciò si evince che la maggior parte delle decisioni relative alle operazioni intraday non è ancora stata presa alle ore 18:00 del giorno prima, ma che si preferisce attendere l'andamento dei prezzi sui mercati e l'evoluzione dei parametri fondamentali, come la quantità di energia eolica e solare immessa in rete o la domanda.

Anche il differenziale di prezzo tra Germania e Svizzera risultante dall'asta day-ahead incide sulla tempistica di prenotazione. L'asta day-ahead si svolge il giorno prima alle ore 11:00 (Svizzera) e 12:00 (Germania). Se in quel momento si riscontra una significativa differenza di prezzo tra i due Paesi, la probabilità che le capacità di frontiera intraday vengano prenotate nei primi istanti dall'apertura è maggiore poiché, così facendo, i trader possono fare affidamento sul fatto che il rapporto tra i prezzi (e quindi la direzione di flusso) dell'energia elettrica non cambi sul mercato intraday.

Nel corso dell'anno i prezzi sono tendenzialmente più alti in Svizzera durante la stagione invernale e più alti in Germania durante l'estate (cfr. anche Figura 8).

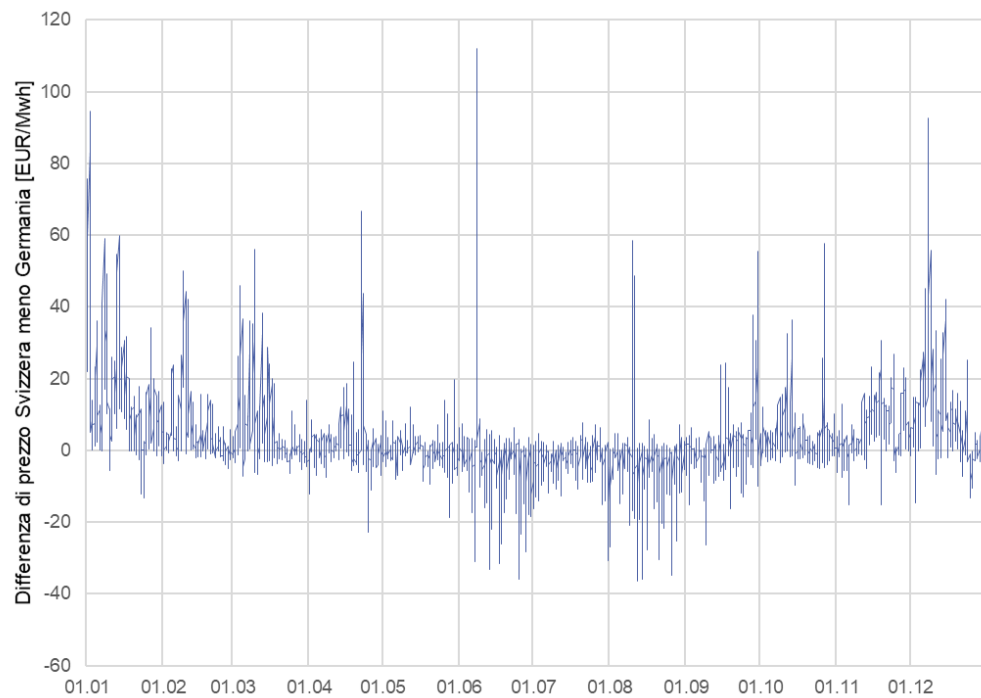


Figura 29: Differenza di prezzo tra Svizzera e Germania nell'asta day-ahead per i prodotti orari nel 2019
Fonte: EPEX Spot

Correlando le differenze di prezzo con la quota di capacità di frontiera prenotata tra le ore 18:00 e le ore 18:30, si ottiene il seguente grafico:

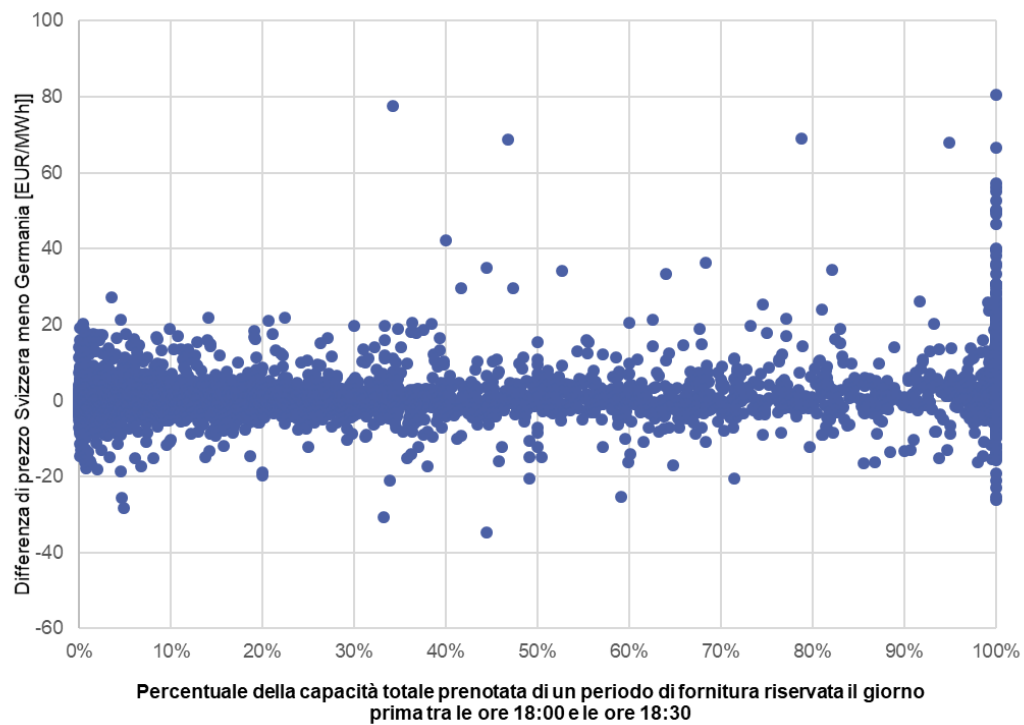


Figura 30: Correlazione tra la differenza di prezzo Svizzera-Germania e la tempistica di prenotazione anticipata

In linea di principio è prevedibile che, all'aumentare dello spread, si prenoti più capacità nei primi 30 minuti dall'apertura della piattaforma. Questa dinamica non è visibile come tendenza, eccezion fatta per le prenotazioni dell'intera capacità (100%) ai fini dell'importazione di energia elettrica in Svizzera (in caso di differenziale di prezzo positivo nel grafico; ciò significa che l'energia, costando più in Svizzera che in Germania, viene importata dalla Germania).

Se si confrontano le fasce di prenotazione tra il 30 e l'80 per cento e quelle tra lo 0 e il 10 per cento, si nota come tendenzialmente si riserva meno capacità nei primi 30 minuti, nonostante la maggiore differenza di prezzo (fino a 20 / -20 EUR/MWh).

Quanto a ridosso del periodo di fornitura viene prenotata la capacità?

Una prenotazione può essere effettuata al massimo 30 ore prima della fornitura, dal momento che la piattaforma apre, per tutte le ore di fornitura di una giornata, il giorno prima alle ore 18:00.

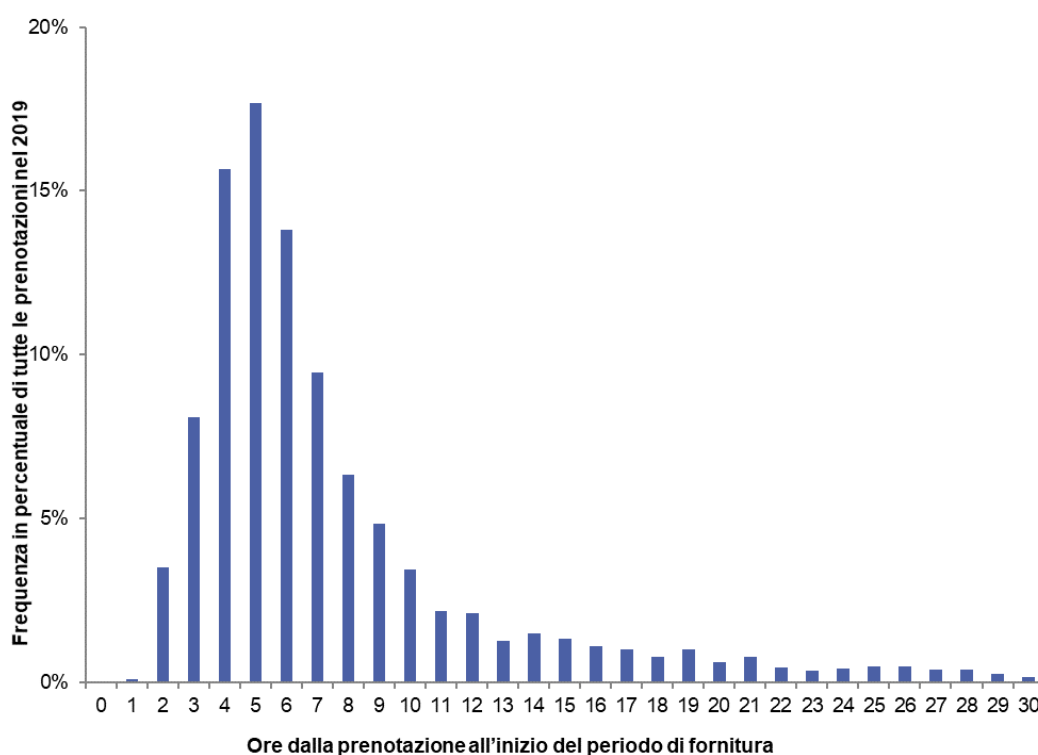


Figura 31: Distribuzione delle tempistiche di prenotazione rispetto all'inizio del periodo di fornitura

