

LUISS



Dipartimento
di Impresa e Management

Cattedra di Macroeconomia e Politica Economica

Effetti della pandemia da covid-19 sull'andamento mercato energetico italiano.

Relatore

Prof.ssa Tatiana Cesaroni

Candidato

Margherita Francario

246641

Anno Accademico 2021/2022

A Lorenzo, Raffaele, mamma e babbo.

INDICE

Introduzione

Capitolo 1: Descrizione del mercato energetico italiano

1.1 Il funzionamento del mercato energetico italiano

1.1.2 I vincoli tecnici

1.2 La liberalizzazione del mercato energetico italiano

1.2.1 Cambiamenti e conseguenze in seguito alla liberalizzazione

1.2.2 Attori del sistema elettrico italiano

1.2.3 Articolazioni del mercato elettrico italiano

1.2.4 Funzionamento del Mercato del Giorno Prima

1.3 La dipendenza da gas naturale della zona euro

1.4 Il ruolo dell'Italia nel mercato energetico internazionale

1.4.1 Importazioni ed esportazioni di energia

Capitolo 2: Effetti della pandemia sui prezzi dei prodotti energetici

2.1 Gli effetti del Covid-19 sull'andamento del settore energetico

2.2 Andamento del mercato dell'energia tra il 2018 e il 2020 nell'UE

2.2.1 I costi energetici per economia, famiglie e industria.

2.2.2 Entrate derivanti dalla tassazione energetica e tasse e imposte applicate sui prodotti energetici.

2.3 Andamento dell'energia globale nel 2020

2.3.1 Il petrolio

2.3.2 L'elettricità

2.3.3 Il gas naturale

2.3.4 La domanda mondiale di carbone

2.4 Impatto sui prezzi del mercato elettrico

2.4.1 Costi per le imprese

2.4.2 I prezzi per le utenze domestiche e famiglie

2.5 Il prezzo del petrolio

2.6 Il prezzo del gas

Capitolo 3: Evidenze empiriche dell'impatto della pandemia sul mercato energetico italiano ed europeo

3.1 L'impatto a livello Europeo

3.2 Generazione e consumo di energia in Italia: la situazione pre-covid

3.2.1 L'impatto del lockdown sul consumo di energia

3.2.2 L'impatto sul mercato energetico

3.2.3 L'impatto della pandemia sui prezzi del MGP (Mercato del Giorno Prima)

3.2.4 L'impatto sui costi dei servizi di dispacciamento

Conclusioni

Bibliografia e sitografia

Introduzione

L'obiettivo del presente elaborato è quello di descrivere le caratteristiche del mercato energetico italiano e di analizzare il ruolo che la pandemia da Covid-19 ha avuto a livello globale e nazionale, sull'economia in generale, sui prezzi e sul consumo dei principali combustibili fossili.

In particolare, il capitolo 1 descrive il funzionamento del mercato elettrico italiano, la principale riforma che lo ha interessato, quella della liberalizzazione, e il ruolo che l'Italia riveste nel mercato internazionale dei combustibili, nonché la dipendenza a livello europeo da determinate risorse energetiche.

In seguito, il capitolo 2 si occupa di approfondire l'effetto che la pandemia e le relative misure di contenimento del virus, hanno avuto sul mercato energetico mondiale e italiano, focalizzandosi sulle ripercussioni avute nel mercato del petrolio, del gas naturale e del carbone.

Infine, il capitolo 3 presenta evidenze empiriche e ricerche condotte da parte di esperti sulle conseguenze e le ricadute avute sul sistema energetico europeo ed italiano a causa sia della pandemia che i relativi lockdown, mettendo in evidenza come queste siano variate tra i vari Paesi e tra le varie aree di divisione del mercato energetico italiano.

CAPITOLO 1

Descrizione del mercato energetico italiano

1.1 Il funzionamento del mercato energetico italiano.

Il mercato elettrico è la sede delle transazioni aventi per oggetto la compravendita di energia elettrica. A livello pratico, si tratta di un *marketplace telematico* dove le negoziazioni di energia elettrica all'ingrosso hanno luogo su una piattaforma online, il cui prezzo è dato dall'incontro tra la domanda e la quantità offerta dagli operatori. Viene definito anche “borsa elettrica italiana” e non si tratta di un mercato obbligatorio: ciò vuol dire che gli operatori possono stipulare accordi di compravendita anche all'esterno, tramite contratti bilaterali (OTC).

Tale mercato si articola in 5 fasi principali:

1. **Generazione:** Il processo di generazione riguarda la trasformazione di fonti presenti in natura, rinnovabili e fossili, in energia elettrica da parte dei produttori. Questa fase include a sua volta le attività di: approvvigionamento di materie prime, trasformazione di energia primaria in energia elettrica, immissione dell'energia nella rete, costruzione e manutenzione degli impianti.
2. **Vendita all'ingrosso:** Una volta prodotta, l'energia viene venduta tramite la vendita all'ingrosso. Qui le società produttrici vengono remunerate tramite contratti o tramite la vendita in borsa dell'energia. Infatti, a partire dal 2004 la borsa dell'energia (IPEX) è stata istituita con lo scopo di ridurre i costi di transazione e aumentare la trasparenza dei mercati.
3. **Trasmissione:** Successivamente alla vendita all'ingrosso, si ha la fase di trasmissione, in cui l'energia elettrica viene trasportata dalle società produttrici ai distributori locali sulla rete nazionale ad alta tensione. L'ente gestore della rete di trasmissione nazionale è Terna S.p.A, che opera in monopolio, e ha il compito di consegnare l'energia elettrica nella rete di distribuzione regionale e locale.
4. **Distribuzione:** I distributori si occupano inizialmente di trasformare l'energia da alta a media/bassa tensione e, successivamente, di distribuirla ai clienti finali (case, aziende, pubblica amministrazione). Inoltre, le società di distribuzione sono anche responsabili delle

attività di allacciamento e servizio di misura. Questa fase presenta le caratteristiche del monopolio naturale e ogni zona della rete viene gestita da un operatore unico secondo le regole stabilite dall'Autorità.

5. Vendita al dettaglio: Le società di vendita, infine, acquistano l'energia elettrica dalla borsa elettrica o direttamente dai produttori e si occupano degli aspetti commerciali ed amministrativi legati alla fornitura di energia elettrica, gestendo il rapporto con il cliente finale.

1.1.2 I vincoli tecnici del sistema energetico.

Le attività di trasmissione e dispacciamento devono rispettare vincoli tecnici stringenti, come:

- un bilanciamento costante e istantaneo tra le quantità di energia immessa in rete e quelle prelevate dalla rete, al netto delle perdite di trasporto e distribuzione;
- il mantenimento della frequenza e della tensione dell'energia in rete rispettando un intervallo di tempo molto ristretto, al fine di tutelare la sicurezza degli impianti;
- il rispetto dei limiti dei flussi di energia su ogni singolo elettrodotto entro i massimi di transito ammissibili sull'elettrodotto stesso.

1.2 Liberalizzazione del mercato energetico italiano.

A partire dagli anni '60, grazie dalla cd Legge di Nazionalizzazione (6 dicembre 1962, n. 1643), si assiste ad un'unificazione del sistema elettrico nazionale, ponendo fine ad una frammentazione dello stesso. A quel punto, circa 1250 imprese elettriche private divengono di proprietà statale e affidate alla gestione da parte di ENEL (Ente Nazionale per l'Energia Elettrica), istituto che va a "assicurare con costi minimi di gestione una disponibilità di energia elettrica adeguata, per quantità e prezzo alle esigenze di un equilibrato sviluppo economico del Paese". L'ENEL si occupa delle "attività di produzione, importazione ed esportazione, trasporto, trasmissione, distribuzione e vendita dell'energia elettrica sul territorio nazionale" e la produzione da parte di privati era ammessa solo se finalizzata all'autoconsumo (*Legge n. 1643 del 6 dicembre 1962*). Quindi, fino al 1999 il mercato elettrico è stato caratterizzato da un servizio pubblico erogato da questa unica impresa.

Il mercato elettrico italiano, così com'è conosciuto adesso, è nato successivamente all'entrata in vigore del Decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 ("Decreto Bersani") che, nel processo di recepimento della prima direttiva comunitaria sulla creazione di un mercato interno dell'energia (Direttiva 96/92/CE abrogata dalla Direttiva 2003/54/CE), ha sancito l'avvio nel nostro Paese della liberalizzazione del settore elettrico. Le negoziazioni sulla borsa elettrica e l'avvio della prima fase del mercato elettrico risalgono a 5 anni più tardi, al 1° aprile del 2004. A partire 1° gennaio del 2005, è stato possibile partecipare attivamente alla domanda. (*Vademecum della Borsa Elettrica, GME*)

La sua creazione risponde a due esigenze in particolare:

- promuovere, secondo criteri di neutralità, trasparenza e obiettività, la competizione nelle attività di produzione e di compravendita di energia elettrica tramite la creazione di una "piazza del mercato";
- garantire una gestione economica ottimale di una adeguata disponibilità dei servizi di dispacciamento, con lo scopo di perseguire l'efficienza economica.

Il dlgs. n. 79/99 stabilisce all'art. 8, comma 1 che, a partire dal 2003, nessun soggetto potrà produrre o importare più del 50 per cento dell'energia elettrica totale prodotta e importata in Italia. Per questa ragione, viene disposto dal decreto che entro la stessa data l'Enel S.p.A. dovrà cedere non meno di 15.000 MW della propria capacità produttiva sulla base di un piano per le cessioni da presentare all'approvazione del Governo, indicando alcuni obiettivi:

1. Consentire adeguate condizioni del mercato;
2. assicurare la compatibilità con i piani industriali, il mantenimento della produzione nei siti e le ricadute occupazionali;
3. tenere conto delle esigenze di sviluppo, innovazione, ricerca ed internazionalizzazione di Enel S.p.A.

Nel giugno 1999 il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato ha tradotto questi obiettivi in linee guida per la dismissione degli impianti di generazione di proprietà dell'Enel S.p.A. tramite apposita nota fatta pervenire alla società elettrica.¹

¹ Fonte: ARERA https://www.arera.it/allegati/relaz_ann/00/cap2400.pdf

Figura 1:

TAV. 2.11 IL PIANO DI CESSIONE ENEL S.P.A.: CARATTERISTICHE DEGLI IMPIANTI

SOCIETÀ	INVESTIMENTI PREVISTI miliardi di lire	IMPIANTO RICONVERTITO (MW)			PERSONALE unità/GW
		base	mid-merit	totale	
EUROGEN (A)					
IMPIANTI TERMOELETTRICI	2.010	3.340	614	6.711	285,2
IMPIANTI IDROELETTRICI		137	629	766	566,6
TOTALE	2.010	3.477	1.243	7.477	315,9
ELETTROGEN (B)					
IMPIANTI TERMOELETTRICI	1.665	3.780	770	4.550	302,7
IMPIANTI IDROELETTRICI		57	957	1.014	376,7
TOTALE	1.665	3.837	1.727	5.564	316,5
INTERPOWER (C)					
IMPIANTI TERMOELETTRICI	1.433	2.980		2.980	400,7
IMPIANTI IDROELETTRICI		27	36	63	1.603,2
TOTALE	1.433	3.007	36	3.043	429,7
TOTALE A+B+C	5.108	10.321	3.006	16.084	
DI CUI TERMO	5.108	10.100	1.384	14.241	
DI CUI IDRO		221	1.622	1.843	

Fonte: ARERA

1.2.1 Cambiamenti e conseguenze in seguito alla liberalizzazione

In seguito al decreto “Bersani” il settore elettrico è profondamente cambiato. Nel 1999 le condizioni erano molto critiche; la situazione infrastrutturale nel settore elettrico era al limite del collasso bloccata dalla difficoltà di realizzare nuove centrali e nuove linee di trasmissione. Non esisteva un vero mercato ma solo grandi e piccoli monopoli e i prezzi erano ben superiori a quelli degli altri Paesi europei, nonostante un prezzo del petrolio che viaggiava intorno ai 10-20 \$/barile. In più, non esisteva una diffusa consapevolezza da parte dei consumatori. (Fanelli, Ortis, Saglia e Testa, 2014).

Gli effetti della liberalizzazione non sono stati, tuttavia, immediati. In particolare, il 2003 fu un anno instabile per l’energia elettrica: a partire dal *black out* di settembre che fu il culmine di una lunga serie di criticità.²

² Si fa riferimento ad un disservizio della rete elettrica nazionale verificatosi il 28 settembre 2003, il più grave evento in tal senso nella storia d’Italia.

Oggi l'Italia ha un parco di generazione completamente rinnovato molto efficiente, un mercato competitivo e un gestore indipendente della rete di trasmissione, Terna, che investe molto di più rispetto a quando era parte dell'Enel. I consumatori godono di un servizio migliore per quanto riguarda la sicurezza, minori interruzioni e maggiori diritti verso i propri fornitori. Gli utenti sono diventati clienti e milioni di clienti hanno cambiato il loro fornitore, mentre le associazioni dei consumatori sono diventate un riferimento affidabile e competente.

Negli anni di funzionamento del Mercato Elettrico si sono verificati tre principali cambiamenti:

- Un notevole incremento della potenza termoelettrica installata, che da un lato ha incrementato la sicurezza e la concorrenza ma dall'altro ha contribuito alla creazione una situazione di *overcapacity*;
- la realizzazione di numerose nuove linee di trasmissione, che hanno contribuito a ridurre gli oneri di congestione (rimangono tuttavia ancora alcune importanti linee, come quella dalla Calabria alla Sicilia, che devono ancora essere completate);
- L'incremento di impianti da fonte rinnovabile.

1.2.2 Attori del sistema elettrico italiano

I principali attori del sistema elettrico nazionale, ad oggi, in seguito alla liberalizzazione del mercato e alle varie riforme susseguitesi negli anni sono:

- Acquirente Unico (AU):

L'Acquirente Unico è una delle due S.p.A. controllate dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE). Le sue funzioni riguardano la stipulazione e la gestione di contratti di fornitura per i clienti del mercato vincolato, approvvigionandosi tramite modalità differenti, come: contratti bilaterali, aste, borsa, importazioni. Il fine è quello di assicurare la disponibilità di energia elettrica necessaria per fronteggiare la domanda di tutti i clienti vincolati, acquistando la capacità di energia necessaria e la rivendita della stessa ai distributori, a condizioni non discriminatorie ed idonee che consentano l'applicazione di una tariffa unica nazionale per i clienti.

- Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA):

È un ente indipendente, istituito con la legge 14 novembre 1995, n. 481, che svolge attività di regolazione e controllo nei settori dell'energia elettrica, del gas naturale, dei servizi idrici, del ciclo dei rifiuti e del telecalore. Il suo compito è di garantire:

- la promozione della concorrenza e dell'efficienza nel settore dei servizi di pubblica utilità;
- livelli adeguati di qualità nei servizi operando in condizioni di economicità e di redditività;
- la fruibilità dei servizi e la diffusione in modo omogeneo sull'intero territorio nazionale;
- la definizione di un sistema tariffario certo, trasparente e basato su criteri predefiniti;
- la tutela degli interessi di utenti e consumatori.

- Cliente del libero mercato:

Questi clienti sono tutti gli utenti finali che, avendo la possibilità di scegliere liberamente il fornitore, hanno esercitato tale opzione. Non sono sottoposti a tariffe regolate, se non per quanto riguarda le l'aspetto del trasporto, misura e dispacciamento, e possono acquistare energia attraverso varie modalità. Da luglio 2007 tutti i clienti finali sono liberi di lasciare la maggior tutela per spostarsi al libero mercato.

- Cliente tutelato:

Tali utenti sono i clienti finali domestici (famiglie) o le piccole imprese, purché tutti i punti di prelievo di titolarità della singola impresa siano connessi in bassa tensione; questi scelgono di restare sotto il regime di maggior tutela e di sottostare alle tariffe regolate dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas non optando per il libero mercato.

- Distributore:

Il MAP (Ministero delle Attività Produttive) rilascia alle aziende di distribuzione le concessioni riguardanti l'attività di distribuzione, quindi trasporto e trasformazione di energia elettrica in media e bassa tensione per la consegna agli utenti finali. I distributori sono, inoltre, responsabili dell'allacciamento degli utenti e del servizio di misura. Sono sottoposti ad un regime di incentivi e penalità per garantire livelli standard di qualità commerciale e di continuità del servizio sulle proprie reti. I maggiori distributori sono sottoposti all'obbligo di realizzare interventi inerenti all'uso razionale dell'energia presso l'utenza, al fine di ridurre i consumi in energia primaria secondo obiettivi fissati dal Ministero delle Attività Produttive (DM 20 luglio 2004).

- Gestore dei Mercati Energetici (GME):

È una società per azioni organizza e gestisce i mercati dell'energia elettrica, del gas naturale e quelli ambientali. Nell'ambito del processo di liberalizzazione del settore energetico, al Gestore dei Mercati Energetici S.p.A è stata affidata l'organizzazione e la gestione economica del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, nel rispetto dei principi di neutralità, trasparenza, obiettività e concorrenza. Si tratta di una società controllata dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE) secondo una specifica disciplina che definisce il funzionamento del mercato e le modalità di partecipazione degli operatori, predisposta dallo stesso GME e approvata dal Ministero dello Sviluppo Economico, con il parere dell'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico.

- Gestore dei Servizi Energetici (GSE S.p.A.):

È una società per azioni a capitale pubblico che ha un ruolo fondamentale nel promuovere, incentivare e sviluppare fonti rinnovabili in Italia. L'unico azionista del GSE è il Ministero dell'Economia e delle Finanze, che esercita diritti dell'azionista congiuntamente con il Ministero dello Sviluppo Economico. Il GSE ha, a sua volta, il controllo su due società: l'Acquirente Unico (AU) ed il Gestore dei Mercati Energetici (GME).

- Grossisti (Trader):

Sono le persone fisiche o giuridiche che acquistano e vendono energia elettrica senza esercitare attività di produzione e distribuzione all'interno dell'Unione Europea.

