

LUISS



Dipartimento
di Scienze Politiche

Cattedra di
Politiche Energetiche ed Ambientali

**La politica energetica europea e i riflessi sul sistema elettrico italiano.
Dalla liberalizzazione del mercato alla promozione della generazione
rinnovabile.**

Relatore
Prof. Angelo Taraborrelli

Candidato
Giulia Ghiglione
635822

Correlatore
Prof. Alessandro Lanza

Anno Accademico 2018/2019

Indice

1. Introduzione	4
2. Il sistema elettrico	6
2.1. Le origini del sistema elettrico	14
2.2. La fase delle nazionalizzazioni	18
2.3. L'ingresso dell'attore europeo e lo sviluppo della politica energetica europea	23
3. Il processo di liberalizzazione del mercato elettrico	27
3.1. Gli atti normativi della EU: I tre pacchetti	28
3.1.1. Le Direttive di prima generazione: la Direttiva 96/92/CE	28
3.1.2. Le Direttive di seconda generazione: la Direttiva 03/54/CE	32
3.1.3. Le Direttive di terza generazione: la Direttiva 09/27/CE	35
3.2. Il recepimento delle Direttive in Italia	37
3.2.1. Il D.lgs. 79/1999 ("Decreto Bersani")	38
3.2.2. L. n. 239/2004 c.d. "Legge Marzano"	43
3.2.3. Il D.lgs. n. 93/2011 (Terzo Pacchetto)	47
3.3. L'impatto della liberalizzazione sul sistema elettrico italiano	49
3.3.1. L'organizzazione del sistema	49
3.3.2. La qualità del servizio commerciale	66
3.3.3. La continuità del servizio	70
3.3.4. Il mercato elettrico italiano	72
4. La sfida delle rinnovabili e la tutela dell'ambiente	83
4.1. La politica dell'Unione Europea e la transizione energetica	83
4.1.1. Pacchetto per il Clima e l'Energia 2020	85
4.1.2. Quadro per l'Energia e il Clima 2030	88
4.1.3. L'Unione per l'Energia e il Pacchetto Clean Energy for all Europeans	92
4.1.4. Il Pacchetto "Energia Pulita per tutti gli Europei"	95
4.1.5. Strategia a lungo termine per il 2050	105
4.2. I riflessi delle politiche UE di contrasto al cambiamento climatico	110
4.2.1. Gli investimenti per lo sviluppo delle fonti rinnovabili	110
4.2.2. Cambiamenti nella generazione elettrica	120
4.2.3. Il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC)	127
5. Conclusioni	138

Bibliografia	147
Sitiografia.....	153
Glossario	154
Sintesi	165

1. Introduzione

Tra i cambiamenti politici, sociali ed economici imposti dal Ventunesimo secolo, quella della transizione energetica sembra una questione indirizzata ad avere un impatto significativo su tutte le dimensioni. I cambiamenti all'interno del mix energetico, vale a dire l'insieme delle fonti per la produzione di energia, la cui definizione è di competenza statale, dovuta principalmente all'integrazione delle fonti di energia rinnovabili nel mercato e la crescente sensibilità per le condizioni ambientali, hanno portato alla manifestazione del fenomeno della transizione energetica.

Un cambiamento del paradigma si profila all'orizzonte: il graduale abbandono del carbone, la risorsa che ha guidato la rivoluzione industriale, lo sviluppo di alternative al petrolio, la crescente elettrificazione dei consumi finali e la crescita esponenziale della domanda di energia. Tutte queste dinamiche, figlie delle trasformazioni del secolo scorso, si presentano oggi e pretendono una risposta.

La sfida della sostenibilità investe tutti i settori, dai trasporti all'industria, così come i consumi domestici. Il cambiamento climatico e le conseguenze per la popolazione diventano oggetto di discussione alla fine degli anni Ottanta, in seguito allo svolgimento del *International Panel on Climate Change*. Da qui, nasce il fenomeno per cui la crescita economica si separa dalla crescita della domanda di energia. Gli sforzi di governanti e scienziati si concretizzano seguendo percorsi diversi: da una parte, si concentrano gli sforzi sulla composizione del mix energetico, dall'altra invece, l'attenzione è posta sulle nuove tecnologie e sullo sviluppo delle esistenti in chiave sostenibile.

In Italia, le fonti rinnovabili hanno registrato uno sviluppo accelerato, con corrispondente diminuzione dei consumi di fonti fossili, contribuendo in tal modo ad una riduzione delle importazioni e un conseguente miglioramento in termini di sicurezza degli approvvigionamenti. La variabilità dell'offerta delle rinnovabili (legata a fenomeni atmosferici), rende necessario il ricorso al gas quale fonte sostitutiva da utilizzare in situazioni di carenza di energia da fonti rinnovabili.

Gli accordi internazionali di Kyoto¹ (1997) e Parigi² (2015) sono l'espressione dell'impegno degli Stati nella definizione di target di riduzione delle emissioni. Tuttavia va rilevato che spesso la politica di alcuni paesi nel passato non è risultato coerente con l'adesione ai suddetti trattati.

Lo scenario italiano risulta fortemente inizialmente influenzato e, dal 2009 guidato, dalle direttrici di sviluppo stabilite dall'Unione Europea, Tali direttrici hanno tracciato un percorso di sviluppo del settore energetico in linea con le principali esigenze imposte dal cambiamento climatico e dai rischi connessi.

Pertanto, questa tesi cercherà di illustrare il percorso di sviluppo del settore elettrico nazionale alla luce della politica dell'Unione Europea e degli effetti sul livello di concorrenza del mercato, lo sviluppo delle fonti rinnovabili, l'efficienza dei consumi e la riduzione delle emissioni.

¹“ *Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change*”, United Nations 1997.

² “*Paris Agreement*”, *Paris Climate Conference 2015*, L'accordo prevede un *action plan* globale per arginare le pericolosità derivanti dal cambiamento climatico, limitando il riscaldamento globale al di sotto di 2°C e concentrare gli sforzi per limitare l'innalzamento delle temperature a 1,5°C.

2. Il sistema elettrico

Lo sviluppo del sistema elettrico è legato ad un insieme di fattori strettamente connessi tra loro. Il boom economico e l'espansione dei consumi giocano un ruolo importante nella narrazione, così come i vantaggi offerti dall'elettrificazione e la diffusione di elettrodomestici e strumenti tecnologici quali prodotti per i quali il consumo elettrico è obbligato.

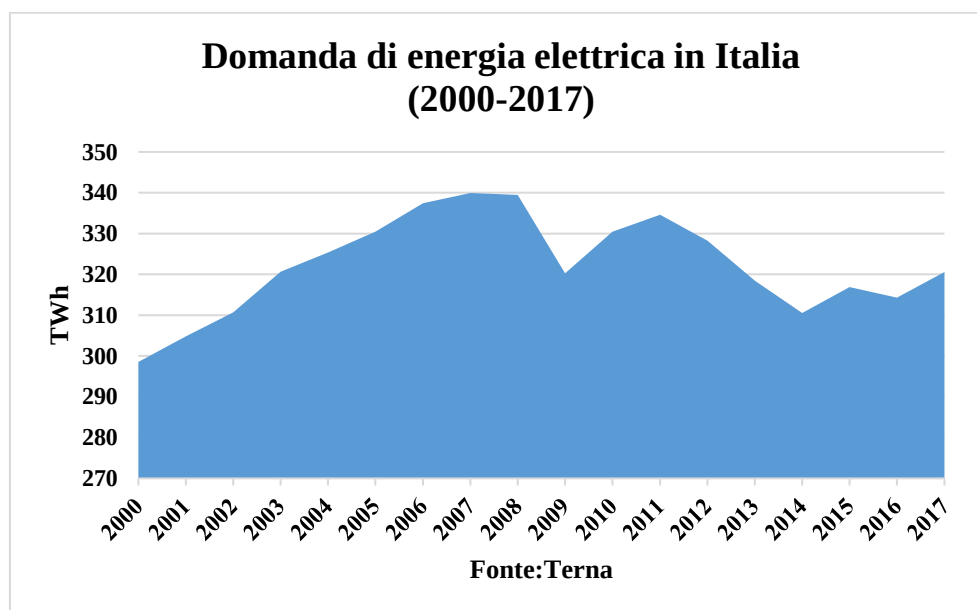
È possibile schematizzare la struttura del sistema elettrico elencandone gli elementi principali, come gli impianti di generazione elettrica, la rete di trasmissione per il trasporto e la rete di distribuzione dell'energia per la consegna al cliente finale.

Una delle caratteristiche principali dell'energia elettrica è che si tratta di una fonte di energia non immagazzinabile in grandi quantità. Questo implica che la quantità di energia richiesta, che viene prelevata dalla rete, sia eguagliata dalla quantità prodotta, che viene immessa nella rete. Pertanto, l'attività di mantenimento dell'equilibrio dei flussi in entrata e in uscita gioca un ruolo centrale.

La domanda di energia elettrica e le variazioni ad essa connesse sono strettamente collegate a fattori climatici ed ambientali e risulta sostanzialmente anelastica rispetto alle variazioni dei prezzi. Questo si deve al fatto che l'energia elettrica viene fornita a soggetti con caratteristiche e fabbisogni estremamente eterogenei tra loro. Invero, la quantità di energia domandata può essere costante nel tempo o variare in momenti diversi della giornata, a seconda del tipo di consumatore al quale viene fornita l'energia. Tale dinamica si presenta come caratteristica fondamentale del settore elettrico, ma allo stesso tempo rappresenta una delle sfide principali a cui far fronte per il buon funzionamento del sistema. Soddisfare adeguatamente una domanda fortemente instabile e difficilmente prevedibile, richiede una gestione continua del servizio di dispacciamento, ovvero del mantenimento dell'equilibrio tra la domanda e l'offerta di energia elettrica.

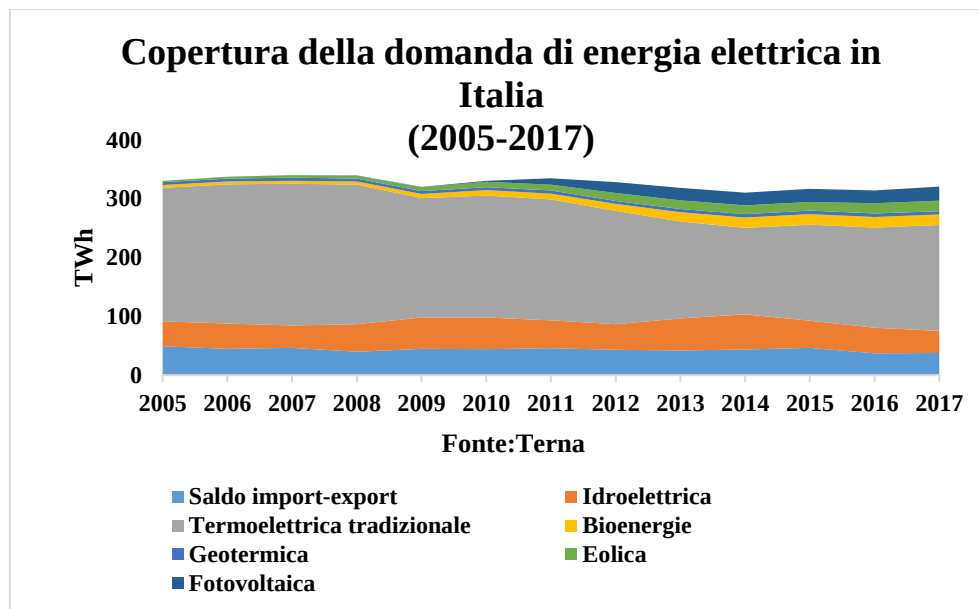
Dal grafico sottostante è possibile notare come a partire dal 2008 si sia verificata una prima contrazione della domanda causata dalla crisi economica, fase nella quale la domanda è passata da 329,9 TWh nel 2007 a 320 TWh nel 2009, seguita da un'ulteriore diminuzione, questa volta portata dalla crisi del debito sovrano nel 2012, che ha

comportato una diminuzione di 17,7 TWh della domanda. A partire dal 2014, riprendono timidamente i consumi che nel 2017 registrano un totale di 301,9 TWh.

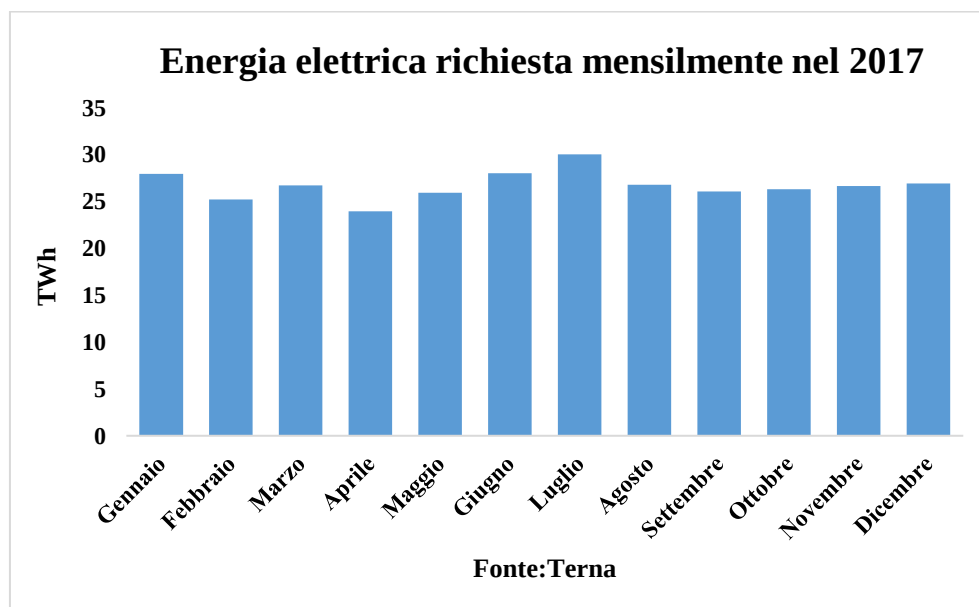


Nel 2017, la domanda di energia elettrica è stata di 320,5 miliardi di kWh, con un incremento del 2,0% rispetto all'anno precedente. Nel 2017, tale domanda è stata soddisfatta per l'88,2% da produzione nazionale (come nel 2016), per un valore pari a 282,8 miliardi di kWh, (+2,0% rispetto al 2016) al netto dei consumi dei servizi ausiliari e dei pompaggi. La restante quota del fabbisogno (11,8%) è stata coperta dalle importazioni nette dall'estero, per un ammontare di 37,8 miliardi di kWh, in aumento del 2,0% rispetto all'anno precedente³.

³ Dati statistici elaborati da Terna e disponibili al sito <http://www.terna.it>



Come è possibile osservare dal grafico, la domanda presenta forti oscillazioni su base oraria e stagionale. Nel 2017, il picco della domanda (30TWh) si è registrato nel mese di luglio, seguito dai mesi di giugno (28 TWh) e di gennaio (27,9 TWh). Il picco della domanda si verifica tradizionalmente nel mese di dicembre, anche se negli ultimi anni si sono verificati picchi nei mesi estivi.



Lungo la catena del valore, si verificano tradizionalmente delle perdite di energia, per questo motivo sono diverse le grandezze considerate. Una di queste è la produzione lorda,

ovvero la quantità totale di energia prodotta dagli impianti di generazione, seguita dalla produzione netta, necessaria per il calcolo della quantità di energia al netto di quella consumata dall'impianto di generazione stesso. Altre dimensioni importanti sono: l'energia per i pompaggi, utilizzata dagli impianti di pompaggio per far risalire l'acqua dal bacino inferiore a quello superiore; l'energia elettrica richiesta dalla rete, uguale a energia netta meno energia per pompaggi ed esportata, più energia elettrica importata; consumi elettrici, ovvero la quantità di energia elettrica richiesta dalla rete al netto delle perdite di trasmissione e distribuzione.

Tab 2.1 Bilancio Elettrico Italia 2017 (Fonte: Terna)

(TWh)	2016	2017	2017/2016
Produzione lorda			
idrica	44.3	38.0	-14.1%
termica	199.4	209.5	5.0%
geotermica	6.3	6.2	-1.4%
eolica	17.7	17.7	0.3%
fotovoltaica	22.1	24.4	10.3%
Totale Produzione Lorda	289.8	295.8	2.1%
Consumi dei servizi ausiliari	10.1	10.6	5.2%
Produzione netta			
idrica	43.8	37.6	-14.2%
termica	190.8	200.3	5.0%
geotermica	5.9	5.8	-0.8%
eolica	17.5	17.6	0.2%
fotovoltaica	21.8	24.0	10.4%
Totale Produzione Netta	279.7	285.3	2.0%
Energia destinata ai pompaggi	2.5	2.5	0.4%

Produzione destinata al consumo	277.2	282.8	2.0%
Ricevuta da fornitori esteri	43.2	42.9	-0.7%
Ceduta a clienti esteri	6.2	5.1	-16.6%
DOMANDA	314.3	320.5	2.0%
Perdite di rete	18.8	18.7	-0.5%
in percentuale della domanda	6.0%	5.8%	
CONSUMI	295.5	301.9	2.2%

Per il soddisfacimento della domanda di energia, un sistema elettrico deve poter articolare il proprio mix energetico⁴ in modo da poter incrementare la quantità di energia prodotta anche in seguito ad eventi straordinari. In generale, per garantire la fornitura di energia elettrica è necessaria una potenza installata di almeno il 15% superiore al valore della domanda massima⁵. Alcuni impianti vengono tenuti in esercizio 24 ore su 24, mentre ad altri viene richiesto un impegno inferiore. La regola è quella di far funzionare maggiormente gli impianti che offrono energia a condizioni più convenienti, per questo motivo a soddisfare la domanda di base di energia intervengono tradizionalmente impianti caratterizzati da costi più bassi. Una delle caratteristiche tenute in considerazione è la velocità con cui gli impianti selezionati possono entrare in servizio. In questo senso, sono avvantaggiati impianti a gas a ciclo combinato, che, a differenza degli impianti a carbone, rispondono con maggiore tempestività a variazioni improvvise della domanda.

Nel caso italiano si escludono le fonti da energia nucleare o a carbone, e secondo il criterio della fonte che presenta il minor costo marginale, le fonti rinnovabili hanno iniziato a rappresentare un ruolo fondamentale all'interno del sistema. Per gli impianti eolici o fotovoltaici, infatti, il costo marginale è pressoché nullo (l'energia del sole e del vento, quando disponibile, è gratuita), ma oltre a questo fattore si aggiunge il fatto che, in base alla normativa europea, le fonti rinnovabili godono del diritto di priorità per l'accesso alla

⁴ Insieme di fonti energetiche primarie che vengono utilizzate per la produzione di energia elettrica

⁵ G.B. Zorzoli, *Strano mercato quello elettrico*, Barbera Editore, 2008

rete. Per questo motivo, la transizione energetica e l'integrazione delle rinnovabili nel sistema, comporta una sfida per le fonti di energia tradizionali che, per via dei costi marginali superiori rispetto alle fonti rinnovabili, rischiano di essere “scalzati” dal mercato elettrico. Tali fonti continuano in ogni caso a giocare un ruolo fondamentale entrando in azione nel momento in cui le rinnovabili intermittenti⁶ non riescono a garantire la continuità della generazione. Si fa riferimento in questo caso alle fasi della giornata in cui vengono meno le risorse naturali necessarie per produrre energia eolica e solare, per l'appunto il sole o il vento.

Un'ulteriore complicazione è costituita dalle reti di trasmissione e di distribuzione. La trasmissione gioca un ruolo fondamentale per quanto riguarda il trasporto dell'energia coordinato dagli impianti. La trasmissione di energia avviene ad alta tensione, per evitare perdita di energia importanti, tra l'impianto di generazione e il punto di consumo. Una rete di trasmissione presenta tre caratteristiche principali: limiti di carico, per evitare il surriscaldamento o la congestione della rete; attività di regolazione in “frequenza” del carico, ovvero l'attività volta ad assicurare l'equilibrio tra domanda e offerta in base a dei segnali di “frequenza”.

Il sistema elettrico italiano fa parte della *Union for the Coordination of Transmission of Electricity* (UCTE), un'organizzazione a livello europeo per un sistema elettrico interconnesso. L'obiettivo principale è quello di migliorare l'affidabilità del sistema e gli interscambi di energia. L'Unione è organizzata in aree di controllo, che tipicamente corrispondono ai vari Stati, anche se con qualche eccezione. All'interno di ogni area di controllo è previsto un centro di controllo, ruolo svolto dal Gestore della Rete Nazionale in Italia, oggi dalla società Terna.

La rete di distribuzione è articolata in tre sottogruppi: ad alta tensione (AT), che garantisce la distribuzione primaria superiore a 40 kW, a media tensione (MT), a cui appartengono le linee fra 1 e 30 kW e a bassa tensione (BT), rete che alimenta l'utenza domestica.

⁶ Il termine “intermittenti” sta ad indicare la caratteristica fondamentale di tali risorse energetiche. Le condizioni climatiche influiscono notevolmente sulla disponibilità di energia e fanno sì che non possa essere garantita la continuità nella fornitura di energia.

Nei paesi sviluppati lo schema della rete prevede reti ad alta tensione che partono da un centro di trasformazione che abbassa la tensione dell'energia elettrica dalla tensione della rete di trasmissione a quella della rete di distribuzione. Tali reti sul loro percorso incontrano delle cabine primarie dove la tensione passa al livello di media tensione, da tali cabine partono le linee per la distribuzione.

Le reti così come si sono sviluppate, pongono dei limiti per l'allacciamento delle fonti rinnovabili. Lo sviluppo delle “*Smart Grid*”⁷ sembra essere la soluzione per ovviare a tale ostacolo strutturale. Infatti, attraverso l'utilizzo delle reti intelligenti diventa possibile aumentare l'efficienza del consumo di energia attraverso la pianificazione, la previsione di consumi e produzione e l'abbassamento delle perdite di trasmissione⁸. Tali innovazioni di tipo qualitativo vanno accompagnate da adeguati potenziamenti delle reti, la cui pianificazione futura dovrebbe assumere un approccio probabilistico e non deterministico, molto più adatto a garantire uno sviluppo coerente delle reti in presenza di una molteplicità di carichi attivi non programmabili⁹.

La produzione di energia elettrica generalmente è realizzata con l'utilizzo delle fonti fossili e rinnovabili, oltre all'energia nucleare. L'energia prodotta da impianti idroelettrici, il cui funzionamento è legato alla disponibilità di corsi d'acqua, si basa sullo sfruttamento della forza della caduta dell'acqua da un dislivello, che attiva una turbina idraulica e produce energia elettrica.