Nel 70 per cento delle prenotazioni il tempo che intercorre tra la prenotazione della capacità e l'inizio del periodo di fornitura è compreso tra tre e nove ore, con la frequenza maggiore concentrata nella fascia tra quattro e sei ore prima del periodo di fornitura.

Quale differenza stagionale si riscontra nel periodo di tempo che intercorre tra la prenotazione e l'inizio del periodo di fornitura?

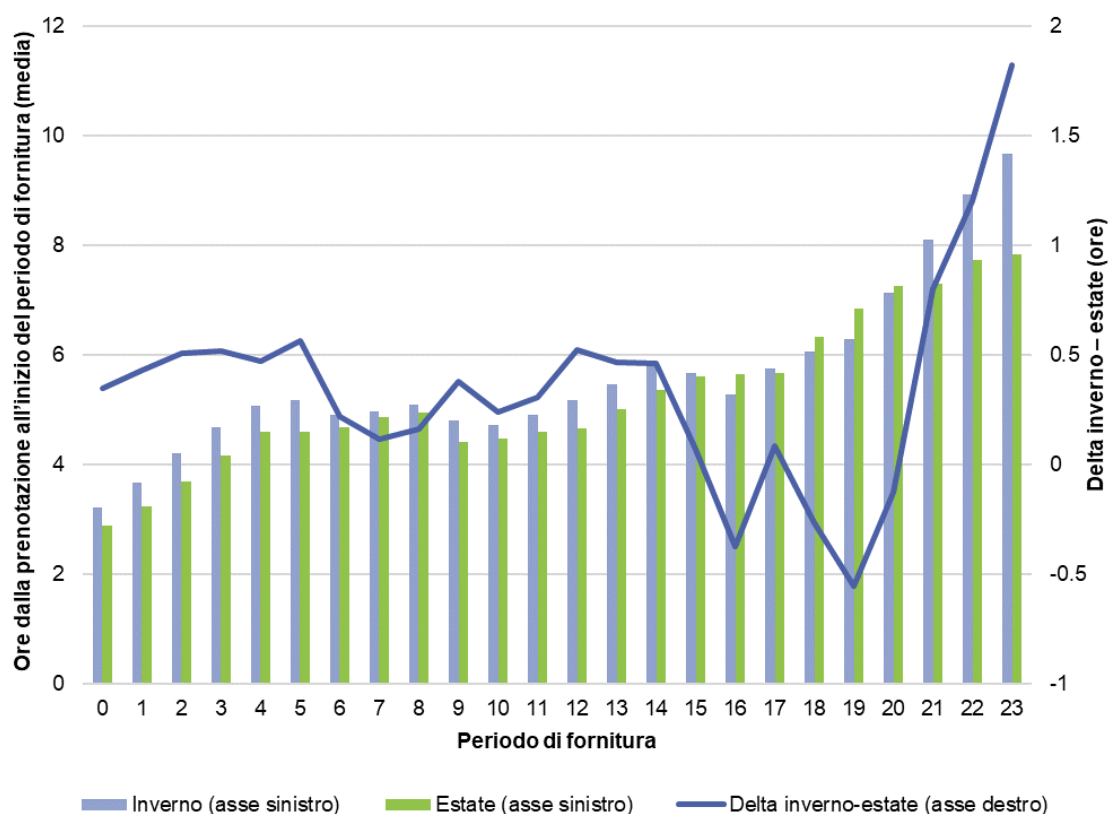


Figura 32: Differenze stagionali nei periodi di tempo tra prenotazione e inizio del periodo di fornitura per periodo di fornitura. Sull'asse delle x sono riportati i 24 periodi di fornitura, il periodo 0 corrisponde all'ora 0-1.

Nella maggior parte dei periodi di fornitura si riscontra come in inverno (da ottobre a marzo) la capacità venga prenotata prima che in estate. D'estate gli scostamenti nelle previsioni sono maggiori, dal momento che viene prodotta più energia solare. Di conseguenza, l'arco di tempo che intercorre tra la prenotazione e il periodo di fornitura è inferiore. Questa dinamica è evidente soprattutto nelle ore di massimo irraggiamento solare, tra le 11:00 e le 14:00; viceversa, il tempo è minore d'inverno tra le 18:00 e le 19:00. Essendo ore caratterizzate da un'elevata domanda, soprattutto d'inverno, in tal caso si reagisce più prontamente alle fluttuazioni.

Riveste un ruolo anche la differenza di prezzo tra Germania e Svizzera risultante dall'asta day-ahead: se è grande (in genere d'inverno), tendenzialmente si prenoterà capacità con più anticipo sul mercato intraday, essendo maggiore la probabilità che la direzione di flusso nell'intraday segua quella del day-ahead.

Qual è la dipendenza che si riscontra tra i volumi e la tempistica di prenotazione?

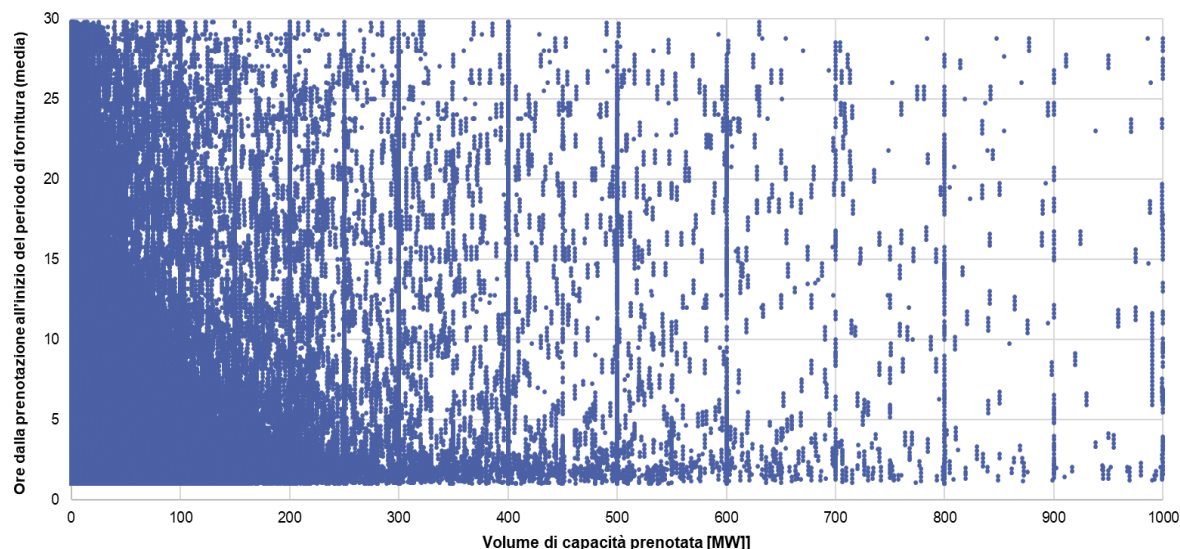


Figura 33: Ore dalla prenotazione all'inizio del periodo di fornitura, per volume prenotato

Tendenzialmente, tanto tempo prima del periodo di fornitura si prenotano solo volumi ridotti. Si presume pertanto che il rischio legato alla prenotazione di ingenti capacità molto tempo prima del periodo di fornitura sia generalmente considerato troppo elevato. Ciò nonostante se ne registrano alcuni casi sporadici.