- Ministero dello Sviluppo Economico (MISE):

Il Ministero dello sviluppo economico, oltre a svolgere attività di indirizzo nei confronti dell'AEEG e del settore energetico in generale, concede concessioni ai distributori ed emana le convenzioni tipo, definisce gli indirizzi strategici per la sicurezza e l'economicità del sistema energetico nazionale. Esso rilascia inoltre la VIA (Valutazione di Impatto Ambientale) per gli impianti termoelettrici di potenza termica superiore ai 300 MW, in base alla procedura semplificata attivata dalla Legge 9 aprile 2002.

- Produttore:

È la persona fisica o giuridica che produce energia elettrica indipendentemente dalla proprietà dell'impianto di produzione (*Art. 2 comma 18 D. Lgs 79/99*). Il produttore può

generare energia per autoconsumo, cioè per coprire le proprie necessità, o per venderla sul mercato.

- Venditore:

Può essere definito come la controparte del contratto di fornitura con il cliente finale, occupandosi di garantire la somministrazione secondo le condizioni stabilite dal contratto, della fatturazione e dell'assistenza al cliente. Può non essere un produttore diretto, acquistando l'energia o il gas all'ingrosso per poi andarla a rivendere al cliente finale.

- Terna S.p.A.

È una società per azioni che si occupa della trasmissione e del dispacciamento dell'energia elettrica sulla rete ad alta e altissima tensione sull'intero territorio nazionale. È inoltre responsabile dell'attività di programmazione, sviluppo e manutenzione della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

Il mercato elettrico italiano va inoltre inquadrato all'interno di un più ampio contesto di mercato integrato dell'energia elettrica, sviluppatosi sulla base di input da parte dell'Unione Europea. In questo senso si muovono i progetti di integrazione dei mercati europei, come il *Market Coupling*³ e l'utilizzo di codici di rete europei finalizzati ad armonizzare le varie regolamentazioni nazionali riguardanti i mercati e i sistemi elettrici.

1.2.3 Articolazioni del mercato elettrico italiano

Il mercato elettrico si compone di una serie di sessioni di mercato, ovvero un insieme di attività che hanno lo scopo di ricevere e gestire le offerte e, inoltre, determinare l'esito del mercato. Le offerte sono costituite da coppie di quantità e di prezzo unitario di energia elettrica (MWh; €/MWh) ed esprimono la disponibilità a vendere (o comprare) una quantità di energia non superiore a quella specificata nell'offerta ad un prezzo non inferiore (o non superiore) a quello specificato nell'offerta stessa.

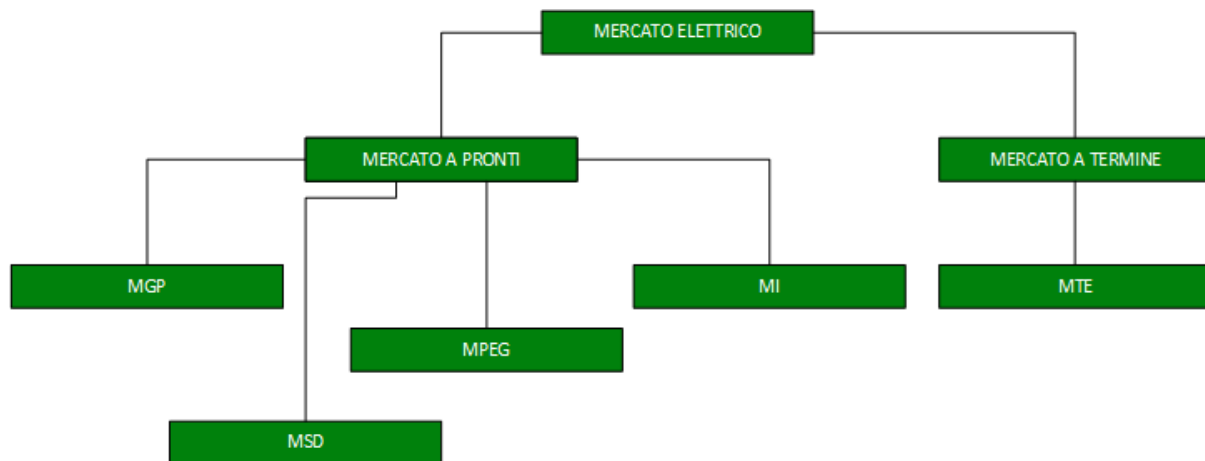
Il prezzo e le quantità non devono essere negativi e le offerte di acquisto possono anche non specificare alcun prezzo di acquisto (tranne che per MSD), esprimendo in tal caso la disponibilità dell'operatore ad acquistare energia a qualunque prezzo.

³ Il termine si riferisce allo scopo di formare un mercato (europeo) interconnesso

Il Mercato Elettrico si articola in:

- Mercato Elettrico a Pronti (MPE);
- Mercato Elettrico a Termine dell'energia elettrica (MTE);
- Piattaforma per la consegna fisica dei contratti finanziari.

Figura 2: Articolazioni del mercato elettrico italiano



Fonte: GME 2022

Il Mercato Elettrico a Pronti è articolato in quattro sottomercati:

- il Mercato del Giorno Prima (MGP), dove i produttori, i grossisti e i clienti finali idonei possono vendere e acquistare energia elettrica per il giorno successivo;
- il Mercato Infragiornaliero (MI), che permette a produttori, grossisti e clienti finali idonei di modificare i programmi definiti nel MGP attraverso ulteriori offerte di acquisto o vendita. Il mercato è strutturato in quattro sessioni: le prime due organizzate nel giorno $d-1$ a valle del MGP (MI1 e MI2), e le seconde due, sessioni infragiornaliere (MI3 e MI4), organizzate nel giorno d ;
- Il Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) è la sede per la negoziazione dei prodotti giornalieri con obbligo di consegna dell'energia. Sul MPEG sono automaticamente ammessi tutti gli operatori del mercato elettrico e le negoziazioni si svolgono in modalità continua. Sono negoziabili prodotti giornalieri con: "differenziale unitario di prezzo", per i quali il prezzo indicato nella formulazione delle offerte e, quindi, il prezzo che si determina successivamente alla fase di negoziazione è l'espressione del differenziale, rispetto al PUN, al quale gli operatori sono disposti a negoziare tali

prodotti; “prezzo unitario pieno”, per i quali il prezzo indicato nella formulazione delle offerte e quindi il prezzo determinato in base alla fase di negoziazione indica il valore unitario di scambio dell’energia elettrica oggetto dei contratti negoziati;

- il Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD) è quello sul quale Terna S.p.A si approvvigiona dei servizi di dispacciamento necessari alla gestione e al controllo del sistema elettrico (risoluzione delle congestioni intrazonali, creazione della riserva di energia, bilanciamento in tempo reale). Terna garantisce la disponibilità di una quantità di riserva idonea andando a selezionare offerte di variazione dei programmi presentate dagli operatori. Sul mercato del servizio di dispacciamento, vengono svolte le attività di raccolta delle offerte e la comunicazione degli esiti per quanto riguarda l’accettazione delle offerte, remunerate al prezzo presentato (*pay-as-bid*). La riserva è eventualmente utilizzata da Terna in tempo reale con la funzione di bilanciamento. Si divide in una sessione ex ante, con lo scopo di acquistare servizi di risoluzione delle congestioni e di riserva, e in una seconda fase infragiornaliera che consiste nell’accettazione delle stesse offerte con uno scopo di bilanciamento (MB). In particolare, il MSD ex ante è articolato a sua volta in tre sottofasi di programmazione (MSD1, MSD2 e MSD3) e il MB in 5 sessioni.

Per quanto riguarda il Mercato elettrico a termine (mercato dell’energia), esso è la sede per la negoziazione di contratti a termine dell’energia elettrica con obbligo di consegna e ritiro. Le negoziazioni, in questo mercato, avvengono in modalità continua. Tutti gli operatori possono partecipare, le loro proposte devono includere il tipo e il periodo di consegna dei contratti, nonché il numero e il prezzo a cui sono disposti a comprare o vendere. (*GME*)

1.2.4 Funzionamento del mercato del giorno prima

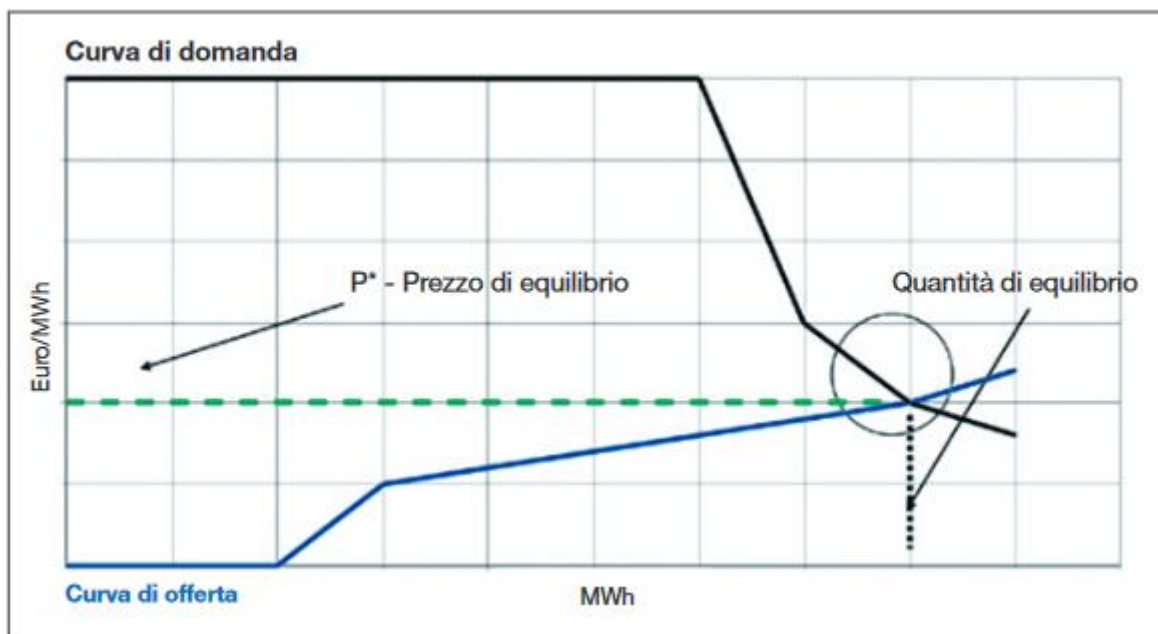
Il Mercato del Giorno Prima (MGP) ospita la maggior parte delle transazioni di compravendita di energia elettrica ed è organizzato secondo un modello di asta implicita. È un mercato per lo scambio di energia elettrica all’ingrosso in cui vengono negoziati blocchi orari di energia elettrica per il giorno successivo, nel quale vengono definiti i prezzi e le quantità scambiate e i programmi di immissione e prelievo per il giorno dopo.

La controparte principale per le operazioni di acquisto e vendita sul MGP è il GME. Ogni offerta di vendita e di acquisto presentata deve essere coerente con le potenzialità di immissione o prelievo del punto di offerta a cui essa è riferita e soprattutto deve corrispondere alla effettiva volontà di immettere o prelevare l’energia elettrica oggetto dell’offerta stessa. Le offerte vengono accettate successivamente alla chiusura della seduta di mercato in base al merito economico e rispettando i

limiti di transito tra le zone. Prima della seduta del MGP, il GME rende disponibili agli operatori le informazioni che riguardano il fabbisogno di energia previsto per ogni ora e ogni zona e i limiti massimi di transito ammessi tra zone limitrofe per ogni ora e per ogni coppia di zone. Una volta terminata la seduta di presentazione delle offerte, il GME attiva il processo per la risoluzione del mercato. Per ogni ora del giorno successivo, l'algoritmo del mercato accetta le offerte massimizzando il valore delle contrattazioni, nel rispetto dei limiti massimi di transito tra zone.

Il processo di accettazione può essere riassunto così: tutte le offerte di vendita valide e congrue ricevute vengono ordinate per prezzo crescente in una curva di offerta aggregata e le offerte di acquisto valide e congrue ricevute sono ordinate per prezzo decrescente in una curva di domanda aggregata. L'intersezione delle due curve determina: la quantità complessivamente scambiata, il prezzo di equilibrio, le offerte accettate e i programmi di immissione e prelievo ottenuti come somma delle offerte accettate riferite, in una stessa ora, ad uno stesso punto di offerta. (Fanelli, Ortis, Saglia e Testa, 2014).

Figura 3: Schema del processo di accettazione nel Mercato del Giorno Prima



Fonte: (Fanelli, Ortis, Saglia e Testa, 2014).

“Se i flussi sulla rete derivanti dai programmi non violano nessun limite di transito, il prezzo di equilibrio è unico in tutte le zone e pari a P^* . Le offerte accettate sono quelle con prezzo di vendita non superiore a P^* e con prezzo di acquisto non inferiore a P^* . Se almeno un limite risulta violato, l'algoritmo “separa” il mercato in due zone di mercato – una in esportazione che include tutte le zone

a monte del vincolo e una in importazione che include tutte le zone a valle del vincolo – e ripete in ciascuna il processo di incrocio sopra descritto, costruendo, per ciascuna zona di mercato, una curva di offerta (che include tutte le offerte di vendita presentate nella zona stessa nonché la quantità massima importata) ed una curva di domanda (che include tutte le offerte di acquisto presentate nella zona stessa, nonché una quantità pari alla quantità massima esportata). L'esito è un prezzo di equilibrio zonale (P_z) diverso nelle due zone di mercato. In particolare, il P_z è maggiore nella zona di mercato importatrice ed è minore in quella esportatrice. Se a seguito di questa soluzione risultano violati ulteriori vincoli di transito all'interno di ciascuna zona di mercato, il processo di suddivisione, ovvero "market splitting", si ripete anche all'interno di tale zona fino ad ottenere un esito compatibile con i vincoli di rete. Riguardo al prezzo dell'energia destinata al consumo in Italia, il GME ha implementato un algoritmo che, a fronte di prezzi differenziati per zona, prevede l'applicazione di un Prezzo Unico di acquisto su base Nazionale (PUN), pari alla media dei prezzi di vendita zonali ponderati per i consumi zonali. Il PUN si applica solo ai punti di offerta in prelievo appartenenti alle zone geografiche nazionali. A tutti i punti di offerta in immissione, misti e in prelievo appartenenti alle zone virtuali estere, invece, si applica il P_z sia in vendita che in acquisto. Il meccanismo di "market splitting" descritto precedentemente costituisce un'asta implicita non discriminatoria per l'assegnazione dei diritti di transito". (Fanelli, Ortis, Saglia e Testa, 2014).

1.3 La dipendenza da gas naturale della zona euro

Il gas naturale è la seconda fonte di energia primaria più importante nella zona euro, dopo i prodotti petroliferi. È la fonte energetica principale del settore manifatturiero e più del 90% del gas consumato nell'eurozona è importato. L'eurozona dipende fortemente dall'importazione di gas e petrolio, mentre per quanto riguarda l'energia nucleare e le fonti di energia rinnovabile, queste sono prevalentemente prodotte a livello domestico. Dal punto di vista economico, l'energia derivante da prodotti petroliferi è la più utilizzata per via del massiccio uso nel settore dei trasporti. Il gas, invece, è la risorsa maggiormente utilizzata nel settore industriale, dei servizi (non includendo i trasporti) e dai consumatori domestici. Rappresenta inoltre una risorsa fondamentale nella generazione e produzione di energia, grazie alla flessibilità delle sue centrali elettriche e le relative infrastrutture (ad esempio interconnessione fra le reti, capacità di stoccaggio e terminal di gas naturale liquefatto), alla risposta alle fluttuazioni della domanda di elettricità. La transizione verso le energie rinnovabili, dove l'approvvigionamento dipende da condizioni meteo variabili, ha aumentato ulteriormente questa dipendenza. (*European Central Bank 2022*)

Figura 4: Dipendenza energetica della zona euro

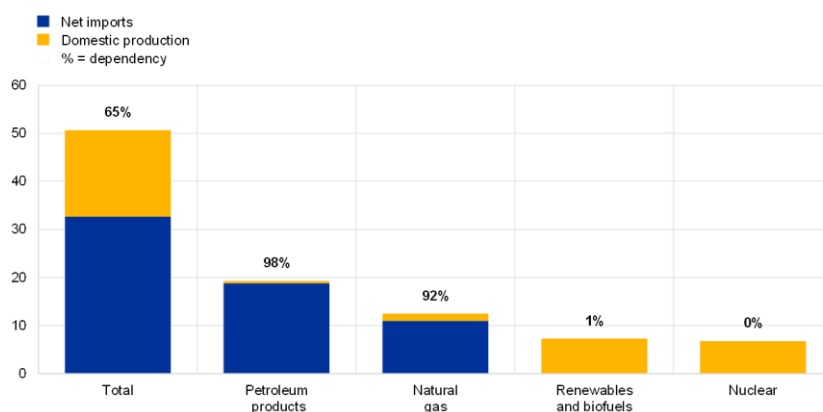
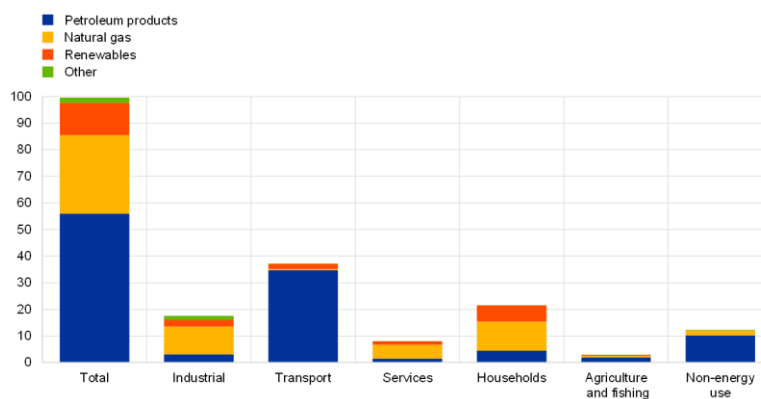