Il caso italiano rappresenta un'eccezione nel panorama europeo. Infatti, per alcuni decenni, la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili si è basata sull'utilizzo di impianti idroelettrici, che nel 2017 soddisfano la domanda per il 13%. Gli impianti geotermici invece, sfruttano il calore endogeno della terra e contribuiscono alla produzione totale di energia elettrica per il 1,8%¹⁰. Gli impianti termoelettrici tradizionali generano energia elettrica attraverso la combustione di risorse fossili come il carbone e il

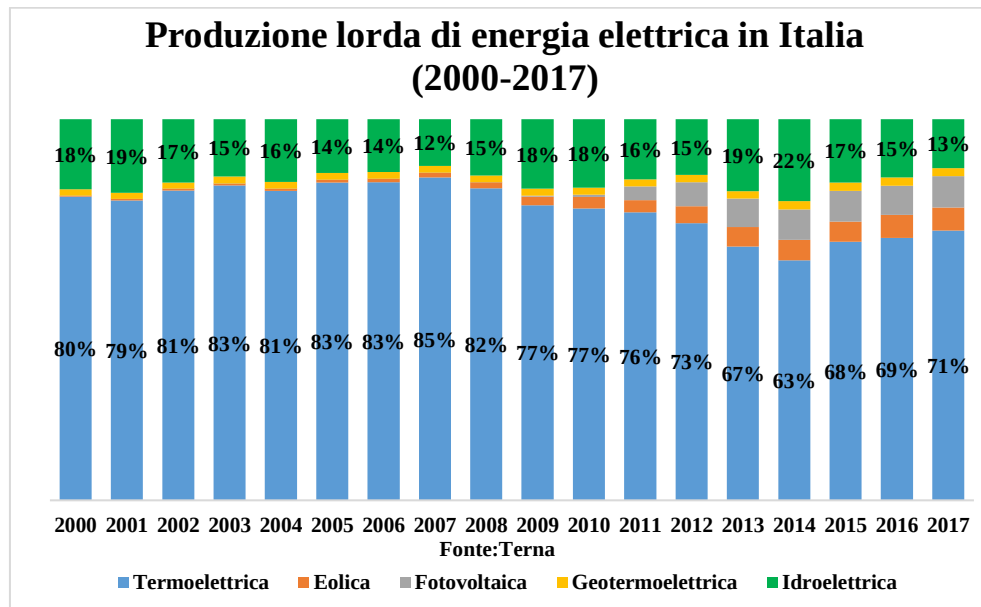
⁷ Rete elettrica che integra e gestisce in modo efficiente il comportamento e le azioni di tutti gli utenti connessi con l'obiettivo di garantire il funzionamento economicamente efficiente del sistema elettrico

⁸ Francesco Neirotti, *Studio dei principali problemi e soluzioni nella connessione di fonti rinnovabili in una Smart Grid*, Politecnico di Torino, 2017

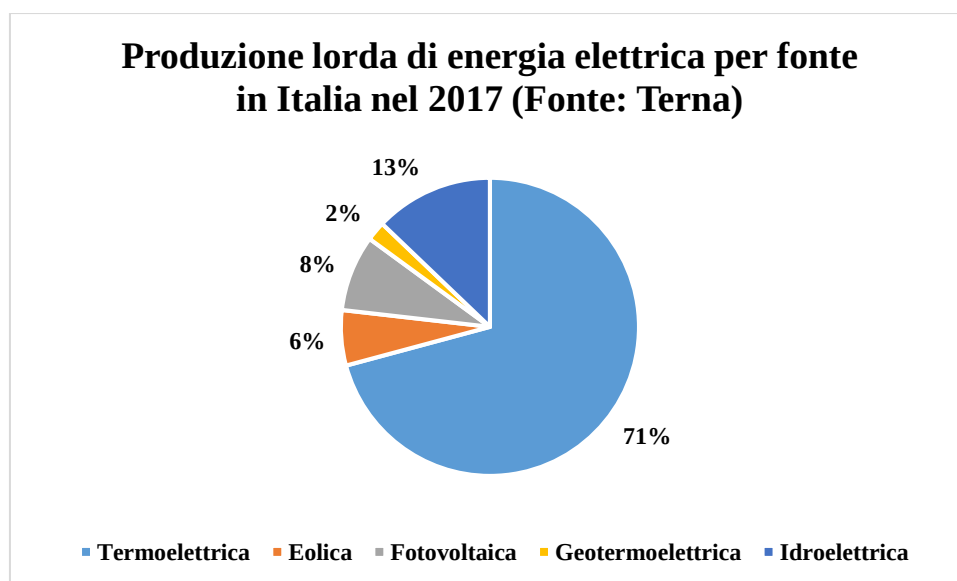
⁹ G.B. Zorzoli, *Strano mercato quello elettrico*, Barbera Editore, 2008

¹⁰ Dati disponibili al sito internet di Terna www.terna.it

gas naturale. La produzione da tali impianti è diminuita nell'ultimo decennio, passando dal 85% della produzione totale nel 2007 al 71% nel 2017.



Attualmente il mix produttivo italiano è composto da fonti idroelettriche per il 13%, geotermiche per il 2% e termoelettriche tradizionali per il 71%. Le rinnovabili, eolico e fotovoltaico, rappresentano rispettivamente il 6% e l'8% della produzione lorda di energia elettrica.



2.1. Le origini del sistema elettrico

Il sistema elettrico è articolato in quattro fasi: produzione, trasmissione e dispacciamento, distribuzione e utenze.

La produzione di energia elettrica avviene attraverso la trasformazione dell'energia ricavata da fonti primarie, come carbone e gas, in quanto l'energia elettrica non esiste in natura. La trasmissione e il dispacciamento, invece rappresentano il secondo stadio della filiera composto da: trasformatori di altissima tensione, che ricevono energia dalle centrali elettriche nazionali o dai punti di confine e la trasformano; linee elettriche ad altissima e alta tensione, che trasportano l'energia; le stazioni di trasformazione, che trasformano l'elettricità ad alta tensione in elettricità a bassa tensione e cedono l'energia alle società di distribuzione. Per sua natura l'energia elettrica non è immagazzinabile. Per questo motivo è necessario che in ogni momento sia garantito l'equilibrio, tra l'energia prodotta e immessa nella rete e la quantità di energia prelevata e consumata dalle imprese e dalle famiglie, attraverso l'attività di dispacciamento, che entra a far parte della filiera solo in seguito allo sviluppo di un vero e proprio sistema.

La distribuzione, invece, comprende le attività del trasporto di energia elettrica fino all'utente finale, attraverso le cabine primarie (che trasformano l'elettricità ad alta tensione in elettricità a media tensione), le cabine secondarie (dalla media tensione alla bassa tensione) e i trasformatori. Le società che si occupano della distribuzione sono titolari della gestione e della manutenzione delle reti locali dell'energia elettrica a bassa tensione. Infine, con il termine “utenze” si indicano le società di vendita, che si occupano della commercializzazione dell'elettricità alle imprese agricole, industriali e alle famiglie¹¹.

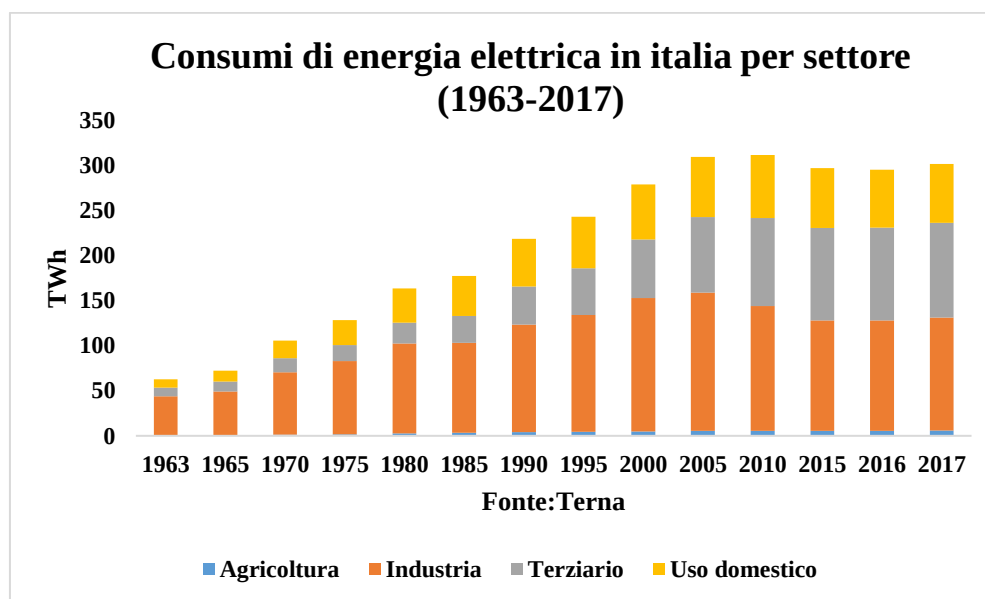
L'assetto attuale del sistema elettrico è il risultato di decenni di trasformazioni, che hanno comportato il passaggio dalle prime applicazioni delle tecnologie alla nascita e sviluppo di un vero e proprio settore.

In effetti, le prime modalità di produzione di energia elettrica, basate sull'utilizzo di impianti di generazione per singole applicazioni, sono molto distanti dall'idea di “rete” e

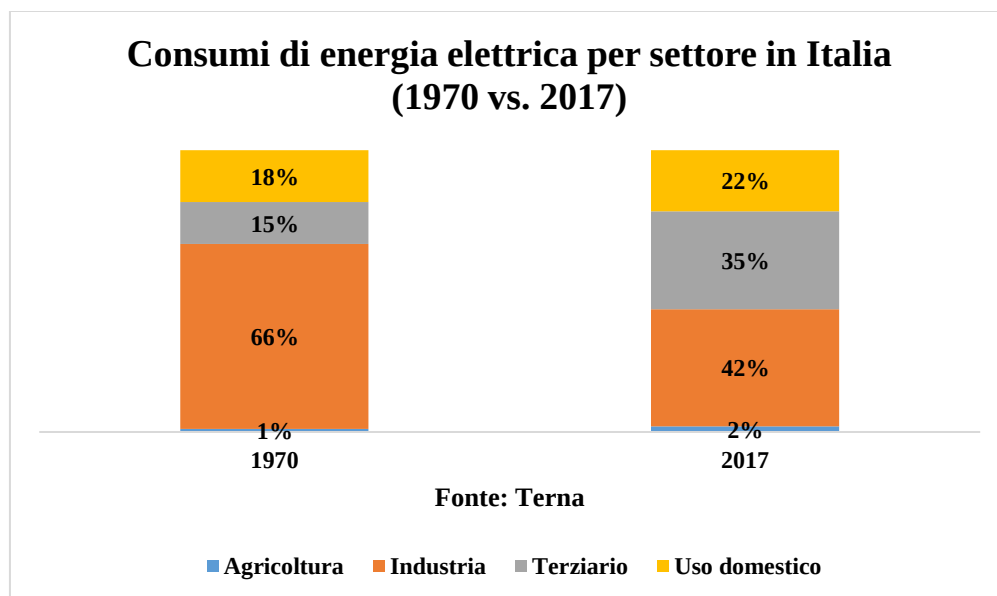
¹¹ Breve descrizione dei diversi segmenti di mercato dal sito di Terna S.p.a.

“sistema”. Il primo passo in direzione della configurazione attuale è rappresentato dalla costruzione del primo impianto in grado di produrre energia e distribuirla, vendendola, ad utenze diversificate. L'impianto costruito a New York nel 1882, venne imitato un anno più tardi dalla società Edison che, mediante dei generatori Jumbo da 90 kW installati nella città di Milano, per la prima volta illuminò con la corrente elettrica il Teatro la Scala¹².

I primi impianti erano molto simili a quello costruito a New York e consentivano una generazione elettrica continua con una breve linea elettrica alla cui estremità si trovavano delle lampade per l'illuminazione. Questo stadio dell'evoluzione del sistema elettrico è ancora estraneo al concetto di monopolio, dato lo scarso utilizzo per problemi di sicurezza (incendi causati da cortocircuiti) e un largo impiego del gas per gli usi domestici ed industriali.



¹² G.B. Zorzoli, *Strano mercato quello elettrico*, Barbera Editore, 2008



I dati mostrano come, solo a partire dagli anni Settanta del secolo scorso, si sia registrato un forte aumento del consumo di energia elettrica per sostenere la crescita dei consumi. Confrontando i consumi di energia elettrica del 1970 e del 2017 è possibile notare come un aumento dei consumi sia accompagnato da un maggiore utilizzo all'interno del settore terziario (composto da settore dei trasporti, comunicazioni, commercio, illuminazione pubblica e pubblica amministrazione), che è passato dal 15% dei consumi totali di energia elettrica nel 1970 al 35% nel 2017.

In generale, si ritiene che alla fine del XIX secolo, l'impiego di energia elettrica avesse superato il gas solo per quanto riguarda l'illuminazione urbana. Già nel 1881 in occasione dell'esposizione universale di Parigi si poté assistere ai primi esempi di illuminazione elettrica per le strade¹³, da cui la popolare denominazione "*Ville Lumière*". Inoltre, l'illuminazione da fonti elettriche veniva sfruttata anche dal settore dei trasporti urbani, nella fattispecie per le linee tranviarie. È proprio in quegli anni che si registrarono i primi passi verso lo sviluppo di reti tranviarie a trazione elettrica in tutta Europa. All'inizio del 1895 la Germania, seguita da Gran Bretagna e Austria-Ungheria, occupava il primo posto in termini di potenza e lunghezza delle linee tranviarie, contando ben 652 vetture automotrici in totale¹⁴.

¹³ Ibidem

¹⁴ Ibidem

Per quanto riguarda il settore industriale invece, il modello di impianto isolato venne superato solo dopo un paio di decenni, a causa dei limiti del sistema di trasmissione.

I primi anni di attività delle società elettriche quindi, non rilevano sviluppi impetuosi del settore. Al contrario, le performance di tali società mantengono un “basso profilo” durante la prima fase, che termina nel 1895, anno nel quale viene tradizionalmente collocata la fase del “consolidamento” del settore.

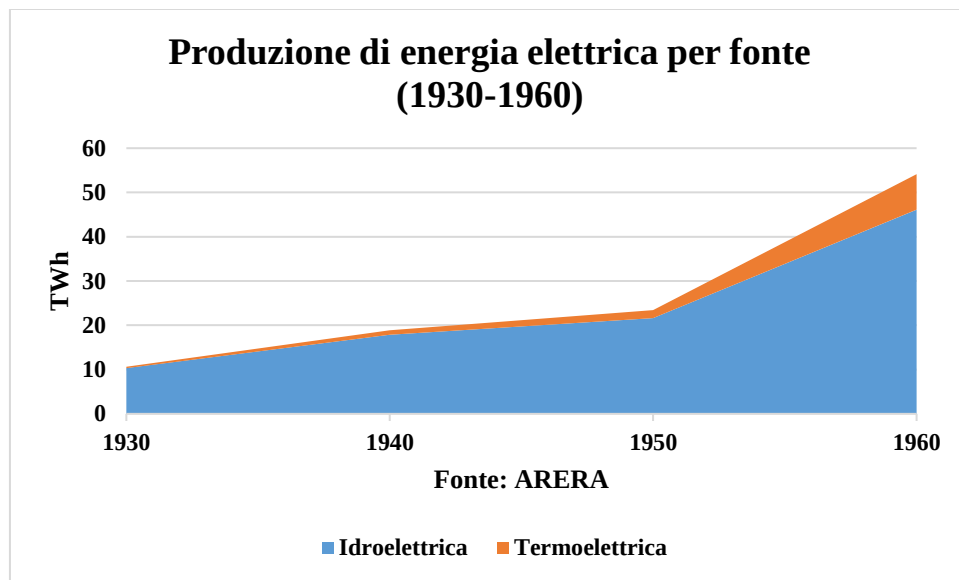
Lo sviluppo del settore elettrico italiano si deve soprattutto ai massicci investimenti provenienti da parte di banche estere, principalmente svizzere e tedesche. Infatti, la complessa rete di partecipazioni esistente non consentiva un supporto rapido della rete elettrica nazionale. Ad ogni modo, con l’avvento della Grande Guerra, il settore elettrico registrò un ulteriore sviluppo, in quanto “settore strategico” per l’economia nazionale.

Nel 1962, la politica del governo dell’epoca portò alla nazionalizzazione completa del settore elettrico, con l’acquisizione da parte di ENEL di tutte le società del settore (Edison, Centrale e SADE¹⁵, SIP e SME¹⁶ e altri minori).

In Italia, lo sviluppo del settore nei primi decenni si deve soprattutto all’impiego di energia proveniente da fonti idroelettriche, abbondanti sul territorio italiano. Per questo motivo, la componente geografica gioca un ruolo cardine della scelta dei luoghi idonei alla costruzione degli impianti di generazione. La crescita della domanda di elettricità in Italia veniva soddisfatta attraverso la costruzione e l’utilizzo di bacini artificiali, innovazione tecnologica che consentiva di sfruttare a pieno le risorse idriche presenti sul territorio.

¹⁵ Società Adriatica di Elettricità

¹⁶ Rispettivamente, Società Idroelettrica Piemontese e Società Meridionale di Elettricità



In Italia si avvertì la necessità di compiere dei passi avanti nello sviluppo della rete di trasmissione, che divenne l'elemento essenziale per lo sfruttamento dei bacini idrici collocati in zone non limitrofe ai centri abitati. Per rendere possibile quindi il trasferimento di energia dai bacini idrici alle città, che al tempo, insieme all'industria era una delle destinazioni di energia predominanti, si ritenne necessario fornire supporto allo sviluppo di nuove tecnologie per la trasmissione. Tale impegno contribuì alla realizzazione del trasformatore, che permise il trasporto di energia elettrica su lunghe distanze.

In altri paesi, le dinamiche connesse allo sviluppo del settore sono differenti. Questo è dovuto principalmente alla diversa disponibilità di risorse presenti sul territorio, infatti in alcuni casi la fonte principale per la produzione di energia fu, il carbone.

2.2. La fase delle nazionalizzazioni

In seguito al secondo conflitto mondiale, il settore energetico e, di conseguenza, il settore elettrico, vennero individuati quali settori dell'economia di rilevanza strategica ed ebbe inizio, in Europa, la stagione delle nazionalizzazioni.

L'Italia in questo senso confermò la tendenza della partecipazione pubblica delle imprese del settore elettrico, arrivando a nazionalizzare l'intero settore con legge dello stato nel 1962 sulla scia di altri Paesi europei come Francia e Gran Bretagna.

In Francia, la nazionalizzazione del settore venne approvata nel 1946 con la costituzione della società “EdF” (*Electricité de France*) insieme all’adozione di un piano strategico di investimenti di sviluppo dell’energia nucleare per scopi pacifici.

In Gran Bretagna, invece, la nazionalizzazione portò alla costituzione di un unico ente per la realizzazione della rete di trasmissione il “*Central Electricity Board*” nel 1926, al quale vennero successivamente affidati, nel 1948, le attività della produzione e della trasmissione.

In Italia, come già accennato, nel 1962 venne creato l’Ente nazionale per l’energia elettrica (ENEL)¹⁷ con provvedimento di nazionalizzazione. L’ENEL nacque durante una fase di forte crescita, il cosiddetto “*miracolo economico*” degli anni ‘60, un momento di forte sviluppo dell’economia, garantendo un’adeguata offerta di energia.

L’ENEL era quindi l’ente al quale era “*riservato il compito di esercitare nel territorio nazionale le attività di produzione, importazione ed esportazione, trasporto, trasformazione, distribuzione e vendita dell’energia elettrica da qualsiasi fonte prodotta*”¹⁸. Si trattava di un soggetto avente personalità giuridica di diritto pubblico. In questo modo, fu possibile, da una parte, investire in modo adeguato negli impianti di produzione, e, dall’altro, intervenire sul piano delle tariffe dell’energia per garantirne la disponibilità e l’economicità. Secondo la legge istitutiva, l’ENEL era “*sottoposto alla vigilanza del Ministero per l’Industria e il Commercio e svolge le proprie attività secondo le Direttive di un Comitato di Ministri, presieduto dal Presidente del Consiglio dei Ministri o, per sua delega, da un Ministro, e composto dei Ministri per il Bilancio, per il Tesoro, per l’Industria e il Commercio, per i Lavori Pubblici, per le Partecipazioni Statali e per l’Agricoltura e Foreste*”¹⁹.

Con la nazionalizzazione del 1962, ad ENEL vennero affidati tutti segmenti della filiera dell’energia elettrica, nello specifico ad ENEL spettava l’esercizio delle attività di produzione, esportazione e importazione, trasporto, trasformazione, distribuzione e

¹⁷ L.n.1643/1962 Istituzione dell’Ente nazionale per l’energia elettrica e trasferimento ad esso delle imprese esercenti le industrie elettriche, 6 dicembre 1962

¹⁸ Ibidem

¹⁹ Ibidem

vendita di energia elettrica in Italia. Il processo di assorbimento delle imprese elettriche esistenti avvenne in modo graduale e successivamente venne formulato un progetto di elettrificazione nazionale per la previsione degli investimenti nell'infrastruttura di distribuzione, sia per operazioni di ammodernamento che per lo sviluppo delle reti. Tra il 1968 e il 1972, l'attività di ENEL si estese arrivando a soddisfare la crescente domanda di energia, cresciuta del 7% tra il 1969 e il 1970, anche se con profonde differenze a seconda dell'area geografica del Paese interessata.

Con le crisi energetiche del 1973 e 1977, vennero affrontati per la prima volta i temi del risparmio energetico e dello sviluppo di fonti alternative. Infatti, con l'approvazione del Piano Energetico Nazionale del 1975 venne posta maggiore enfasi sulla produzione da fonti energetiche alternative e sullo sfruttamento dell'energia nucleare, volte a ridurre la dipendenza dal petrolio e coprire il fabbisogno di energia elettrica del Paese. Il Piano richiedeva ad ENEL la realizzazione di una nuova capacità di generazione da energia nucleare pari a 20.000 MW entro il 1985²⁰. Tale richiesta è da considerarsi quale risposta ad una situazione di crisi e di emergenza, basata su previsioni di crescita sostenuta dei consumi che si sono successivamente rivelate errate. *“Nel 1975 i grandi manager di stato dell'ENEL prevedono che nel 1990 la richiesta di energia elettrica sarà tra i 420 e i 520 TWh, i dati a consuntivo del 1995 daranno poco più di 200 TWh, molto meno della metà; Le ragioni di questi enormi scarti tra previsioni e consuntivi possono essere tante, ma il dato di fatto è che vengono commessi clamorosi errori”*²¹.