Con quale frequenza vengono prenotati quali volumi?

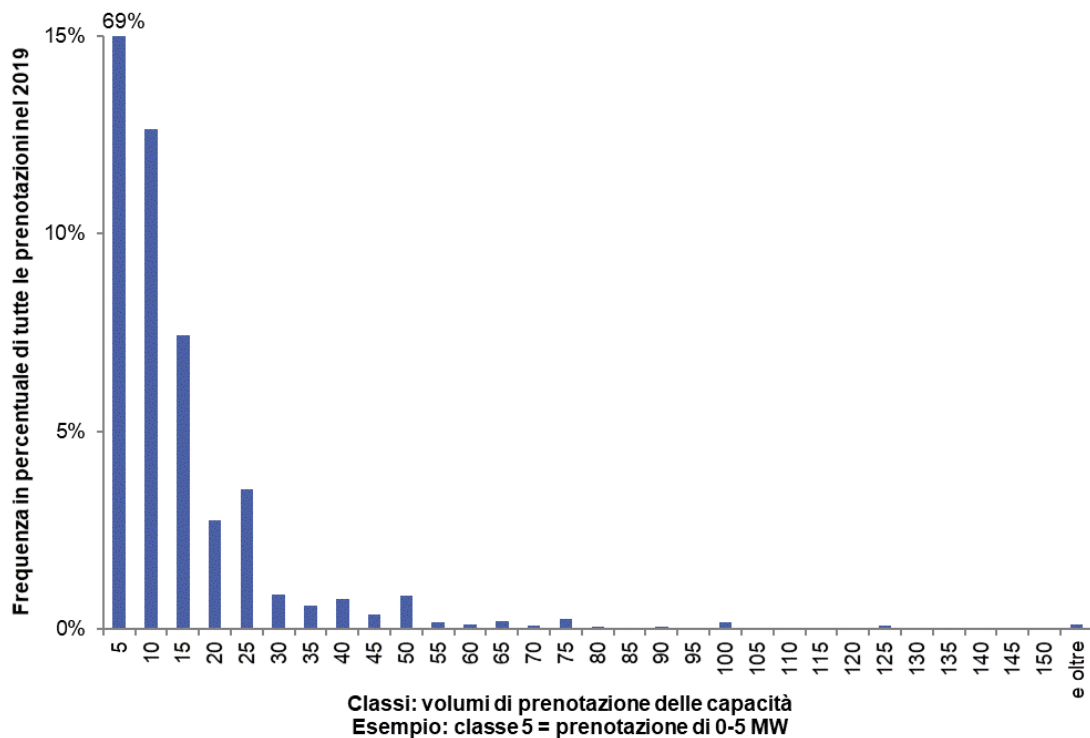


Figura 34: Frequenza dei volumi di prenotazione

Nella maggior parte dei casi i volumi delle prenotazioni sono pari a un massimo di cinque MW. In oltre l'80 per cento dei casi sono inferiori a 10 MW, da cui si può desumere che gli scambi intraday a livello transfrontaliero sono spesso effettuati per compensare posizioni aperte nel breve periodo. Queste ultime possono crearsi qualora risulti che le previsioni circa la produzione eolica e solare o la domanda non erano corrette. Un altro motivo può essere il blocco o la riduzione dell'immissione in rete di energia da parte di una centrale.

Il confine svizzero-tedesco viene sfruttato assiduamente negli scambi intraday. Nella maggior parte dei casi si prenota soltanto capacità in una direzione, per cui non possono crearsi situazioni di accumulo. Le prenotazioni avvengono perlopiù il giorno stesso, generalmente quattro-sei ore prima che abbia inizio il periodo di fornitura. È raro che vengano effettuate subito dopo l'apertura della piattaforma, alle ore 18:00 del giorno prima. Questo è un altro segnale del fatto che il mercato funziona regolarmente e che non vi sono accumuli per periodi di tempo prolungati. Tenzialmente, all'inizio non si riservano grandi capacità. È raro, tra l'altro, che si prenotino capacità elevate, perlopiù si raggiungono al massimo i 10 MW. Questa dinamica fa pensare a una gestione di posizioni aperte insorte nel breve periodo, ad esempio in seguito alla correzione delle previsioni sull'immissione in rete di energia solare ed eolica o della domanda.

Non si escludono tuttavia casi sporadici di condotte problematiche da parte degli operatori di mercato. La EICOM si occupa di tali situazioni e, se necessario, contatta gli operatori in questione.

3.5 Analisi della possibile manipolazione di un indice di mercato

L'*Intraday Market Index Svizzera* (IDM CH) viene calcolato per ogni singolo giorno e ora. Esso rappresenta il prezzo, ponderato per la quantità, di tutte le transazioni che si svolgono sul mercato intraday Svizzera in quella determinata ora. Se in quel lasso di tempo non vengono effettuate operazioni sul mercato intraday, l'indice IDM CH è uguale al prezzo del mercato day-ahead (prezzo di riferimento orario fissato il giorno prima, nell'ambito dell'asta day-ahead, per quella determinata ora). Se, in una data ora, sulla piattaforma EPEX Spot si registra una sola transazione per 0.1 MWh, quest'ultima determinerà l'indice IDM CH per quell'ora, a prescindere da quanto il suo prezzo si discosti dal prezzo del mercato day-ahead e in che misura esso rappresenti l'attività di trading sul mercato intraday Svizzera.

Dall'introduzione di XBID nel giugno del 2018 il volume di scambi sul mercato intraday Svizzera è pesantemente diminuito. I mercati illiquidi sono più esposti alle potenziali manipolazioni di mercato, dal momento che con meno mezzi si può già esercitare un maggiore impatto sui prezzi. In alcuni giorni, infatti, si osserva uno scostamento sostanziale non solo tra i prezzi del mercato intraday continuo e quello day-ahead, ma anche tra i prezzi orari del mercato intraday Svizzera e quelli dei Paesi limitrofi. Anche sul mercato intraday Svizzera, inoltre, si è osservato un andamento dei prezzi «a plateau» – alquanto insolito per questo mercato, il che ha dato lo spunto per un'analisi più approfondita. Dall'analisi delle transazioni è emerso che, in periodi di scarsissima liquidità sul mercato intraday Svizzera, certi operatori hanno eseguito order con volumi straordinariamente ridotti (0,1 MWh) a livelli nettamente superiori al prezzo di riferimento del mercato day-ahead.

Dall'analisi dei dati fondamentali relativi ai periodi di inattività delle centrali, alle possibili variazioni di carico e agli eventuali scostamenti sul fronte delle energie rinnovabili o dei flussi alle frontiere non sono emerse, per i giorni in questione, variazioni anomale che spiegassero il delta tra il mercato day-ahead e quello intraday Svizzera e il differenziale di prezzo rispetto ai Paesi limitrofi.

Esaminando l'attività degli operatori di mercato è emerso in parte che il numero di order con un volume di scambi pari a 0,1 MWh è aumentato sensibilmente dall'introduzione di XBID, nonostante il volume di trading sia inequivocabilmente diminuito.

La presenza di contratti con clienti commerciali indicizzati sul mercato intraday Svizzera è stata confermata da alcuni singoli operatori, il che rappresenta assolutamente un incentivo a influenzare l'*Intraday Market Index* in una certa direzione. Ciò non significa, tuttavia, che ogni order o trade a volume minimo equivalga a un presunto tentativo di influenzare o persino manipolare il mercato, perché a volte gli operatori sono costretti a pareggiare anche quantitativi minimi risultanti da posizioni di vendita o di produzione. In un mercato illiquido, queste situazioni vengono gestite al prezzo disponibile in quel momento, che a volte può discostarsi profondamente dal «last trade» o dall'ultimo prezzo di riferimento di quell'ora.

La Figura 35 e la Figura 36 mostrano a livello grafico l'impatto dell'attività di trading di un operatore di mercato sull'indice IDM CH per diversi giorni di fornitura. La linea di colore blu rappresenta l'indice del mercato day-ahead in EUR/MWh (asse di riferimento sinistro). L'indice del mercato intraday è espresso in EUR/MWh (asse di riferimento sinistro) con la linea tratteggiata arancione. Le stelline di colore rosso indicano il prezzo in EUR/MWh (asse di riferimento sinistro) a cui l'operatore di mercato ha chiuso l'operazione intraday. Se ha concluso più transazioni nell'arco di un'ora, vi saranno più stelline. Le barre rappresentano il volume totale negoziato all'ora dall'operatore (in MWh, asse di riferimento destro), mentre nella sequenza temporale ogni singola transazione all'ora è contraddistinta da un colore. I numeri accanto alle barre indicano di volta in volta il volume accumulato dopo ogni transazione. Se la stellina rossa è posta in prossimità o in corrispondenza della linea tratteggiata arancione, significa che l'operazione di trading dell'operatore ha avuto un impatto determinante sull'indice IDM CH.