Figura 5: Utilizzo in base alla fonte di energia principale



Fonte: European Central Bank

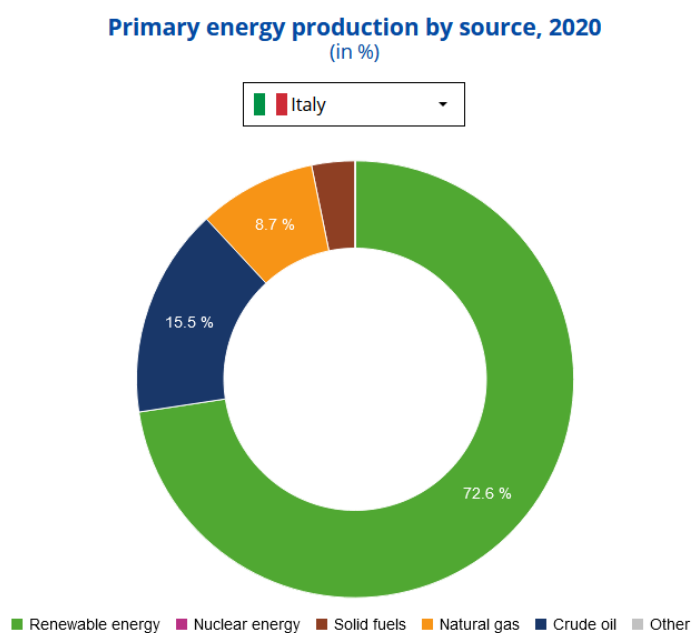
Aumenti significativi dei prezzi del gas naturale potrebbero provocare un rallentamento dell'attività economica sia attraverso il canale del consumo che quello della produzione di beni intermedi. Nel caso del canale di consumo, prezzi più alti di gas ed elettricità, andrebbero a ridurre il reddito reale disponibile e il potere di acquisto delle famiglie (per effetto di un peggioramento in termini di scambio, dato dai maggiori costi per l'importazione di energia) e, di conseguenza, il consumo privato. Per quanto riguarda il canale dei beni intermedi, il gas rappresenta un input ampiamente utilizzato nei processi di produzione di molte imprese. Le connessioni tra le varie fasi della catena produttiva amplificano ulteriormente la reazione dei produttori di beni e i fornitori di servizi all'aumento dei prezzi del gas. La ragione sta nel fatto che più di due terzi del consumo di energia è attribuibile all'uso indiretto di gas nelle prime fasi della produzione. Infine, è stato stimato che se dovessero verificarsi interruzioni delle forniture, l'impatto diretto o indiretto di un ipotetico shock del razionamento di gas nel settore delle imprese, potrebbe ridurre il valore aggiunto lordo dell'eurozona di circa 0.7%. (European Central Bank, 2022)

1.4 Il ruolo dell'Italia nel mercato energetico internazionale

Nel 2020, l'Unione Europea ha prodotto circa il 42% dell'energia utilizzata (dato in crescita rispetto al 40% del 2019) mentre il 58% (dato in calo rispetto al 60% del 2019) è stato importato. Questa decrescita negli importi è parzialmente collegabile alla crisi economia data dal COVID-19. (Eurostat, 2020)

La produzione energetica europea è distribuita su una gamma di diverse risorse: combustibili solidi, gas naturale, petrolio greggio, energia nucleare e energie rinnovabili. Per quanto riguarda la produzione energetica italiana nel 2020, essa appare così diversificata: il 72.6% della produzione deriva da fonti rinnovabili, il 15.5% da petrolio greggio, a seguire l'8.2% da gas naturale e, infine, il 3.2% proviene da combustibili solidi. (Eurostat, 2020)

Figura 6: Produzione di energia primaria per fonte, 2020



Fonte: Eurostat

1.4.1 Importazioni ed esportazioni di energia

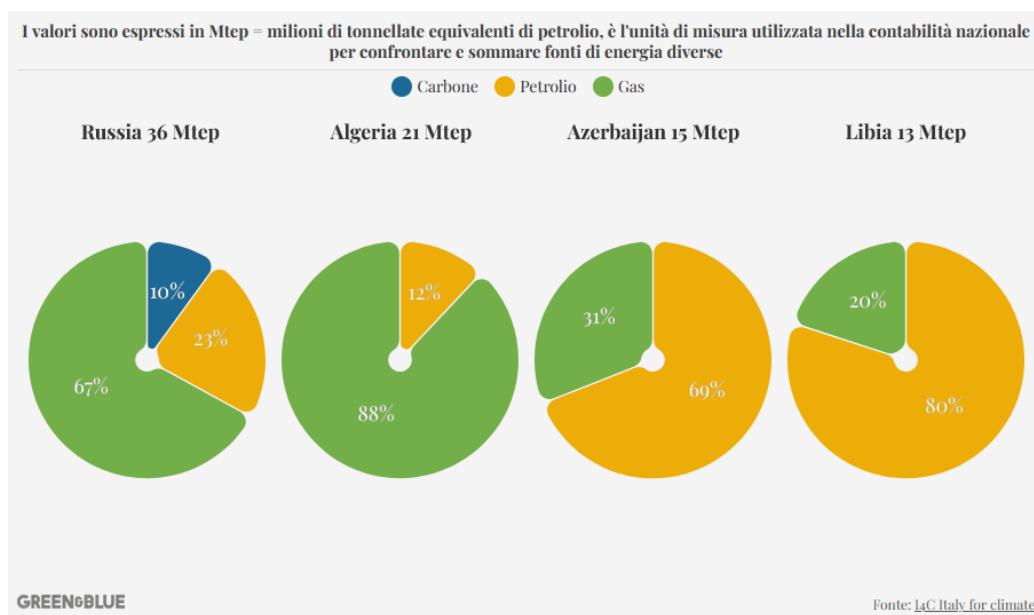
L'Unione Europea e i suoi Stati Membri risultano essere tutti importatori netti di energia. I maggiori importatori netti in termini di numeri assoluti sono Germania, Italia, Francia e Spagna. (Eurostat 2022). La dipendenza energetica dell'Italia è fra le più alte in Europa. Nel 2021 più di tre quarti del fabbisogno di energia in Italia è stato soddisfatto dalle importazioni di combustibili fossili (petrolio, gas e carbone) e meno di un quarto da fonti energetiche nazionali, principalmente rinnovabili.

L'Italia dipende principalmente dalla Russia per la soddisfazione del proprio consumo di fonti fossili, quali petrolio, gas e carbone; seguita da Algeria, Azerbaijan e Libia. La produzione nazionale complessiva copre il 5% circa del consumo di tutti i combustibili fossili dell'Italia. La Russia è inoltre l'unico Paese da cui l'Italia è dipendente per ogni fonte fossile: è il primo fornitore nazionale di carbone e gas e il terzo di petrolio. (LAC: Italy for Climate, 2022)

Dall'Algeria dipende soprattutto per quanto riguarda il gas, mentre le relazioni con Azerbaijan e Libia riguardano principalmente l'importazione di petrolio. La produzione nazionale di gas nel 2021 ha soddisfatto il 4% dei consumi del 2021. Il 90% degli importi deriva solamente da 4 Paesi: Russia, Algeria, Azerbaijan e Qatar.

Il petrolio greggio estratto in Italia nel 2021 è stato il 7% del consumo nazionale di prodotti petroliferi. La dipendenza da gas è, invece, maggiormente diversificata, ma i due terzi dell'import sono soddisfatti da soli cinque Paesi: Azerbaijan, Libia, Russia, Iraq, Arabia Saudita. L'Italia è, inoltre, totalmente dipendente dall'estero per la soddisfazione del proprio fabbisogno di carbone. Nel 2021 quasi tre quarti del carbone consumato è arrivato da soli Russia e Usa. (LAC: Italy for Climate, 2022)

Figura 7: Importazioni energetiche: i quattro paesi da cui l'Italia dipende maggiormente



CAPITOLO 2

Effetti della pandemia sui prezzi dei prodotti energetici

2.1 Gli effetti del Covid-19 sull'andamento del settore energetico

La pandemia generata dal COVID-19, oltre ad aver causato un'enorme minaccia per la popolazione mondiale, ha anche cambiato il consumo, la produzione e lo stile di vita delle persone. Con il crescere del numero di soggetti positivi accertati, le varie nazioni hanno adottato misure come il lockdown per prevenire la diffusione dell'epidemia. A causa di queste misure, le catene di produzione e approvvigionamento globali sono state interrotte e il mondo è entrato in un periodo di stallo economico. Tutto ciò ha condotto al collasso del mercato energetico e al crollo della borsa e, di conseguenza, all'inizio di un periodo di depressione dell'economia globale.

I future sul petrolio greggio rappresentano uno dei mercati finanziari maggiormente colpiti dal COVID-19. Il 20 Aprile 2020, questi sono crollati fino ad un valore negativo, calando da \$18 per barile a -\$38, per la prima volta nella storia. L'improvvisa crescita delle scorte di petrolio sembrava rappresentare una minaccia per gli impianti di stoccaggio già sovraccarichi, forzando i produttori a pagare compratori per prendere i barili che loro non potevano immagazzinare⁴. Questo tracollo nei prezzi dei futures, ha generato il panico nel mercato economico globale.

In Italia, che si colloca fra i Paesi più danneggiati dalla pandemia, il Governo ha emesso due principali provvedimenti:

- Il DPCM 8 marzo 2020, che attua una serie di misure di contenimento con riferimento ad una specifica area (Lombardia e altre 14 province), misure subito dopo (9 marzo) estese all'intero territorio nazionale;
- Il DPCM 22 marzo 2020, che modifica in senso più restrittivo le misure di cui sopra, in particolare bloccando tutte le attività definite come non essenziali né strategiche.

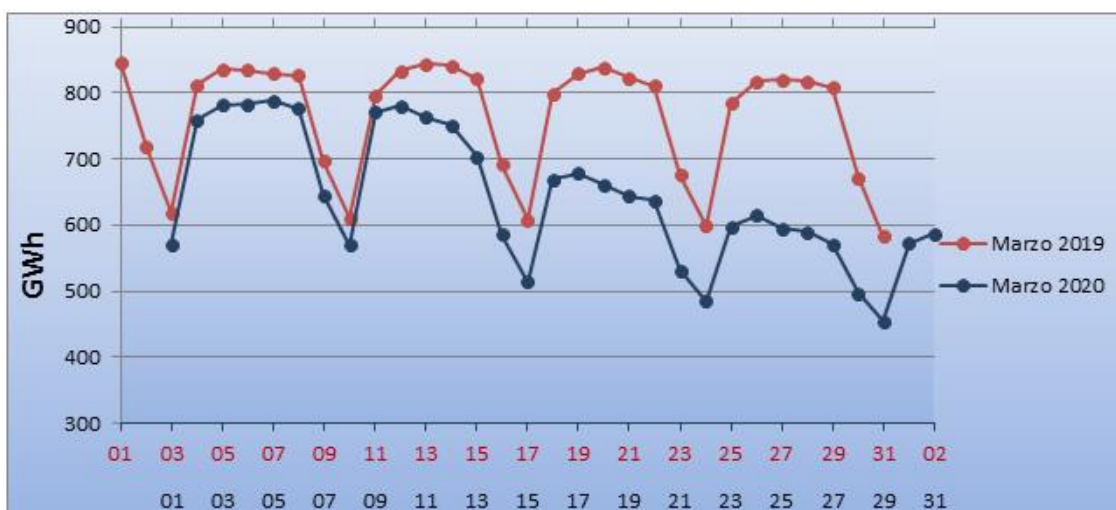
Questi provvedimenti, oltre a una serie di conseguenze dal punto di vista economico-sociale, hanno generato effetti importanti sulla domanda dell'energia elettrica, in particolare nelle zone del Paese con una maggiore concentrazione di attività produttive.

⁴ <https://www.theguardian.com/world/2020/apr/20/oil-prices-sink-to-20-year-low-as-un-sounds-alarm-on-to-covid-19-relief-fund>

Secondo il Rapporto Mensile sul Sistema Elettrico, pubblicato da TERNA, durante il mese di marzo si evince un progressivo calo della domanda elettrica, dato dal confronto con lo stesso mese del 2019 (corretto tenendo conto delle condizioni climatiche). Vengono evidenziati valori in linea con il 2019 fino all'8 marzo, mentre nelle settimane successive si osservano riduzioni rispettivamente del 5,5%, 15,6% e 24%. Come conseguenza, sull'intero mese la domanda, corretta per gli effetti climatici e del numero di giorni lavorativi, è risultata del 10,8% inferiore allo stesso mese del 2019.

In particolare, la diminuzione non è geograficamente omogenea, ma si concentra prevalentemente nel Nord (ad esempio Lombardia -15,7%, Nord Est -12,3%), è sotto la media nazionale nelle Regioni centrali (-8,5%) ed è modesta al Sud e nelle Isole maggiori (da -1,1% in Sicilia a -3,9% nel Sud peninsulare). (RSE, 2020)

Figura 8: Domanda elettrica giornaliera in Italia nel mese di marzo 2020, a confronto con marzo 2019



Fonte: RSE

2.2 Andamento del mercato dell'energia tra il 2018 e il 2020 nell'UE

Il 4° Report sui prezzi e costi dell'energia, pubblicato nell'ottobre 2020 come parte del "2020 State of the Energy Union Report" ha focalizzato principalmente sui progressi delle politiche europee riguardanti la transizione energetica e le iniziative relative allo European Green Deal, ma si occupa anche di esaminare l'impatto della pandemia causata dal COVID-19 e l'evoluzione attesa degli indicatori analizzati.

Il report mette in evidenza che i prezzi energetici all'ingrosso stavano affrontando un trend in crescita negli scorsi anni, prima di iniziare a calare nel 2019, per via della recessione economica e un eccesso

di offerta. Successivamente, i prezzi sono crollati nel 2020, a causa della crisi economica e le restrizioni riguardanti la mobilità, attivate in seguito all'inizio della pandemia.

I prezzi di vendita al dettaglio erano in aumento o, ad ogni modo, si sono mantenuti relativamente stabili tra il 2017 e il 2019. In contrasto con l'andamento della maggior parte degli anni 2010, tasse e imposte, nonché oneri di rete, si sono mantenuti relativamente stabili o sono cresciuti leggermente negli scorsi anni. Questo si è tradotto in un cambiamento di prezzo spinto dai cambiamenti nei costi di generazione e commercializzazione dell'energia: i così detti “*componenti energetici dei prezzi*”.

2.2.1 I costi energetici per economia, famiglie e industria.

Il report mette in guardia per quanto riguarda i costi sostenuti dall'UE, per via della sua elevata dipendenza dalle importazioni sui combustibili fossili, sottolineando che la fattura per le importazioni di energia ha raggiunto i 331 miliardi di euro nel 2018, dopo tre anni di crescita continua.

I costi dell'energia per cittadini e imprese in Europa sono allo stesso modo cresciuti durante lo stesso periodo. Le spese delle famiglie europee riguardanti l'energia mostrano un andamento in declino a partire dal 2013. Il consumo energetico familiare nel 2018 è paragonabile al consumo antecedente alla crisi economica del 2008. Allo stesso tempo, nel 2018, le famiglie europee più

povere continuavano a spendere l'8.3% del loro consumo totale in energia, fino ad arrivare al 15%-22% in alcuni paesi del centro-est Europa. La quota dei costi energetici riguardante i costi di produzione, ha avuto analogamente un declino generale, e in maniera particolare nel settore industriale negli ultimi anni. La minore intensità energetica nei vari settori ha contribuito al crollo dei costi energetici, in un contesto di leggero aumento dei prezzi e di crescente attività economica.

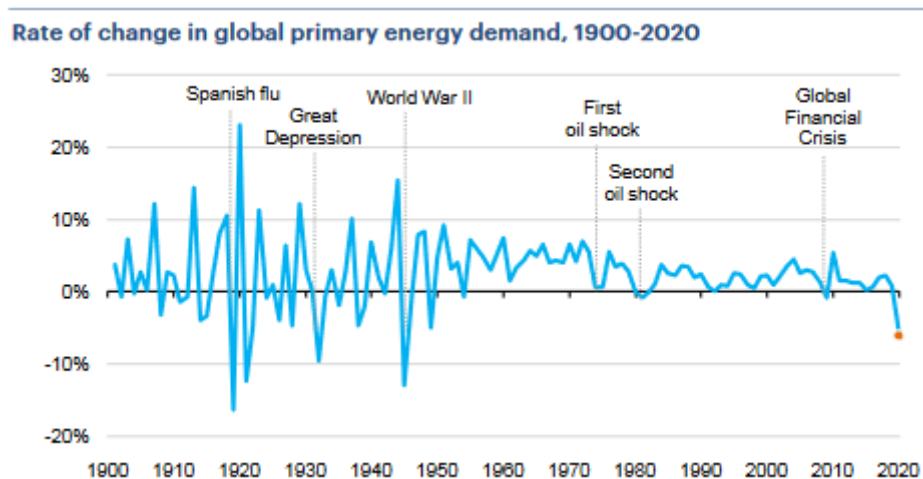
2.2.2 Entrate derivanti dalla tassazione energetica e tasse e imposte applicate sui prodotti energetici.

Il report mostra che le tasse sull'energia continuano ad essere un'importante e stabile fonte di entrate per i paesi dell'Unione Europea, ammontando al 4.6% del gettito fiscale nel 2018. Inoltre, il resoconto spiega anche come l'impatto dato dall'insieme di tasse e imposte vari da prodotto energetico a prodotto energetico, e tra i differenti membri dell'UE e come questo abbia un effetto significativo. Nello specifico, tasse e imposte ammontano, rispettivamente, al 41% e 30-34% dei prezzi energetici per famiglie e industrie e al 32% e 13-16% del prezzo del gas per famiglie e industrie.

2.3 Andamento dell'energia globale nel 2020

A causa della drastica riduzione dell'attività economica e mobilità globale, la domanda di energia mondiale nel primo trimestre del 2020 si è ridotta del 3.8%, o 150 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (mtoe), rispetto al primo trimestre 2019, andando a ribaltare l'intera crescita di domanda di energia verificatasi durante il rispettivo anno.