Con il successivo Piano Energetico Nazionale, approvato nel 1981 ed aggiornato nel 1986, l'enfasi posta sulle fonti alternative di energia trovò un'ulteriore conferma. Il Piano prevedeva la costruzione di impianti idroelettrici, geotermici, termoelettrici a carbone e nucleari per una potenza totale di 12.000 MWe. Inoltre, nello stesso periodo, i temi di “ambiente” e “sicurezza” acquistarono maggiore centralità e vennero inseriti all'interno del programma. Nel 1986 però, un terribile evento rimise in discussione la programmazione italiana. Il gravissimo incidente della centrale di Cernobyl ebbe un forte impatto sui programmi italiani per la produzione di energia elettrica da nucleare.

²⁰ Piano Energetico Nazionale 1975

²¹ E. Caruso, *“Il nucleare in Italia. Parta IV. la parola fine*, 30 dicembre 2012

L'attuazione del PEN subì una brusca frenata e ebbe inizio una fase di “sospensione della realizzazione del programma” durante la quale il Governo convocò una Conferenza Nazionale sull'Energia per discutere le scelte di politica energetica. La maggioranza dei votanti si esprime in favore alla rinuncia al nucleare nel suo complesso. I lavori principali consistettero quindi negli interventi di chiusura, verifica di sicurezza o possibilità di riconversione delle centrali esistenti.

Il punto di svolta nel processo di mutazione dell'ente arrivò negli anni Novanta, contestualmente al processo di liberalizzazione del settore elettrico con la trasformazione di l'ENEL in società quotata in borsa. Nel frattempo, la Camera dei Deputati approvò un provvedimento che prevedeva l'istituzione dell'Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità, quale legge propedeutica alla privatizzazione di ENEL (Legge n.481/1995²²). Il provvedimento sulle norme di regolazione del settore elettrico confermava l'uniformità delle tariffe elettriche su tutto il territorio e definiva gli oneri connessi con l'abbandono del nucleare per ENEL ed altre imprese appaltatrici. Nel 1995 venne firmata la Convenzione tra il Ministero dell'Industria ed ENEL per la disciplina della concessione delle attività elettriche in Italia. La Convenzione aveva durata quarantennale a partire dalla data della trasformazione dell'ente in S.p.A. (11 luglio 1992) e confermava inoltre il ruolo dell'ENEL per le attività di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica, con l'obbligo di servizio pubblico per cui *“la produzione debba essere mantenuta, nell'interesse dello Stato riservatario del servizio, in quanto funzionale all'adempimento di precisi obblighi, che rientrano tra quelli di servizio universale, posti a carico della concessionaria”*²³.

L'acquisizione da parte di ENEL delle società nazionalizzate, comportò per la stessa ENEL obblighi di indennizzo a favore della proprietà delle suddette aziende.

²² L.n.481/1995 recante norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità. Istituzione delle Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità, 14 novembre 1995

²³ D. M. Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato, Attribuzione all'ENEL S.p.a., ai sensi dell'art. 14 del Decreto-legge 11 luglio 1992, n. 333, convertito con legge 8 agosto 1992, n. 359, della concessione delle attività per l'esercizio del pubblico servizio di fornitura dell'energia elettrica nel territorio nazionale, 28 dicembre 1995

La definizione dei prezzi dell'energia elettrica era competenza del Comitato Interministeriale Prezzi (CIP). Dopo il 1993, tale funzione venne trasferita al Comitato Interministeriale per la programmazione Economica (CIPE). Le tariffe, valide sia per l'Ente che per le aziende municipalizzate, si componevano di due parti principali: una componente fissa, che teneva conto della potenza massima impegnata dal cliente secondo contratto, e una variabile, che teneva conto del consumo di energia del cliente specifico. Successivamente, venne introdotto un meccanismo di salvaguardia per alcune categorie della popolazione economicamente più esposte a rischi derivanti dai prezzi dell'energia. La misura prevedeva una soglia minima di consumi al di sotto della quale erano praticati prezzi molto più favorevoli ai clienti finali. Nonostante le premesse fossero buone e coerenti con l'idea di un Welfare State quale garante di una condizione di benessere per i cittadini, la fascia sociale venne applicata al 95% della popolazione andando a perdere, di fatto, il carattere sociale dell'intervento.

Per controbilanciare tale agevolazione vennero introdotte tariffe progressive per l'utenza civile in funzione della crescita del consumo. Nel settore industriale, vennero privilegiate le industrie energivore, con particolari agevolazioni, rispetto alle piccole imprese e al terziario²⁴. Il limite della tariffa binomia stava nel fatto che non incentivava l'utente a spostare i propri consumi in orari differenti, e ciò ha comportato aggravii in termini di investimento per la realizzazione degli impianti di generazione. Le tariffe multiorarie, strumento utile a risolvere la situazione, vennero introdotte in Italia solo nel 1980.

Con la crisi energetica del 1973, per far fronte ai rincari dell'olio combustibile, si intervenne per sganciare il prezzo dell'energia dal prezzo delle risorse utilizzate per la generazione elettrica (petrolio e gas). Ciò si tradusse in un indebitamento da parte dell'Ente. Per poter rimborsare gli oneri derivanti da tale indebitamento, venne adottato il meccanismo del "sovrapprezzo termico". In tale occasione, divenne chiara la rilevanza strategica dell'approvvigionamento petrolifero. Per questo motivo, i governi nazionali si impegnarono nella definizione di strategie volte a garantire la sicurezza e la stabilità dell'approvvigionamento energetico.

²⁴ G.B. Zorzoli, *Strano mercato quello elettrico*, Barbera Editore, 2008

2.3. L'ingresso dell'attore europeo e lo sviluppo della politica energetica europea

L'Unione Europea si trova oggi ad affrontare numerose sfide relative al settore energetico, in particolare, la crescente dipendenza dalle fonti di energia importate, la limitata diversificazione delle fonti, la volatilità dei prezzi delle fonti di energia, i rischi per la sicurezza in alcuni paesi produttori o di transito dell'energia, la minaccia del cambiamento climatico, il processo di efficientamento energetico, lo sviluppo delle rinnovabili e la crescita delle interconnessioni dei mercati energetici volte alla realizzazione di un mercato dell'energia trasparente ed integrato.

La nascita e lo sviluppo della politica energetica europea avviene in un contesto caratterizzato da incertezza e sfide crescenti, pertanto, le misure messe in atto da parte del legislatore europeo prevedono una serie di strumenti volti alla realizzazione di un mercato integrato dell'energia in grado di garantire la sostenibilità del sistema e maggiore sicurezza degli approvvigionamenti.

In passato, le politiche comunitarie in campo energetico hanno risentito della mancanza di una competenza esplicita in materia all'interno dei Trattati²⁵. Tuttavia è innegabile che, anche in assenza di tale riconoscimento ufficiale, l'Unione Europea sia riuscita a definire una politica energetica lungimirante rispetto a quelle di altri paesi. L'Unione Europea negli anni è intervenuta nella materia "energia" attraverso l'adozione di documenti programmatici, come Libri Verdi, Libri Bianchi e Programmi di azione, e di Direttive specifiche sul settore energetico. Tali atti, negli anni hanno saputo coprire le diverse esigenze di regolazione dell'Unione Europea, passando dalla liberalizzazione ed integrazione dei mercati dell'energia, alla integrazione delle fonti rinnovabili nei sistemi energetici nazionali.

La competenza specifica in materia energetica ha trovato il proprio riconoscimento solo diversi decenni dopo l'inizio del processo di integrazione europea, all'interno dell'articolo 194 del Trattato di Lisbona²⁶, del 2007 in vigore dal 2009. L'attribuzione di tale

²⁵ B. Pozzo, *Le politiche energetiche europee*, Giuffrè Editore, 2009

²⁶ Unione Europea, Trattato sul funzionamento dell'Unione Europea (TFUE), 2007

competenza è da considerarsi quale risultato di un percorso lungo e difficile iniziato con l'istituzione della Comunità Economica del Carbone e dell'Acciaio nel 1951(CECA) e della Comunità Europea dell'Energia Atomica nel 1958 (EURATOM).

Il Trattato istitutivo CECA, scaduto nel 2002 e non più rinnovato, ha consentito la creazione di un mercato comune del carbone tra gli Stati aderenti. Analogamente, il Trattato EURATOM, comprendeva la disciplina per la circolazione delle attrezzature e delle materie prime necessarie per la produzione di energia atomica e lo sviluppo delle tecnologie nei paesi dell'Unione. Invece, il Trattato istitutivo della Comunità Economica Europea, nonostante avesse maggiore ampiezza e potesse quindi comprendere indirizzi più precisi, non faceva riferimento all'attività di produzione e di distribuzione di energia. Le sole disposizioni contenute nel Trattato si riferivano principalmente alle procedure di coordinamento tra gli Stati. Pertanto, il processo di integrazione europea, che in un primo momento aveva assunto un carattere meramente economico, può dirsi edificato sugli accordi avente oggetto la gestione comunitaria delle fonti energetiche.

In tal senso, l'energia si pone quale *driver* per l'integrazione politica, economica e sociale dei paesi dell'Unione Europea. In questa prima fase tuttavia, la sovranità degli Stati della Comunità in materia rimane immutata, limitando l'intervento a livello comunitario. A tal proposito, le due forme embrionali di organizzazione internazionale non ambivano alla definizione di una comune politica in tema di energia in grado di superare il limite imposto dalla sovranità degli Stati membri.

In seguito alle crisi energetiche degli anni '70, l'azione di sostegno alla cooperazione tra gli Stati assunse carattere prioritario per l'Unione Europea. Da qui la risoluzione del Consiglio²⁷ nel 1974 a porre l'accento sull'adozione di linee guida per il coordinamento tra gli Stati, in materia di promozione dell'energia nucleare, produzione di idrocarburi e carbone e maggiore impegno da parte dei singoli Stati in materia di efficienza energetica. La competenza europea in materia energetica e, più nello specifico, la capacità di dare vita

²⁷ Consiglio Europeo, Risoluzione concernente una nuova strategia per la politica energetica della Comunità, 17 settembre 1974

ad una politica comune in merito, rimase fortemente limitata nei primi decenni di attività legislativa dell'Unione.

I tentativi successivi di creazione di un capitolo specifico sulla competenza energetica, in occasione dei negoziati dei Trattati di Maastricht e di Amsterdam, non ebbero esito positivo²⁸. Nonostante le esigenze in termini di dipendenza energetica e della sicurezza degli approvvigionamenti fossero considerate questioni di primaria importanza, gli interventi in questo senso non si tradussero nella definizione di un capitolo specifico sull'energia all'interno dei Trattati. Inoltre, tali tentativi di riforma evidenziarono l'associazione tra la necessità di formulare un'unica strategia energetica con quella di agire anche sul piano della sostenibilità ambientale di tale strategia.

L'aspetto della tutela dell'ambiente iniziò così ad acquistare maggiore preminenza all'interno del dibattito pubblico, ma in un primo momento, non trovò un riscontro concreto e non si tradusse in interventi legislativi incisivi. Pertanto, con il Trattato di Maastricht non venne conferito all'Unione Europea il potere di intervenire con strumenti legislativi in grado di vincolare i singoli Stati membri. Il Trattato comprendeva la possibilità per le Istituzioni comunitarie di portare avanti singole azioni in materia energetica.

L'autonomia dei singoli Stati membri prevalse sugli interessi comunitari anche in occasione della discussione dei Trattati di Amsterdam (1999) e Nizza (2003), che non condussero a forme più evolute di cooperazione per la definizione di una politica energetica comune.

Al contempo, a livello internazionale, aumentò la consapevolezza circa le sfide crescenti imposte dal cambiamento climatico, gli impatti devastanti ad esso connessi e le misure necessarie per farvi fronte. A tal proposito, nel 1990, venne pubblicato il primo rapporto elaborato dal *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC), si svolse il vertice di Rio ("*Earth Summit*" 1992) e venne sottoscritto il Protocollo di Kyoto (1997). La questione energetica e ambientale acquistò nel tempo un'importanza sempre maggiore e

²⁸ Commissione Europea, COM (2000) 769, Libro Verde della Commissione Europea-verso una strategia europea di sicurezza di approvvigionamento energetico, 29 novembre 2000

il tema della riduzione delle emissioni divenne centrale per la definizione degli interventi europei e internazionali.

Il Trattato sul Funzionamento dell'Unione Europea (TFUE) contiene disposizioni specifiche in materia di sicurezza, reti energetiche, carbone, energia nucleare, mercato interno dell'energia e politica energetica estera. Il Trattato definisce gli obiettivi di politica energetica ponendo una maggiore enfasi sul funzionamento del mercato interno dell'energia e reti di interconnessione, la sicurezza degli approvvigionamenti, l'efficienza energetica, la promozione delle rinnovabili e l'incentivazione all'attività di ricerca, dell'innovazione e della competitività. È proprio con il Trattato di Lisbona che le relazioni tra Commissione e Stati membri subiscono un radicale mutamento. La *governance* dell'energia prevede un intreccio tra le competenze e i ruoli di tutti gli attori coinvolti. A tal fine, l'efficacia del coordinamento tra i diversi soggetti costituisce uno dei fattori determinanti il successo degli interventi comunitari e nazionali in materia.

L'art. 194 del Trattato stabilisce che *“in uno spirito di solidarietà tra Stati membri”* per quanto riguarda il settore energetico, la politica dell'Unione intende *“garantire il funzionamento del mercato dell'energia”, “promuovere l'interconnessione delle reti energetiche”*, insieme allo sviluppo delle fonti rinnovabili e ai temi connessi alla sicurezza degli approvvigionamenti. In tal senso, l'Unione prevede un meccanismo di raccordo tra le misure predisposte dalla Commissione e le scelte dei singoli Stati membri in termini di mix energetico nazionale.

3. Il processo di liberalizzazione del mercato elettrico

Gli organismi comunitari sono intervenuti nella regolazione del settore energetico, in primo luogo, sulla base di specifiche competenze in materia di promozione e tutela della libera concorrenza. L'obiettivo era quello di pervenire alla creazione di un mercato interno garantendo la concorrenza nel mercato delle fonti di energia entro i confini dell'Unione. Lo sviluppo di un mercato interno dell'energia concorrenziale avrebbe comportato vantaggi di diversa natura, nello specifico si sarebbe realizzata una diminuzione dei prezzi dell'energia, un aumento della competitività, una maggiore sicurezza degli approvvigionamenti e una politica ambientale europea coerente con gli indirizzi internazionali in materia di tutela ambientale.

L'Unione Europea ha adottato, in primo luogo, atti di natura non vincolante, come il Libro Verde²⁹ e il Libro Bianco³⁰, per fornire ai paesi dell'Unione Europea gli stimoli necessari per l'avvio del dibattito. In tal modo, attraverso il confronto sui temi contenuti all'interno dei due documenti, è stato possibile per le istituzioni europee intervenire, in un secondo momento, con atti di natura vincolante, regolando il settore energetico.

A partire dai risultati delle consultazioni rivolte a tutti gli *stakeholders*, è stato propriamente definito il ruolo dell'Unione Europea nel processo di creazione di un mercato unico dell'energia. All'interno del Libro Bianco, la Commissione ha elencato i punti del programma di azione delineatosi a seguito delle consultazioni a livello europeo. Il programma interessava un arco temporale di cinque anni e riguardava principalmente gli obiettivi verso i quali le politiche energetiche nazionali avrebbero dovuto convergere. La Commissione aveva previsto in primo luogo la realizzazione di un mercato interno dell'energia ponendo al centro la questione della dipendenza dalle importazioni e della sicurezza energetica. Il documento prevedeva inoltre, la promozione dello sviluppo sostenibile e la diversificazione delle fonti di energia, nonché la tutela e il rispetto dell'ambiente.

²⁹ Commissione Europea, COM (1994) 659, Libro Verde per una politica energetica dell'Unione Europea, 11 gennaio 1995

³⁰ Commissione Europea, COM (1995) 682, Libro Bianco per una politica energetica dell'Unione Europea, 13 dicembre 1995

Gli anni '90 rappresentano il punto di partenza del processo di integrazione del mercato interno dell'energia. Su impulso della Commissione Europea sono state adottate misure per la liberalizzazione dei mercati andando ad enfatizzare il ruolo svolto dalle fonti rinnovabili.

Le misure per la liberalizzazione hanno permesso in questo modo la realizzazione di un mercato concorrenziale dell'energia, l'ingresso di nuovi soggetti all'interno di questo e la promozione di un ruolo più attivo dei consumatori.

3.1. Gli atti normativi della EU: I tre pacchetti

Le misure adottate per la liberalizzazione del mercato sono:

- Direttiva 1996/92/CE del 19 dicembre 1996
- Direttiva 2003/54/CE del 26 giugno 2003
- Direttiva 2009/72/CE del 13 luglio 2009

Tali Direttive corrispondono ai tre pacchetti legislativi riguardanti i criteri di accesso al mercato, la trasparenza e la regolamentazione, la tutela dei consumatori di energia, il supporto per le iniziative di interconnessione e criteri di adeguatezza del sistema.

3.1.1. Le Direttive di prima generazione: la Direttiva 96/92/CE

Il primo pacchetto di misure corrisponde alle Direttive 96/92/CE e 98/30/CE, riguardanti, rispettivamente, norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e del gas naturale.

L'obiettivo della Direttiva sul mercato dell'energia elettrica era quello di instaurare un modello di mercato concorrenziale, con l'obiettivo di tutelare maggiormente il consumatore finale. La Direttiva non imponeva regole stringenti in termini di concorrenza, ma si limitava a definire dei principi generali e dei criteri minimi da rispettare per l'apertura di segmenti specifici del mercato. La Direttiva fissava un grado minimo di apertura del mercato corrispondente al 30% del consumo nel 2000 e al 35% del consumo

nel 2003. Questa apertura avrebbe consentito ai consumatori di scegliere liberamente i propri fornitori³¹.

La Direttiva lasciava agli Stati membri la scelta di imporre obblighi di servizio pubblico alle imprese elettriche e non specificava la natura delle imprese in questione. Erano previste due tipologie di procedure per la realizzazione degli impianti di nuova costruzione tra le quali gli Stati membri potevano operare una scelta: la gara d'appalto e l'autorizzazione.

Gli Stati membri erano chiamati a stabilire dei criteri per il rilascio delle autorizzazioni, citati all'articolo 5 della Direttiva: *“la sicurezza e l'integrità delle reti elettriche, degli impianti e dell'apparecchiatura correlata; la protezione dell'ambiente; l'assetto del territorio e la localizzazione; l'uso del suolo pubblico; l'efficienza energetica; la natura delle fonti primarie; le caratteristiche specifiche del richiedente quali la capacità tecnica, economica e finanziaria delle imprese”*³².

Per gli Stati membri che avessero optato per la procedura di gara d'appalto, la Commissione prevedeva la nomina di un'autorità responsabile dell'organizzazione, della sorveglianza e del controllo della procedura di gara, che rimanesse indipendente rispetto alle attività di generazione, trasmissione e distribuzione.

La politica dell'Unione Europea teneva conto delle caratteristiche peculiari delle reti di trasmissione e riconosceva la complessità e l'importanza che rendono necessaria l'attribuzione della gestione ad un unico soggetto terzo ed indipendente. Per questo motivo, l'Unione Europea ha definito in modo puntuale il ruolo del Gestore delle reti di trasmissione, ponendolo al centro del processo di liberalizzazione stesso. Secondo l'art 7 della Direttiva *“Gli Stati membri designano, ovvero richiedono alle imprese proprietarie di reti di trasmissione di designare, per una durata che gli Stati membri determinano in funzione di considerazioni di efficienza e di equilibrio economico, un gestore della rete, responsabile della gestione, della manutenzione e, se necessario, dello sviluppo della rete*

³¹ B. Pozzo, *Le politiche energetiche europee*, Giuffrè Editore, 2009

³² Commissione Europea, Direttiva 96/92/CE concernente norme comuni per il mercato dell'energia elettrica, 30 gennaio 1997

di trasmissione in una data zona e dei relativi dispositivi di interconnessione con altre reti, al fine di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti”³³.

Questione affrontata dalla normativa europea era quella della separazione contabile, come livello minimo di separazione da applicare a tutti i segmenti della filiera: generazione, trasmissione e distribuzione. Le imprese verticalmente integrate avrebbero dovuto quindi adeguarsi alla Direttiva mantenendo una contabilità separata per le varie attività del ciclo integrato: *“Le imprese elettriche integrate tengono, nella loro contabilità interna, conti separati per le loro attività di generazione, trasmissione e distribuzione”*³⁴.

Il Gestore della rete individuato dalla Direttiva 96/92/CE aveva obblighi direttamente connessi al tema della tutela ambientale e della sicurezza della fornitura, rispetto ai quali veniva meno anche il principio di equità di trattamento tra gli operatori. È il caso della priorità di dispacciamento di cui godono i produttori di energia da fonti rinnovabili o da impianti di cogenerazione secondo quanto previsto dall’articolo 8: *“Lo Stato membro può imporre al gestore della rete che effettua il dispacciamento degli impianti di generazione l’obbligo di dare la precedenza agli impianti di generazione che impiegano fonti energetiche o rifiuti rinnovabili, ovvero che assicurano la produzione mista di calore e di energia elettrica”*³⁵. Per motivi di sicurezza degli approvvigionamenti *“uno Stato membro può ordinare di dare la priorità al dispacciamento di impianti di generazione alimentati con fonti nazionali di energia combustibile primaria, in una proporzione che in ogni anno civile non superi il 15 % di tutta l’energia primaria necessaria per generare l’energia elettrica consumata nello Stato membro interessato”*³⁶. All’attività di distribuzione vengono applicate le medesime disposizioni dell’attività di trasmissione, infatti il segmento della distribuzione corrisponde anch’esso ad un monopolio naturale, ma a livello locale.

L’indirizzo comunitario prevedeva la possibilità, per gli Stati membri, di porre l’obbligo di servizio pubblico ai soggetti distributori e di regolamentare le tariffe per le forniture, in

³³ Ibidem

³⁴ Ibidem

³⁵ Ibidem

³⁶ Ibidem

modo da garantire condizioni di parità di trattamento tra i clienti finali. La normativa vietava inoltre pratiche volte a favorire società controllate dalle imprese distributrici o dagli azionisti delle stesse.

Per le regole relative all'accesso alle reti, la Direttiva si basava sulla distinzione tra clienti vincolati, soggetti in grado di stipulare contratti solo con il distributore in servizio nella propria area di riferimento, e clienti idonei, soggetti in grado di stipulare contratti di fornitura con qualsiasi produttore o grossista. Per i primi, era previsto l'accesso alla rete negoziato, che prevedeva la possibilità per imprese fornitrici e clienti idonei di negoziare l'accesso alla rete per concludere tra loro contratti di fornitura basati sulla conclusione di accordi commerciali volontari. Per i clienti vincolati, era prevista la creazione di una persona giuridica come acquirente unico all'interno del territorio responsabile dell'acquisto di energia dai produttori e della vendita centralizzata dell'energia ai consumatori finali non rientranti nella categoria di clienti idonei.