Le differenze tra il prezzo del mercato day-ahead e l'indice del mercato intraday sono state notevoli, in certe ore, per i giorni di fornitura rappresentati nella Figura 35 e nella Figura 36. Sul mercato intraday, in un'ora si è osservato persino un incremento del 760 per cento rispetto al prezzo day-ahead.

Alla luce di questa situazione, la ElCom ha chiesto un confronto con gli operatori di mercato in questione e ha segnalato a EPEX Spot la necessità di introdurre un valore limite sul volume delle transazioni nel calcolo del prezzo medio ponderato per il volume ai fini della determinazione dell'*Intraday Market Index Svizzera*. Quest'ultimo andrebbe calcolato soltanto al raggiungimento del valore limite, altrimenti viene fissato al pari dell'indice del mercato day-ahead. Questa misura mira a far sì che l'*Intraday Market Index* svizzero torni ad avere un valore equo, che rifletta l'attività di trading sul mercato intraday svizzero e che non sia esposto alle forti oscillazioni eventualmente causate da transazioni a volumi minimi non orientate al mercato.

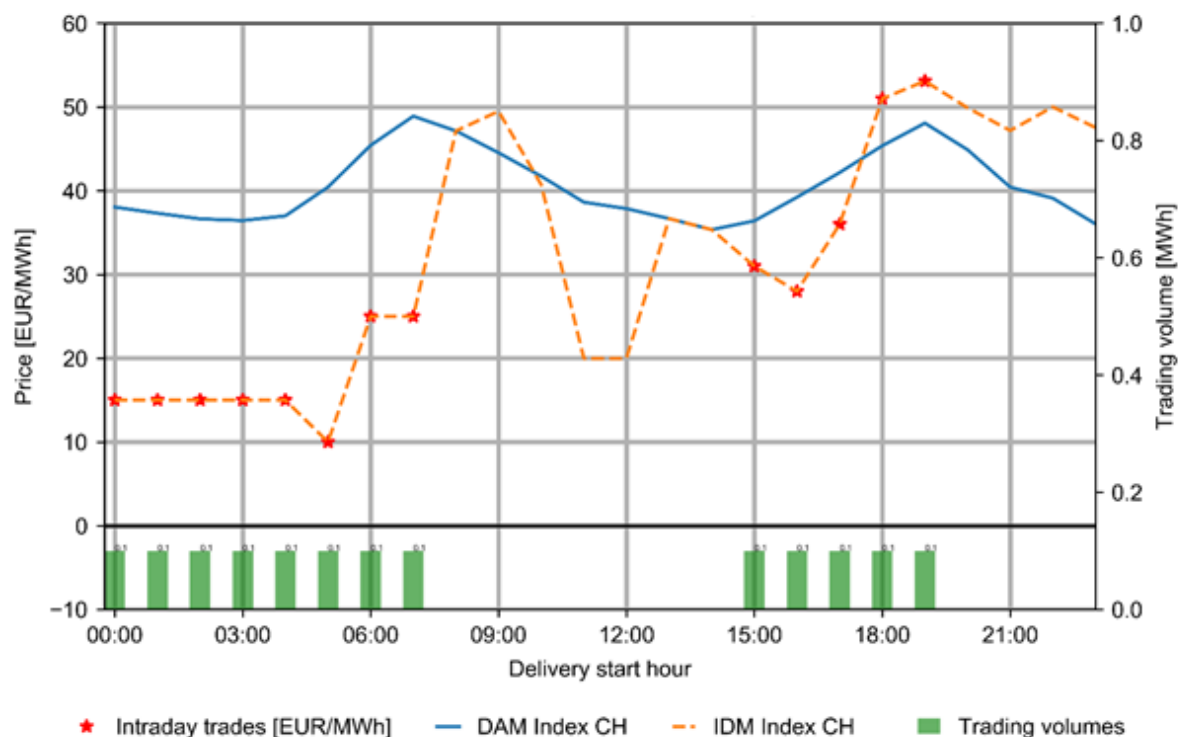


Figura 35: Indice del mercato day-ahead (DAM Index CH) e indice del mercato intraday (IDM Index CH)
Le stelline rappresentano le transazioni orarie intraday di un operatore di mercato in EUR/MWh, le barre il volume orario accumulato dall'operatore.

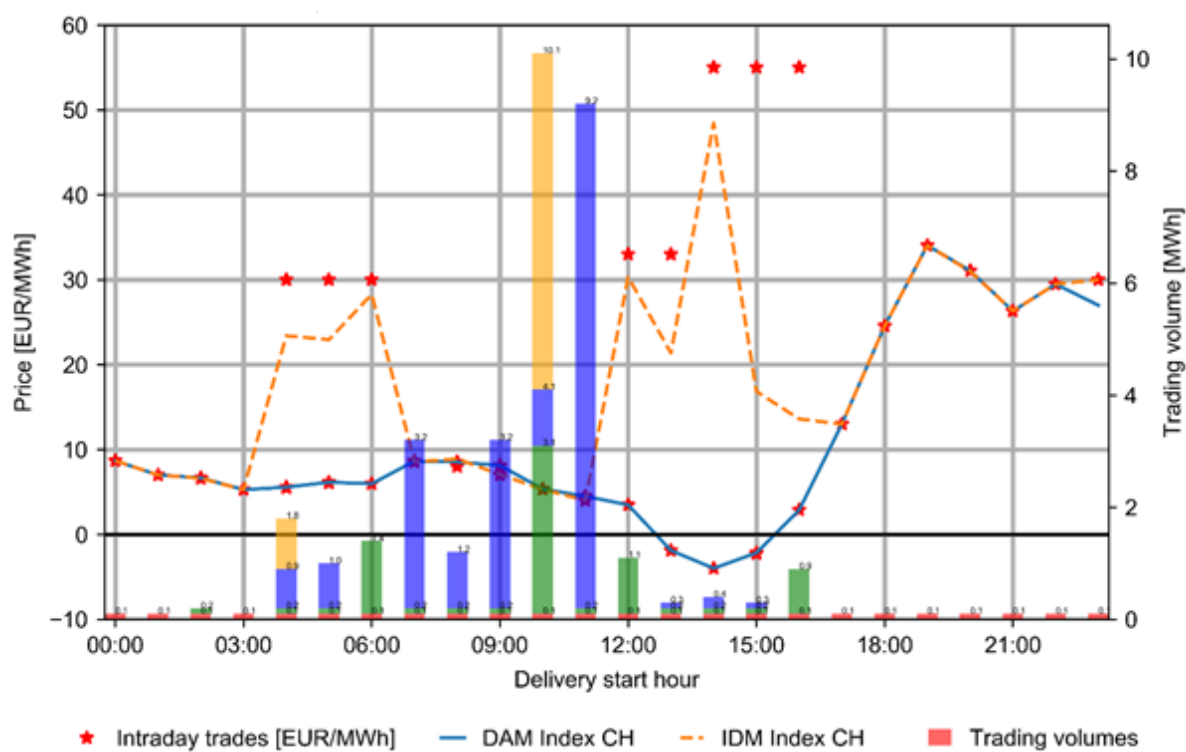


Figura 36: Indice del mercato day-ahead (DAM Index CH) e indice del mercato intraday (IDM Index CH)
Le stelline rappresentano le transazioni orarie intraday di un operatore di mercato in EUR/MWh, le barre il volume orario accumulato dall'operatore.

3.6 Analisi trading intraday / bilanciamento

Dal 2017 la ElCom ha ricevuto vari STOR relativi al fatto che, una volta che un dato operatore era stato attivato sul mercato di bilanciamento francese, la sua attività di trading ha avuto forti ripercussioni sui prezzi del mercato intraday francese o svizzero.

Le principali caratteristiche dei due mercati sono riepilogate nella Tabella 3.