Figura 9: Tasso di variazione nella domanda di energia primaria a livello globale, 1900-2020



Fonte: (IEA 2020)

Il calo dell'attività economica mondiale ha provocato una riduzione maggiore nella domanda di alcune fonti di energia piuttosto che di altre, con gravi effetti sul PIL per determinati settori e combustibili. Infatti, nel I trimestre del 2020, le restrizioni riguardanti l'attività economica così come i cambiamenti climatici, hanno avuto un grave impatto sulla domanda mondiale di carbone, provocandone una riduzione di circa l'8% rispetto al 2019. Il calo ha riguardato maggiormente il settore energetico e, come diretta conseguenza di una significativa riduzione della domanda di energia (-2.5%) e della competizione diretta col gas naturale, venduto a prezzi molto convenienti. Anche l'interruzione della produzione industriale ha avuto gravi conseguenze, a causa della domanda industriale di carbone in notevole declino in Cina.

La domanda globale di petrolio è scesa di circa il 5%, le cause sono riconducibili principalmente alle restrizioni sugli spostamenti e i viaggi, la chiusura degli uffici e ambienti lavorativi che hanno drasticamente ridotto la domanda di veicoli ad uso personale e spostamenti aerei. Inoltre, la riduzione dell'attività economica a livello mondiale, ha frenato l'uso di carburante per trasporti e spedizioni.

La domanda di gas naturale ha avuto una diminuzione di circa il 2% nei primi tre mesi del 2020. La Cina, l'Europa e gli Stati Uniti sono stati i Paesi maggiormente colpiti. Il calo della domanda nei

principali mercati è stato attenuato dai prezzi del gas, costantemente bassi, che hanno fatto sì che l'impatto della diminuzione della domanda energetica si traslasciasse sulla domanda di carbone.

I livelli di stoccaggio del combustibile sono cresciuti marcatamente in questo trimestre a causa degli aumenti anno dopo anno sugli scambi di gas naturale liquefatto (GNL), uniti ad una minore domanda.

La domanda di energie rinnovabili è cresciuta di circa 1.5% nel primo trimestre 2020, aumentata grazie a maggiori emissioni date da nuovi progetti riguardanti il settore eolico e il solare, completati nel corso 2019. Nella maggior parte dei casi, le energie rinnovabili ricevono la priorità nella rete elettrica e non è necessario un aggiustamento delle emissioni per soddisfarne la domanda, quindi non vengono colpite dagli effetti della minor richiesta di energia. Di conseguenza, la percentuale delle rinnovabili all'interno del mix di produzione elettrica è cresciuta notevolmente, con percentuali orarie da record in Italia, Belgio, Germania, Ungheria e la zona est degli Stati Uniti. Tuttavia, non tutti i cali di domanda del primo trimestre 2020 sono stati una conseguenza del Covid-19, un altro fattore scatenante riguarda le condizioni meteo più miti della media che hanno interessato l'intero emisfero settentrionale e hanno spinto verso il basso la domanda. L'impatto del meteo è stato particolarmente intenso negli Stati Uniti. Qui, il consumo di gas domestico e commerciale ha subito un declino del 18%, gran parte di questo può essere attribuito ad un inverno più mite rispetto al 2019.

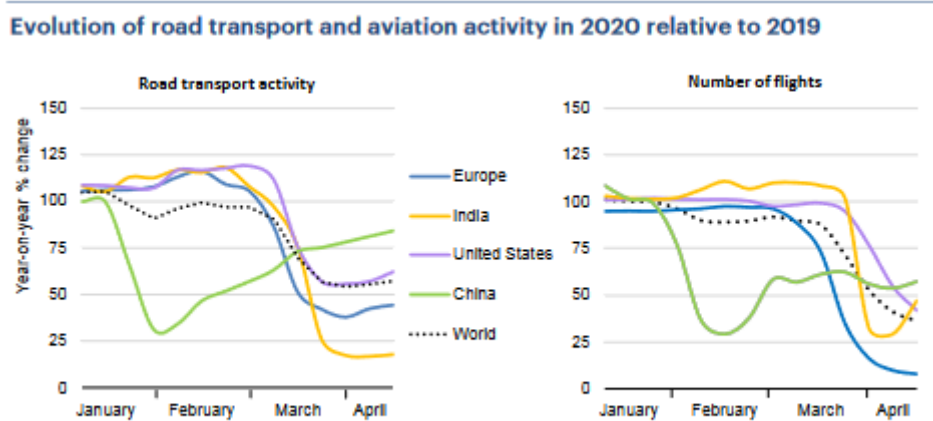
I diversi andamenti delle domande di ogni combustibile hanno portato a importanti cambiamenti nel mix energetico globale del primo trimestre 2020. Per effetto del calo della domanda di carbone, la percentuale dello stesso fossile all'interno del mix è scesa di quasi un punto percentuale al di sotto del 23%. I cambiamenti nella percentuale di petrolio e gas naturale sono stati meno significativi. Le energie rinnovabili, invece, hanno subito una forte crescita arrivando quasi al 13%, più di mezzo punto percentuale in più del primo trimestre del 2019. (*Global Energy Review 2020*)

2.3.1 Il petrolio

Come diretta conseguenza delle restrizioni date dal lockdown, come la drastica riduzione di mobilità, la domanda mondiale di petrolio è declinata ad un ritmo senza precedenti (-57%). I trasporti su strada nelle regioni in cui la quarantena era in vigore sono calati tra il 50% e il 75%. L'attività media dei trasporti stradali è scesa fino al 50% in meno rispetto a quella del 2019 alla fine di marzo 2020. I trasporti aerei in alcune parti del mondo sono quasi arrivati ad un arresto totale, con un declino di più del 90% dell'aviazione in alcuni Paesi europei. Il trasporto aereo in Cina si è ripreso leggermente verso la fine di febbraio, per via dell'allentamento delle misure di lockdown. Tuttavia, a causa di queste misure preventive l'attività di aviazione globale è scesa fino al 60% alla fine del trimestre.

Conseguentemente alle riduzioni della mobilità, nel solo mese di marzo la domanda globale di petrolio è crollata a un livello record fino a 10.8 mb/d⁵ rispetto all'anno precedente. (*Global Energy Review 2020*)

Figura 10: Evoluzione dei trasporti stradali e attività di aviazione nel 2020, confronto col 2019



Fonte: IEA 2020

2.3.2 L'elettricità

Le misure di prevenzione del Covid-19 e il lockdown hanno ridotto significativamente la domanda di energia elettrica, colpendo a loro volta il mix energetico globale. Gli aumenti nella domanda a uso domestico non sono bastati a compensare le riduzioni delle operazioni commerciali e industriali. Dati giornalieri raccolti analizzando più di 30 Paesi, che rappresentano oltre un terzo della domanda di elettricità globale, hanno mostrato che la portata della riduzione di domanda è dipesa dalla durata e dalla rigidità dei lockdown. In media, secondo l'analisi condotta dalla IEA, per ogni mese di pieno lockdown la domanda si è ridotta del 20% circa, o più del 1.5% su base annua. Questa riduzione della domanda ha portato ad un aumento della quota delle energie rinnovabili all'interno della rete elettrica, perché le emissioni delle stesse non sono state interessate dalla domanda.

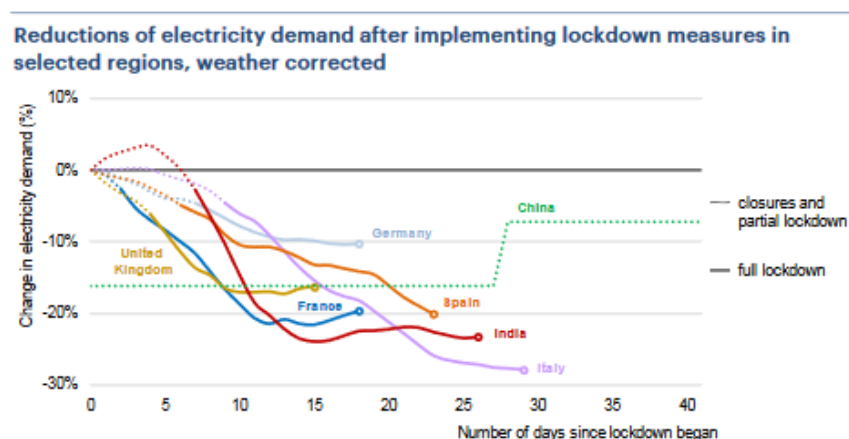
Confrontando il primo trimestre del 2020 con quello del 2019, la domanda di elettricità mondiale è calata del 2.5% nel primo anno, nonostante il lockdown fosse in vigore da meno di un mese nella maggior parte dei Paesi. La Cina, che è stato il primo Paese ad applicare le misure di contenimento del virus, a metà gennaio ha subito il più grande calo di domanda d'energia al mondo nei primi tre mesi del 2020, del 6.5%. Gli effetti sono stati più contenuti in altre parti del mondo, dove le restrizioni

⁵ : million barrels per year

sono iniziate a partire da marzo e sono state introdotte progressivamente. In Europa, Giappone e anche USA, la domanda di elettricità è diminuita dal 2.5% fino al 4.5%, non solo a causa della pandemia ma anche per via di condizioni meteo più miti durante i mesi di gennaio e febbraio, rispetto al 2019.

Misure come il lockdown totale hanno ridotto la domanda del 20% o più, con minori effetti per quanto riguarda i lockdown parziali. Dopo aver corretto gli effetti meteorologici, l'IEA nota una riduzione di circa il 15% in Francia, Italia, Spagna, India e UK e le zone del nord-ovest degli Stati Uniti. Gli effetti maggiori si sono verificati nelle economie che hanno implementato misure più restrittive e in cui il settore dei servizi costituisce la parte più importante dell'economia. Entrambi questi criteri possono essere applicati al caso italiano, dove la domanda d'elettricità è diminuita del 25%. Per quanto riguarda i periodi di lockdown parziale, questi hanno avuto meno impatto sulla domanda, con una riduzione fino a raggiungere massimo il 10%, come è inizialmente accaduto in Europa e USA. (*Global Energy Review 2020*)

Figura 11: Riduzione della domanda di elettricità in seguito alle misure di lockdown



Fonte: IEA 2020

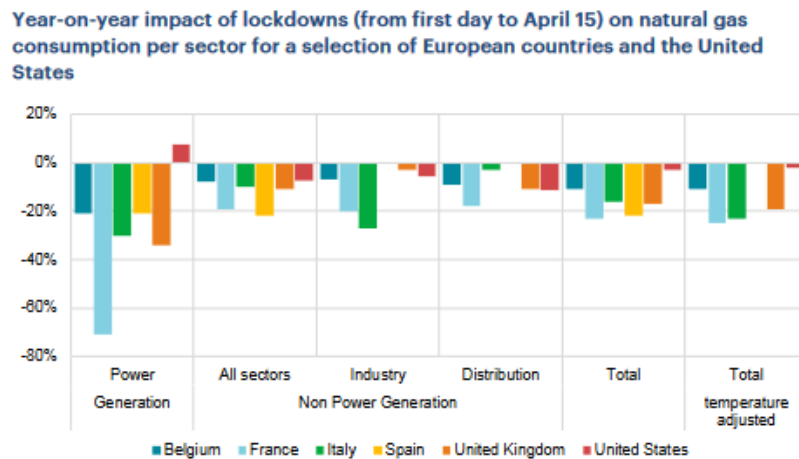
2.3.3 Il gas naturale

Il consumo di gas naturale stava attraversando una fase di declino già dai primi mesi del 2020 nei principali mercati, anche prima del propagarsi dei contagi da Corona-Virus. La causa va ricercata nelle temperature mediamente più miti che hanno interessato l'emisfero settentrionale. In Europa, le condizioni meteo più miti hanno provocato un abbassamento della domanda di gas di circa il 2.6%, durante il primo trimestre 2020, rispetto al 2019, secondo i dati pubblicati dagli operatori di trasmissione del gas. Il consumo, perlopiù residenziale e commerciale, è diminuito di circa il 3%, mentre la produzione di energia ha avuto un declino di oltre il 5%, a causa di una maggiore produzione di energia eolica e un minore consumo di energia elettrica. Secondo un'analisi della IEA, dati

riguardanti metà della domanda globale indicano che il consumo di gas è diminuito di più del 3% nei primi tre mesi del 2020. Questa ricerca ha riguardato un campione contenente i mercati principali in Asia, Nord America e Europa.

I lockdown in Cina e nel resto del mondo hanno provocato ulteriori pressioni sulla domanda di gas naturale. In Cina, dove la diffusione dei contagi ha raggiunto l'apice a febbraio, la crescita del consumo di gas era quasi pari a zero, infatti, secondo la *National Development and Reform Commission* (NDRC), il consumo di gas è cresciuto di appena un punto percentuale a gennaio e febbraio rispetto all'anno precedente. Per quanto riguarda l'Europa, l'attuazione dei lockdown nazionali in diversi Paesi a partire dalla metà del mese di marzo, ha ridotto drasticamente il consumo di gas naturale nei settori industriali e di produzione d'energia. La rete di distribuzione del consumo, invece, è stata meno intaccata, dato che il consumo residenziale è rimasto stabile per via delle misure di quarantena e per le temperature più fredde che hanno riguardato il mese di marzo. In generale, la domanda è diminuita meno in quei Paesi europei che hanno applicato restrizioni senza imporre un lockdown integrale. Infatti, tra metà marzo e metà aprile, la domanda è diminuita del 3% in Germania e del 7% nei Paesi Bassi, rispetto al 2019. (*Global Energy Review 2020*)

Figura 12: Impatto del lockdown su base annua sul consumo di gas naturale



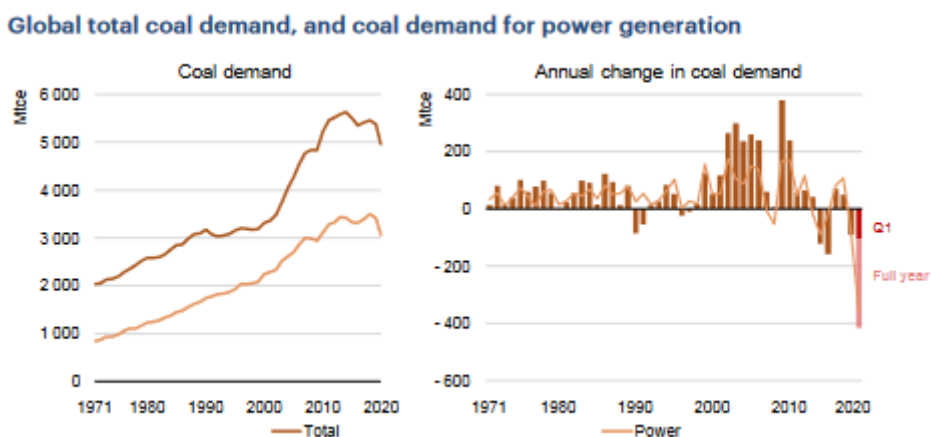
Fonte: IEA 2020

2.3.4 La domanda mondiale di carbone

Secondo la Global Energy Review del 2020 redatta dall'IEA, la domanda mondiale di carbone ha avuto un calo dell'8% nel primo trimestre 2020 rispetto al 2019. L'uso di carbone a livello industriale ha avuto allo stesso modo un declino durante questo periodo, mitigato tuttavia da un aumento di utilizzo dello stesso per la produzione di acciaio in Cina. È qui che più della metà del carbone mondiale viene consumato, per questa ragione la pandemia ha scatenato un declino del mercato nella domanda dello stesso, dove gli approvvigionamenti del combustibile rappresentano il 60% dell'energia primaria.

Nell'UE, la domanda di carbone si è contratta dell'oltre il 20% nei primi tre mesi del 2020. Per via dell'epidemia e la riduzione della domanda di energia durante i lockdown, l'utilizzo di carbone è stato messo a dura prova, già in una situazione di declino a causa della riduzione dei prezzi del gas, un inverno mite e la crescita dell'emissioni da energie rinnovabili, supportate appunto dalle condizioni meteo favorevoli. La riduzione delle quote di emissione di CO2 non ha tuttavia, migliorato la competitività col gas nel settore di produzione energetica, portando ad un declino complessivo del carbone del 20% nel primo trimestre 2020. (*Global Energy Review, 2020*)

Figura 13: Domanda mondiale di carbone (totale) e domanda di carbone per la produzione di energia

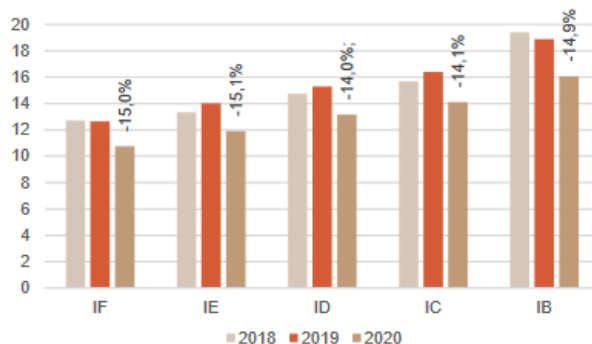


Fonte: IEA 2020

2.4 Impatto sui prezzi del mercato elettrico

Durante il 2020 si è verificato un calo medio del prezzo dell'elettricità per le imprese, rispetto al 2019. L'andamento dei prezzi è stato caratterizzato da fasi che sembrano seguire sia le tendenze stagionali che le dinamiche legate alla pandemia. In generale si è sistemata una riduzione del 14-15% per tutte le fasce di consumo.