La Direttiva individuava anche i criteri per definire i clienti idonei in riferimento a diversi livelli di consumo. Nella prima fase di liberalizzazione, il cliente idoneo era il soggetto i cui consumi superavano 100 GWh all'anno. La normativa prevedeva delle riduzioni del limite di consumo comunitario di 40 GWh, ossia il passaggio da 40 GWh a 20 GWh tre anni dopo l'entrata in vigore della Direttiva e da 20 GWh a 9 GWh sei anni dopo l'entrata in vigore della presente Direttiva³⁷.

Questa prima fase di liberalizzazione prevedeva azioni con effetti sul lato sia della domanda, attraverso la definizione di norme relative a clienti idonei e a clienti vincolati, sia dell'offerta, con le norme sulla generazione e sulla distribuzione e sulle procedure in materia di accesso alle reti.

Il contenuto della Direttiva è da intendersi quale punto finale di un processo di consultazione di ampia portata con gli *stakeholders*, soggetti appartenenti per lo più al mondo industriale. Per tale motivo, la liberalizzazione, allo stadio iniziale, non ha comportato un ribaltamento dell'ordine esistente, ma è maturata in modo graduale.

³⁷ Commissione Europea, Direttiva 96/92/CE concernente norme comuni per il mercato dell'energia elettrica, art 19

L'obiettivo era quello di evitare una forzatura del sistema, portandolo ad un livello superiore, con l'ausilio di regole chiare e in grado di garantire un buon livello di autonomia agli Stati membri. Allo stesso tempo però, quanto previsto dalla norma rappresenta il punto di partenza per il processo di apertura del mercato, che subirà negli anni a seguire una forte accelerazione.

Dopo l'entrata in vigore delle Direttive³⁸ del primo pacchetto, la Commissione ha pubblicato un documento contenente le indicazioni per la realizzazione di quanto previsto dalle Direttive. La Comunicazione "Recenti sviluppi nella realizzazione dei mercati interni dell'elettricità"³⁹, conteneva indicazioni circa tariffe transfrontaliere non discriminatorie e un sistema efficace per la risoluzione delle congestioni. L'obiettivo ultimo era quello di arrivare alla creazione di un sistema di scambio semplice e non discriminatorio, al posto di quindici mercati liberalizzati ma ancora troppo frammentati⁴⁰.

3.1.2. *Le Direttive di seconda generazione: la Direttiva 2003/54/CE*

Con la Comunicazione "Completamento del mercato interno dell'energia"⁴¹, la Commissione intendeva evidenziare la necessità di proseguire nel processo di liberalizzazione. Per questo motivo, da tale Comunicazione prendono avvio i lavori relativi al secondo pacchetto di misure. La Direttiva 2003/54/CE⁴² compie in questo senso un ulteriore passo in direzione della creazione di un mercato libero dell'energia.

L'impulso a questo secondo intervento normativo è anche da ricondursi alle sollecitazioni del Consiglio Europeo in occasione della sessione del marzo 2000 tenutasi a Lisbona. In particolare il Consiglio richiedeva di elaborare entro la fine del 2000 una strategia per la

³⁸ Si fa riferimento in questa sede alle Direttive 96/92/CE concernente norme comuni per il mercato dell'energia elettrica, 30 gennaio 1997, e 96/92/CE concernente norme comuni per il mercato dell'energia elettrica, 30 gennaio 1997

³⁹ Commissione Europea, COM (2000) 297, *Recenti sviluppi nella realizzazione dei mercati interni dell'elettricità*, 16 maggio 2000

⁴⁰ B. Pozzo, *Le politiche energetiche europee*, Giuffrè Editore, 2009

⁴¹ Commissione Europea, COM (2001) 125, *Proposta di Direttiva recante modifiche delle Direttive 1996/92/CE e 1998/30/CE relative a norme comuni per i mercati interni dell'energia elettrica e del gas naturale*, 13 marzo 2001

⁴² Commissione Europea, Direttiva 2003/54/CE *relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica*, 26 giugno 2003

eliminazione degli ostacoli all'accelerazione del processo di liberalizzazione dei settori del gas naturale e dell'energia elettrica. L'obiettivo ultimo era quello di pervenire alla creazione di un mercato interno pienamente operativo, necessario per la tutela degli interessi di imprese e consumatori.

Gli aspetti rilevanti della Direttiva 54 del 2003 riguardavano la separazione societaria, ovvero “quando tali imprese intendono operare in mercati diversi, devono costituire una società separata e darne comunicazione preventiva all'Autorità”⁴³, e la separazione contabile⁴⁴della trasmissione e della distribuzione rispetto alle attività di produzione e vendita di energia elettrica; l'individuazione di un insieme di competenze e poteri da porre in capo alle Autorità nazionali; l'accesso regolamentato al mercato basato su tariffe amministrate.

La Direttiva poneva come obiettivo quello della realizzazione di un mercato elettrico libero e prevedeva che *“la libera circolazione delle merci, la libera fornitura dei servizi e la libertà di stabilimento, assicurate ai cittadini europei dal trattato, possono tuttavia essere attuate soltanto in un mercato completamente aperto, che consenta ad ogni consumatore la libera scelta dei fornitori e ad ogni fornitore la libera fornitura ai propri clienti”*⁴⁵.

All'interno della Direttiva assumeva rilevanza particolare il passaggio dal termine “obbligo di servizio pubblico” a “servizio universale” da intendersi quale *“diritto alla fornitura di energia elettrica di una qualità specifica a prezzi ragionevoli, facilmente e chiaramente comparabili e trasparenti”*⁴⁶.

La nuova Direttiva prevedeva l'adozione di misure adeguate per la tutela dei clienti finali. Veniva dedicata particolare attenzione ai clienti “vulnerabili” e alle misure adatte a

⁴³ Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM), “Comunicazione adempimenti art 8 L 287/90 (separazioni societarie)”, 10 ottobre 1990

⁴⁴ È il principio della separazione tra le diverse attività di imprese multiservizi con la finalità di impedire o limitare la creazione di sussidi incrociati, che possano ostacolare l'entrata di nuovi concorrenti sul mercato di uno specifico servizio e di assicurare un flusso informativo certo, omogeneo e dettagliato circa le componenti economiche e patrimoniali delle diverse attività regolamentate dalle specifiche Autorità di settore.

⁴⁵ Commissione Europea, Direttiva 2003/54/CE relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, 26 giugno 2003

⁴⁶ Ibidem

garantire a questi ultimi la continuità della fornitura di energia elettrica. La trasparenza assumeva una funzione centrale, così come la comunicazione delle informazioni generali e i meccanismi per la risoluzione delle controversie. All'interno della normativa era riportato il tipo di informazioni da inserire all'interno delle fatture di energia elettrica. Nello specifico, dovevano essere specificate le informazioni relative alla quota di ciascuna fonte energetica nel mix energetico utilizzato dall'impresa nell'anno precedente a quello di fatturazione e riferimenti rispetto all'impatto ambientale della produzione elettrica in riferimento al mix energetico utilizzato dal fornitore di energia.

La nuova Direttiva enfatizzava inoltre il ruolo del Gestore del sistema di trasmissione, ribadendone l'indipendenza rispetto ad attività diverse dalla trasmissione. Le norme però non prevedevano la separazione societaria dei mezzi di sistema di trasmissione dall'impresa verticalmente integrata. Gli Stati membri erano chiamati a realizzare un sistema di accesso dei terzi ai sistemi di trasmissione e di distribuzione in base a tariffe fissate da specifiche Autorità di regolamentazione. Tali soggetti erano considerati organismi pienamente indipendenti dagli interessi industriali e avevano il compito di garantire equità di trattamento ai consumatori e l'effettiva concorrenza all'interno del mercato.

Tra i compiti delle Autorità di regolazione si segnalano, in particolare, il controllo circa le regole di gestione e assegnazione della capacità di interconnessione, i dispositivi per la risoluzione delle congestioni, i tempi necessari per le attività di connessione e riparazione, la pubblicazione delle informazioni su *interconnectors*⁴⁷, l'uso della rete e l'assegnazione delle capacità ai vari operatori. L'Autorità garantisce inoltre che venga rispettato il principio di separazione contabile e stabilisce condizioni e tariffe di connessione dei nuovi produttori di elettricità.

Secondo la Direttiva, l'apertura completa del mercato non si sarebbe realizzata prima del 2007, mentre a partire dal 2004 tutti i clienti non civili sarebbero stati considerati clienti idonei.

⁴⁷ Dalla Direttiva 2009/72/CE relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, 13 luglio 2009, "apparecchiatura per collegare reti elettriche"

3.1.3. *Le Direttive di terza generazione: la Direttiva 09/27/CE*

Il Terzo Pacchetto Energia nasce su impulso della Commissione Europea nel 2007 e si compone di due Direttive (2009/72/CE⁴⁸, 2009/73/CE⁴⁹) recanti norme per il mercato dell'energia elettrica e del gas naturale e tre Regolamenti (713⁵⁰, 714⁵¹, 715⁵² del 2009) relativi rispettivamente all'istituzione di un'Agenzia per la cooperazione fra regolatori nazionali dell'energia, alle condizioni di accesso alla rete in tema di scambi transfrontalieri di energia elettrica e alle condizioni di accesso alle reti e trasporto di gas naturale.

L'obiettivo è di arrivare alla creazione di meccanismi di cooperazione tra gli Stati membri al fine di migliorare il livello di integrazione tra i mercati nazionali e ridurre le differenze relative al grado di apertura degli stessi. Infatti dalla relazione sui progressi del processo di integrazione dei mercati del gas naturale e dell'energia elettrica, si evince che sono necessari ulteriori interventi per la realizzazione di un mercato interno dell'energia. In particolare, si denota la mancanza di uniformità nel recepimento e nell'attuazione all'interno dei singoli Stati membri, comportando quindi l'avvio di procedure di infrazione per gli Stati inadempienti. Altro punto posto in evidenza dalla Commissione, è la mancanza di interventi in materia di scambi transfrontalieri di energia. Di conseguenza, la Commissione ha deciso di proporre l'istituzione di un'agenzia per la cooperazione tra i regolatori nazionali.

Il Terzo Pacchetto Energia contiene la disciplina relativa alla separazione societaria per i gestori delle società verticalmente integrate nel mercato dell'energia elettrica. Per quanto riguarda il gestore della rete di trasmissione, gli Stati membri possono scegliere tra regimi

⁴⁸ Commissione Europea, Direttiva 2009/72/CE relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, 13 luglio 2009

⁴⁹ Commissione Europea, Direttiva 2009/73/CE relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, 13 luglio 2009 CE

⁵⁰ Commissione Europea, Regolamento 2009/713/CE che istituisce un'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia, 13 luglio 2009

⁵¹ Commissione Europea, Regolamento 2009/714/CE relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica, 13 luglio 2009

⁵² Commissione Europea, Regolamento 2009/715/CE relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale, 13 luglio 2009

di separazione differenti. I regimi ammessi dalla normativa sono: separazione proprietaria e separazione societaria dove il gestore del sistema può essere indipendente, ma la proprietà intende mantenere parte del servizio (*Independent System Operator-ISO*), oppure dove la gestione e la manutenzione della rete vengono ceduti a terzi (*Independent Transmission Operator-ITO*) al fine di garantire l'indipendenza e l'autonomia dei gestori delle reti.

Nel primo caso si intende l'attribuzione delle attività di distribuzione e trasmissione ad una società specifica, posseduta dalla società di produzione, ma rispetto a questa indipendente ed autonoma, mentre nel secondo caso avviene la cessione della proprietà della rete ad una società terza indipendente dalla società di produzione. In altri termini, la separazione delle reti di distribuzione e trasmissione dalle attività di produzione è finalizzata a garantire l'indipendenza decisionale e funzionale delle reti.

La Commissione sembra maggiormente orientata verso la prima delle modalità previste, separazione integrale della proprietà, in quanto considerata la più efficace per l'eliminazione degli ostacoli agli investimenti nelle infrastrutture di rete, oltre che utile alla risoluzione di conflitti d'interesse. La stessa Direttiva, relativa al settore dell'energia elettrica riporta *“in assenza di una separazione effettiva delle reti dalle attività di generazione e fornitura (separazione effettiva), vi è il rischio permanente di creare discriminazioni non solo nella gestione della rete, ma anche negli incentivi che hanno le imprese verticalmente integrate a investire in misura adeguata nelle proprie reti”*⁵³.

Inoltre, la normativa comunitaria prevede un potenziamento dei poteri e delle competenze di questi ultimi, oltre all'istituzione di una specifica agenzia (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators - ACER*) con il compito di coordinare le attività dei regolatori nazionali. Secondo la Direttiva europea, ai regolatori nazionali deve essere garantita l'indipendenza nei confronti dei rispettivi governi nazionali, nonché dei soggetti da essi regolati. Per la Commissione *“i regolatori dell'energia devono essere posti in grado di*

⁵³ Commissione Europea, Direttiva 2009/72/CE relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, 13 luglio 2009, Considerazione n.9

*prendere decisioni su tutti gli aspetti della regolamentazione ed essere interamente indipendenti da altri interessi pubblici o privati”*⁵⁴

L’Agenzia per la Cooperazione dei Regolatori Nazionali (ACER), a sostituzione della precedente ERGEG⁵⁵ (*European Regulators Group for Electricity and Gas*), si occupa dell’assistenza alle autorità nazionali di regolazione e dell’armonizzazione della regolazione e dell’integrazione dei mercati nazionali. L’istituzione dell’Agenzia promuove la visione di un modello cooperativo tra organi nazionali e comunitari nella regolazione del settore elettrico, prevedendo modelli di collaborazione orizzontale tra le Autorità nazionali e verticale tra regolatori nazionali e Commissione europea.

Il Pacchetto, con riguardo alle interconnessioni tra Stati membri, disciplina la creazione del network ENTSO (*European Network Transmission System Operators*), quale organismo il cui scopo è quello di coordinare le attività dei gestori di rete degli Stati membri. L’Agenzia assolve a diversi compiti tra cui: la gestione in sicurezza delle reti europee, la definizione di codici di rete per ambiti specifici e la realizzazione di un piano europeo degli investimenti decennale.

3.2. Il recepimento delle Direttive in Italia

In Italia, l’apertura del mercato elettrico e del gas naturale alla concorrenza rappresenta un traguardo che sta a valle di un processo iniziato alcuni anni prima⁵⁶. Tali provvedimenti disciplinavano, rispettivamente, la riduzione dei vincoli all’autoproduzione, strumentale all’incentivazione della produzione elettrica da fonti rinnovabili, l’istituzione dell’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas (AEEG) e la costituzione di ENEL in società

⁵⁴ Commissione Europea, Direttiva 2009/72/CE relativa a norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica, 13 luglio 2009, Considerazione n.34

⁵⁵ Agenzia creata nel 2003, da decisione n.796/2003

⁵⁶ Si fa riferimento in questa sede alla L.n.9/1991 recante norme per gli impianti idroelettrici e per gli elettrodotti, 9 gennaio 1991, alla L.n.481/1995 recante norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità. Istituzione delle Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità, 14 novembre 1995 e al D.L.n.333/1992 Misure urgenti per il risanamento della finanza pubblica, 11 luglio 1992

per azioni, con conseguente conferimento dell'intero pacchetto azionario al Ministero del Tesoro.

Il processo di liberalizzazione del settore elettrico italiano ha inizio con l'adozione del D.lgs. n. 79 del 1999, quale legge di recepimento della Direttiva 96/92/CE, adottata dal Parlamento Europeo e del Consiglio dell'Unione Europea. Tale processo prosegue con le Direttive del 2003 e del 2009, recepite con la Legge Marzano (L.n.239/2004) e il d.lgs. 93/2011 del Terzo Pacchetto Energia.

3.2.1. *Il D.lgs.79/1999 ("Decreto Bersani")*

Il Decreto Bersani recepisce il Primo Pacchetto Energia in riferimento al mercato dell'energia elettrica. La normativa ha come oggetto l'apertura alla concorrenza e la regolazione del mercato. La realizzazione degli obiettivi europei presupponeva un intervento specifico per la limitazione delle attività di produzione, trasmissione, distribuzione e vendita, fino a quel momento ricoperta per intero da un unico operatore nazionale, ENEL, per il quale è stata prevista la procedura di separazione legale.

Per quanto riguarda l'attività di trasmissione, questa è stata riservata allo Stato e svolta in regime di concessione, mentre per la gestione della rete le funzioni sono state affidate al Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN). La motivazione di fondo era che la proprietà delle reti potesse aumentare il peso di ENEL una volta che le azioni della società venissero collocate sul mercato.

Uno dei primi effetti della liberalizzazione del mercato elettrico è l'entrata di nuovi soggetti concorrenti e la nascita di nuovi operatori. Secondo quanto previsto dalla normativa di recepimento italiana, i nuovi soggetti sono grossisti, produttori, distributori e consorzi⁵⁷. Il grossista è la persona fisica o giuridica che acquista o vende energia elettrica senza svolgere l'attività di produzione, trasmissione e distribuzione. Il produttore è la persona fisica o giuridica che svolge attività di produzione di energia elettrica. Il

⁵⁷ ARERA, Rapporto annuale, anno 2000, consultabile al sito www.arera.it

distributore, invece, è la persona fisica responsabile delle attività di acquisto o vendita dell'energia elettrica, svolgendo attività di trasmissione e/o distribuzione⁵⁸.

Il Decreto ha affrontato la questione della cessione degli impianti ENEL da parte della stessa. Secondo la normativa, nessun soggetto avrebbe potuto produrre o importare più del 50% dell'energia elettrica totale prodotta e importata in Italia. Il piano presentato da ENEL S.p.a. al Governo confermato da Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri, prevedeva che la cessione degli impianti individuati avvenisse mediante la costituzione da parte di ENEL S.p.a. di tre società distinte (Genco), quali Eurogen S.p.a., Elettrogen S.p.a. e Interpower S.p.a.

ENEL avrebbe dovuto seguire obiettivi e criteri, fissati dal Governo, per la dismissione degli impianti e il conferimento degli stessi alle tre società neo costituite. I nuovi produttori avrebbero dovuto disporre di un parco impianti in grado di garantire economicità ed efficienza della produzione, nonché autonomia nella gestione dell'offerta in termini di riserva e di programmi di manutenzione degli impianti. Inoltre, sempre secondo il Governo, le dismissioni avrebbero riguardato un mix di impianti di base e di punta, tale da consentire di concorrere in ogni fase della domanda; un mix diversificato di fonti di energia primaria; gli impianti obsoleti; un'adeguata distribuzione geografica in modo da evitare la creazione di monopoli locali. Infine, le offerte di acquisto avrebbero dovuto comprendere piani industriali che riportassero informazioni circa il periodo minimo di mantenimento dell'attività di produzione, le modalità di gestione della continuità occupazionale e i programmi di investimento. In seguito alla distinzione tra "impianti di base", definiti come termici ad elevato rendimento e idroelettrici ad acqua fluente, e "impianti *mid merit*", impianti idroelettrici a bacino, serbatoio o pompaggio e i termoelettrici a rendimento inferiore, la cessione da parte di ENEL ha interessato solo uno degli impianti tradizionalmente considerati "di punta", si tratta di un impianto turbogas, equivalente al 6% della potenza turbogas di ENEL S.p.a.

Il criterio della diversificazione è stato rispettato da parte dell'Enel, tranne nel caso della produzione da fonti idroelettriche. Infatti, la capacità idroelettrica installata di proprietà di

⁵⁸ Glossario ARERA

ENEL rappresentava il 60%, senza contare la partecipazione della stessa alle joint venture cui sarebbero assegnati 2880 MW di potenza installata. Il criterio della distribuzione geografica è stato parimenti rispettato da ENEL. Con riferimento alle caratteristiche del parco impianti di proprietà di Interpower, si trattava di centrali mediamente più obsolete (l'età media del parco sarebbe di 30 anni, rispetto ad una media tra 18 e 20 per Eurogen ed Elettrogen).

Secondo il piano, la capacità produttiva di ENEL si sarebbe fermata intorno al valore del 40% del totale, conseguentemente allo sviluppo della domanda, la maggiore partecipazione di terzi alla produzione e alla rapidità dei processi di riconversione delle centrali.

Relativamente alla trasformazione di ENEL S.p.a., il Decreto Bersani ha stabilito il passaggio da attore monopolista del settore elettrico a società finanziaria, con controllo su società separate associate rispettivamente ai diversi settori della filiera produttiva. Da qui, la creazione di Erga S.p.a., per la produzione elettrica derivante da fonti rinnovabili, geotermiche o alternative; ENEL Distribuzione S.p.a., per le attività di distribuzione di energia elettrica a clienti del mercato vincolato; ENEL Trade S.p.a., per le attività di commercializzazione dell'energia e di vendita ai clienti idonei; Terna S.p.a., per la proprietà e gestione della rete di trasmissione; Sogin S.p.a., per le operazioni di smantellamento delle centrali nucleari dismesse. In questo modo, gli sforzi di liberalizzazione si sono concentrati sul lato della produzione elettrica, permettendo l'ingresso nel mercato a nuovi soggetti, ma allo stesso tempo, mantenendo una situazione di monopolio, che di fatto resiste all'intervento normativo, per quanto riguarda le decisioni relative a investimenti infrastrutturali.

Per quanto riguarda le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica, è stata confermata la validità dell'obbligo di connessione, secondo i criteri definiti dall'Autorità, di tutti i soggetti che ne facciano richiesta. Tra i compiti del Gestore, la gestione dei flussi di energia, per garantire la sicurezza, l'affidabilità, l'efficienza e minor costo di servizio e degli approvvigionamenti. Il Gestore ricopre quindi il ruolo di concessionario della rete di trasmissione e dispacciamento per le quali stabilisce regole di dispacciamento e tecniche.

Con l'adozione del Decreto Bersani, le fasi di trasmissione e dispacciamento sono state sottoposte a regime di riserva da parte dello Stato. Secondo questo meccanismo, la proprietà della rete di trasmissione è affidata a ENEL S.p.a., mentre la gestione della stessa è assegnata ad un soggetto quale il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN). Titolare dei compiti del GRTN era il Ministero del Tesoro, del Bilancio e della Programmazione economica, mentre gode di poteri di Direttiva il Ministero dell'Industria, Commercio e Artigianato. Secondo l'art.3 del d. lgs. 79/1999, il Gestore "esercita le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica, ivi compresa la gestione unificata della rete di trasmissione nazionale. Il Gestore ha l'obbligo di connettere alla rete di trasmissione nazionale tutti i soggetti che ne facciano richiesta, senza compromettere la continuità del servizio". Inoltre, sempre secondo l'art.3, "il gestore della rete di trasmissione nazionale gestisce i flussi di energia, i relativi dispositivi di interconnessione ed i servizi ausiliari necessari; garantisce l'adempimento di ogni altro obbligo volto ad assicurare la sicurezza, affidabilità, l'efficienza e il minor costo del servizio e degli approvvigionamenti; gestisce la rete senza discriminazione di utenti o categorie di utenti; delibera gli interventi di manutenzione e di sviluppo della rete" .