Mercato di bilanciamento Francia (BM)	Mercato intraday (IM)
• TSO assicura in tempo reale che la domanda corrisponda all'offerta • In caso di tensione del sistema (offerta<domanda), il TSO attiverà le offerte (prima le più convenienti) • Pay-as-bid • Prezzi su BM più alti che su IM per premiare la flessibilità → Operazioni di trading (prezzo e volume) visibili solo al TSO e all'operatore di mercato la cui offerta è stata attivata	• Tutti gli operatori di mercato sono in concorrenza tra loro • Scambi continui • I TSO non possono fare trading sull'IM, tranne che per compensare perdite di rete • IM non riflette realmente gli squilibri temporanei del sistema → Operazioni di trading (prezzo e volume) visibili a tutti gli operatori di mercato dell'IM

Tabella 3: Mercato di bilanciamento francese e mercato intraday

In tutti i casi si è osservata una dinamica analoga: nei giorni e nelle ore in questione, la situazione sulla rete francese era già di per sé particolarmente tesa, il che ha determinato l'attivazione sul mercato di bilanciamento da parte del gestore di rete nazionale. L'operatore che ha ottenuto l'aggiudicazione sul mercato di bilanciamento francese ha acquistato l'energia necessaria (interamente o parzialmente) sul mercato intraday (Francia o Svizzera) anziché procurarsela con la potenza installata delle proprie centrali. In alcuni casi, tali acquisti hanno generato sul mercato intraday forti variazioni di prezzo sia in Francia che in Svizzera.

In linea di principio, le richieste di energia sul mercato di bilanciamento dovrebbero essere gestite con potenza installata flessibile, al fine di sgravare la rete francese e il mercato. I prezzi sul mercato di bilanciamento sono più elevati rispetto a quelli vigenti sul mercato intraday, poiché si vogliono incentivare gli operatori a tenere da parte o riservare una certa potenza installata per il mercato di bilanciamento.

Ottimizzare la produzione delle centrali significa dover affrontare quotidianamente una serie di decisioni strategiche:

- il giorno D, il soggetto in questione può offrire la propria centrale all'asta giornaliera della borsa elettrica di D-1 (mercato day-ahead) al costo marginale o a un valore superiore.
- Se al D-1 questa centrale dovesse non entrare in gioco perché il prezzo orario in borsa era inferiore ai suoi costi marginali, il gestore della medesima ha pur sempre la possibilità di offrirla il giorno D sul mercato intraday.
- Lo stesso soggetto può però anche offrire la propria centrale (fintanto che vi sono capacità di frontiera) sul mercato di bilanciamento francese.

Se tuttavia, anziché mettere a disposizione la potenza installata flessibile, l'operatore si procura da sé sul mercato intraday la quantità richiesta sul mercato di bilanciamento francese, le conseguenze possono essere diverse:

- Il mercato francese già di per sé teso lo diventa ancora di più in seguito agli ulteriori acquisti effettuati sul mercato intraday svizzero o francese. Vista la loro forte correlazione, infatti, gli acquisti sul mercato intraday svizzero incrementano indirettamente la situazione di tensione su quello francese.
- Sul mercato di bilanciamento l'operatore ha un margine di flessibilità, ma di quest'ultima non è personalmente responsabile. Tale flessibilità viene indirettamente generata dagli operatori che agiscono sul mercato intraday francese o svizzero, un compito che non è di competenza del mercato di bilanciamento.
- L'operatore di mercato potrebbe esercitare insider trading. Soltanto lui e il gestore di rete francese, infatti, sanno quanta energia, quando e a quale prezzo sia stata attivata sul mercato di bilanciamento. L'informazione è precisa, non di dominio pubblico e potrebbe influire pesantemente sui prezzi applicati nelle rispettive ore sul mercato intraday. A quel punto, l'operatore è incline a sfruttare tale informazione e a procurarsi la dovuta quantità, fino a concorrenza del prezzo del mercato di bilanciamento (generalmente molto più alto di quello del mercato intraday), sul mercato intraday. Gli altri operatori, in difetto di queste conoscenze, non sanno invece quale sia il prezzo di sistema equo risultante sul mercato di bilanciamento alla luce di circostanze particolari.
- L'operatore di mercato in questione potrebbe essere accusato di cross market manipulation. Il mercato intraday non riflette gli squilibri temporanei del sistema. Per premiare la flessibilità, i prezzi del mercato di bilanciamento sono più alti di quelli del mercato intraday.
- Il fatto di pareggiare la posizione aperta sul mercato di bilanciamento tramite il mercato intraday potrebbe comportare una manipolazione di quest'ultimo, dal momento che si inviano segnali di prezzo fuorvianti: maggiore è il delta tra i due mercati, più l'operatore sarà motivato a far salire il prezzo del mercato intraday.

Dal punto di vista della EICOM, si tratta in questo caso di un problema di assetto del mercato. In linea di principio, infatti, non dovrebbe essere possibile negoziare lo stesso prodotto contemporaneamente su due diversi mercati (intraday e di bilanciamento), in cui interagiscono operatori differenti e vigono altre regole. Sul mercato di bilanciamento, da un lato c'è sempre il TSO, su quello intraday ci sono da entrambi i lati operatori di mercato. Nel mercato intraday, inoltre, le transazioni – con relativi prezzi e volumi – sono sempre visibili a tutti, mentre nel mercato di bilanciamento non sono informazioni di dominio pubblico. Questa diversa costellazione di mercato genera prezzi differenti e incentiva i trader all'arbitraggio.

Per contrastare questo problema, il 1° agosto 2018 il gestore di rete francese ha provveduto a modificare le «Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au Recouvrement des charges d'ajustement»¹⁴, aggiungendo un nuovo articolo (articolo 4.2.1.2.1). Esso, tuttavia, si applica soltanto agli operatori di mercato considerati «EDA Point d'Échange», ossia a coloro che, pur essendo attivi sul mercato di bilanciamento francese, hanno sede all'estero.

La nuova regola recita:

«Si definisce EDA (entité d'ajustement) Point d'Echange un insieme di impianti ubicati al di fuori del territorio francese continentale e in grado di immettere o prelevare una determinata quantità di energia elettrica su richiesta di RTE, in un arco di tempo prestabilito, tramite un punto di scambio – ossia un allacciamento fisico a una linea di collegamento. L'attivazione dell'offerta di un EDA Point d'Echange non deve pertanto far sì che tale attore del mercato di bilanciamento acquisti (per le offerte di produzione) o venda (per le offerte di consumo) la quantità di energia elettrica in questione sul mercato intraday francese, sia essa sotto forma di flusso esplicito o di nomina implicita.»

¹⁴ https://clients.rte-france.com/html/fr/offre/telecharge/20190901_MARE_Section-1.pdf, in vigore dal 1° settembre 2019 (consultato il 07.04.2020).

Nonostante la nuova regolamentazione, certi operatori svizzeri hanno continuato a sfruttare le differenze di prezzo tra i due mercati traendone un utile di arbitraggio. L'attività di trading di questi operatori, per le ore di fornitura in questione, è stata esaminata dalla EICom.

4 Ulteriori attività della EICom nell'ambito della sorveglianza del mercato

4.1 Collaborazione a livello nazionale e internazionale

Essendo la sorveglianza e l'integrità del mercato una tematica ancora nuova per i regolatori dell'energia, il confronto in merito con i reparti preposti di altre autorità di regolazione è di cruciale importanza. A tal fine, nel 2019 è continuata l'organizzazione di riunioni annuali con i servizi di sorveglianza del mercato di altre autorità di regolazione; con uno estero vi è stata anche un'iniziativa di job rotation. L'intensificazione dei contatti attraverso questo scambio di personale a cadenza settimanale con i reparti di monitoraggio di altre autorità di regolazione è accolta favorevolmente dalla EICom.

Dall'inizio del 2019 la EICom è esclusa dalla partecipazione, in qualità di osservatrice, a diverse tavole rotonde organizzate da ACER sull'attuazione del regolamento REMIT. Il confronto con ACER è pertanto limitato a un solo incontro bilaterale informale all'anno, in cui i rappresentanti della sezione Sorveglianza del mercato della EICom e alcuni collaboratori dei reparti *Market Integrity and Transparency* (MIT) e *Market Surveillance* (MS) di ACER si incontrano per discutere di tematiche operative.

Un'altra possibilità per ottenere informazioni a livello europeo circa l'implementazione del regolamento REMIT, determinante ai fini dell'applicazione dell'articolo 26a segg. OAEI da parte della EICom, è partecipare all'annuale *Market Integrity and Transparency Forum* di ACER, dove si trattano diversi aspetti inerenti al tema della sorveglianza e dell'integrità del mercato e si esaminano i progressi compiuti nell'implementazione del regolamento REMIT.