Figura 14: Livello medio dei prezzi (c€/kWh) negli ultimi tre anni per tipologia di impresa e variazione 2020 su 2019

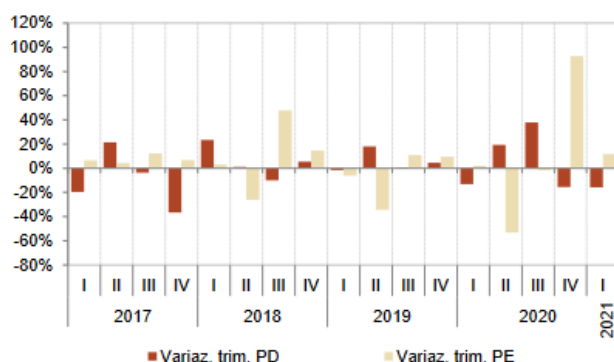


Fonte: Enea 2020

Il grafico mette a confronto il livello medio dei prezzi del 2018, 2019 e 2020 per tipologia di impresa. Tra gennaio e aprile è stato possibile osservare una riduzione del livello dei prezzi sia a livello congiunturale (intorno al 6% circa) sia tendenziale (tra il 12 e 14%). In questo periodo di tempo gli effetti della pandemia non si erano ancora manifestati, per cui le possibili cause della decrescita sono riconducibili alla tendenza alla diminuzione dei prezzi dei prodotti energetici a livello internazionale, alla quale hanno contribuito un aumento della disponibilità di GNL e le temperature sempre più miti registrate nel corso del 2019. (Comunicato ARERA, 27 dicembre 2019)

Durante il secondo trimestre 2020 invece, si sono verificati gli effetti legati alla pandemia sia sull'andamento del consumo d'energia che, chiaramente, sul livello dei prezzi, ad un'intensità maggiore rispetto agli altri Paesi europei. Tra il primo e il secondo trimestre il calo dei prezzi per i consumatori non arriva al 20%, con punte del 25% per le imprese di maggiori dimensioni, che hanno tratto vantaggio dalla riduzione dei costi della materia prima. A livello tendenziale, la portata della variazione non si discosta troppo rispetto al secondo trimestre del 2019 (tra il 18% e il 29%). Il dato più rilevante è sicuramente quello che riguarda la variazione trimestrale della componente "prezzo energia", uguale a -53%. Altrettanto degna di nota è la componente "prezzo dispacciamento" che appare in controtendenza, +19% tra il primo e secondo trimestre dell'anno. (ENEA 2020)

Figura 15: Variazione trimestrale percentuale delle componenti prezzo di dispacciamento (PD) e prezzo energia (PE) per utenze non domestiche



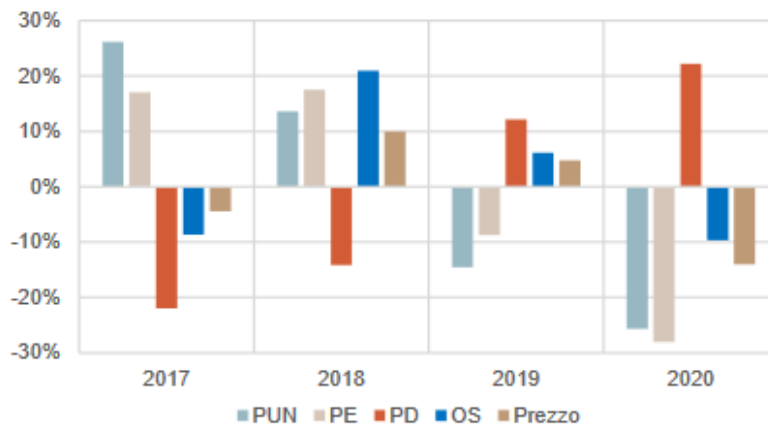
Fonte: Enea 2020

Il terzo trimestre è stato influenzato da due tendenze contrapposte che hanno caratterizzato l'andamento dei prezzi; da una parte la tendenza al rallentamento delle attività economiche, dall'altra si è verificato un rafforzamento della tendenza all'aumento dei costi di dispacciamento (+38% su base congiunturale, rispetto al trimestre precedente). Per quanto riguarda il quarto ed ultimo trimestre, si ha una diminuzione piuttosto contenuta del livello dei prezzi (circa -8%) rispetto all'anno precedente, manifestando così una ripresa delle riduzioni verificatesi a causa della pandemia. Infatti, questo è dovuto a una ripresa della domanda interna, prima del nuovo rallentamento dato dalla "seconda ondata" pandemica. Per quanto riguarda gli oneri generali e le tariffe di trasmissione, distribuzione e misura, sono rimasti stabili.

Una delle peculiarità del 2020 è stata l'aumento (più del 20%) del "prezzo di dispacciamento" PD, coerentemente con una tendenza già registrata durante l'anno precedente. Oltre agli effetti dati dall'energie rinnovabili, la cui importanza è in continua crescita, un ruolo cruciale è dato dal costo per il mantenimento dell'equilibrio del sistema. Infatti, nell'anno preso in considerazione, caratterizzato da un rallentamento dell'economia e dalla conseguente diminuzione della domanda di energia, è necessaria una maggiore "movimentazione" degli impianti nel mercato per quelli che sono i servizi di dispacciamento. (Comunicato ARERA, 25 giugno 2020).

Il PUN è diminuito di un quarto, mentre il "prezzo energia" (PE) ha mostrato una riduzione media anche maggiore. Gli oneri di sistema, invece, si sono ridotti di circa il 10%.

Figura 16: variazioni percentuali annue di alcune grandezze ad incidenza sul prezzo per i consumatori non domestici, con particolare riferimento alle utenze 'medio-piccole'

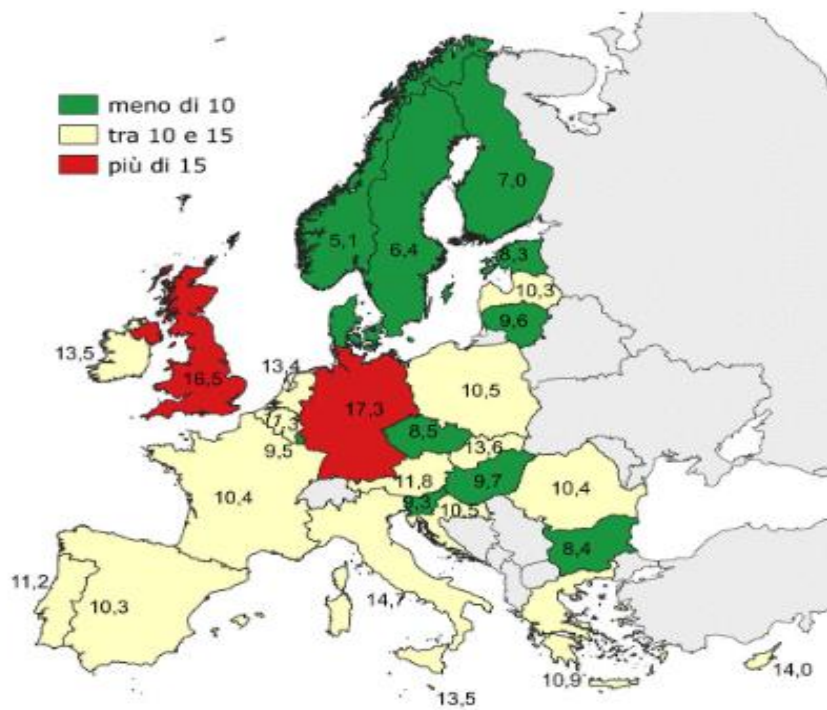


Fonte: Enea 2020

Per quanto riguarda l'incidenza sul prezzo praticato dalle imprese, gli andamenti delle componenti portano ad un ulteriore aumento delle voci non legate al costo d'acquisizione dell'energia. Prendendo ad esempio l'utente non domestico "medio-piccolo", è possibile osservare come se nel 2019 la "materia energia" aveva un peso del 38%, l'anno successivo questa è scesa al 32%. Si è verificato un aumento degli "oneri di sistema" dal 41% al 44%, successivamente seguito da un calo nel 2020. Per quanto riguarda il peso medio delle accise, questo è salito dal 7,5% al 9%, mentre la voce "trasporto e gestione del contatore" dal 13,5% al 16%. In generale, una delle conseguenze del rallentamento dell'economia è rappresentata anche dall'aumento relativo dei costi fissi, con un maggiore impatto sulle imprese di piccole e medie dimensioni.

Confrontando i prezzi italiani per le utenze non domestiche con i prezzi degli altri membri UE, l'Italia si trova in una posizione di svantaggio competitivo medio-alto, con un valore stimato del prezzo al netto delle imposte recuperabili intorno a 14.7 c€ per kWh, rispetto a un valore medio per la UE (28 Paesi) di 13.4. Rispetto all'analisi condotta da ENEA l'anno precedente, la riduzione del prezzo è notevole (più del 10%). Un tale declino non viene riscontrato in nessun altro dei paesi tenuti in considerazione, ad indicare il fatto che il declino nei livelli di attività economica abbia colpito più duramente l'Italia. Nella graduatoria dei paesi con il maggior costo dell'energia per le imprese l'Italia si classifica al terzo posto (dopo essere stata prima nel 2019). Sicuramente, lo svantaggio con paesi come Francia, Spagna, Portogallo e est Europa (ad eccezione della Slovacchia) è ancora molto forte. In termini di costi di esercizio, un'impresa italiana nella classe IC, a parità di condizioni, paga una bolletta più cara rispetto ai probabili competitor degli altri paesi in una misura compresa tra i 20.000 e 80.000 euro.

Figura 17: Prezzi dell'energia elettrica (c€/KWh) per le utenze non domestiche, al netto delle imposte recuperabili, per la fascia di consumo 500 - 2.000 MWh/anno (IC) nell'Unione Europea a 28 paesi. I, II e III trimestre 2020.



Fonte: Enea 2020

2.4.1 I costi per le imprese

Sul maggior prezzo pagato dalle imprese italiane incide non solo un costo d'acquisizione dell'energia mediamente più elevato, ma anche una incidenza fiscale complessivamente più marcata. Inoltre, sembra che la struttura impositiva vada a gravare maggiormente sulle classi di consumo minori, da IA a ID. Nella classe IC ad esempio, il 37% del prezzo è imputabile ad imposte e tasse non recuperabili, rispetto ad un 32% di una medesima impresa della zona euro. Questo mostra una struttura regressiva del sistema fiscale italiano rispetto alla media della zona euro. (Enea, 2020)

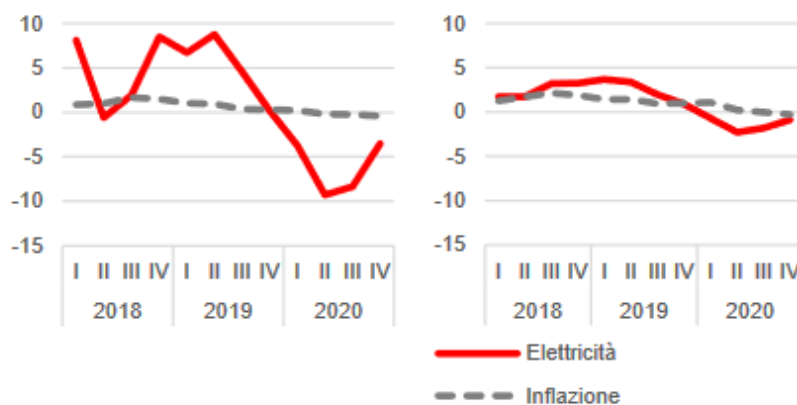
2.4.2 I prezzi per le utenze domestiche e famiglie

Nel primo trimestre 2020 si stava già verificando una riduzione del livello dei prezzi, prima che la pandemia manifestasse i suoi effetti. La metodologia adottata da ENEA, stima i prezzi in maniera ex ante per i tre mesi successivi, per questo motivo gli elementi per la stima che riguarda i primi tre mesi del 2020, i dati sono stati raccolti a fine dicembre 2019. Da questo è possibile dedurre come ancor prima della diffusione del Corona-virus, era già in atto una riduzione del livello dei prezzi a causa di

una diminuzione a livello internazionale dei prezzi delle materie prime. Successivamente, nel secondo trimestre iniziano a verificarsi gli effetti della pandemia, con una netta riduzione della componente ‘materia energia’ (da 9 a 5,7 c€/KWh). Il terzo trimestre è caratterizzato dalla medesima configurazione dei costi, ad eccezione di una crescita parziale della ‘materia energia’ (da 5,7 a 6,2 c€/KWh), a causa anche dell’aumento dei costi di dispacciamento. Infine, per quanto riguarda l’ultimo trimestre, non sono state considerate le aspettative di una “seconda ondata” pandemica. Il risultato è un aumento della componente “materia energia” insieme alla componente “imposte”.

Durante il 2020 i prezzi dell’energia per le famiglie si sono mossi al di sotto del tasso di inflazione, con un andamento più accentuato rispetto agli altri membri dell’euro-zona. Secondo i dati Eurostat, si evince che il tasso di variazione annua tendenziale italiano nel 2020, è stato di segno negativo, fino ad arrivare quasi a -10% tra i mesi di aprile e giugno. Quindi, i prezzi dell’energia elettrica per i consumatori sono diminuiti molto di più rispetto al tasso di inflazione interna del paese, ma anche rispetto agli altri membri della zona euro. Nell’ultima parte dell’anno nei paesi aderenti all’euro, si è verificato un andamento più simile della curva riguardante le dinamiche dei prezzi dell’elettricità e quella riguardante l’inflazione, mentre in Italia c’è stato un netto divario.

Figura 18: Tasso di inflazione tendenziale (HICP) e tasso di variazione annua tendenziale del prezzo dell’energia elettrica al consumo



Fonte: Enea 2020

2.5 Il prezzo del petrolio

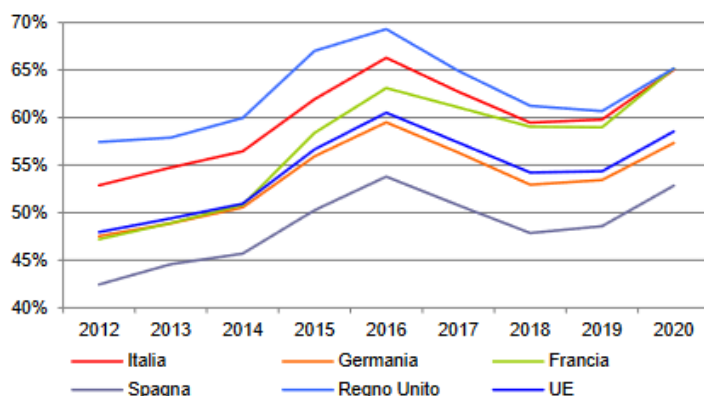
Durante il corso del 2020, il prezzo medio al consumo di gasolio in Italia, includendo imposte e tasse, è stato pari a 1,32 €/litro circa, l'11% in meno rispetto all'1,48 €/litro medio registrato nel 2019. Dopo la riduzione verificatasi nel I trimestre (-2%), nei successivi due c'è stato un ancor più decisivo calo (-14% in media). Per quanto riguarda l'ultimo trimestre, i prezzi sono rimasti intorno alle cifre registrate nel trimestre precedente (-0,6%) ma decisamente in riduzione tendenziale (-13%). In generale, è possibile parlare di un trend di crescita più o meno costante dai livelli minimi del 2016, quando il prezzo era pari a 1,28 €/litro, fino ai massimi del 2018 (1,49 €/litro). Il 2019 appare complessivamente invariato (1,48 €/litro), ma nell'anno successivo è stato riscontrato un trend in discesa, fino ad arrivare a 1,25 €/litro nel mese di maggio 2020. Il prezzo medio del gasolio nel 2020 risulta complessivamente in netto calo rispetto all'anno precedente (-16 c€/litro), e superiore di appena il 3% rispetto ai livelli minimi del 2016. Nel 2020, è stata verificata una diminuzione il prezzo medio del gasolio anche a livello UE, pari ad 1,16 €/litro. Il dato è decisamente inferiore rispetto ai livelli dell'anno precedente, -13%, una riduzione anche più sostenuta rispetto al caso italiano (-11%). Nonostante siano in corso delle fasi alterne di crescita e riduzioni dei prezzi a livello UE, c'è tuttavia un costante aumento del divario tra prezzi italiani e medi UE. Infatti, se nel 2017 c'era stata una riduzione del gap (Italia/media UE) da 14,4% del 2017, al 10,6% del 2019, nel 2020 il dato è tornato a crescere (+13%). Durante l'anno sono state registrate importanti riduzioni in tutti i principali Paesi UE, soprattutto in Francia (-12,5%)

Nel corso dell'ultimo trimestre 2020 in Italia è stato registrato un prezzo industriale del gasolio (al netto delle tasse) pari a 0,43 €/litro, lievemente in calo rispetto ai tre mesi precedenti (-1,5%), ma ancora più in riduzione rispetto allo stesso periodo nel 2019 (-28%). Per quanto riguarda il prezzo industriale medio del 2020, ovvero 0,46 €/litro, risulta nettamente inferiore rispetto al prezzo medio del 2019 (-22,4%). In generale, in Europa si è avuto un importante calo dei prezzi industriali (-21,3%), meno accentuato rispetto a quello avuto in Italia.