In seguito al black-out del 2003, la gestione e la proprietà della rete sono state affidate a Terna, che successivamente viene privatizzata. Il pacchetto azionario di Terna è stato trasferito a privati (65%), al Ministero dell'Economia e alla Cassa Depositi e Prestiti (30%)⁵⁹. L'operazione si è conclusa nel 2005 ed è stata seguita dall'incentivazione al passaggio a Terna delle tratte di rete di trasmissione ancora di proprietà di altre imprese. In questo modo, dal punto di vista organizzativo, un unico soggetto a controllo pubblico era titolare della proprietà e della gestione della rete di trasmissione nazionale. Nello stesso anno, per incentivare la partecipazione di privati nelle attività di investimento per la costruzione delle reti di interconnessione con gli altri paesi, è stato emanato il Decreto ministeriale del 21 ottobre 2005 avente come oggetto le modalità attraverso le quali tali soggetti potevano richiedere l'esenzione dalla disciplina che regola il diritto di accesso a terze parti alle linee.

⁵⁹ G.B. Zorzoli, *Strano mercato quello elettrico*, Barbera Editore, 2008,

In riferimento all'attività di distribuzione, il Decreto Bersani prevedeva la separazione societaria rispetto ad altre imprese appartenenti ad altri segmenti di mercato e l'obbligo di connessione di tutti i soggetti che ne facciano richiesta. Per quanto riguarda le concessioni di distribuzione, la distribuzione dell'energia è stata razionalizzata, con l'assegnazione di un'unica concessione per ambito comunale.

Per quanto riguarda l'apertura totale del settore elettrico, il Decreto prevedeva tale passaggio, solo a partire dal 31/12/2030. Prima di quel momento, il governo ha introdotto un regime di concessione di durata trentennale con conseguente limitazione del processo di liberalizzazione riguardo al segmento della distribuzione. La durata delle concessioni prevista non ha fatto altro che posticipare il processo di liberalizzazione, escludendo l'ipotesi di affermazione di un meccanismo concorrenziale.

Le modalità di riconoscimento e di verifica della qualifica di "cliente idoneo" sono state definite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas con delibera 30 giugno 1999, documento che ha istituito presso l'Autorità l'elenco dei clienti idonei completo di nominativi dei soggetti a cui è stata riconosciuta tale nomina.

Secondo il Decreto, il termine cliente idoneo descriveva una persona fisica o giuridica in grado di stipulare contratti di fornitura con qualsiasi produttore, distributore o grossista. Fino al 2004 era la domanda energetica dei singoli utenti ad essere utilizzata quale discriminante. In base a delle soglie di consumo, un soggetto poteva o meno accedere al mercato libero. Mentre il "cliente vincolato è il cliente finale che, non rientrando nella categoria dei clienti idonei, è legittimato a stipulare contratti di fornitura esclusivamente con il distributore che esercita il servizio nell'area territoriale dove è localizzata l'utenza"⁶⁰

La tipologia di cliente finale include tutti i soggetti che fanno capo ad un unico sito di consumo, allo stesso tempo, distributori, grossisti, società, gruppi, consorzi e società consortili hanno la possibilità di superare le soglie di idoneità aggregando i consumi effettuate anche attraverso siti di prelievo differenti. I distributori avevano la possibilità di ottenere la qualifica di cliente idoneo rispetto all'energia destinata ai clienti idonei

⁶⁰ D.Lgs.79/1999 Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, 16 marzo 1999

connessi alla loro rete, inoltre, il numero totale di clienti non deve superare le 300.000 unità. Gli acquirenti grossisti erano riconosciuti come idonei rispetto all'energia consumata da clienti idonei con cui avevano stipulato dei contratti di vendita di energia. Con la legge finanziaria per il 2000, la possibilità di partecipare a consorzi per ottenere il riconoscimento è stata estesa alle pubbliche amministrazioni. Secondo i dati del 30 aprile del 2000, il numero di soggetti idonei era di 791, di cui 529 erano clienti finali, 122 consorzi e società consortili, 99 le imprese costituite in forma societaria. I punti di prelievo erano 3711, di cui 2651 facenti capo a consorzi e società consortili. Il consumo annuo era di 74,5 TWh, più della metà rappresentato dai clienti finali (51,2 TWh).

Per la stipula e la gestione dei contratti di fornitura per i clienti vincolati, la società per azioni "Acquirente Unico" garantisce il rispetto dei principi di continuità, sicurezza, efficienza del servizio e parità di trattamento. La società stipula contratti di fornitura attraverso procedure di acquisto trasparenti e non discriminatorie, contratti di vendita con i distributori elettrici, per pervenire all'applicazione della tariffa unica ai clienti vincolati.

Il Decreto Bersani ha affrontato il tema della gestione del mercato, prevedendo l'istituzione del Gestore del mercato elettrico (GME), società responsabile dell'organizzazione e della gestione del Mercato Elettrico, del Mercato del Gas naturale e dei Mercati per l'Ambiente secondo criteri di neutralità, trasparenza, obiettività e concorrenza. Il GME è interamente partecipato dal Gestore dei Servizi Elettrici (GSE) ENEL S.p.A., a sua volta interamente partecipato dal Ministero dell'Economia e delle Finanze. Oltre al GME, il GSE gestisce anche la società Acquirente Unico S.p.A. (AU) e Ricerca sul Sistema Energetico S.p.A. (RSE).

3.2.2. *L. n. 239/2004 c.d. "Legge Marzano"*

Con la Direttiva 54 del 2003, la Commissione Europea intendeva proseguire il cammino verso una più completa apertura del mercato interno nel settore elettrico. In Italia, tale Direttiva è stata recepita attraverso l'adozione della legge n.239/2004, contenente le norme in materia di "riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia".

La legge Marzano ha imposta il nuovo assetto normativo seguendo quattro linee di intervento principali:

1. Definizione delle competenze dello Stato e delle Regioni in materia di energia, alla luce delle nuove disposizioni della riforma del titolo V della Costituzione;
2. Completamento del processo di liberalizzazione iniziato con il Decreto Bersani con l'obiettivo di accrescere la competenza e ridurre i prezzi;
3. Incremento dell'efficienza del mercato interno dell'energia;
4. Diversificazione delle fonti energetiche a tutela della sicurezza degli approvvigionamenti e a protezione dell'ambiente.

Per quanto riguarda la definizione delle competenze statali e regionali in materia, la legge si è limitata ad individuare i principi fondamentali ai quali le Regioni hanno l'obbligo di attenersi. Le funzioni amministrative sono state affidate ai diversi livelli di governo alla luce dei principi di adeguatezza, sussidiarietà e differenziazione. L'art. 4 della legge prevedeva i compiti spettanti a Stato e Regioni, al fine di assicurare il rispetto dei livelli essenziali delle prestazioni su tutto il territorio. Definiva inoltre, che fossero le Regioni, attraverso l'adozione di apposite leggi, ad assumere le funzioni amministrative non direttamente attribuite allo Stato. Per quanto riguarda, invece, una più netta distinzione tra le competenze di Stato e Regioni, la normativa non presentava una disciplina chiara; ciò è dovuto anche alla notevole estensione delle funzioni amministrative riservate allo Stato. Infatti, all'art. 7 e 8, è possibile trovare un elenco di materie molto ampie, come la sicurezza degli approvvigionamenti, l'importazione e l'esportazione di energia elettrica, la programmazione e l'elaborazione di programmi scientifici in campo energetico, e ancora, la definizione di criteri per le nuove concessioni di distribuzione dell'energia elettrica e per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio degli impianti di generazione di energia elettrica.

Seguendo invece, la seconda direttrice dell'intervento, era previsto un ampliamento della platea dei clienti idonei, con l'assegnazione della qualifica di cliente idoneo in base alla tipologia di utenza, accelerando il passaggio ad una configurazione competitiva del mercato elettrico. Quindi la L.n.239/2004 permetteva a tutti gli utenti di rifornirsi sul

mercato libero dell'energia elettrica (art. 4 lett. g/h). Per i clienti che non avessero esercitato il proprio diritto di recedere dal contratto di fornitura, la legge prevedeva il mantenimento della società Acquirente Unico quale garante della fornitura elettrica.

La terza modalità, attraverso la quale la Legge Marzano ha modificato il quadro descritto dal Decreto Bersani, riguarda l'incremento dell'efficienza del mercato interno attraverso la riorganizzazione dei soggetti operanti all'interno del mercato. Per quanto concerne la proprietà e la gestione del sistema di trasmissione nazionale, diversamente da quanto prescritto dalla Direttiva 2003/54/CE, la Legge Marzano ha assegnato entrambe le funzioni ad un unico soggetto. Sempre secondo la Direttiva, "I soggetti titolari di concessioni di distribuzione possono costituire una o più società per azioni, di cui mantengono il controllo e a cui trasferiscono i beni e i rapporti in essere, le attività e le passività relativi alla distribuzione di energia elettrica e alla vendita ai clienti vincolati". L'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas provvedeva ad emanare i criteri per le opportune modalità di separazione contabile (gestionale) delle attività esercitate dalle predette società. La normativa europea prevedeva invece la separazione delle attività di vendita e di distribuzione salvo eccezioni⁶¹.

Con riferimento alla quarta direttrice di sviluppo del mercato dell'energia elettrica, la Legge Marzano, comma 119, prevedeva una serie di attività con l'obiettivo di accrescere la sicurezza e l'efficienza del sistema energetico nazionale. Nello specifico, si trattava di una serie di interventi volti a raggiungere obiettivi in termini di utilizzo delle fonti rinnovabili, come la realizzazione di un piano nazionale di educazione e informazione sul risparmio e sull'uso efficiente dell'energia e di progetti pilota per una maggiore efficienza energetica degli edifici utilizzati dalla Pubblica Amministrazione.

Il D. l. N.79 del 2007 convertito il L. n. 125 del 2007: il servizio di maggior tutela

La normativa disciplinava le tempistiche necessarie per la creazione di un mercato libero dell'energia, comprendendo regole per la liberalizzazione del segmento della vendita per

⁶¹ Commissione Europea, Direttiva 2003/54/CE relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, 26 giugno 2003, art.15

i clienti finali. In particolare, dal 1° luglio 2007 “i clienti finali domestici hanno diritto di recedere dal preesistente contratto di fornitura di energia elettrica come clienti vincolati, secondo modalità stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, e di scegliere un fornitore diverso dal proprio distributore”.

Secondo quanto previsto dal Decreto, era l'Autorità per l'energia elettrica e il gas a definire ed impostare gli standard qualitativi e quantitativi a garanzia dell'erogazione del servizio e a definire i prezzi per le forniture di energia ai clienti rientranti nel regime di maggior tutela. La normativa italiana, in accordo con le Direttive europee precedentemente citate, ha compiuto un ultimo passo in direzione della creazione di un unico mercato dell'energia, eliminando la distinzione tra clienti idonei e vincolati.

Sempre a partire dal luglio 2007, la separazione tra le attività di distribuzione e di vendita, per le società che detengono entrambe le funzioni, sarebbe diventata obbligatoria. La legge prevedeva infatti che, nel caso in cui le imprese alimentino attraverso le loro reti almeno 100.000 clienti, venissero portate avanti le procedure per la separazione societaria delle attività di vendita.

È stata altresì previsto il “servizio di salvaguardia” per i clienti finali non in regime di Maggior Tutela, senza fornitore di energia elettrica o che non abbiano scelto un fornitore. L'obiettivo è di assicurare tale servizio attraverso procedure concorsuali per aree territoriali e a condizioni tali da incentivare il passaggio al mercato libero. Tali disposizioni sono adottate tramite Decreto ministeriale del Ministro dello Sviluppo Economico.

Con riguardo alla comunicazione inerente all'utilizzo delle fonti rinnovabili nella generazione elettrica, la legge disponeva inoltre che “le imprese di vendita di energia elettrica fornissero, nelle fatture e nel materiale promozionale inviato ai propri clienti finali, le informazioni sulla composizione del mix energetico utilizzato per la produzione dell'energia elettrica fornita nell'anno precedente e indicano le fonti informative disponibili sull'impatto ambientale della produzione”.

3.2.3. *Il D.lgs. n. 93/2011 (Terzo Pacchetto)*

Il D.lgs.93/2011 disciplina la liberalizzazione del mercato *retail* per tutti i clienti. Con l'adozione del Decreto, per tutti i clienti finali civili e tutte le piccole e medie imprese (PMI), con un fatturato inferiore a 10 mln all'anno con meno di 50 dipendenti, è possibile stipulare un contratto di fornitura di energia elettrica sul mercato libero.

Il Decreto interviene nella materia, confermando il regime di Maggior Tutela per i clienti finali civili e PMI che non scelgano il fornitore sul libero mercato. In questo caso la funzione di approvvigionamento dell'energia elettrica continua ad essere svolta dall'Acquirente Unico.

La normativa inoltre prevede che sia l'AEEG il soggetto responsabile per l'impostazione delle condizioni di erogazione del servizio di maggior tutela⁶². Per quanto riguarda la definizione dei criteri per il superamento del regime di Maggior Tutela, si fa riferimento al "Ddl Concorrenza" - il provvedimento introduce il superamento delle tutele di prezzo nel mercato *retail* elettrico e del gas naturale dal 1/7/2018. Gli obblighi dell'Autorità consistono nella realizzazione di un portale per la raccolta delle offerte vigenti sul mercato per i consumatori domestici e PMI, tale adeguamento era atteso per giugno 2016, nella definizione delle modalità di ottemperamento degli obblighi dei fornitori e delle linee guida per la promozione delle offerte commerciali a favore dei gruppi di acquisto. L'Autorità è inoltre tenuta a verificare l'operatività del portale informatico e del Sistema Informatico Integrato (SII), il rispetto delle tempistiche di *switching* e fatturazione, in accordo con quanto stabilito dalla Direttiva 2009/72/CE e la realizzazione del processo di *brand unbundling*⁶³.

All'interno della normativa sono riportati gli obblighi posti in capo agli operatori. Questi si sostanziano nell'obbligo di fornire almeno una proposta di offerta di fornitura o prezzo variabile e fisso per consumatori domestici e PMI.

⁶² ARERA, Delibera 156/2007 Disposizioni in materia di condizioni economiche del servizio di maggior tutela basate su prezzi biorari, 2000

⁶³ Separazione tra politiche di comunicazione e politiche di marchio, tra ramo di azienda preposta a vendita e distribuzione

Il provvedimento comprende la disciplina relativa all'attività di trasmissione e dispacciamento che viene svolta in regime di concessione da Terna S.p.a., la quale già opera in veste di gestore del sistema di trasmissione. Il Decreto non introduce i modelli *Independent Transmission Operator* e *Independent System Operator*⁶⁴ e stabilisce il principio di separazione gestionale; da ciò ne consegue che al Gestore del sistema di trasmissione e dispacciamento di energia non sia permesso esercitare attività di produzione e di fornitura di energia elettrica, né gestire infrastrutture o impianti di generazione. Il Gestore, può realizzare e gestire sistemi di accumulo diffusi di energia elettrica mediante batterie e predisporre un piano di sviluppo decennale della rete di trasmissione. Il Piano ha come obiettivo quello di individuare le infrastrutture di trasmissione da costruire o potenziare, gli investimenti programmati e i nuovi investimenti da realizzare nel triennio successivo.

Per quanto riguarda la disciplina relativa all'attività di distribuzione, viene confermato il principio di separazione societaria per quanto riguarda la distribuzione e la vendita, come l'indipendenza gestionale e organizzativa rispetto alle altre attività dell'impresa verticalmente integrata. Il Decreto definisce in dettaglio i criteri che l'Autorità ha l'obbligo di seguire per garantire l'indipendenza gestionale ed organizzativa del settore. Tra questi, l'obbligo per le attività nel campo della distribuzione di non far parte di strutture dell'impresa elettrica responsabili della gestione dell'attività di generazione, trasmissione o fornitura di energia elettrica. Infine, sempre per l'attività di distribuzione è previsto l'obbligo di divulgazione non discriminatoria delle informazioni che potrebbero generare un vantaggio commerciale.

Il Decreto definisce l'insieme dei compiti e dei poteri del Ministro dello Sviluppo Economico, includendo, tra le funzioni esistenti, i poteri di indirizzo e adozione di “opportuni provvedimenti in funzione dell'esigenza di equilibrio tra domanda e offerta sul mercato nazionale, del livello della domanda attesa in futuro, della capacità addizionale in corso di programmazione o costruzione, nonché della qualità e del livello di manutenzione delle reti, delle misure per far fronte ai picchi della domanda e alle carenze delle forniture di uno o più fornitori”. Inoltre, il Ministro ha competenza in materia di

⁶⁴ Definizione sintetica dei due modelli

costruzione di scenari inerenti il mercato dell'energia elettrica e del gas, che prevedano la domanda di energia suddivisa per settore e le infrastrutture necessarie di produzione, importazione e trasporto.

Con riferimento alla strategia energetica nazionale, l'art 3 del Decreto individua le "necessità minime di realizzazione o di ampliamento di impianti di produzione di energia elettrica (...), le relative infrastrutture di trasmissione e di trasporto di energia, anche di interconnessione con l'estero, al fine di conseguire gli obiettivi di politica energetica nazionale, anche con riferimento agli obblighi derivanti dall'attuazione delle Direttive comunitarie". Tali previsioni sono adottate mediante Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri, vengono aggiornate ogni due anni e comprendono la partecipazione delle amministrazioni regionali.

3.3. L'impatto della liberalizzazione sul sistema elettrico italiano

Le diverse ondate di liberalizzazione del mercato elettrico su impulso comunitario, hanno trasformato il sistema elettrico italiano interessando ogni segmento della filiera sotto vari aspetti: l'assetto organizzativo, il numero degli operatori e le varie funzioni ad essi affidate, gli investimenti, i prezzi dell'energia e la qualità del servizio.

3.3.1. L'organizzazione del sistema

Con l'istituzione di ENEL nel 1962 la struttura del settore elettrico rimase sostanzialmente invariata, fino alle modifiche introdotte all'inizio degli anni Novanta, per cui l'Ente, ENEL, venne trasformata in società per azioni, Enel S.p.A.

Per quanto riguarda le trasformazioni che hanno riguardato la generazione elettrica, con la legge n. 9 e 10 del 9 gennaio 1991, in accordo con quanto previsto dal Piano Energetico Nazionale del 1988, a qualsiasi soggetto venne consentito di realizzare impianti di generazione per soddisfare il proprio fabbisogno, o quello di altri soggetti purché facenti parte del medesimo gruppo industriale, consorzio o società consortile. La legge permise in questo modo l'ingresso o il rafforzamento di imprese di produzione diverse da Enel.

Nel caso di mancato utilizzo dell'energia prodotta da tali soggetti, la legge pose in capo ad Enel l'obbligo di acquistarla a prezzi favorevoli. Le regole per lo scambio e le tariffe ad esso connesse venivano decise dal CIP, che in caso di produzione di energia elettrica fornita da fonti rinnovabili, assicurava prezzi e parametri incentivanti. Il prezzo, in tal caso, variava secondo il tipo di tecnologia utilizzata, e dipendeva da due variabili: un prezzo base, che teneva conto dei costi di produzione evitati da Enel, e una remunerazione che variava in base alla tecnologia scelta per la generazione⁶⁵.

La seconda grande scossa al sistema elettrico italiano arrivò nel momento in cui l'ENEL, da ente pubblico economico, venne trasformato in società per azioni. La situazione economica italiana in quegli anni presentava una contraddizione di fondo. Da una parte, lo Stato era fortemente indebitato e quindi interessato a massimizzare gli utili di ENEL, mentre dall'altra, era ormai impegnato nel processo di apertura del mercato. Tale processo ebbe inizio con la legge di recepimento italiana nel 1996, mentre l'istituzione di un'Autorità nazionale indipendente avvenne, in Italia, con alcuni anni di anticipo rispetto a quanto previsto dalla normativa europea⁶⁶.

Prima tra tutte venne affrontata la questione della cessione degli impianti ENEL da parte della stessa. Infatti, secondo la normativa, nessun soggetto avrebbe potuto produrre o importare più del 50% dell'energia elettrica totale prodotta e importata in Italia. Il piano presentato da ENEL S.p.a. al Governo confermato da Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri, prevedeva che la cessione degli impianti individuati avvenisse mediante la costituzione da parte di ENEL S.p.a. di tre società distinte, quali Eurogen S.p.a., Elettrogen S.p.a. e Interpower S.p.a.

⁶⁵ G.B. Zorzoli, *Strano mercato quello elettrico*, Barbera Editore, 2008

⁶⁶ L.n.481/1995 recante norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità. Istituzione delle Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità, 14 novembre 1995

Tav. 3.1 Il piano di cessione ENEL: Caratteristiche degli impianti (Fonte: ARERA)

	Investimenti previsti	Impianto riconvertito (MWe)		
	miliardi di lire	base	mid-merit	totale
EUROGEN				
<i>Impianti termoelettrici</i>	2010	3340	614	6711
<i>Impianti idroelettrici</i>		137	629	766
Totale	2010	3477	1243	7477
ELETTROGEN				
<i>Impianti termoelettrici</i>	1665	3780	770	4550
<i>Impianti idroelettrici</i>		57	957	1014
Totale	1665	3837	1727	5564
INTERPOWER				
<i>Impianti termoelettrici</i>	1433	2980		2980
<i>Impianti idroelettrici</i>		27	36	63
Totale	1433	3007	36	3043
TOTALE	5108	10321	3006	16084
Totale termoelettrico	5108	10100	1384	14241
Totale Idroelettrico		221	1622	1843

Il Governo, inoltre, fissò gli obiettivi e i criteri che Enel avrebbe dovuto seguire per la dismissione degli impianti e il conferimento degli stessi alle tre aziende neo-costituite.