Un'ulteriore piattaforma di confronto su tematiche d'attualità riferite al REMIT è il *CEER Market Integrity and Transparency Working Group* (CMIT). Anche nel 2019 la EICom ha proseguito la propria attività in seno a questo gruppo di lavoro, in cui detiene una delle presidenze. Oltre a collaborare alla definizione di una proposta relativa ai rapporti con gli Stati terzi, in merito alla quale il CEER elaborerà una *guidance* per i regolatori, la Commissione ha partecipato attivamente anche a una disamina approfondita dell'attuazione e del perimetro dell'attività di sorveglianza del mercato nell'UE. Gli esiti di questo sondaggio confermano che l'adozione del REMIT a livello nazionale sta procedendo complessivamente nella maggior parte degli Stati membri dell'UE, ma con diverse declinazioni a seconda dell'autorità di regolazione.

Poiché in ambito finanziario la vigilanza dei mercati è ormai prassi da tempo e vi sono senz'altro delle similitudini, si sono tenute anche due riunioni con l'Autorità federale di vigilanza sui mercati finanziari (FINMA) per un confronto sulle esperienze maturate a livello metodologico.

Su iniziativa di alcune grandi imprese, nel 2019 si è organizzato nuovamente un tavolo di confronto su temi d'attualità legati all'attuazione del REMIT e all'applicazione dell'articolo 26a OAEI, nonché sulla sorveglianza del mercato svizzero all'ingrosso dell'elettricità. A parte questo, il contatto diretto con gli operatori nazionali si è limitato perlopiù a incontri individuali dedicati, richiesti in genere a seguito di anomalie riscontrate dalla EICom nella condotta di mercato dell'impresa e non necessariamente autoesplicative o comprensibili – nonostante le approfondite analisi svolte. Questi colloqui sono serviti sia a chiarire le cause all'origine delle prassi di trading anomale sia ad illustrare eventuali alternative con cui evitare, in futuro, attività a presunto carattere di manipolazione del mercato o che lascino presagire una negoziazione basata sull'insider trading. Alcune analisi a cura della EICom hanno evidenziato una serie di lacune nei processi interni di compliance di determinati operatori e successivamente fatto scaturire misure interne aziendali che si sono rivelate risolutive.

4.2 Altre attività inerenti alla sorveglianza del mercato

A maggio 2019 si è tenuta la quinta edizione del seminario sulla sorveglianza del mercato. Anche quest'anno l'evento verteva sui vari aspetti dell'attività di vigilanza nel comparto energetico svizzero ed europeo. Nel corso del seminario sono state presentate, da un lato, alcune analisi condotte dalla ElCom, mentre dall'altro alcuni rappresentanti dell'autorità di regolazione tedesca e danese hanno illustrato i casi di cui si sono occupati. Si è affrontato anche il tema, attuale in quel momento, delle ripercussioni della Brexit sui mercati energetici europei. A questo proposito la presentazione non si è soffermata soltanto sull'esposizione teorica dei fatti, ma sono stati messi in luce anche i risvolti pratici, esaminando le sfide che la Brexit comporterà a livello di compliance dal punto di vista di un'impresa svizzera.

Nell'ambito del seminario è stato presentato anche il primo rapporto sulla trasparenza del mercato elettrico della ElCom, successivamente pubblicato sul sito internet della medesima. Il rapporto non si è limitato soltanto a fornire una panoramica generale delle principali attività di sorveglianza del mercato svolte dalla ElCom, ma ha dato soprattutto anche visibilità a un pubblico più ampio del contenuto e dei risultati di alcune analisi illustrate a titolo esemplificativo, nelle quali sono stati utilizzati anche i dati, già disponibili, comunicati dagli operatori di mercato svizzeri. In un'analisi retrospettiva sono stati presentati, anche in quel caso, l'andamento annuale dei prezzi del mercato spot e a termine e, tra i vari dati, la produzione elettrica in Svizzera, Germania e Francia suddivisa per tipo. Come base di riferimento per questa analisi sono stati utilizzati i rapporti sul mercato spot e sul mercato a termine pubblicati settimanalmente dalla ElCom dal 2018, presentati anche in occasione dei suoi numerosi eventi informativi.

5 Sorveglianza degli operatori di mercato svizzeri da parte di regolatori esteri

5.1 Quadro giuridico vigente

Nonostante in virtù del principio di territorialità, salvo disposizioni differenti (ad es. trattato), le autorità estere non possano contattare direttamente gli operatori di mercato svizzeri (ossia gli operatori con sede [o domicilio] in Svizzera), in pratica ciò avviene di continuo. Ai sensi dell'articolo 271 capoverso 1 del Codice penale svizzero (CP; RS 311.0) chiunque, senza esservi autorizzato, compia sul territorio svizzero per conto di uno Stato estero atti che spettano a poteri pubblici (ossia, in particolare, trasmettere informazioni) è passibile di pena. Le richieste informali da parte di autorità estere allo scopo di comunicare informazioni su base volontaria senza la minaccia di conseguenze legali (ad es. semplici questionari) sono sostanzialmente tollerate. Tali iniziative, tuttavia, devono essere notificate alla ElCom. Anche in questi casi vanno osservate, oltre alle norme del diritto penale, ulteriori disposizioni giuridiche (ad es. riguardanti la protezione dei dati o il segreto professionale e d'ufficio).

Le autorità di regolazione europee inviano di continuo richieste di informazione direttamente agli operatori di mercato. Questi contatti rientrano in due diverse casistiche:

- richiesta di informazioni non a carattere sovrano (ad es. indagine con questionario generico ecc.)
- richiesta di informazioni a carattere sovrano (ad es. indagine con questionario su STOR ecc.)

Nella trasmissione dei dati, gli operatori di mercato svizzeri sono personalmente responsabili del rispetto di tutte le disposizioni giuridiche generali. La ElCom va in ogni caso informata della richiesta e, in caso di invio di dati ad autorità di regolazione estere, in merito a quanto trasmesso.

5.2 Il caso «Vitol»

Il 5 ottobre 2018 il Comitato per i contenziosi e le sanzioni della *Commission de régulation de l'énergie* (CRE) ha inflitto a Vitol una multa pari a 5 milioni di EUR per manipolazioni di mercato (violazione dell'art. 5 del Regolamento REMIT) commesse al punto di scambio virtuale del gas della Francia meridionale (*Point d'échange de gaz - Sud*, PEG Sud) nel periodo tra il 1° giugno 2013 e il 31 marzo 2014.

Il gruppo Vitol è una multinazionale dell'energia con sede a Ginevra che, fondata a Rotterdam nel 1966, oggi conta circa 40 filiali in tutto il mondo. Specializzatasi nel trading fisico, nella logistica e nella distribuzione, l'azienda vende oltre sette milioni di barili di greggio e prodotti affini al giorno. È inoltre attiva da quasi 20 anni sul mercato del gas naturale in Europa, Asia e America e opera sul mercato dell'elettricità europeo e statunitense con circa 1000 TWh all'anno. Vitol non è quotata in borsa, ma a livello di fatturato rientra tra le maggiori imprese della Svizzera. Secondo un rapporto del Financial Times, nell'esercizio 2018 ha riportato a consuntivo un utile pari a 1,7 miliardi di dollari USA¹⁵.

Come si legge nella decisione di CRE, sulla piattaforma di trading Powernext dedicata ai prodotti commerciali di gas con periodo di fornitura day-ahead, intraday e weekend Vitol ha evidenziato nella propria attività di trading, tra giugno 2013 e marzo 2014, in 65 casi della durata di 54 giorni lavorativi, il seguente *modus operandi*:

- a inizio giornata (in particolare prima delle ore 15:00), quando la liquidità è molto bassa, nel portafoglio ordini venivano caricati mandati di vendita a cui poi se ne aggiungevano altri nell'arco della giornata, a prezzi sempre più bassi, mentre a partire dalle ore 16:00, momento in cui la liquidità di mercato è ai massimi livelli, il numero di mandati di vendita diminuiva nuovamente;
- quando poi i prezzi erano già scesi, facevano seguito consistenti operazioni d'acquisto da parte di Vitol;
- infine, non appena gli acquisti erano stati perfezionati, Vitol stornava i propri mandati di vendita e chiudeva la giornata come acquirente netto.

«Impilando» mandati di vendita, Vitol si aggiudicava buona parte delle quantità in vendita nei rispettivi giorni. Per i mandati d'acquisto, invece, utilizzava i cosiddetti «Iceberg Order» con quantità occulte, in modo tale che il volume d'acquisto visibile di Vitol paresse irrisorio rispetto al restante mercato. Nonostante il considerevole numero di mandati di vendita piazzati, gli acquisti da parte di Vitol erano considerevoli. Essendo i suoi order relativi a quantità particolarmente elevate sia a livello di vendita che di acquisto, la procedura era suscettibile di trasmettere al mercato segnali su domanda e offerta contrastanti, che davano agli altri attori l'impressione di poter disporre di un'offerta decisamente abbondante.