È possibile affermare che lo scarto tra il prezzo industriale nazionale e quello medio UE sia andato progressivamente diminuendo, passando dai valori positivi del 2014 (più elevato in Italia, del 3%), fino a valori negativi del 2018 (-0,3%) e 2019 (-1%), per accelerare nel 2020 (-2,5%). Nel corso 2020 in Italia (come del resto in UE), c'è stata una riduzione del prezzo industriale più che doppia rispetto a quella dei prezzi al consumo; l'incidenza della tassazione risulta quindi in aumento di oltre cinque punti percentuali rispetto al 2019. Dopo una serie di incrementi fino ai livelli massimi del 2016 (66,3%), e di riduzione nel successivo biennio (59,5% nel 2018), l'incidenza delle tasse sul prezzo

del gasolio in Italia è tornata a crescere prima in maniera moderata nel 2019 (59,8%), poi ancor più marcatamente nel 2020, assestandosi mediamente oltre il 65%. (Enea, 2020)

Figura 19: Prezzo al consumo gasolio per trasporti incluse imposte e tasse (media mobile 5 settimane, €/litro)



Fonte: Enea 2020

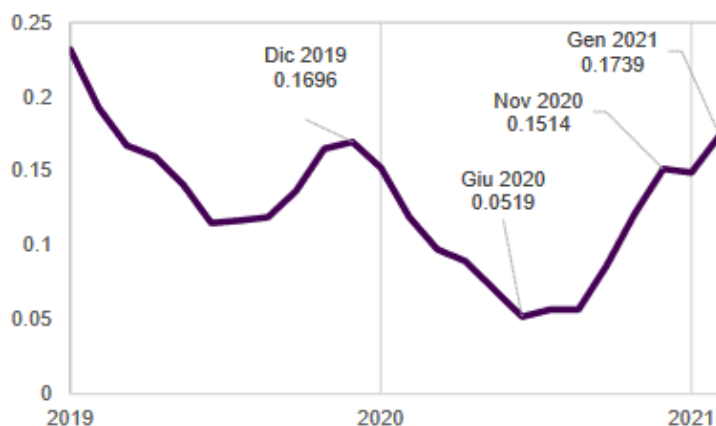
2.6 Il prezzo del gas

All'inizio del 2020, prima della manifestazione degli effetti della pandemia si stava già assistendo ad un rallentamento della domanda internazionale del gas. Secondo le tariffe ARERA, la stima del prezzo praticato alle imprese era intorno a 9,6 €/GJ per la fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a. A livello di variazione congiunturale, è stata riscontrato un cambiamento al rialzo ma compatibile con l'andamento stagionale, mentre in termini tendenziali il livello dei prezzi si è tenuto nettamente più basso rispetto a un anno prima, quando l'aumento dei prezzi a livello internazionale verificatosi nel 2018 esercitava ancora la sua influenza durante la prima parte del 2019. Per quanto riguarda il secondo trimestre, è possibile riscontrare l'inizio degli effetti del Corona-virus, con un calo netto di prezzi (26% su base annua, 27% nel trimestre successivo). La stima del prezzo del livello del gas nel secondo e terzo trimestre risulta essere la più bassa degli ultimi sette anni (rispettivamente, 7,4 c€ e 6,5 c€ per KWh); nel mese di maggio è stato registrato il massimo valore degli ultimi quindici anni per quanto riguarda la giacenza di gas naturale negli stoccaggi. Tra luglio e settembre la componente C_{mem}^6 ha subito una variazione tendenziale pari a -51%, mentre il suo peso sul prezzo si è ridotto ad un valore del 38%. In termini relativi, è stato riscontrato un aumento delle voci caratterizzate principalmente da una presenza di costi fissi, come spese per il trasporto e distribuzione (intorno al 39%), nonostante abbiano subito una diminuzione in termini assoluti.

⁶: componente costo medio efficiente del mercato

Infine, il quarto trimestre del 2020 è stato segnato da una decisiva ripresa dei prezzi. Il prezzo alle imprese che era stato stimato intorno a 8 c€/KWh, corrispondente ad un +24% su base congiunturale, viene confermato nel primo trimestre del 2021, in cui la stima del prezzo è di a 8,7 c€/KWh per la fascia di consumo 1.000-10.000 GJ/a.

Figura 20: Andamento del prezzo del gas TTF (€/smc)



Fonte: Enea 2020

L'andamento del prezzo del gas al TTF, dopo aver mostrato un valore eccezionalmente basso nel mese di giugno, a partire da settembre è cominciata una sostenuta ripresa. A gennaio del 2021, l'ultimo dato disponibile, è addirittura superiore al picco registrato nel dicembre 2019. Per quanto riguarda le componenti del prezzo del gas, quella che ha subito la maggior variazione è stata quella dei "servizi di vendita", toccando il minimo nel terzo trimestre (-42%). Le componenti "oneri di sistema" e "trasporto e gestione del contatore" hanno invece subito, a partire dal terzo trimestre, delle riduzioni più contenute (rispettivamente, nell'ordine del 2% e del 6,5%-10,5%).

Prendendo in considerazione il dato relativo al costo dei servizi di trasporto, distribuzione e misura del gas, al netto di tasse e imposte recuperabili, degli ultimi quattro anni, è emerso un chiaro divario tra regioni settentrionali e regioni meridionali. Fatto cento il costo nazionale medio, le regioni del Centro-Nord/Nord-Ovest mostrano un calo ulteriore negli ultimi due anni, mettendo ancor più in evidenza il peggioramento della zona Sud, in cui il costo è pari a quasi una volta e mezza la media nazionale. Nonostante la riduzione dei prezzi, l'Italia è al sesto posto nella classifica dei paesi con la bolletta più cara all'interno dell'UE. Secondo il dato HEPI, che riguarda l'indagine campionaria presso le capitali europee, è emerso che al contrario di quanto accaduto con la bolletta elettrica, il prezzo del gas ad uso domestico sia nettamente superiore rispetto la media degli altri paesi dell'Unione Europea.

In generale, a causa della riduzione del prezzo del gas a livello internazionale e del rallentamento dell'economia, sono stati riscontrati effetti analoghi sulle bollette della maggior parte dei Paesi. In particolare, secondo l'indagine Eurostat che riporta l'indice armonizzato dei prezzi al consumo per il gas domestico, si è evinto un trend in calo nettamente più marcato in Italia rispetto al livello generale dell'inflazione. (*Enea, 2020*)

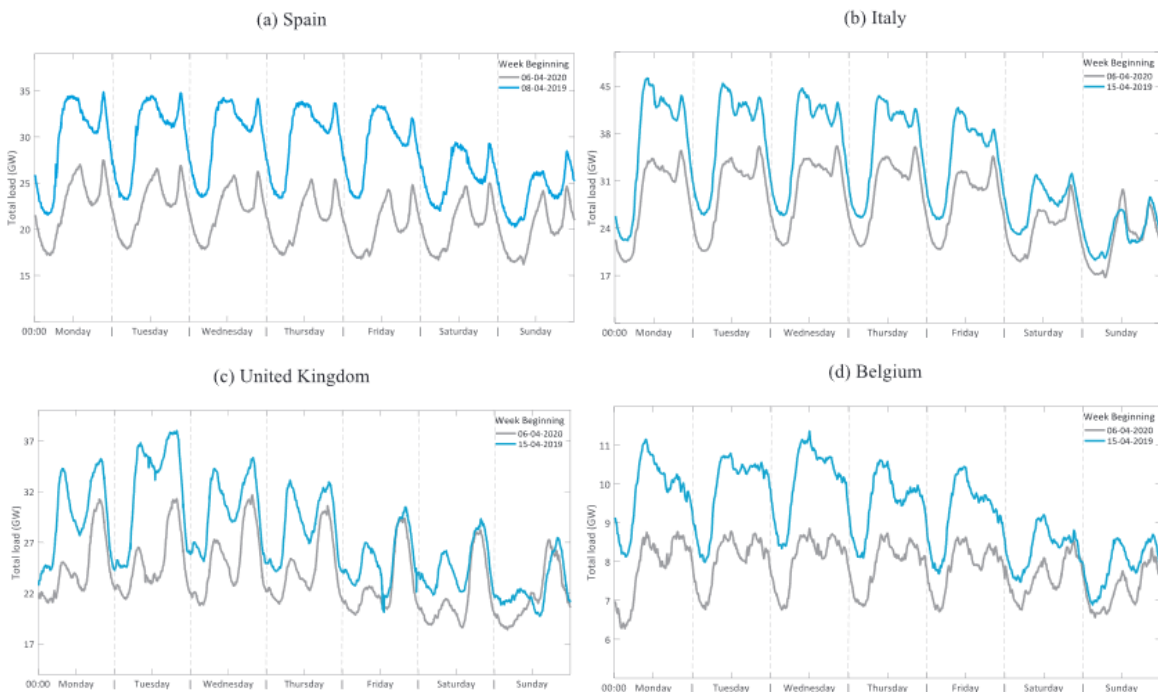
CAPITOLO 3

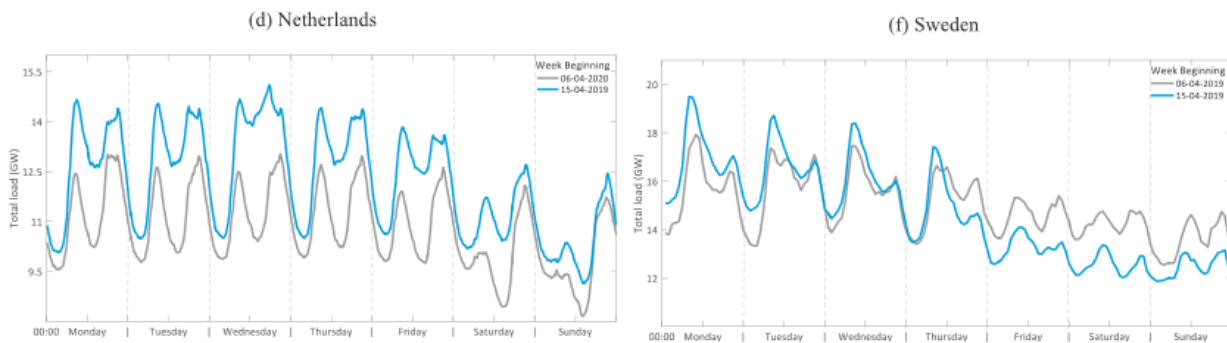
Evidenze empiriche dell'impatto della pandemia sul mercato energetico italiano ed europeo

3. L'impatto a livello Europeo

L'analisi condotta alcuni esperti del Dipartimento di Electrical Engineering e Computer Science di Liegè (Belgio) e della School of the Built Environment and Architecture (London South Bank University), mostra come le diverse misure prese dai vari governi Europei per fronteggiare l'emergenza da Covid-19 abbiano avuto un enorme impatto sulle abitudini delle persone e le attività economiche a livello nazionale. Questi cambiamenti hanno chiaramente avuto delle conseguenze sul sistema elettrico, soprattutto in termini di variazioni dal punto di vista dei profili di consumo di energia. Il seguente grafico mette a confronto i profili di consumo energetico di Spagna, Italia, Belgio e UK (tutti Paesi con misure di contenimento riguardanti la popolazione), con quelli di Paesi Bassi, il cui governo aveva applicato misure meno restrittive, e Svezia che non aveva imposto alcun lockdown. Il confronto è stato fatto tra la settimana successiva all'annuncio della pandemia e una settimana presa come riferimento nel 2019.

Figura 21: Confronto del profilo di carico settimanale tra la seconda settimana di Aprile 2020 e una settimana di riferimento del 2019 tra Spagna, Italia, UK, Belgio, Paesi Bassi e Svezia.





Fonte: *Energy Research & Social Science* 68 (2020)

La linea grigia rappresenta l'andamento della domanda totale di elettricità nazionale durante la seconda settimana di aprile (6-13 aprile 2020), mentre la linea blu mostra la domanda in riferimento a una settimana del 2019. Il confronto mette in evidenza come in tutti i Paesi presi ad esempio, tranne la Svezia, la domanda nazionale si sia ridotta dopo l'annuncio dell'inizio della pandemia. La situazione di emergenza decretata dai governi e le graduali restrizioni sulle attività per contenere i contagi, hanno portato a una considerevole riduzione della domanda di elettricità. Per quanto riguarda Spagna, Italia, Belgio e UK, le riduzioni sono più evidenti. Questa è una diretta conseguenza delle misure di contenimento e della chiusura di industrie, uffici per frenare la pandemia.

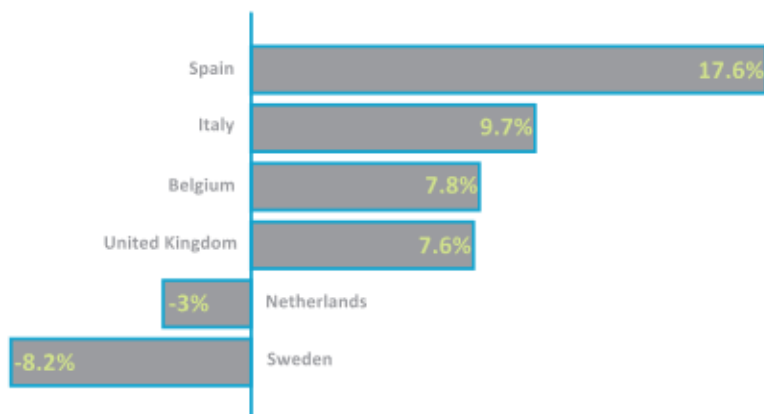
Durante il lockdown, c'è stato un aumento nella domanda di energia domestica perché le persone passavano più tempo a casa. Ad ogni modo, le imprese hanno ridotto le loro attività, per cui la riduzione della domanda di energia dal punto di vista industriale e commerciale è stata molto più accentuata rispetto alla crescita nel settore domestico. Nel caso del Belgio, il gestore del sistema di trasmissione "Elia", ha segnalato che il declino è stato più evidente per i clienti connessi alla rete di distribuzione rispetto ai suoi altri 149 consumatori industriali connessi direttamente alla rete ad alta tensione. Per quanto riguarda i Paesi Bassi, il lavoro da casa, il divieto di eventi pubblici e assembramenti, nonché la riduzione di varie attività ha portato a un declino del consumo giornaliero. Il caso svedese è, invece, il più singolare: nel periodo di tempo trascorso dal lunedì al giovedì, la domanda di picco del mattino si è ridotta. Tuttavia, il tipico picco serale è rimasto invariato, stando ad indicare che le normali attività serali erano rimaste inalterate. Per quanto riguarda il giovedì sera e il weekend seguente, il consumo è stato persino maggiore di quello della settimana del 2019 presa come riferimento.

Per una migliore analisi dei cambiamenti della domanda dei Paesi considerati, è stato definito il Demand Variation Index (DVI), che presenta la riduzione media della domanda rapportata al periodo di riferimento:

$$DVI = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{t_i}^{old} - P_{t_i}^{new})}{(n \times \bar{P}^{old})} \times 100$$

Dove $P_{t_i}^{new}$ è la domanda del tempo t_i , $P_{t_i}^{old}$ rappresenta la domanda per lo stesso tempo ma in riferimento a un periodo antecedente, n è il numero delle domande registrate e \bar{P}^{old} è la domanda media durante il periodo di riferimento antecedente.

Figura 22: Demand Variation Index (DVI – Indice di Variazione della Domanda) di Spagna, Italia, Belgio, UK, Paesi Bassi e Svezia



Fonte: Energy Research & Social Science 68 (2020)

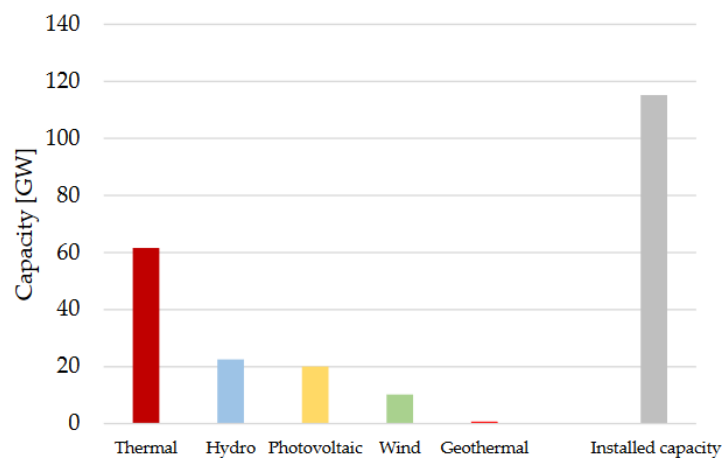
L'immagine mostra il DVI per i Paesi considerati e i periodi di riferimento nel grafico antecedente. Quello che si evince è che in Spagna c'è stata la maggiore riduzione di domanda, seguita da Italia, Belgio e UK. Per i Paesi Bassi, la riduzione è stata minore come conseguenza delle misure contenitive meno restrittive. Per quanto riguarda la Svezia, il DVI è risultato negativo, ciò sta ad indicare che il consumo, anziché essere diminuito, è cresciuto. Il caso spagnolo mostra, non solo una riduzione più significativa delle altre, ma anche un andamento differente della domanda. In Belgio, Italia e UK con la chiusura della maggior parte degli uffici pubblici, scuole e università il profilo della domanda per i giorni della settimana durante la pandemia è apparso simile a quello dei weekend della settimana presa come riferimento nel 2019. È possibile quindi affermare che i diversi tipi di misure e precauzioni adottati dai vari governi europei hanno avuto un effetto considerevole sui profili di consumo. (Energy Research & Social Science 68, 2020)

3.2 Generazione e consumo di energia in Italia: la situazione pre-covid

Il sistema elettrico italiano è la colonna portante della terza maggiore economia dell'Unione Europea. Nel 2018, il sistema elettrico italiano ha raggiunto un picco nel consumo di circa 60 GW e una capacità di generazione di 115.20 GW. (Terna 2020)

La capacità produttiva italiana è costituita principalmente da produzione termoelettrica (carbone, gas, petrolio) e fonti energetiche rinnovabili (FER); la produzione di nucleare è proibita dalla legge dal 1987 e circa il 15% dell'elettricità è importata dall'estero.

Figura 23: Capacità elettrica italiana.

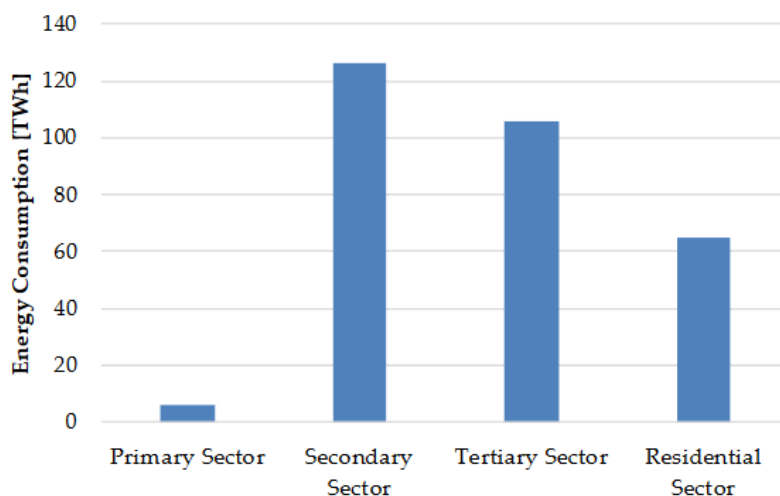


Fonte: Energies 2020

Le FER hanno consolidato il ruolo fondamentale nel sistema energetico italiano, confermandosi come un fattore decisivo per lo sviluppo sostenibile del paese dal punto di vista della transizione energetica. Secondo il NES (National Energy Strategy), il piano integrato sull'energia nazionale e il clima e il piano nazionale di trasmissione energetica e il piano di sviluppo della rete energetica nazionale, ci si aspetta che la portata delle FER cresca fino a 93 GW nel 2030, con quasi 40 GW ulteriori rispetto al 2017. Il maggiore contributo sarà quello dell'energia fotovoltaica, con circa +30 GW, seguita dal vento, con quasi +9 GW.