I nuovi produttori avrebbero dovuto disporre di un parco impianti in grado di garantire economicità ed efficienza della produzione, e autonomia nella gestione dell'offerta in termini di riserva e di programmi di manutenzione degli impianti. Inoltre, sempre secondo il Governo, le dismissioni avrebbero dovuto riguardare un mix di impianti di base e di punta, tale da consentire di concorrere in ogni fase della domanda; un mix diversificato di fonti di energia primaria; gli impianti obsoleti; un'adeguata distribuzione geografica in modo da evitare la creazione di monopoli locali. Infine, le offerte di acquisto avrebbero dovuto comprendere piani industriali contenenti informazioni circa il periodo minimo di mantenimento dell'attività di produzione, le modalità di gestione della continuità occupazionale e i programmi di investimento. In seguito alla distinzione tra "impianti di base", definiti come termici ad elevato rendimento e idroelettrici ad acqua fluente, e "impianti *mid merit*", impianti idroelettrici a bacino, serbatoio o pompaggio e i

termoelettrici a rendimento inferiore, la cessione da parte di Enel ha interessato solo uno degli impianti tradizionalmente considerati “di punta”, si tratta di un impianto turbogas, equivalente al 6% della potenza turbogas di Enel S.p.a.

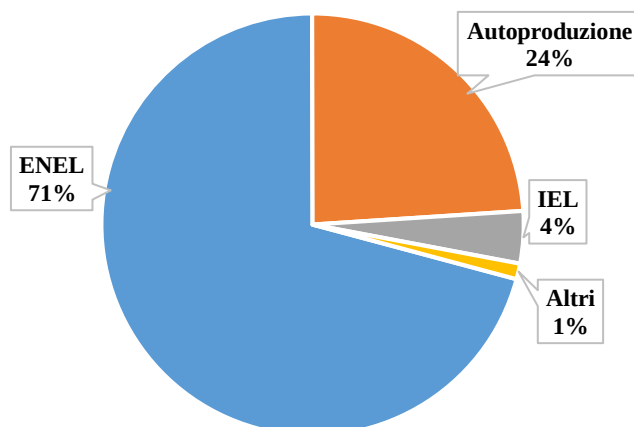
Il criterio della diversificazione venne rispettato da parte dell'Enel, tranne nel caso della produzione da fonti idroelettriche. Infatti, la capacità idroelettrica installata di proprietà di Enel arrivava al 60%, senza contare la partecipazione della stessa alle joint venture con 2880 MW di potenza installata. Il criterio della distribuzione geografica risultò parimenti rispettato da Enel. Con riferimento alle caratteristiche del parco impianti di proprietà di Interpower, si sarebbe trattato di centrali mediamente più obsolete (l'età media del parco sarebbe di 30 anni, rispetto ad una media tra 18 e 20 per Eurogen ed Elettrogen).

Secondo il piano, la capacità produttiva di Enel si sarebbe fermata intorno al valore del 40% del totale. Questo dovuto alle previsioni circa lo sviluppo della domanda, la maggiore partecipazione di terzi alla produzione e alla rapidità dei processi di riconversione delle centrali.

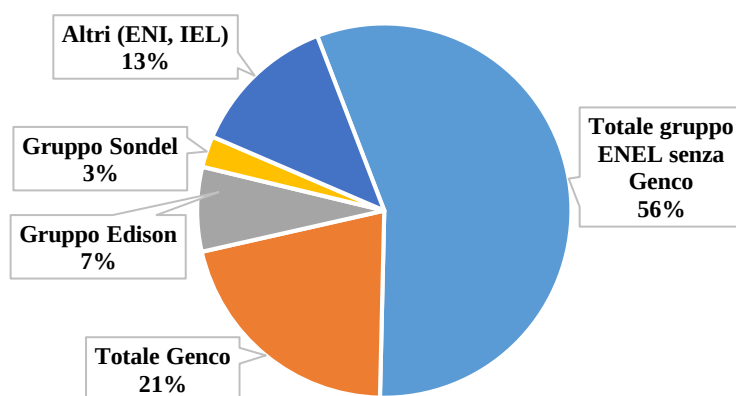
Relativamente alla trasformazione di Enel S.p.a., il Decreto Bersani, stabilì il passaggio da attore monopolista del settore elettrico a società finanziaria, controllante società separate e operanti in diversi settori della filiera produttiva. Da qui, la creazione di Erga S.p.a., per la produzione elettrica derivante da fonti rinnovabili, geotermiche o alternative; Enel Distribuzione S.p.a., per le attività di distribuzione di energia elettrica a clienti del mercato vincolato; Enel Trade S.p.a., per le attività di commercializzazione dell'energia e di vendita ai clienti idonei; Terna S.p.a., per la proprietà e gestione della rete di trasmissione; Sogin S.p.a., per le operazioni di smantellamento delle centrali nucleari dismesse e di chiusura di quelle a ciclo combustibile. In questo modo, gli sforzi di liberalizzazione si concentrarono sul lato della produzione elettrica, promuovendo l'ingresso nel mercato a nuovi soggetti, ma allo stesso tempo, permettendo il mantenimento di una situazione di monopolio, che di fatto resistette all'intervento normativo, per quanto riguarda le decisioni relative agli investimenti infrastrutturali.

Come è possibile rilevare dai grafici che seguono, nel 2000 il Gruppo Enel rappresentava il 56% della produzione al netto degli autoconsumi⁶⁷, in seguito alla cessione degli impianti di generazione che invece pesavano per il 21% sul totale della produzione nazionale.

Quote di mercato nella produzione di energia elettrica (1999) Fonte: ARERA



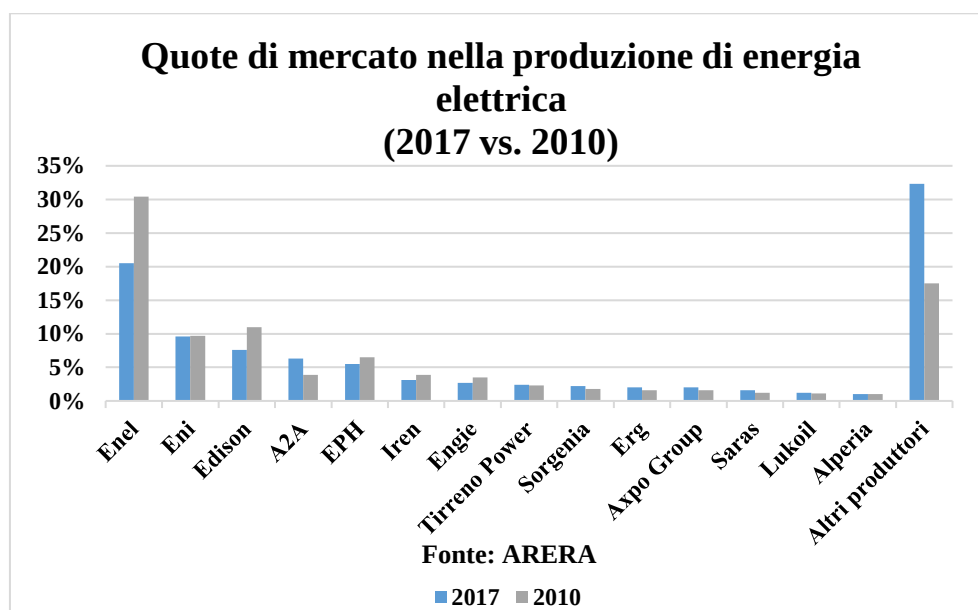
Quote di mercato nella produzione di energia elettrica (2000) Fonte: ARERA



A partire dal 1999, l'apertura graduale del mercato permise la partecipazione di soggetti produttori fino a quel momento esclusi dal segmento della generazione elettrica. Dai

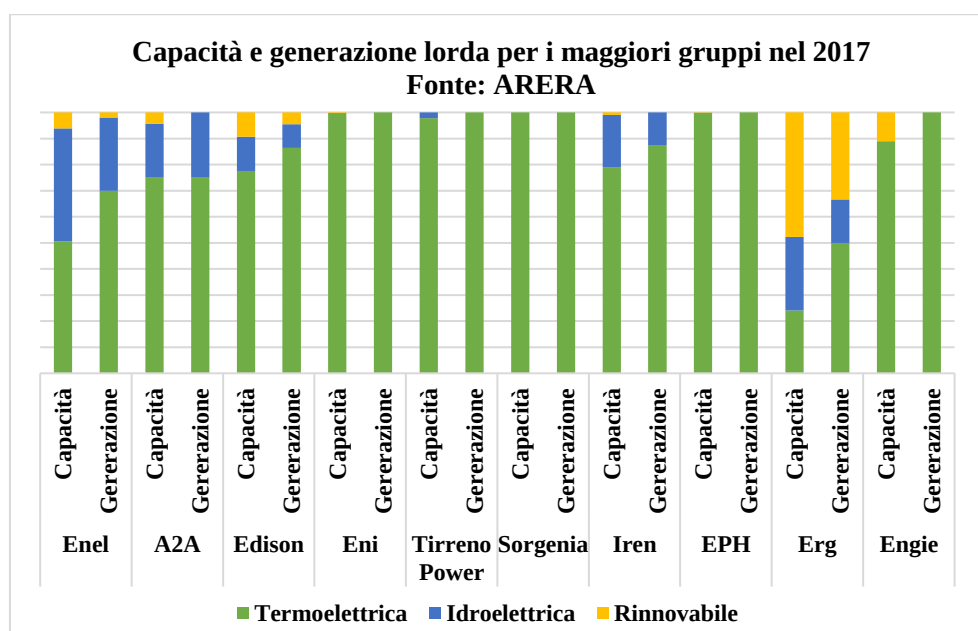
⁶⁷ ARERA, *Rapporto annuale*, 2001

grafici è possibile evidenziare le variazioni per quanto riguarda la partecipazione Enel alla produzione nazionale. Dal 2010 al 2017, la quota del gruppo Enel è diminuita, passando dal 30,4% al 20,5%, mentre la partecipazione di altri produttori minori è aumentata dal 17,5% al 32,3% del totale della produzione di energia elettrica. Oggi, gli operatori sono 175 soggetti in totale.



	2017		2010
Enel	20,5%	Enel	30,4%
Eni	9,6%	Edison	9,7%
Edison	7,6%	Eni	11,0%
A2A	6,3%	Edipower	3,9%
EPH	5,5%	E.On	6,5%
Iren	3,1%	A2A	3,9%
Engie	2,7%	Tirreno Power	3,5%
Tirreno Power	2,4%	Gruppo Axpo	2,3%
Sorgenia	2,2%	Iride	1,8%
Erg	2,0%	Electrabel/Acea	1,6%
Axpo Group	2,0%	Saras	1,6%
Saras	1,6%	Sorgenia	1,2%
Lukoil	1,2%	Erg	1,1%
Alperia	1,0%	C.V.A.	1,0%
Altri produttori	32,3%	Altri produttori	17,5%

Nel 2017, gli operatori ai quali corrisponde la quota maggiore di capacità, pari al 52% del totale, dispongono di potenza sia termoelettrica sia rinnovabile. Quasi la metà di tale potenza (48,6%) è detenuta da 82 operatori, per i quali la fonte rinnovabile incide per una quota compresa tra il 30% e il 60% della potenza lorda. Per il 2017 si nota in generale un maggior ricorso alla produzione termoelettrica da parte di tutti i principali produttori a causa della scarsa produzione idroelettrica e per far fronte al minor apporto delle importazioni⁶⁸.



Enel, primo operatore nella generazione termoelettrica, utilizza gran parte del carbone impiegato nel settore e, con una quota che però è ancora in diminuzione rispetto all'anno precedente (dall'84,9% registrato nel 2016 all'80,4% nel 2017); anche relativamente all'utilizzo di prodotti petroliferi e gas naturale la quota di Enel è scesa, passando nei due anni considerati dal 9,9% al 6,8% nel primo caso e dal 7,8% al 6,2% nel secondo. È rimasta stabile, invece, nell'utilizzo delle altre fonti. Sebbene in calo rispetto al 2016, il gruppo Eni si conferma, invece, il principale utilizzatore di gas, con una quota del 18,1%

⁶⁸ ARERA, *Rapporto annuale*, 2018

(nel 2016 la quota era del 19,3%), seguito da Edison che ha una quota di produzione da gas naturale sul totale nazionale pari al 13,6%, contro il 15,4% dell'anno scorso.

Tav. 3.2 Contributo dei maggiori gruppi alla generazione termoelettrica per fonte nel 2017

	Carbone	Prodotti petroliferi	Gas naturale	Altre fonti
Enel	80,4	6,8	6,2	0,4
Eni	0	1,2	18,1	26,8
Edison	0	0	13,6	0
EPH	12,4	0,3	8,6	0
A2A	7,2	73,2	6,2	0
Iren	0	0	5,4	1,7
Engie	0	0	5,2	0,3
Tirreno Power	0	0	4,9	0
Sorgenia	0	0	4,5	0
Axpo Group	0	0	4,1	0
Saras	0	7,9	0	41,2
Lukoil	0	0,8	1,2	16,5
Altri operatori	0	9,8	21,9	13,1

Enel si conferma anche il primo operatore nella produzione da fonti rinnovabili, con quote superiori a quelle degli altri grandi operatori a prescindere dalla fonte considerata, a eccezione dell'eolico, dove la quota maggiore resta quella di Erg, che si attesta al 12,4% e del solare dove ha una quota analoga a quella dei principali gruppi.

Tav 3.3. Contributo dei maggiori gruppi nella generazione rinnovabile per fonte nel 2017

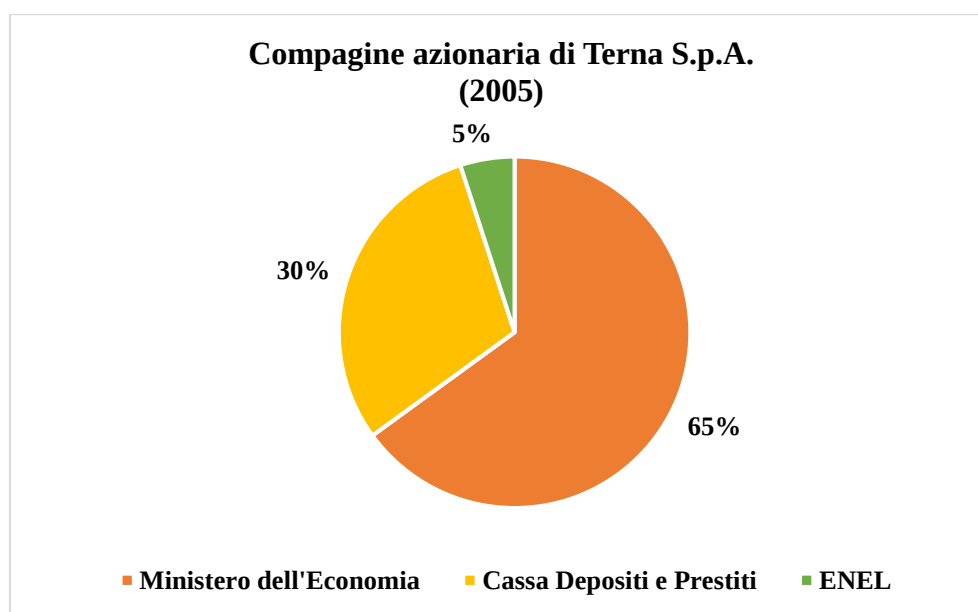
	Idroelettrico	Geotermico	Eolico	Solare	Bioenergie
Enel	38,3	100	6,9	0,1	2,4
A2A	9,4	0	0	0,2	10,9
Erg	3,1	0	12,4	0	0
Edison	5,4	0	6,2	0,1	0,1
Alperia	7,6	0	0	0,2	0
CVA	6,7	0	1,4	0,1	0
Hydro Dolomiti Energia	5,4	0	0	0	0
Iren	3,2	0	0	0,1	0
Ital Green Energy Holding	0	0	0	0,2	5,2
Falck Renewables	0	0	3,4	0,2	1,4
Acea	1	0	0	0,1	2,2
Api	0	0	0	0	3,6
Altri operatori	19,8	0	69,7	98,6	74

Per quanto riguarda la rete di trasmissione, inizialmente, la proprietà e la gestione restarono in mano ad Enel, e, solo in un secondo momento, le attività di dispacciamento e gestione vennero affidate al Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale. La motivazione sottostante la separazione in un momento successivo, era che la proprietà e la gestione delle reti in capo ad Enel potesse aumentare il peso di Enel sul mercato dopo il collocamento in borsa delle azioni della società.

Secondo l'art.3 del d. lgs. 79/1999, il Gestore *“esercita le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica, ivi compresa la gestione unificata della rete di trasmissione nazionale. Il gestore ha l'obbligo di connettere alla rete di trasmissione nazionale tutti i soggetti che ne facciano richiesta, senza compromettere la continuità del servizio”*. Inoltre, sempre secondo l'art.3, *“il gestore della rete di trasmissione nazionale gestisce i flussi di energia, i relativi dispositivi di interconnessione ed i servizi ausiliari necessari; garantisce l'adempimento di ogni altro obbligo volto ad assicurare la*

sicurezza, affidabilità, l'efficienza e il minor costo del servizio e degli approvvigionamenti; gestisce la rete senza discriminazione di utenti o categorie di utenti; delibera gli interventi di manutenzione e di sviluppo della rete” .

In seguito al black-out del 2003, la gestione e la proprietà della rete vennero affidate a Terna, che venne successivamente privatizzata con il collocamento in borsa. Il pacchetto azionario di Terna venne trasferito a privati, per il 65%, al Ministero dell'Economia e alla Cassa Depositi e Prestiti, per il 30%, e per il 5% all'Enel⁶⁹, che cedette le ultime quote di proprietà della società nel 2012.



L'operazione si concluse nel 2005 e venne seguita dal passaggio a Terna delle tratte di rete di trasmissione ancora di proprietà di altre imprese. In questo modo, dal punto di vista organizzativo, si arrivò alla costituzione di un unico soggetto, a controllo pubblico, titolare della proprietà e della gestione della rete di trasmissione nazionale. Nello stesso anno, per incentivare la partecipazione di privati nelle attività di investimento per la costruzione delle reti di interconnessione con gli altri paesi, venne emanato il Decreto ministeriale del 21 ottobre 2005 avente come oggetto le modalità attraverso le quali tali soggetti avrebbero potuto richiedere l'esenzione dalla disciplina che regola il diritto di accesso a terze parti alle linee.

⁶⁹ G.B. Zorzoli, *Strano mercato quello elettrico*, Barbera Editore, 2008

Per quanto riguarda l'apertura totale del settore elettrico nel segmento della distribuzione, il Decreto prevedeva tale passaggio, solo a partire dal 31/12/2030. Prima di quel momento, il governo introdusse un regime di concessione di durata trentennale, con conseguente limitazione del processo di liberalizzazione riguardo al segmento della distribuzione. Secondo il Decreto Bersani, a partire dal 2030 tale sistema sarebbe stato sostituito da meccanismi di gara⁷⁰.

Nel 2000 Enel Distribuzione era proprietaria di oltre l'80% della rete di distribuzione a media e bassa tensione. Allo scopo di razionalizzare la rete di distribuzione il d.lgs. n. 79/99, art. 9, comma 3, prevede, infatti, il rilascio di una sola concessione di distribuzione per ciascun ambito comunale⁷¹. Per le società di distribuzione partecipate dagli enti locali è possibile chiedere all'Enel la cessione dei rami di azienda dedicati all'attività di distribuzione nei comuni nei quali esse servono almeno il venti per cento delle utenze.

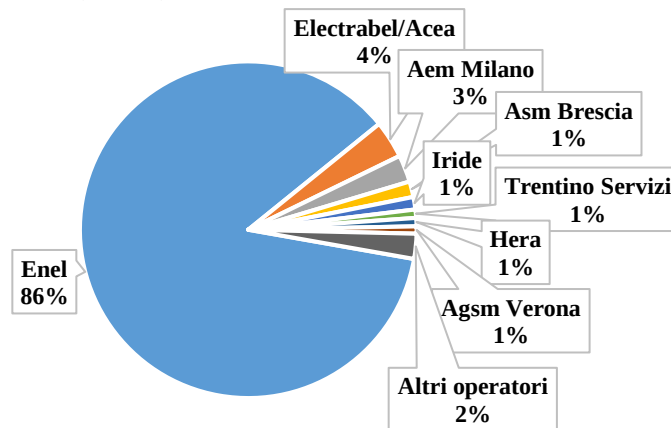
Negli anni successivi all'adozione del Decreto, prese avvio il processo di cessione, da parte di Enel Distribuzione, di porzioni della rete di distribuzione, insieme al rilascio di concessioni da parte del Ministero dell'Industria ai Comuni che gestivano il servizio di distribuzione dell'energia elettrica. Complessivamente dal 2000 al 2005, il processo di riorganizzazione comportò il trasferimento di porzioni di rete da Enel a 31 società partecipate da enti locali per un totale di 295 comuni e 1.901.484 clienti.

Secondo il Rapporto ARERA del 2018, nel 2017, risultano iscritti all'Anagrafica operatori dell'Autorità 134 distributori elettrici, con maggiore concentrazione nella regione del Trentino Alto Adige, dove operano 66 distributori, seguita da Piemonte, Lombardia e Sicilia, con 11 distributori ciascuna. Nonostante il numero di distributori, risulta ancora importante la posizione occupata da Enel Distribuzione, che dal 2007 al 2017 ha visto un'inflessione della partecipazione al segmento della distribuzione di un punto percentuale.