Nella maggior parte dei casi citati, la procedura osservata potrebbe potenzialmente incidere sulla definizione del prezzo. Piazzare sul mercato un elevato numero di mandati di vendita in un momento di scarsa liquidità, infatti, può influenzare considerevolmente la fissazione del prezzo per la giornata. Tale influsso sui prezzi è particolarmente rilevante su un mercato a bassa liquidità, come quello del *PEG Sud*, e su una piattaforma di trading come Powernext, dove gli ordini vengono caricati in forma anonima. Gli operatori di mercato non possono sapere che i vari order provengono dallo stesso soggetto e che quegli stack sono uno sviluppo della concorrenza su quel lato del portafoglio ordini. I venditori concorrenti possono pertanto essere indotti a trasmettere mandati a prezzi sempre più bassi e gli acquirenti spinti erroneamente ad attivarsi per approfittare dei prezzi inferiori.

Anche il successivo storno dei mandati di vendita è un segnale del fatto che Vitol non intendesse effettivamente portarli a termine. Nonostante lo storno di order eseguibili su piattaforme di trading elettroniche come Powernext sia una prassi sostanzialmente ammessa, secondo le disposizioni dell'articolo 1.2.3.3 delle Powernext Market Rules gli order, una volta piazzati, «non devono avere altro scopo se non la loro evasione». Più specificamente, secondo l'articolo 1.2.3.4 di tale disciplina «[...] ai membri è severamente vietato [...] trasmettere order senza l'intento di eseguirli [...]».

La decisione di CRE stabilisce, da un lato, che il *modus operandi* di Vitol era suscettibile di fornire al mercato segnali fuorvianti in merito alla domanda o all'offerta in *PEG Sud* (violazione dell'art. 2 cpv. 2 lett. a punto i del Regolamento REMIT) e dall'altro che tale condotta, in assenza di controprove da parte di Vitol, non seguiva una logica economica razionale (tra cui lo storno di ordini di vendita all'aumentare dei prezzi).

¹⁵ Cfr. <https://www.cash.ch/news/top-news/groesstes-unternehmen-der-schweiz-vitol-hat-halbjahresgewinn-nahezu-verdoppelt-1403321> (consultato il 07.04.2020).

I fatti verificatisi al *PEG Sud* nel periodo compreso tra il 1° giugno 2013 e il 31 marzo 2014 sono stati pertanto considerati una manipolazione di mercato e sanzionati con una multa pari a 5 milioni di EUR. Si tratta della prima pena comminata in Francia nell'ambito del regolamento REMIT. Vitol è ricorso in appello contro tale decisione, per cui il caso non è ancora stato chiuso definitivamente.

6 La digitalizzazione quale priorità della ECom

6.1 Sviluppi nel settore energetico

Il settore energetico europeo sta attraversando una fase di profondo cambiamento. Oltre alla transizione in corso verso un comparto energetico verde e sostenibile, la rivoluzione tecnologica ha influito sul settore con una seconda ondata: la digitalizzazione, foriera di nuove opportunità, ma anche di nuove sfide per gestori di rete, operatori del mercato e autorità di regolazione.

Tendenze quali la digitalizzazione, la decentralizzazione e la decarbonizzazione dominano la scena nell'attuale comparto energetico. Da questo punto di vista, la digitalizzazione ha la potenzialità di

- incrementare la produttività dell'odierno sistema energetico;
- consentire nuovi prodotti e servizi che modifichino il fabbisogno di energia elettrica; e
- favorire la nascita di nuove piattaforme e mercati che trasformino il settore.

In tale contesto, la digitalizzazione influisce sul consumo energetico degli edifici, sull'utilizzo di energia per i trasporti e sui prodotti che acquisteremo in futuro. L'evoluzione digitale si fonda sulla disponibilità di volumi sempre crescenti di dati e informazioni digitali, sulla capacità di trasmissione dei dati e su hardware e software sempre più efficienti ai fini dell'elaborazione di tali dati.

Il rapido cambiamento del settore è trainato soprattutto dalla svolta energetica in Germania. Il boom delle energie rinnovabili sottolinea la necessità di una maggiore flessibilità al fine di garantire costantemente il giusto equilibrio tra domanda e offerta. Allo stesso tempo, lo sviluppo di nuove modalità di fruizione come i veicoli elettrici o l'autoconsumo richiede reti elettriche più intelligenti e flessibili.

Dinanzi a ciò, le aziende elettriche tradizionali saranno chiamate ad adeguare i loro modelli di business attraverso la decentralizzazione (generazione, utilizzo, stoccaggio e commercio di energia elettrica fuori dal loro controllo) e in funzione della nascita di nuove soluzioni, nuovi modelli di business e nuovi operatori di mercato che non possiedono necessariamente beni correlati all'energia elettrica.

La digitalizzazione non solo consente lo sviluppo di nuovi prodotti e servizi, ma crea anche spazio per nuove piattaforme e mercati che modificano il modo in cui poter sfruttare le risorse e fare business.

Nel comparto energetico l'impatto delle piattaforme e dei mercati digitali può acquisire proporzioni sempre maggiori. Le piattaforme garantiscono trasparenza, offrono accesso al mercato, esercitano una funzione di coordinamento e creano nuovi valori. Come conseguenza, non è escluso che i mercati all'ingrosso possano essere integrati o soppiantati da una molteplicità di mercati locali.

6.2 CEER Paper: Dynamic Regulation to Enable Digitalization

Alla luce della dinamica precedentemente illustrata, il Consiglio dei regolatori europei dell'energia (CEER) ha fatto della digitalizzazione uno dei suoi ambiti strategici. La digitalizzazione non è di per sé un fine, bensì uno strumento utile a realizzare l'obiettivo generale di un sistema energetico flessibile e sostenibile che, in ultima analisi, sia vantaggioso per il bacino di utenza.

Come si manifesterà la digitalizzazione nei complessi sistemi energetici che si sono evoluti per decenni? Che cosa implica la digitalizzazione per il consumatore? Quale ruolo hanno le autorità di regolazione dell'energia nello stimolare cambiamenti che abbiano una ricaduta positiva sul consumatore? Queste sono alcune delle domande cruciali trattate in questo rapporto.

Secondo il CEER, gli elementi cardine di una strategia di regolazione sostenibile per la digitalizzazione del settore energetico sono i seguenti:

- Trasmettere i giusti segnali di prezzo: i dati di produzione, consumo e rete devono acquistare un chiaro valore di mercato se si vogliono incentivare i *prosumer* a contribuire, attraverso l'utilizzo dei loro dati, all'ottimizzazione della loro produzione e dei loro consumi.
- Sollecitare i gestori della rete di distribuzione a sfruttare la flessibilità: i dati acquistano valore soprattutto grazie ai gestori della rete di distribuzione, che sfruttano le informazioni per incrementare l'efficienza del sistema.
- Rafforzare i consumatori: il valore della digitalizzazione non si esplica con l'installazione di un contatore intelligente, bensì con il suo utilizzo volto a efficientare i consumi.
- Rendere i dati utili e accessibili: i dati devono essere raccolti e messi a disposizione non solo dei gestori di rete, ma anche degli operatori di mercato esistenti e potenziali.
- Sicurezza in linea con i requisiti della cyber-security e della protezione dei dati.

Per favorire l'innovazione è importante, soprattutto per le autorità di regolazione, sviluppare approcci finalizzati alle *best practice* che consentano di testare nuovi prodotti e modelli di business («sandbox») tenendo conto del sistema nella sua globalità.

6.3 Aspetti normativi in Svizzera

È fondamentale che il quadro normativo e legislativo evolva di pari passo con i cambiamenti che interessano il settore energetico. Se fare previsioni a medio termine sta diventando sempre più difficile, anche per l'autorità di regolazione è sempre più complicato prendere le decisioni più appropriate.

La digitalizzazione, tuttavia, non avanza per effetto della politica, bensì attraverso gli sviluppi tecnologici e il mercato stesso. Ecco perché è difficile prevedere quali saranno i trend tecnologici e dell'innovazione che seguirà il settore energetico. Decisori politici e autorità di regolazione si trovano dinanzi alla sfida di dover stare al passo con i cambiamenti e fare in modo che politica e regolazione non rappresentino un ostacolo all'innovazione, garantendo al contempo la sicurezza di approvvigionamento dei consumatori. In altre parole, si sta passando da un sistema normativo statico ad uno agile e adattabile. Non basta più concentrarsi sull'uso efficiente delle infrastrutture esistenti e su nuovi investimenti. L'impianto normativo deve anche tenere conto di innovazioni e trasformazioni infrastrutturali dirompenti. Come autorità di regolazione occorre pertanto perseguire un approccio maggiormente improntato all'apprendimento, incentivare la sperimentazione e i progetti pilota ed essere disposti a eliminare gli ostacoli.