L'immagine seguente mostra i differenti contributi al consumo per ogni settore in Italia durante il 2018. Il consumo principale deriva dal settore residenziale (39%). Il settore secondario (delle industrie) e il terziario (dei servizi) hanno una portata di, rispettivamente, 37% e 22%, mentre il settore primario (agricoltura, materie prime) rappresentano il 2% della domanda totale.

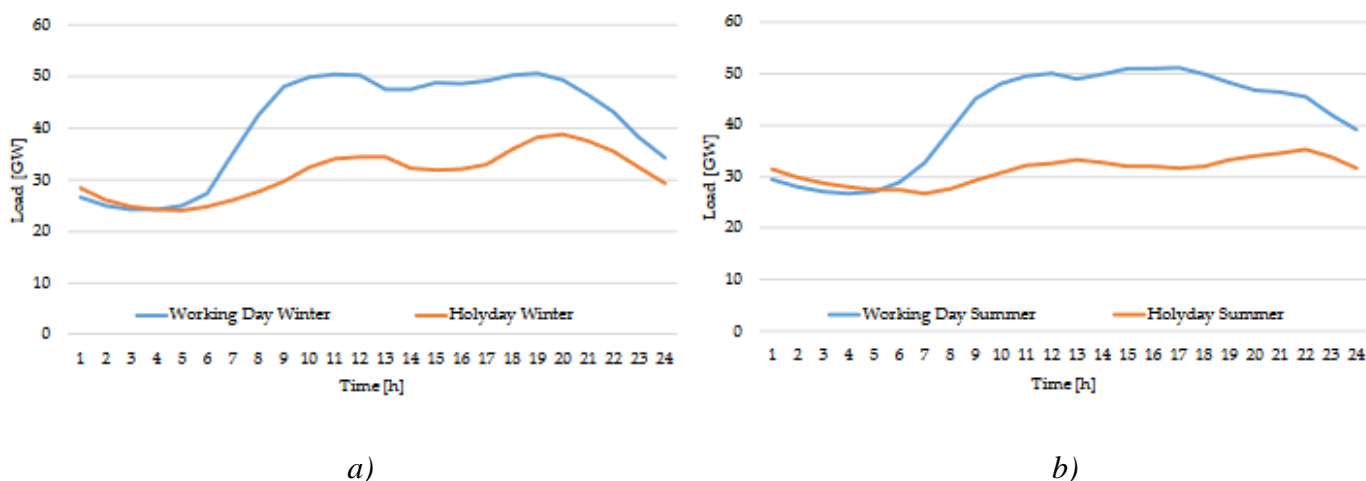
Figura 24: Suddivisione per settori dell'energia consumata in Italia



Fonte: *Energies 2020*

Il profilo di carico rappresenta la configurazione del carico elettrico nel tempo. Il profilo di carico per una determinata area varia considerabilmente a seconda delle categorie di utenti, inclusi quelli di tipo commerciale, residenziale e industriale. Inoltre i picchi della domanda di energia variano in base a bisogni stagionali e festività. Un tipico profilo di carico italiano nel 2019, è rappresentato nell'immagine seguente.

Figura 25: Profilo di carico (a) settimanale/weekend (gennaio/inverno) (b) (luglio/estate)



Fonte: *Energies 2020*

Le condizioni operative pre-lockdown sono state caratterizzate da un picco di carico di circa 60 GW in estate (58.81 GW il 25 luglio 2019) e un carico minimo di 20 GW in inverno (18.27 GW il 25 dicembre 2019). In inverno, d'altra parte, il carico massimo è stato di 55 GW e in estate il carico minimo è di 21 GW. (*Energies, 2020*)

3.2.1 L'impatto del lockdown sul consumo di energia

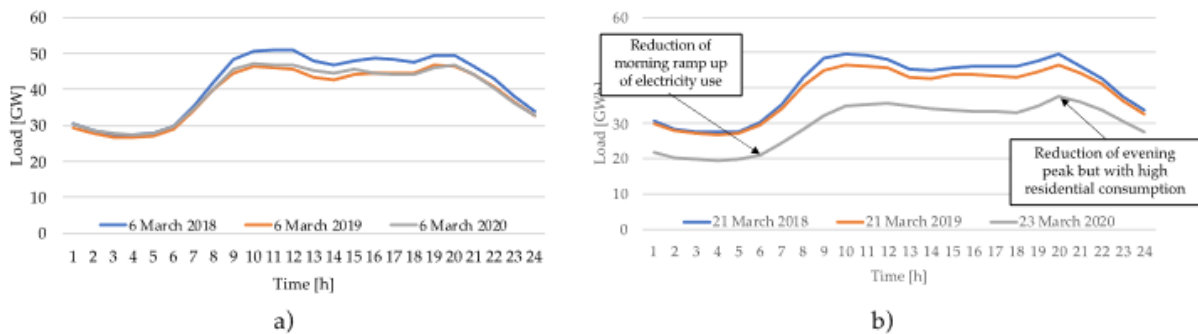
Tre date principali hanno caratterizzato il lockdown in Italia:

- 6 marzo 2020: chiusura di scuole e università
- 12 marzo 2020: tutto il territorio italiano diventa “zona rossa”, chiusura di fabbriche non essenziali, aziende e uffici pubblici;
- 21 marzo 2020: aeroporti e porti marittimi cessano il trasporto di viaggiatori.

Questa situazione ha portato inevitabilmente a un declino delle curve di consumo durante le ore lavorative diurne e durante la sera.

Nella figura, il profilo di carico giornaliero per i giorni 6 e 21 marzo è stato messo a confronto per gli anni 2018, 2019 e 2020, non considerando però cambiamenti climatici e i relativi effetti sull'economia, è stata riscontrata una riduzione costante nel consumo. Come conseguenza del lockdown, la curva di consumo giornaliero è cambiata il suo andamento tipico. Al mattino, il consumo di elettricità aumenta più lentamente e i picchi di utilizzo serali rimangono regolari, poiché la sera rappresenta il momento in cui le persone cucinano pasti, guardano la TV e usano apparecchi elettronici e dispositivi. Tali picchi risultano essere comunque più bassi del previsto.

Figura 26: Confronto fra profili di carico in Italia 6 Marzo (a) e 20-21 Marzo (b) 2018, 2019, 2020

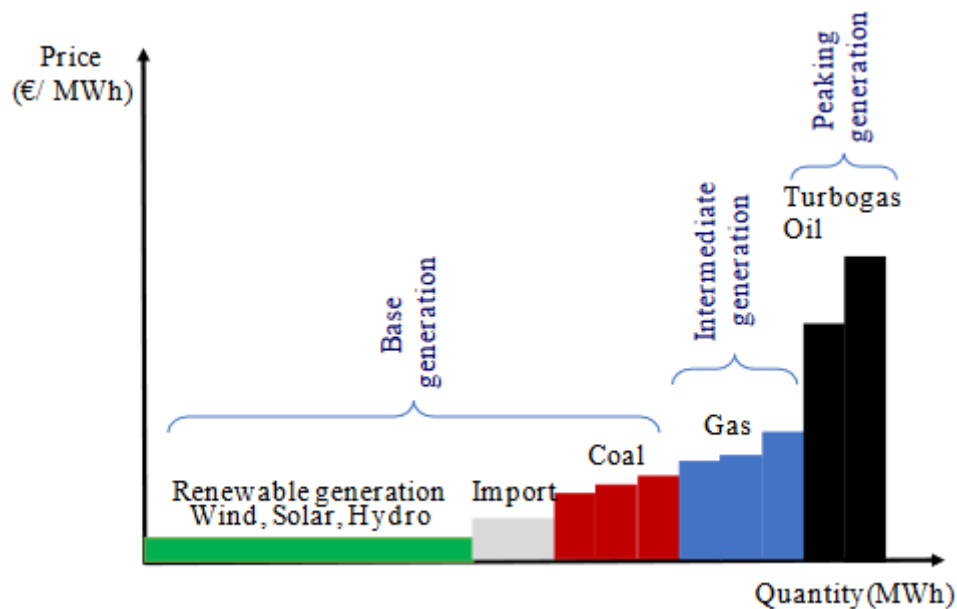


Fonte: *Energies 2020*

3.2.2 L'impatto sul mercato energetico

La crescita delle energie rinnovabili ha provocato una spinta verso il basso dei prezzi di energia all'ingrosso, dato che il prezzo di equilibrio dell'elettricità è determinato secondo un "ordine di merito", ovvero una sequenza in cui i produttori di energia partecipano al mercato offrendo energia, con l'offerta più conveniente fatta dal produttore. L'energia da impianti rinnovabili come l'eolica o la solare, è offerta a costo nullo (price takers). Ciò significa che queste abbassano il prezzo d'ingresso al mercato, spingendo produttori convenzionali più costosi verso il basso nella lista dell'ordine di merito.

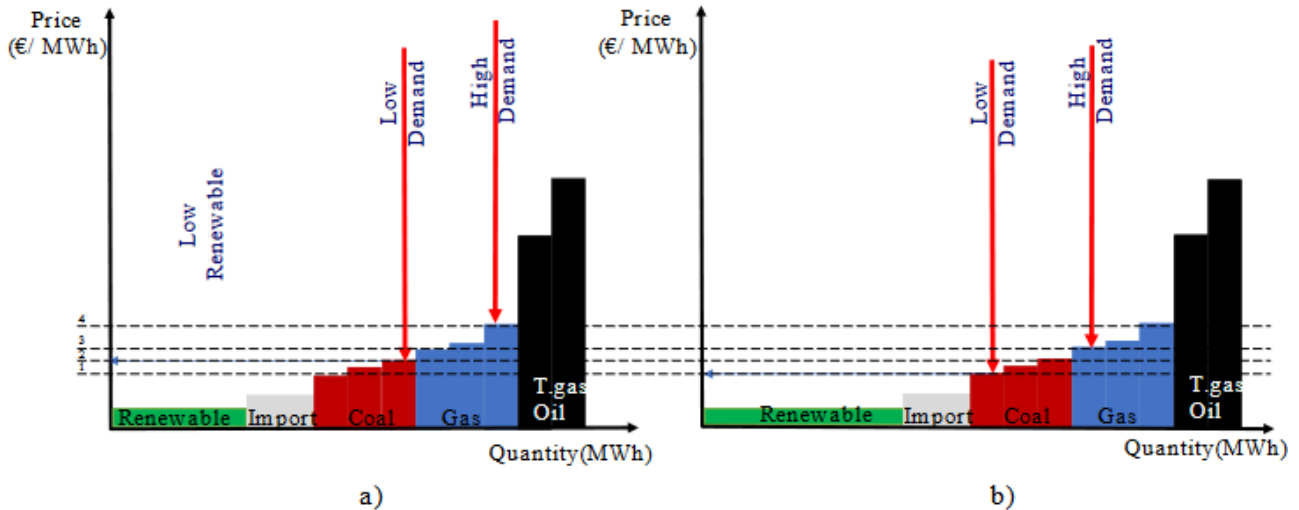
Figura 27: Sequenza di ordine di merito per l'offerta nel Mercato IPEX



Fonte: *Energies 2020*

L'incremento delle fonti rinnovabili ha portato a una decisiva diminuzione nelle ore di utilizzo degli impianti termoelettrici con i costi di produzione più alti e a una significativa riduzione del PUN. Quindi, come mostrato nella seguente figura, una grande quantità di FER porta a prezzi più bassi nel mercato energetico, specialmente durante i mesi estivi. (*Energies 2020*)

Figura 28: (a) linea tratteggiata n.2: prezzo con bassa domanda/FER ridotte, linea tratteggiata 4 con domanda elevata/FER ridotte, (b) linea tratteggiata 1 prezzo con bassa domanda/FER elevate, linea tratteggiata 4: prezzo con domanda elevata /FER elevate



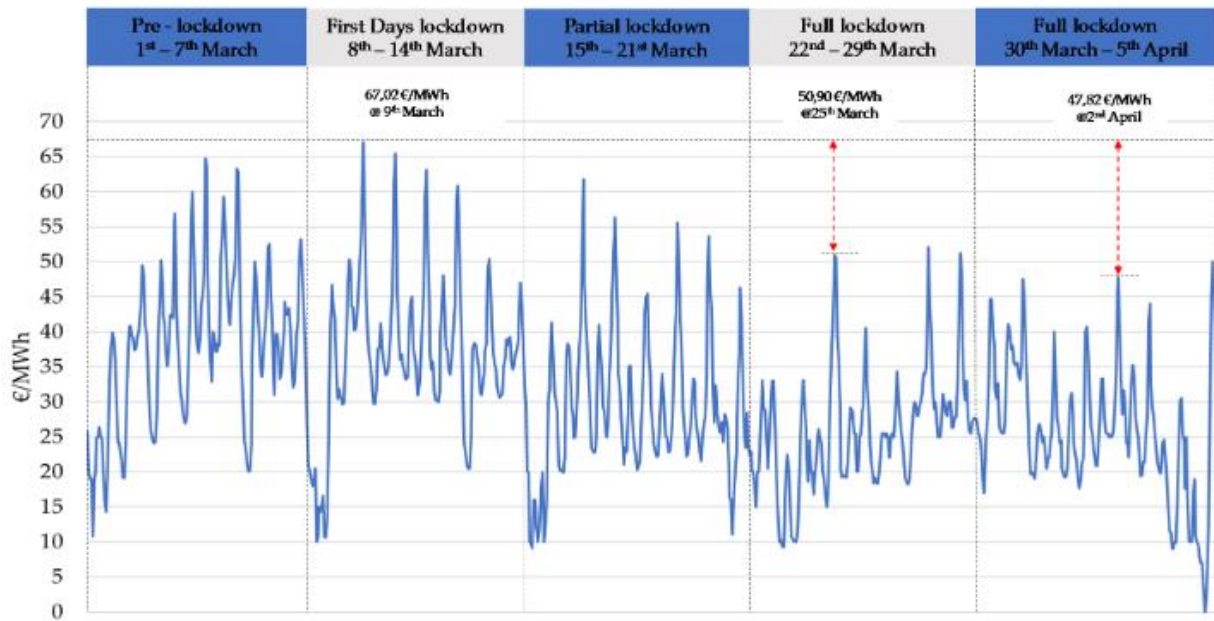
Fonte: *Energies* 2020

3.2.3 L'impatto della pandemia sui prezzi del MGP (Mercato del Giorno Prima)

Durante il diffondersi della pandemia, il Prezzo Unico Nazionale (PUN) italiano è diminuito drasticamente sia nelle ore di picco che non. In particolare, il picco giornaliero registrato il 23 marzo mostra una riduzione media del PUN del 37% e una diminuzione del picco dei prezzi del 24%, prendendo in considerazione la seconda settimana dello stesso mese, portando il record storico negativo a 26.3 €/MWh.

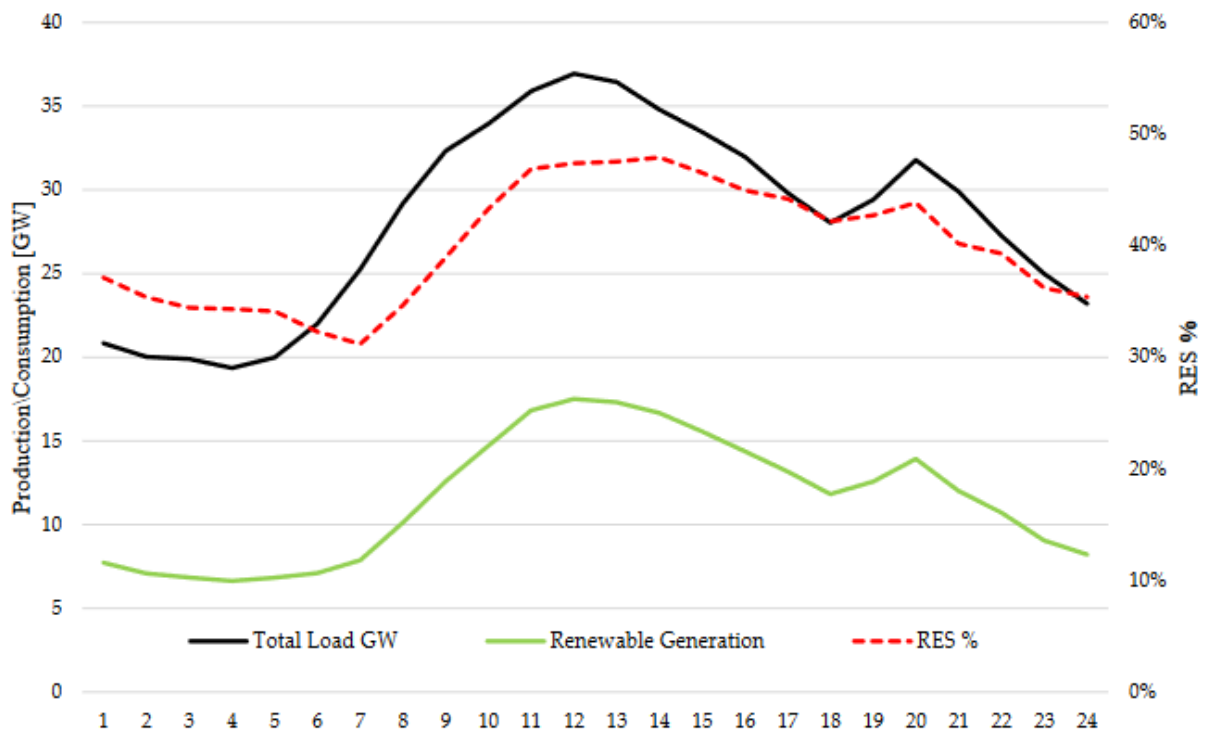
Durante il mese di marzo, il PUN medio raggiunge il picco massimo del 37% inferiore dell'anno precedente. Questo andamento è dovuto ai consumi bassi e all'alta produzione di FER, come nella seguente figura, in cui la produzione oraria di FER nelle ore centrali supera il 40% del consumo totale.