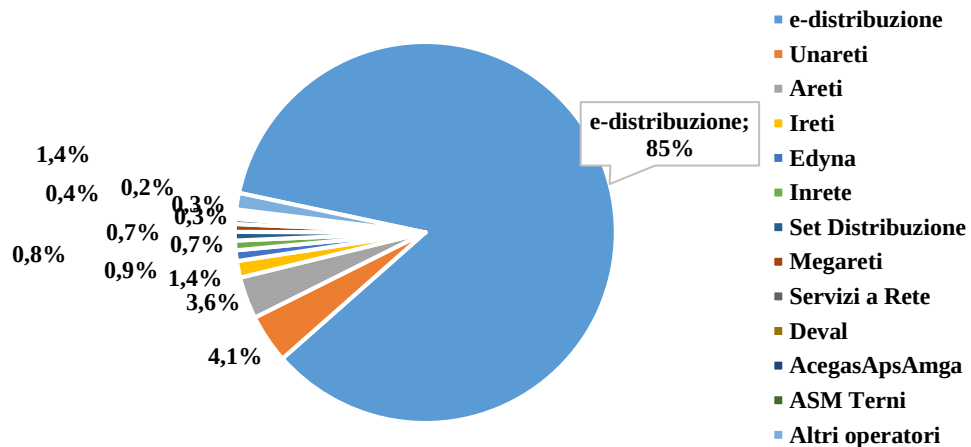
⁷⁰ Ibidem

⁷¹ ARERA, Rapporto annuale, 2001

**Distribuzione di energia elettrica per gruppo
societraio
(2007) Fonte: ARERA**



**Distribuzione di energia elettrica per gruppo
societario (2017) Fonte: ARERA**



Tav. 3.4 Distribuzione di energia elettrica per società nel 2017

Operatore	2017
e-distribuzione	228.782
Unareti	11.122
Areti	9.569
Ireti	3.774
Edyna	2.438
Inrete	2.199
Set Distribuzione	1.952
Megareti	1.781
Servizi a Rete	1.148
Deval	882
AcegasApsAmga	829
ASM Terni	436
Altri operatori	3.745
Totale	268.655

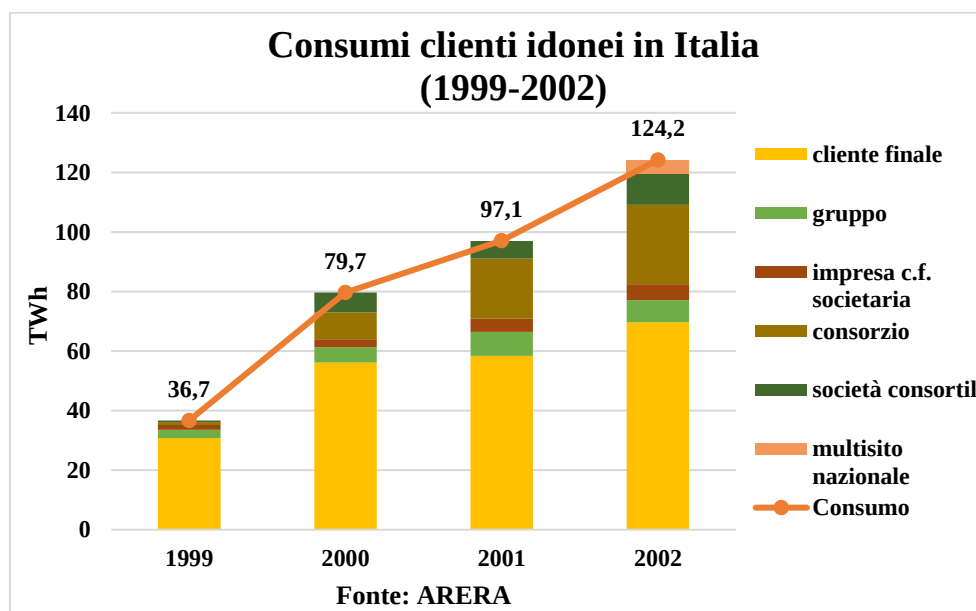
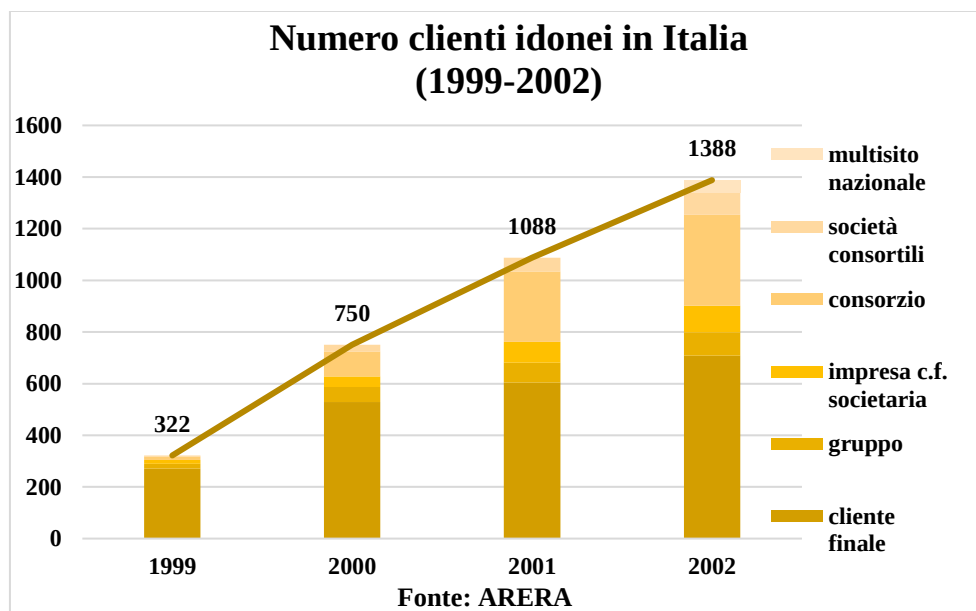
Con l'avvio del processo di liberalizzazione, all'interno del sistema elettrico nazionale, si è assistito alla creazione di due mercati paralleli, il mercato "vincolato" e il mercato "libero". Il mercato vincolato è costituito da tutti i clienti domestici e utenti che presentano consumi inferiori a determinate soglie, mentre sul secondo mercato operano i "clienti idonei". Le modalità di riconoscimento e di verifica della qualifica di "cliente idoneo" sono state definite dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas con delibera 30 giugno 1999, documento che istituisce presso l'Autorità l'elenco dei clienti idonei completo dei nominativi dei soggetti a cui è stata riconosciuta tale qualifica.

Il termine "cliente idoneo" descrive una persona fisica o giuridica in grado di stipulare contratti di fornitura con qualsiasi produttore, distributore o grossista. Fino al 2004 era la domanda energetica dei singoli utenti ad essere utilizzata quale discriminante per l'assegnazione di tale qualifica. In base a delle soglie di consumo, un soggetto aveva la possibilità di accedere o meno al mercato libero. Le soglie per l'accesso al mercato libero da parte dei clienti idonei venivano fissate dal Decreto a consumi annui di 30 GWh per il 1999, 20 GWh dal 1 gennaio del 2000 e 9 GWh dal 1 gennaio del 2002.

Il “cliente vincolato” invece era il cliente finale che, non rientrando nella categoria dei clienti idonei, era legittimato a stipulare contratti di fornitura esclusivamente con il distributore che esercitava il servizio nell'area territoriale dove era localizzata l'utenza”. Con il recepimento della seconda generazione di Direttive, la definizione di cliente idoneo ha poggato le basi, non più su delle soglie di consumo, ma sulla tipologia di consumi.

All'interno della categoria dei clienti idonei, era possibile distinguere clienti idonei finali, il cui acquisto di energia era finalizzato al consumo, e i distributori e grossisti. Il termine “cliente finale” include tutti i soggetti che fanno capo ad un unico sito di consumo, mentre distributori, grossisti, società, gruppi, consorzi e società consortili hanno la possibilità di superare le soglie di idoneità aggregando i consumi effettuate anche attraverso siti di prelievo differenti. I distributori potevano ottenere la qualifica di cliente idoneo rispetto all'energia destinata ai clienti idonei connessi alla loro rete. Inoltre, il numero totale di clienti non doveva superare le 300.000 unità. Gli acquirenti grossisti sono riconosciuti quali idonei rispetto all'energia consumata da clienti idonei con cui hanno stipulato dei contratti di vendita di energia.

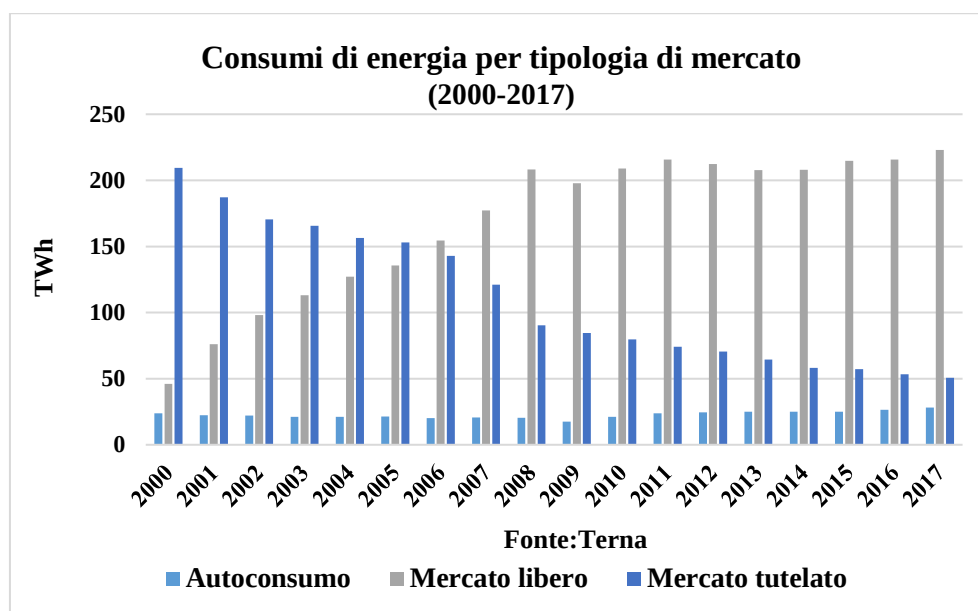
Per quanto riguarda il segmento della vendita, i consumatori che possono beneficiare della qualifica di “cliente idoneo” sono aumentati passando da un totale di 322 nel 1999 a 1388 utenti nel 2002. L'andamento temporale delle varie tipologie di idoneità riflette, più che una preferenza dei clienti finali, il diverso impegno necessario, in termini di capacità organizzativa, per raggiungere le soglie di idoneità stabilite dal Decreto legislativo n. 79/99; nonché, naturalmente, le modifiche normative nelle condizioni di riconoscimento di idoneità nelle scadenze dell'1 gennaio 2001 e 2002.



Un notevole impulso alla crescita del numero delle diverse tipologie di clienti idonei, si è avuto, verso la fine del 2001, sia per la previsione dell'abbassamento della soglia a 9 GWh (dal 1° gennaio 2002), sia per l'estensione del riconoscimento a quei clienti finali il cui consumo risulta complessivamente superiore a 40 GWh, come somma dei consumi nei vari punti di misura sul territorio di imprese giuridicamente affiliate. A partire dal mese di novembre, circa il 40% delle nuove richieste di riconoscimento erano il risultato

dell'abbassamento della soglia⁷². Il flusso di richieste è poi tornato normale agli inizi del 2002, sia per l'accesso al mercato libero dei Comuni che per l'ulteriore abbassamento della soglia a 100 MWh/anno. Il quadro dei clienti idonei è cambiato nuovamente con l'abbassamento della soglia a partire dal 29 aprile 2003, mentre con l'entrata in vigore della Direttiva 2003/54/CE, dall'1 luglio 2004 tutti i clienti, eccetto i domestici, hanno la possibilità di accedere al mercato libero dell'elettricità. Il numero di punti di prelievo passa da 278.468, registrati al 30 giugno 2004, a 7.592.912, al 31 dicembre 2004.

Al riconoscimento di tale diritto è comunque correlata la facoltà di mantenere la propria collocazione sul mercato vincolato, a meno di non esercitare la facoltà di recesso nei termini disciplinati con delibera 20 ottobre 1999, n. 158 e successive modifiche e integrazioni. In caso di mancato esercizio di detta facoltà, permane, in capo ai soggetti distributori/venditori, l'obbligo di garantire la fornitura nei termini di cui all'art. 4, del Decreto legislativo n. 79/99.



La liberalizzazione ha avuto un effetto anche sul peso acquisito dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), istituita pochi anni prima del Decreto Bersani con legge 14 novembre 1995, n° 481. Infatti, rispetto all'attività svolta prima del 1999, l'Autorità ha visto crescere l'importanza del suo ruolo. Questo dovuto

⁷² ARERA, Rapporto annuale, 2002

principalmente ai vuoti normativi lasciati dal legislatore. L'Autorità negli anni è intervenuta con un numero di delibere crescente, tanto che in un arco temporale di dieci anni tale cifra è raddoppiata⁷³.

L'ARERA, precedentemente Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) e poi Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (AEEGSI), ha il compito di tutelare i consumatori e promuovere la concorrenza, all'efficienza del sistema e la diffusione di servizi in grado di garantire livelli di qualità adeguati. L'Autorità svolge le proprie funzioni di regolazione e controllo in piena autonomia e con indipendenza rispetto agli indirizzi politici di Governo, Parlamento e Unione Europea. L'attività di regolazione è espletata attraverso l'adozione di provvedimenti, deliberazioni aventi come oggetto la determinazione delle tariffe, definizione di livelli minimi di qualità dei servizi, la promozione di investimenti infrastrutturali, la garanzia di pubblicità e trasparenza delle condizioni di servizio, il miglioramento dei livelli di tutela, di consapevolezza e l'informazione ai consumatori. L'Autorità inoltre svolge attività di monitoraggio, vigilanza e controllo su qualità del servizio, sicurezza, accesso alle reti, tariffe, incentivi alle rinnovabili e assimilate.

L'Autorità è impegnata in attività di collaborazione internazionale con le autorità della regolazione di altri paesi (europei ed extra-europei) con l'obiettivo di pervenire ad una migliore armonizzazione della normativa vigente nei vari paesi, integrare maggiormente i mercati e raggiungere obiettivi di effettivo ed efficace funzionamento del mercato nazionale.

L'Autorità partecipa ai lavori dell'Agenzia per il coordinamento dei regolatori dell'energia (ACER), è membro fondatore del *Council of European Energy Regulators* (CEER) e principale promotore dell'Associazione dei regolatori dell'energia del Mediterraneo (MEDREG). L'Associazione riunisce venticinque Autorità presenti nell'area mediterranea. Tra gli obiettivi si rilevano: la promozione di un quadro regolatorio stabile, l'integrazione dei mercati, gli investimenti infrastrutturali, la tutela del consumatore e la cooperazione energetica.

⁷³ Dati disponibili sul sito internet dell'Autorità www.arera.it

Nel settore dell'energia elettrica, l'Italia è uno dei paesi dell'Unione Europea con prestazioni elevate in termini di continuità del servizio. Questo risultato si deve soprattutto all'attività dell'ARERA.

L'Autorità predispone annualmente gli indicatori di continuità del servizio relativi alle interruzioni (lunghe, brevi e transitorie) sulle reti di trasmissione e distribuzione. La normativa di riferimento corrente è rappresentata dalla delibera 653/2015/R/eel⁷⁴, per il servizio di trasmissione, e 646/2015/R/eel⁷⁵, per i servizi di distribuzione. Le imprese distributrici vengono ordinate dall'Autorità in base al numero di interruzioni per utente, numero di interruzioni (lunghe, brevi e transitorie) e durata delle interruzioni per utente.

3.3.2. *La qualità del servizio commerciale*

Nel 1999, la Qualità del servizio veniva rilevata facendo riferimento alla disciplina contenuta all'interno della Carta dei servizi⁷⁶ in materia di principi per la regolazione della fornitura di energia, individuazione degli strumenti per l'attuazione e indicazione circa le modalità di tutela degli utenti. Le Carte avevano lo scopo di valutare il rispetto degli standard specifici definiti dalle imprese elettriche, ovvero gli standard riferiti alle singole prestazioni come la tempestività dell'azienda nel fornire all'utente le prestazioni richieste. Agli inizi, le norme non prevedevano una disciplina uniforme. Per questo motivo le aziende elettriche hanno adottato standard differenti tra loro. Le analisi dell'Autorità per il rispetto dei livelli di qualità del servizio dei primi anni, sono suddivise in standard del gruppo Enel, delle imprese con più di 10.000 utenti e di quelle con meno di 10.000 utenti.

Secondo i risultati delle analisi dell'Autorità, nel 1999 soltanto Enel risultava in linea con tutti gli indicatori di qualità in modo omogeneo su tutte le proprie zone di distribuzione.

⁷⁴ ARERA, *Testo integrato della regolazione output-based del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023* (Allegato A alla delibera 653/2015/R/eel), 2015

⁷⁵ ARERA, *Testo integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023* (Allegato A alla deliberazione 646/2015/R/eel), 2015

⁷⁶ Che ha origine dalla Direttiva del Presidente del Consiglio dei Ministri Dir.P.C.M. *Principi sull'erogazione dei servizi pubblici*, 27 gennaio 1994

Tav. 3.5 Riepilogo standard specifici Enel

Prestazione	n.annuo di richieste	Standard			Fuori standard	Tempo effettivo
		Valore medio (giorni)	Valore minimo (giorni)	Valore massimo (giorni)		
Preventivazione	1.993	12,9	1	40	0,5	8,4
Allacciamento nuove utenze	2.117	16,5	2	40	0,9	12,3
Attivazione e riattivazione forniture	4.621	6,5	2	10	0,4	3,6
Disattivazione forniture	3.363	6,5	1	12	0,1	4,1
Risposta a richieste scritte	404	20,8	2	30	3,3	11,8
Risposta a reclami	149	24,6	1	30	6,5	11,7
rettifiche di fatturazione	479	37,3	5	120	0	16
Riattivazione utenti morosi	392	1	1	5	0	1
Verifica dei misuratori	369	15,3	1	20	0	5,3
Verifica della tensione	203	12,1	1	45	0	6,4

Lo schema generale di riferimento della Carta dei servizi del settore elettrico prevedeva che gli esercenti individuassero almeno quattro standard specifici in relazione ai quali era previsto che le aziende, a fronte del mancato rispetto di tali standard per cause non imputabili all'utente o a terzi, riconoscessero un rimborso agli utenti coinvolti. Le aziende avevano la facoltà di determinare l'entità e le procedure di rimborso. Nel settore elettrico, l'Enel e quasi tutte le imprese elettriche locali sono arrivate a definire una procedura di rimborso basata sull'istanza dell'utente che aveva subito il disservizio⁷⁷.

⁷⁷ ARERA, *Rapporto Annuale*, 1999

Tav. 3.6 Riepilogo standard della Carta dei servizi

	Zone Enel	Maggiori imprese elettriche locali	Altre imprese elettriche locali	TOTALE
Casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso per cause imputabili all'esercente	5.289	810	N.D	6.099
Richieste di rimborso da parte degli utenti	6	6	45	57
Richieste di rimborso da parte degli utenti accettate	2	19	14	35
Rimborsi effettivamente pagati (Lire)	100.000	1.551.201	14.000	1.665.201

Il numero esiguo di richieste di rimborso avanzate dagli utenti, è da considerarsi quale conseguenza della scarsa conoscenza della Carta dei servizi e della sua funzione. Infatti, secondo le rilevazioni dell'Autorità solo il 21% degli utenti del servizio elettrico dichiarava di essere a conoscenza della Carta e il 9,5% di averla vista o letta⁷⁸. L'adozione della Carta dei servizi, fino al 1999, non si rivela lo strumento adatto a risolvere il problema. Infatti, il numero di casi di mancato rispetto degli standard non è diminuito in maniera significativa per tutte le imprese.

Tav 3.7 Casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso

	Enel S.p.A.	Maggiori aziende elettriche locali	Altre aziende elettriche locali	TOTALE
1996	23.607	212	27	23.846
1997	5.289	810	N.D.	6.099
1998	3.708	423	36	4.167
1999	3.714	4.635	69	8.418

Dal 1° luglio 2000, l'analisi circa la qualità del servizio prende in considerazione i cinque standard definiti dall'Autorità in materia di qualità commerciale e indennizzi. Tali standard vanno a sostituire quelli precedentemente delineati all'interno delle Carte delle imprese elettriche e pongono regole più rigide per le imprese elettriche. Gli standard specifici e generali definiti dall'Autorità sono stati aggiornati nel 2004, nel 2007, nel 2011

⁷⁸ ARERA, *Quaderni dell'Autorità*, 1999

e, da ultimo, nel 2015 in occasione della revisione periodica della disciplina. L'Autorità prevede inoltre che gli indennizzi vengano accreditati automaticamente sulla bolletta, in modo da evitare ritardi nei rimborsi ai clienti.

Tav. 3.8 Confronto tra gli standard definiti da Enel S.p.A. nella Carta dei servizi e gli standard specifici di qualità definiti dall'Autorità per gli utenti alimentati in bassa tensione

	Standard Enel S.p.A. (giorni di calendario)	Livelli specifici dell'Autorità (giorni lavorativi)
Tempo massimo di preventivazione per lavori semplici	25-55	15
Tempo massimo di esecuzione di lavori semplici	50-80	15
Tempo massimo di attivazione della fornitura	10-20	5
Tempo massimo di disattivazione su richiesta dell'utente	12-15	5
Tempo massimo di riattivazione della fornitura in seguito a sospensione per morosità	1	1

Tav. 3.9 Numero di indennizzi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale negli anni 1997-2017

Anno	Casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso	Rimborsi effettivamente pagati nell'anno	Ammontare effettivamente pagato nell'anno (milioni di €)
Carta dei servizi			
1997	6.099	21	0,001
1998	4.167	54	0,002
1999	8.418	22	0,001
Regolazione della qualità commerciale			
2000	7.902	4771	0,22
2005	64.696	63.822	4,43
2010	14.499	13.005	1
2017	29.719	35.885	3,76

3.3.3. *La continuità del servizio*

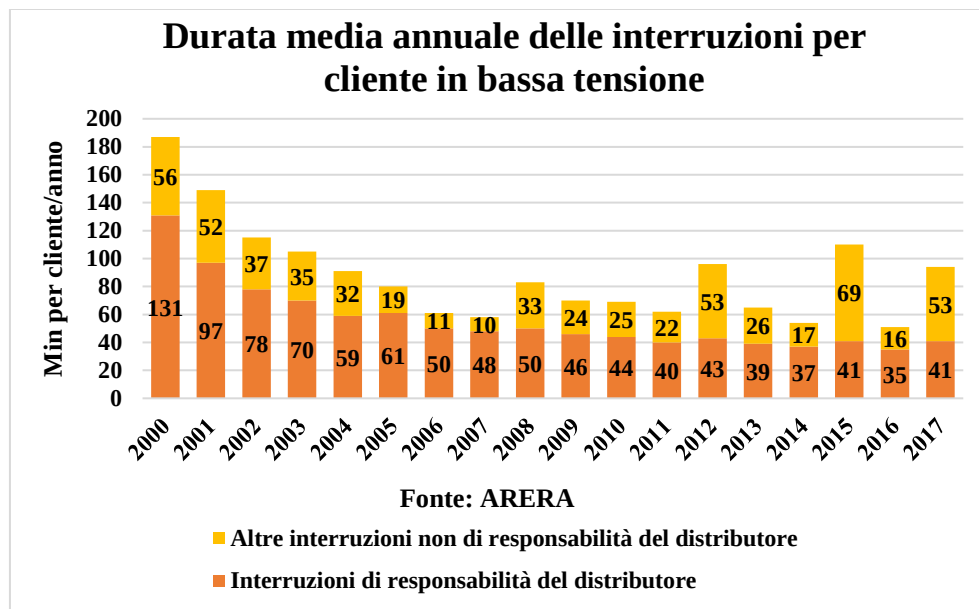
Nel 1999, l'Autorità è intervenuta in materia di regolazione della continuità di distribuzione dell'energia elettrica, attraverso l'emanazione di due delibere, la n.128⁷⁹ e la n. 202⁸⁰. Con la prima delibera, ha definito gli obblighi di registrazione delle interruzioni e gli indicatori di continuità del servizio. Con l'emanazione della seconda, ha stabilito i livelli generali di qualità relativi alle interruzioni senza preavviso lunghe del servizio. Successivamente, nel 2000, sono stati assunti due provvedimenti attuativi⁸¹ per la modifica e l'integrazione delle predisposizioni dell'Autorità e con la delibera 144/00, l'Autorità ha definito gli standard per la riduzione delle interruzioni. Tali regole sono valide per le principali imprese distributrici. Il percorso di miglioramento definito dall'Autorità per il periodo 2000-2003, è pari al 34% a livello complessivo, ma è differenziato in modo da ottenere recuperi più veloci dove la continuità del servizio è attualmente peggiore⁸². Il rispetto degli obblighi di miglioramento comporterà un livello di investimento maggiore da parte delle imprese distributrici che presentano livelli di continuità meno soddisfacenti, a beneficio degli utenti del servizio elettrico. Nel caso di mancato rispetto del tasso di miglioramento tendenziale, le imprese distributrici sono chiamate al pagamento di una penalità.