La digitalizzazione richiede, da parte dei regolatori, nuove capacità e competenze – soprattutto nei settori dell'informatica, dei big data, della *data science* e dell'intelligenza artificiale. Probabilmente, dunque, nel comparto regolato sarà necessario analizzare costantemente la compatibilità dei servizi digitali con le normative in atto. In futuro i dati potranno diventare il capitale più prezioso del settore. Per sfruttare al meglio queste possibilità, le autorità di regolazione devono avere accesso a informazioni importanti, senza tuttavia essere sommerse da infinite quantità di dati. Buona parte delle informazioni, che le autorità oggi raccolgono dalle imprese da esse regolate, in futuro sarà disponibile in un altro modo. Per poter affrontare il tema della digitalizzazione e delle innovazioni ad essa correlate, occorre che le autorità di regolazione evolvano e che vengano definite le basi giuridiche necessarie.

In futuro, un unico regolatore specifico per comparto non sarà più sufficiente se si vuole riuscire a gestire lo sviluppo della digitalizzazione. Soltanto una visione olistica di questi sviluppi estremamente complessi consentirà un uso equo e non discriminatorio di tutte le infrastrutture a un meta-livello.

7 Prospettive future

A fronte dell'ulteriore sviluppo di nuove tecnologie e della crescente digitalizzazione, i mercati elettrici muteranno ed evolveranno sempre più rapidamente. Tra i temi cruciali che interesseranno il settore energetico svizzero negli anni a venire si segnalano, a titolo esemplificativo,

- un’eventuale problematica legata alla distribuzione del corrispettivo per l'utilizzazione della rete in seguito alle disposizioni in materia di autoconsumo,
- l'implementazione di un *data hub* centrale e
- l'introduzione di agevolazioni di legge per soluzioni innovative sotto forma di *sandbox*.

Dal punto di vista della EICOM, inoltre, si conferma la necessità che a livello legislativo si creino le basi opportune – incluse le dovute disposizioni penali atte a garantire una maggiore trasparenza – affinché si possano gestire con efficacia, in riferimento alla Svizzera, gli eventuali comportamenti illeciti sul mercato all'ingrosso dell'elettricità.

Anche per i gestori della rete di distribuzione quali interfaccia tra Swissgrid, da un lato, e produttori/consumatori decentralizzati, dall'altro, si aggiungeranno nuovi requisiti e nuove responsabilità, soprattutto per quanto concerne la crescente flessibilità della rete di distribuzione. A tal fine, in futuro i gestori della rete di distribuzione saranno chiamati a collaborare più strettamente con altri gestori di rete. I clienti – in primo luogo i prosumer – beneficeranno inoltre di maggiori diritti.

In futuro cambierà il modo in cui verrà negoziata l'energia a breve termine. La tendenza è orientata verso piattaforme di trading flessibili per l'accesso al mercato intraday, che consentano facilmente e senza eccessivi costi di commercializzare le energie rinnovabili con efficacia anche in un orizzonte di breve periodo, incrementando l'utile derivante dalla compravendita di flessibilità, sul lato della produzione e dei consumi, per i clienti. In futuro il trading sarà offerto sempre più come servizio, basato su dati in tempo reale, modelli di autoapprendimento e tecnologie ultramoderne.

In effetti, il trading algoritmico o ad alta frequenza è già oggi una realtà sui mercati finanziari e ha sollecitato vari interventi normativi da parte delle autorità di regolazione finanziaria. Anche nel trading energetico incomincia a profilarsi questa prassi. Alla luce di tali sviluppi e della necessità di adeguare o compensare flessibilità a breve termine in tempi sempre più ristretti, il trading algoritmico acquisterà maggiore importanza. Fissare paletti concreti sarà sempre più importante soprattutto dal punto di vista della trasparenza e dell'integrità del mercato.

Gli ultimi sviluppi nell'ambito della blockchain, inoltre, potranno consentire nel prossimo futuro nuove forme di trading peer-to-peer, il che pone la EICOM dinanzi a nuove sfide per la regolamentazione di queste tecnologie.

L'attuazione della prevista legge sull'approvvigionamento di gas, inoltre, inciderà sulle attività di sorveglianza del mercato della EICOM. Gli operatori svizzeri che scambiano gas all'interno dell'UE saranno tenuti, al pari dei propri omologhi sul mercato dell'elettricità, a comunicare le loro offerte e transazioni alla Commissione. A tale proposito occorrerà acquisire, all'interno della EICOM, le dovute esperienze e competenze sul mercato del gas al fine, da un lato, di seguire meglio gli andamenti dei prezzi del gas e, dall'altro, di analizzare in modo più approfondito l'interazione tra mercato dell'elettricità e mercato del gas.

Già nel 2018 vi erano stati piani, all'interno dell'UE, per alcuni primi grandi progetti finalizzati alla produzione industriale di idrogeno ecosostenibile da fonti di energia rinnovabili. Nel 2019 il tema ha riacquisito slancio e da una serie di progetti locali è scaturita una molteplicità di idee e iniziative a livello europeo. L'elemento chimico più leggero in assoluto può avere un ruolo significativo nell'approvvigionamento energetico del futuro e nella riduzione delle emissioni di gas serra.

Allo stato attuale delle conoscenze, si prevede che a lungo termine la sicurezza di approvvigionamento della Svizzera non possa essere garantita unicamente con il potenziamento degli impianti di produzione di energie rinnovabili. Un elemento chiave potrebbe essere l'idrogeno prodotto da fonti rinnovabili. La EICOM continuerà a monitorare l'evoluzione di queste nuove tecnologie.

7.1 Glossario

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
ACM	Autoriteit Consument & Markt (regolatore olandese)
CN	Centrale nucleare
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)
AT	Austria
UFE	Ufficio federale dell'energia
BNetzA	Bundesnetzagentur (regolatore tedesco)
CEER	Consiglio dei regolatori europei dell'energia
CEREMP	Centralised European Register of Energy Market Participants
CMIT	Market Integrity and Transparency Working Group
CNE	Comisión Nacional de Energía (regolatore spagnolo)
CRE	Commission de régulation de l'énergie (regolatore francese)
CRU	Commission for Regulation of Utilities (regolatore irlandese)
DE	Germania
E-Control	Energie-Control GmbH (regolatore austriaco)
EDA	Entité d'ajustement (attore sul mercato di bilanciamento)
EDF	Électricité de France SA
EEX	European Energy Exchange (borsa elettrica europea per contratti future)
EEX TP	European Energy Exchange Transparency Platform
EICom	Commissione federale dell'energia elettrica
ENTSO-E	Associazione dei gestori di rete di trasmissione elettrica
ENTSO-E TP	Piattaforma di trasparenza della Rete europea dei gestori di rete dei sistemi di trasmissione di energia elettrica
EPEX Spot	European Power Exchange (borsa elettrica europea per spot e intraday)
UE	Unione Europea
EUA	European Emission Allowances
FINMA	Autorità federale di vigilanza sui mercati finanziari
FR	Francia
GME	Gestore dei mercati energetici (borsa elettrica italiana)
GWh	Gigawattora
IDM CH	Intraday Market Index Svizzera
IT	Italia
RIC	Rimunerazione a copertura dei costi per l'immissione in rete di energia elettrica
LNG	Liquefied Natural Gas
LPG	Liquefied Petroleum Gas
MIT	Market Integrity and Transparency
MWh	Megawatt
MWh	Megawattora
NCG	Prezzo di riferimento per il gas tedesco fissato dal gestore dell'area di mercato NetConnect Germany
NEMO	Nominated Electricity Market Operators
NRA	Autorità di regolazione nazionale
Ofgem	Office of Gas and Electricity Markets (regolatore britannico)
OMP	Organised Market Place
OTF	Organised Trading Facility
PEG-Sud	Point d'échange de gaz-Sud
REMIT	Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency
RRM	Registered Reporting Mechanism
RTE	Gestore della rete di trasporto francese
STOR	Suspicious Transaction and Order Report
OAEI	Ordinanza sull'approvvigionamento elettrico

TTF	Hub di scambio virtuale sulla rete olandese del gas e prezzo di riferimento per il mercato del gas nei Paesi Bassi
TWh	Terawattora
URE	Urząd Regulacji Energetyki (regolatore polacco)
XBID	Cross-Border Intraday