Figura 29: Prezzo Unico Nazionale (PUN) sul mercato IPEX. (1 marzo – 5 aprile 2020)



Fonte: Energies 2020

Figura 30: Scarsa domanda/FER elevate durante il 23 marzo 2020



Fonte: Energies 2020

Tutto questo ha un impatto sull'industria di produzione dell'energia in due modi: innanzitutto, la produzione giornaliera necessaria si è ridotta di circa il 40%, andando a tagliare fuori gli impianti di generazione con elevati costi marginali. In secondo luogo, i prezzi PUN molto bassi hanno ridotto drasticamente i profitti per l'intero settore della generazione elettrica. Questo problema può essere risolto attraverso le dinamiche del mercato, è probabile che la competizione andrà ad aumentare le offerte presentate dalle strutture di produzione termoelettrica nel mercato dei servizi di dispacciamento piuttosto che nel mercato del giorno prima.

La soluzione al primo problema appare tuttavia difficile ed è probabile che porterà al blocco della produzione di tutte quelle strutture con alti costi marginali, causando una possibile diminuzione della flessibilità del sistema energetico nel breve e medio termine.

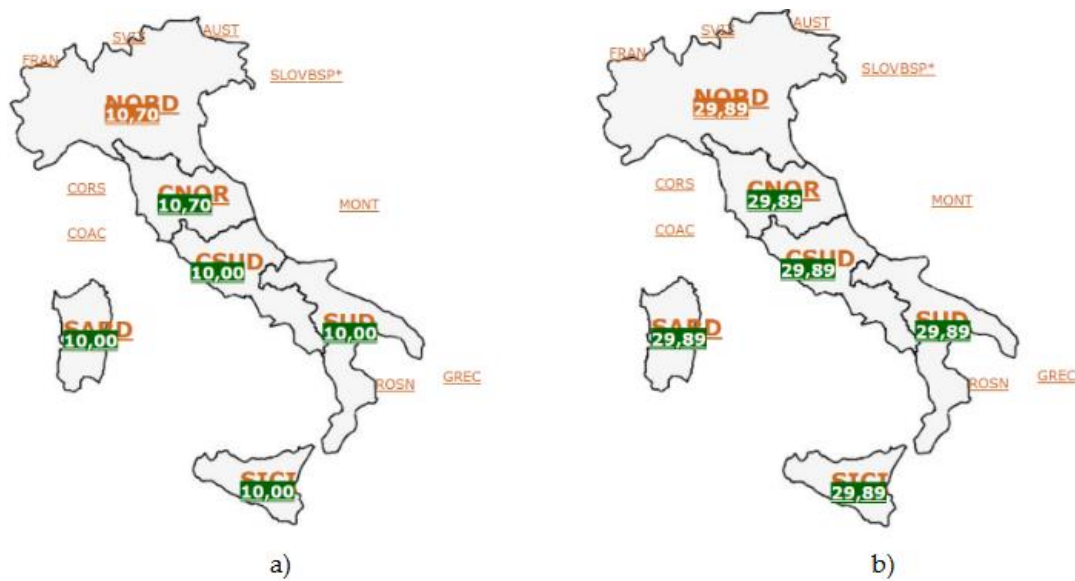
Inoltre, la differenza di prezzo tra le varie zone del mercato nazionale è estremamente cresciuta durante le settimane di quarantena. La ragione va ricercata nella forte riduzione delle contingenze con lo scarico del sistema energetico, come conseguenza della riduzione della domanda.

La presenza di questi differenziali di prezzo elevati è data dall'elevata domanda da parte dell'area NORD e della massiccia produzione da parte della zona SUD. Questo ha portato alla violazione di alcuni vincoli riguardanti le linee elettriche, determinando la separazione del mercato italiano in varie aree di mercato. C'è un'alta probabilità che questo comportamento sia determinato dalla combinazione di due fattori principali: bassa domanda e produzione elevata, soprattutto quella che deriva da fonti rinnovabili durante le ore centrali.

Tuttavia, è stato riscontrato, che durante il lockdown la riduzione del consumo nella zona nord avuto si è riflessa sugli scambi interzonal, andando a ridurre drasticamente le contingenze e il prezzo diviso tra zone, portando ad una decisiva riduzione dello spread tra i prezzi.

Nella figura che segue è rappresentata la situazione del 23 marzo, uno dei giorni in cui lo spread tra i prezzi delle varie zone è quasi nullo. Inoltre, i prezzi di vendita oscillavano tra 10.70 €/MWh (a mezzogiorno) fino a 29.89 €/MWh (alle 19.00).

Figura 31: Prezzi zonali osservati in Italia alle 12.00 (a) e alle 19 (b) il giorno 23 marzo 2020



Fonte: *Energies 2020*

Tali prezzi sono risultati diversi poiché il prezzo di equilibrio orario è calcolato considerando la corrispondenza tra il consumo atteso e la produzione. Durante il giorno l'enorme quantità di produzione rinnovabile, soprattutto da pannelli fotovoltaici, contribuisce alla riduzione del prezzo di mercato fino a 10.70 €/MWh.

Durante la sera i prezzi di equilibrio nel mercato salgono fino a 29.89 €/MWh come conseguenza della selezione delle offerte da parte delle industrie termoelettriche che sono selezionate come unità marginali. Tuttavia, un ulteriore aspetto che si evince dall'analisi condotta è che il prezzo resta invariato tra le zone, indicando che tutti i vincoli tecnici tra le varie aree sono soddisfatti, portando quindi a un prezzo unico per l'intero Paese. Va sottolineato, inoltre, come i prezzi serali siano identici per tutta l'Italia. Questo sta ad indicare che i vincoli legati alle griglie tecniche sono presenti per tutte le aree e non è necessaria una divisione del prezzo per rimuovere tali contingenze.

È possibile osservare una situazione analoga nelle ore del mattino, dove ci sono lievi differenze di prezzo fra le zone del NORD e quelle del SUD. Tali differenze sono ad ogni modo minime se confrontate con quelle standard, prima del lockdown. (*Energies 2020*)

3.2.4 L'impatto sui costi dei servizi di dispacciamento

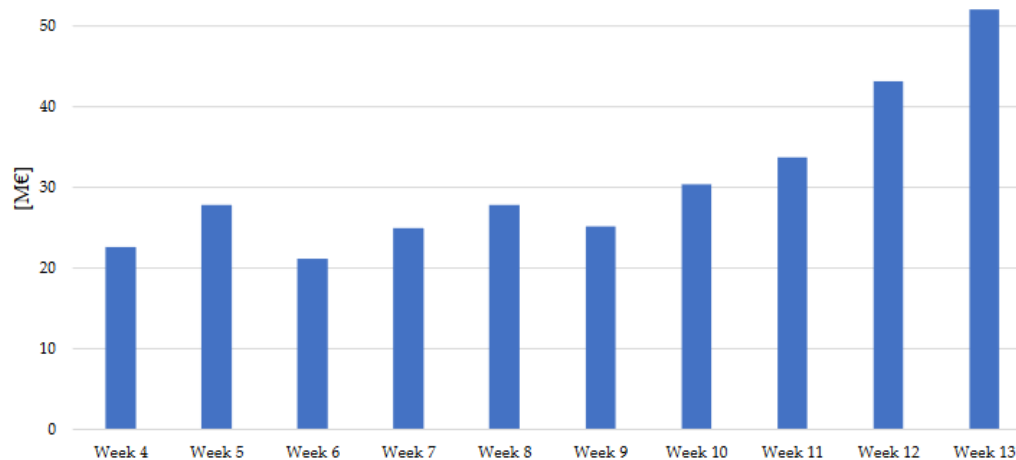
I servizi di dispacciamento in Italia sono forniti dal Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) e sono fondamentali per il funzionamento del sistema in condizioni di sicurezza e affidabilità. L'MSD fornisce le risorse necessarie per il sistema di gestione e controllo, come risoluzione di congestioni intrazonali, creazione di riserve di energia o bilanciamento in tempo reale.

Questo mercato è diviso in due: da un lato c'è quello "ex-ante" per le operazioni a termine e dall'altro c'è il mercato di bilanciamento (MB) per il trading intragiornaliero delle riserve d'energia. Lo scambio delle riserve di energia avviene in tre modi: la riserva con controllo di frequenza (FCR) che è il metodo più redditizio ma anche il più oneroso dal punto di vista tecnico, dal momento in cui le riserve di energia richieste devono essere preparate entro pochi secondi. La riserva automatica di ripristino della frequenza (aFRR), conosciuta in Italia col nome di "riserva secondaria di energia", è leggermente meno veloce e deve essere preparata 15 minuti dopo l'ordine di attivazione da parte del gestore del sistema di trasmissione (GST). La terza opzione è la riserva di sostituzione, o "altri servizi", usata per la gestione e il controllo di possibili congestioni; la potenza preimpostata di energia deve essere completamente disponibile 15 minuti dopo l'attivazione dell'ordine di attivazione da parte del GST.

L'MSD ex-ante segue i risultati del MGP (Mercato del Giorno Prima) andando a preparare le riserve energetiche per il giorno successivo. Parte delle riserve accettate dal GST è inviata sull'MB. I prezzi dell'MSD dipendono fortemente dal rapporto domanda/offerta ed è facile osservare picchi di prezzi elevati in presenza di elevate fluttuazioni di FER. Inoltre, l'offerta di flessibilità è altamente correlata alla capacità delle centrali termoelettriche.

Nell'ipotesi che pochi generatori termici siano disponibili per l'offerta di servizi di dispacciamento, il rapporto domanda/offerta andrà ad aumentare. Per cui, se poche unità di generazione termica sono mantenute accese durante il giorno, (lo stesso periodo di tempo in cui è possibile osservare molte fluttuazioni di FER), sarà più semplice osservare un'impennata dei prezzi sul mercato.

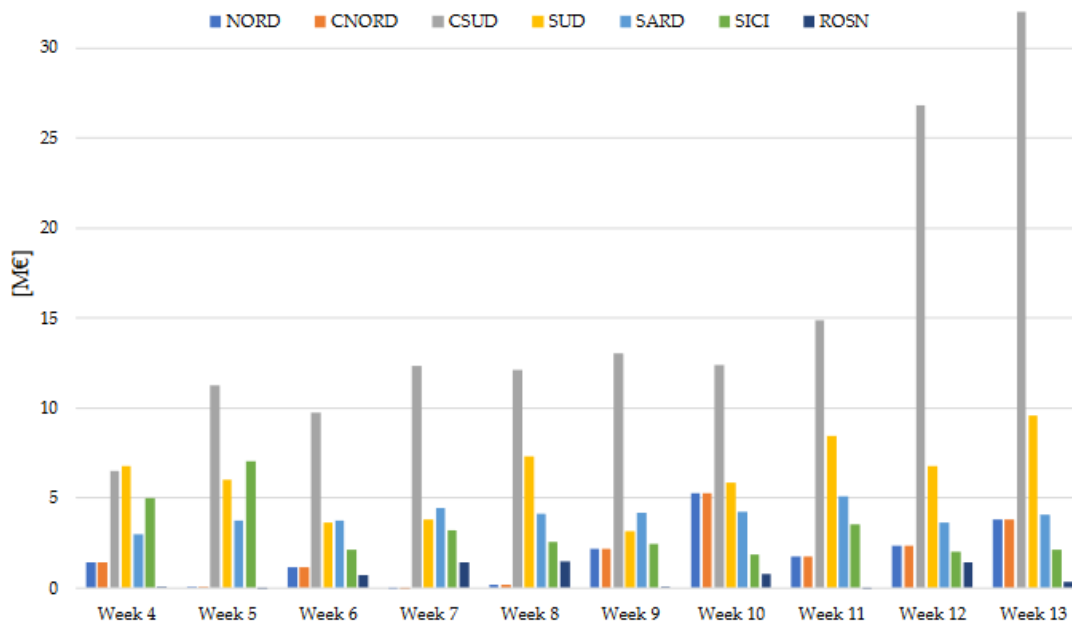
Figura 32: I costi di impianto settimanali pagati dal gestore del sistema di trasmissione italiano (GST) per i servizi di dispacciamento.



Fonte: *Energies 2020*

È stato registrato un aumento considerevole di circa il 100% dei costi, osservabile tra la settimana 9 e la settimana 13 (il pieno lockdown è iniziato nella settimana 11, quello parziale era in vigore dalla 9).

Figura 33: Costi di impianto settimanali per servizi di dispacciamento, per ogni zona di mercato.



Fonte: *Energies 2020*

Il grafico da una rappresentazione dettagliata di come, sia la distribuzione dei volumi che quella dei prezzi sia aumentata durante il lockdown, portando ad aumento generale dei prezzi. È possibile osservare come zone tipicamente stabili come il nord e il centro-nord, che normalmente presentano bassi costi sul MSD, mostrino invece un importante aumento relativo dei costi durante la fase di lockdown, mettendo in evidenza le ripercussioni di tale situazione di difficoltà sull'intero sistema di produzione energetica. Tutto questo permette di capire come gli effetti del lockdown abbiano messo a dura prova il sistema elettrico, e può essere di grande aiuto per capire la relazione tra il rapporto FER/carico e la flessibilità dei sistemi. Le zone del sud e centro-sud, infatti, sono quelle che hanno subito il maggiore incremento dei costi, a causa di un'elevata produzione fotovoltaica nella parte meridionale dell'Italia, e una carenza generale di centrali idroelettriche nelle stesse aree. (*Energies 2020*)

Conclusioni

Il presente elaborato si è posto l'obiettivo di offrire una visione sull'impatto che un evento inatteso come la pandemia da Covid-19 abbia avuto sul mercato energetico, a partire dalla domanda di energia, dalle abitudini di consumo e, infine, ai prezzi. L'analisi è stata condotta con particolare attenzione rispetto al mercato europeo e a quello italiano.

In generale, è stato evidenziato come le misure di confinamento e i lockdown legati alla pandemia abbiano provocato una caduta della domanda di energia, esercitando pressioni sulla domanda dei principali combustibili fossili e riducendone il consumo a causa delle restrizioni legate alla mobilità e alla limitazione di assembramenti tra la popolazione.

Dall'analisi emerge inoltre come l'impatto dello shock economico legato alla pandemia sia stato particolarmente accentuato sul sistema energetico italiano, un Paese altamente dipendente dall'estero per l'acquisizione di risorse energetiche, nonché uno dei primi ad essere stato colpito dalla pandemia. I prezzi all'ingrosso dei combustibili, sarebbero diminuiti a causa della crisi sanitaria producendo effetti significativi sui prezzi dei combustibili al dettaglio.

L'analisi svolta ha anche evidenziato che le misure di contenimento del Corona-virus adottate dai diversi paesi hanno avuto effetti considerevolmente diversi sui profili di consumo. Infatti, laddove sono state imposte misure maggiormente restrittive (proprio come il caso italiano), gli effetti negativi sui consumi energetici sono stati più significativi.

Infine, vale la pena sottolineare la reazione del mercato delle fonti da energia rinnovabile. Il declino generale riscontrato nei consumi, non ha intaccato la produzione di tali fonti che hanno, al contrario, consolidato il loro ruolo all'interno del sistema energetico italiano.

Ringraziamenti

Ai miei genitori, grazie per ciò che fate per me e per avermi dato la possibilità di intraprendere questa esperienza, per avermi sostenuta anche nei momenti più difficili.

A Raffaele, grazie per non aver mai smesso di credere in me.

A Sara e Ilaria, grazie per esserci state dall'inizio alla fine e per aver reso bellissimi questi anni insieme.

A tutta la mia famiglia, a Ludo e tutti i miei amici, grazie per l'amore e la forza che mi date ogni giorno.

Bibliografia e sitografia

- ARERA, https://www.arera.it/allegati/relaz_ann/00/cap2400.pdf, 2014
- Bahmanyar A., Estebansari A., Ernst D., *The impact of different COVID-19 containment measures on electricity consumption in Europe*, Energy Research and Social Science 2020;68:101683
- ENEA, Analisi trimestrale del sistema energetico italiano n. 1/2020, 2020
- European Commission, Directorate-General for Energy, Rademaekers, K., Smith, M., Demurtas, A., et al. (2020) *Study on energy prices, costs and their impact on industry and households: final report*. Publications Office. <https://data.europa.eu/doi/10.2833/49063>
- Eurostat, <https://ec.europa.eu/eurostat/cache/infographs/energy/bloc-2a.html?lang=en>
- Fanelli T., Ortis A., Saglia S., Testa F., *La riforma del Mercato Elettrico*, ENEA, 2014
- Ghiani E., Galici M., Mureddu M., Pilo F., Impact on Electricity Consumption and Market Pricing of Energy and Ancillary Services during Pandemic of COVID-19 in Italy. *Energies*. 2020; 13(13):3357. <https://doi.org/10.3390/en13133357>
- GME, <https://www.mercatoelettrico.org/it/default.aspx>
- GME, <https://www.mercatoelettrico.org/it/MenuBiblioteca/Documenti/20091028VademecumBorsaElettrica.pdf>
- Gunnella V., Jarvis V., Morris R., Tóth M., Natural Gas Dependence and Risks to Euro Area Activity, European Central Bank, 2022
- IEA (2020), *Global Energy Review 2020*, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2020>
- Italy for Climate, “Da dove viene la nostra energia?”, <https://italyforclimate.org/da-dove-viene-la-nostra-energia-nuovo-report-di-italy-for-climate/>, 2022

- Khalid Khan, Chi-Wei Su, Meng Nan Zhu, Examining the behaviour of energy prices to COVID-19 uncertainty: A quantile on quantile approach
- LuceGas.it: <https://luce-gas.it/guida/mercato/filiera-elettrica>
- RSE, <https://dossierse.it/12-2020-covid-19-e-sistema-elettrico/>
- TERNA, <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/mercato-elettrico>
- The Guardian, <https://www.theguardian.com/world/2020/apr/20/oil-prices-sink-to-20-year-low-as-un-sounds-alarm-on-to-covid-19-relief-fund>
- Unico Energia: <https://unicoenergia.it/>