⁷⁹ ARERA, Delibera n. 128/99 *Definizione di obblighi di registrazione delle interruzioni del servizio di distribuzione dell'energia elettrica e di indicatori di continuità del servizio*, 1999

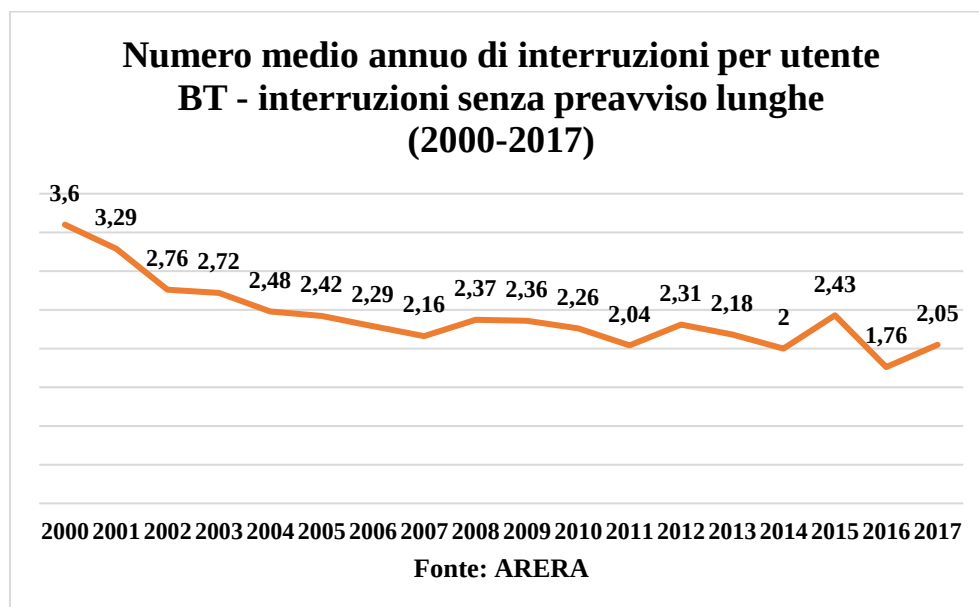
⁸⁰ ARERA, Delibera n.202/99 *Direttiva concernente la disciplina dei livelli generali di qualità relativi alle interruzioni senza preavviso lunghe del servizio di distribuzione dell'energia elettrica*, 1999

⁸¹ ARERA, Delibera n. 143/00 *Determinazione dei livelli effettivi base e dei livelli tendenziali di continuità del servizio per ogni ambito territoriale e per ogni anno del periodo 2000-2003*, 2000

⁸² ARERA, *Rapporto annuale*, 2000



Rispetto al 2000, anno di prima introduzione della regolazione premi-penalità della continuità del servizio per le imprese di distribuzione, il 2017 ha evidenziato un miglioramento pari al 50% per la durata delle interruzioni e al 43% per il numero di interruzioni lunghe (di durata superiore a tre minuti). Si è confermato il divario tra il Centro-Nord e il Sud del Paese.



Dal 2000 al 2017, il numero medio annuo di interruzioni lunghe senza preavviso è diminuito sensibilmente; tuttavia è possibile rilevare dal grafico come in alcuni anni vi

siano stati aumenti improvvisi di tali eventi. Ciò dipende dal fatto che interruzioni di lunga durata sono da vedere come conseguenza di eventi accidentali difficilmente prevedibili lungo le linee elettriche.

3.3.4. *Il mercato elettrico italiano*

Il Decreto Bersani, prevede l'istituzione della società "Gestore del Mercato Elettrico" (GME), ad oggi uno tra i principali soggetti istituzionali di riferimento del settore energetico, interamente partecipato dalla società "Gestore dei Servizi Energetici" (GSE), a sua volta controllata interamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze.

La Borsa Elettrica è lo strumento necessario affinché lo sviluppo di un sistema elettrico nazionale basato sulla concorrenza si realizzi. Si tratta in effetti del luogo dove avviene la formazione dei prezzi di equilibrio efficienti che consentono ad operatori, produttori e grossisti di vendere ed acquistare energia elettrica con la garanzia di sicurezza, trasparenza ed economicità⁸³.

I Mercati gestiti dal GME si dividono in: Mercato a Pronti dell'Energia, suddiviso poi in Mercato del Giorno Prima, Mercato Infragiornaliero e il Mercato per i Servizi di Dispacciamento, Mercato a Termine dell'Energia con obbligo di consegna fisica dell'energia scambiata e Piattaforma per la consegna fisica dei contratti conclusi sull'IDEX⁸⁴.

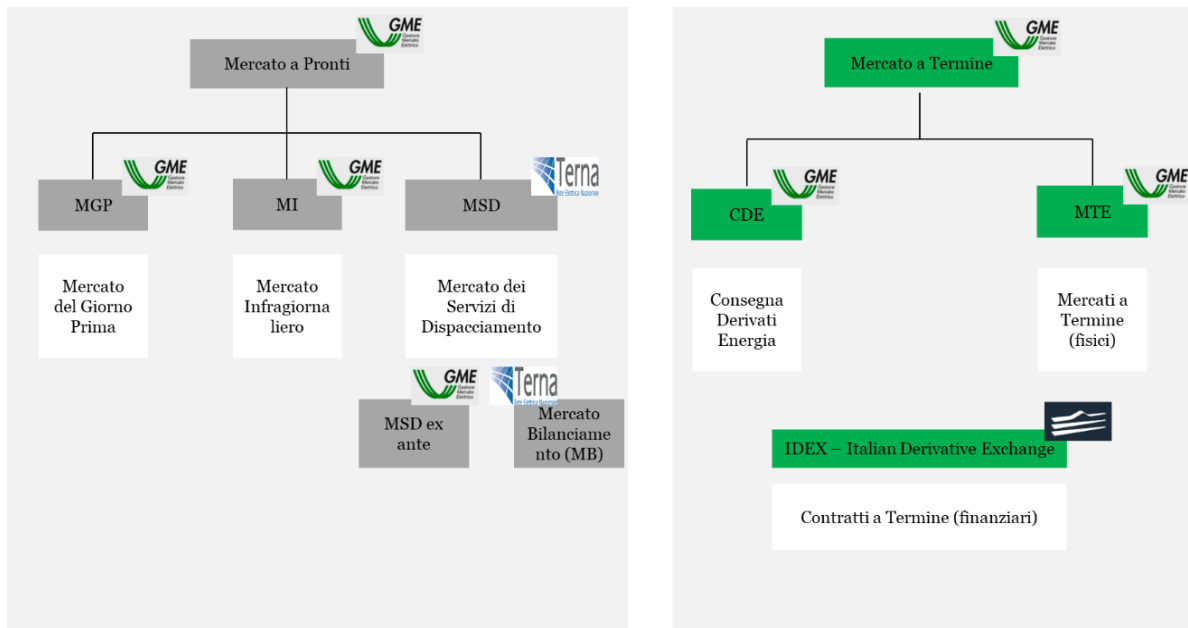
Il mercato elettrico, fin dalla sua istituzione è un *marketplace* virtuale per la negoziazione dell'energia elettrica all'ingrosso. All'interno del mercato avviene la fissazione del prezzo dell'energia, dato dall'incontro della domanda e dell'offerta. Si tratta di un mercato dove si definiscono i programmi di immissione e di prelievo dell'energia nella rete⁸⁵. Il metodo utilizzato per ordinare le offerte è quello del merito economico, ovvero il metodo che

⁸³ Gestore dei Mercati Energetici (GME), *Vademecum della Borsa Elettrica*, 2009

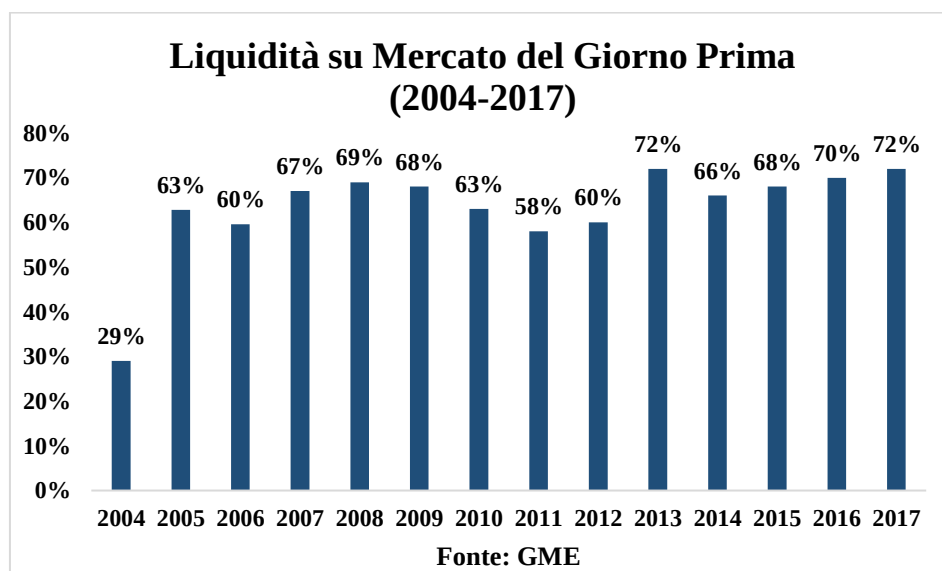
⁸⁴ IDEX: *Italian Derivatives Energy Exchange*, mercato italiano dei derivati dell'energia

⁸⁵ Si fa riferimento al programma orario di immissione e di prelievo, ovvero al diagramma orario che definisce, rispetto ad un punto di offerta per ciascun periodo rilevante, la quantità di energia elettrica per la quale si applica la disciplina di dispacciamento

considera l'ordine di prezzo crescente per le offerte di vendita, e l'ordine di prezzo decrescente per le offerte di acquisto.



È inoltre possibile per gli operatori concludere contratti di compravendita dell'energia anche al di fuori del mercato attraverso la stipula di contratti bilaterali (OTC). Dal 2004 al 2017, il valore della liquidità di mercato, è passato dal 29% al 72%. Questo indica una maggiore attività di scambio dell'energia sul mercato elettrico rispetto agli scambi al di fuori di esso.



L'avvio delle prime negoziazioni sulla Borsa Elettrica risale al 1° aprile 2004, mentre per l'avvio della partecipazione attiva alla domanda si è dovuto attendere fino al 1° gennaio 2005. Il Mercato a Termine dell'Energia, invece, è stato introdotto il 1° novembre 2009.

Oltre alle Direttive per la liberalizzazione del mercato e la normativa di recepimento all'interno dell'ordinamento italiano, vi sono altre fonti normative che regolano la borsa elettrica. In particolare, il Decreto legge 18 giugno 2007, n.73 (convertito con legge 3 agosto, n.125) avente come oggetto misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati contenente le norme riguardanti il servizio di tutela e il servizio di salvaguardia; la Delibera ARG/elt 115/08 del 5 agosto 2008, per l'introduzione delle modalità per lo svolgimento da parte di Terna, GME e GSE delle attività strumentali all'esercizio di funzioni di monitoraggio da parte della stessa Autorità; la Delibera AEEG ARG/elt 203/08 che detta disposizioni in merito alla possibilità per le unità di consumo di partecipare al Mercato Infragiornaliero e all'abolizione della Piattaforma di Aggiustamento Bilaterale per la Domanda (PAB); la legge n. 2 del 28 gennaio 2009, che prevede l'istituzione del Mercato Infragiornaliero (MI) (precedentemente denominato "Mercato di Aggiustamento"), la riforma del Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD), l'integrazione del MSD con MI e lo sviluppo dei mercati a termine fisici e finanziari; la legge n. 99 del 23 luglio 2009 recante "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia". Tra i principi dettati dalla legge, *"le garanzie a copertura delle obbligazioni assunte dagli operatori ammessi ai mercati organizzati e gestiti dal Gestore dei Mercati Energetici, in qualunque forma prestate, non possono essere distratte dalla destinazione prevista, né essere soggette ad azioni ordinarie, cautelari o conservative da parte dei creditori dei singoli partecipanti o del Gestore dei Mercati Energetici, anche in caso di apertura di procedure concorsuali. Non opera, nei confronti dell'ammontare garantito, la compensazione legale e giudiziale e non può essere pattuita la compensazione volontaria. (...) Il Gestore dei Mercati Energetici definisce le modalità e i tempi di escussione delle garanzie prestate nonché il momento in cui i contratti conclusi sui mercati, la compensazione e i conseguenti pagamenti diventano vincolanti tra i partecipanti ai mercati organizzati e gestiti dal Gestore e, nel caso di apertura di una procedura concorsuale nei confronti di un partecipante, opponibili ai terzi, compresi gli organi*

preposti alla procedura medesima. Nessuna azione, compresa quella di nullità, può pregiudicare la definitività di cui al periodo precedente”⁸⁶.

La creazione della borsa elettrica può essere ricondotta principalmente a due ordini di obiettivi. In primo luogo, la regolazione del settore elettrico è mirata alla prevenzione di eventuali fallimenti del mercato, tipicamente il monopolio naturale⁸⁷. In secondo luogo, la regolazione del mercato dell'energia presenta obiettivi di carattere sociale, altrimenti non raggiungibili.

Sono le caratteristiche stesse del settore elettrico a creare la necessità di regolarlo. Tra le più rilevanti, il sistema “a rete”, la domanda anelastica e la difficoltà di stoccaggio del bene in quantità significative e a costi accettabili⁸⁸.

La configurazione “a rete” del sistema, prevede dinamiche simultanee di incontro della domanda e dell'offerta. In sintesi, l'energia viene immessa in un punto della rete dai produttori (o da venditori o fornitori) e prelevata dal consumatore finale (o da acquirenti intermedi)⁸⁹. Diventa fondamentale quindi l'attività di bilanciamento tra le quantità immesse e quelle prelevate dalla rete. Durante l'attività di bilanciamento, frequenza e tensione dell'energia devono mantenersi entro limiti stabiliti e i flussi di energia che passano sulla rete non possono superare il limite massimo sopportato dalla rete stessa. Si tratta di equilibri delicati all'interno del funzionamento del sistema elettrico. Per garantire una gestione adeguata della rete elettrica nazionale, si fa spesso riferimento ad un unico soggetto responsabile, questo è un caso tipico di monopolio naturale⁹⁰. Esistono però delle eccezioni all'interno del panorama europeo, come nel caso tedesco, dove sono presenti

⁸⁶ L.n.99/2009, *Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia*, 23 luglio 2009

⁸⁷ Monopolio naturale si riscontra nei settori dove vi sono economie di scala tali da consentire l'esistenza di una sola impresa. Al crescere della quantità prodotta, diminuiscono il costo medio e il costo marginale del prodotto. In tale situazione solo un'impresa è in grado di produrre le stesse quantità ad un costo minore di quello che invece esisterebbe se ci fossero più imprese in regime di concorrenza. A questo punto, l'impresa presente sul mercato sarà in grado di determinare il prezzo e la quantità da produrre con l'obiettivo di massimizzare il profitto. Questo a discapito dei consumatori che si ritrovano a pagare di più di quanto pagherebbero in un regime concorrenziale.

⁸⁸ F.M. Mucciarelli, *Il nuovo mercato elettrico italiano: profili istituzionali*, vol. “Scambi su merci e derivati su commodities, quali prospettive?”, Giuffrè Editore, 2006

⁸⁹ Ibidem

⁹⁰ Ibidem

più reti elettriche sul territorio alle quali corrispondono più soggetti responsabili della gestione.

Per quanto riguarda le caratteristiche della domanda, quella del mercato elettrico si caratterizza per la sua inelasticità rispetto al prezzo. Ovvero, ad una variazione del prezzo corrisponde una variazione minima e non proporzionale della quantità scambiata. Ciò si deve alla “funzione sociale del bene scambiato”⁹¹. L’energia elettrica è un bene per il quale la popolazione è scarsamente propensa a rinunciare. Inoltre, la domanda elettrica è difficilmente prevedibile e subisce variazioni importanti, non conseguenti a variazioni del prezzo, quanto piuttosto a fattori stagionali e climatici. La complessità della gestione dell’energia elettrica sta nella gestione della domanda, e per questo motivo il soggetto gestore della rete ha come compito quello di predisporre meccanismi adeguati per rispondere ad aumenti improvvisi della domanda ed evitare *black out*. Altra caratteristica dell’energia elettrica è la difficoltà dello stoccaggio, ovvero l’impossibilità di conservare grandi quantità di energia per far fronte a picchi della domanda. Esistono sistemi di accumulo dell’energia, come i sistemi di tipo chimico (idrogeno), elettrochimico (batterie), elettrico (super capacitori) e meccanico (volani, aria compressa o bacini idroelettrici), ma al momento non rappresentano soluzioni economicamente vantaggiose.

Date queste premesse, la regolazione del settore elettrico risulta necessaria per evitare inefficienze allocative, squilibri dal punto di vista del carattere sociale del bene⁹² e per garantire l’adeguatezza del sistema.

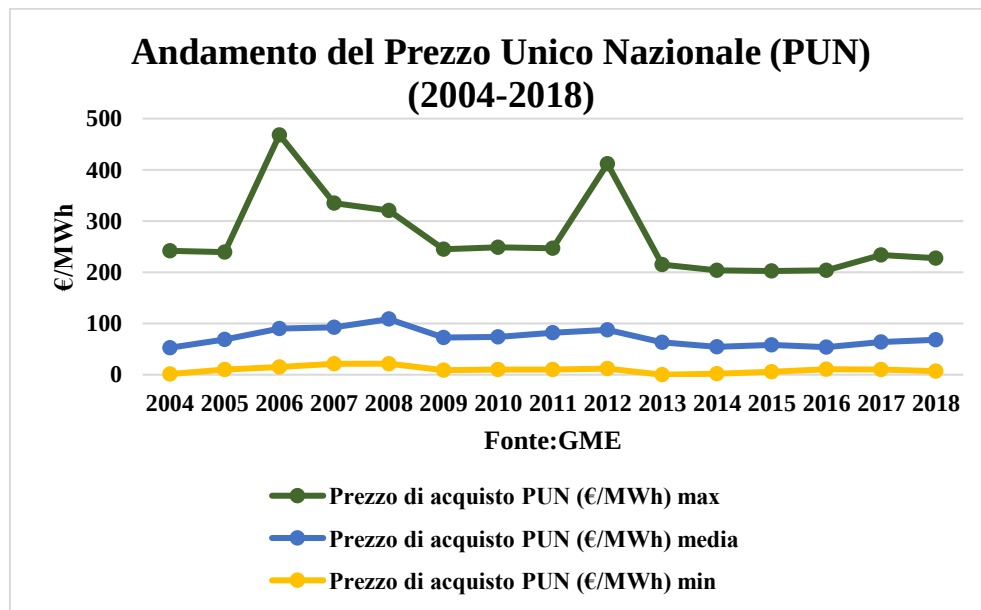
Il Mercato del Giorno Prima e il Mercato Infragiornaliero (parte del Mercato a Pronti dell’Energia) si articolano in aste, ciascuna delle quali è composta da quattro fasi: presentazione delle offerte, verifica delle offerte, accettazione delle offerte e comunicazione e pubblicazione degli esiti. Il prezzo delle offerte di vendita alle aste rappresenta il prezzo minimo di vendita, mentre il prezzo di offerta rappresenta il prezzo massimo al quale il consumatore è disposto ad acquistare. Il prezzo delle offerte di vendita su MSD (Servizi di Dispacciamento) invece è indicativo del prezzo al quale le quantità

⁹¹ Ibidem

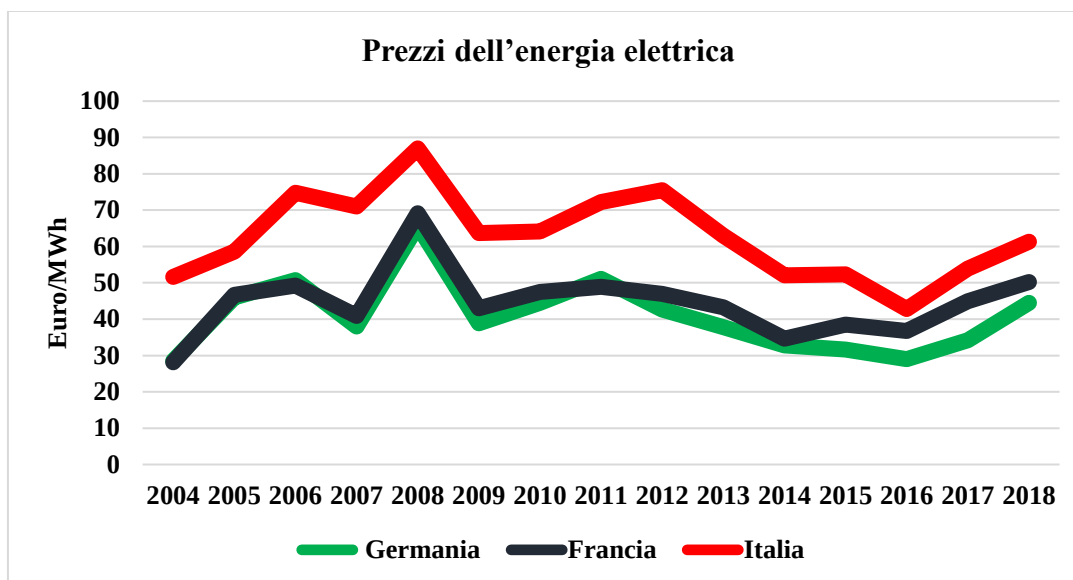
⁹² Dal Libro Verde della Commissione Europea la “disponibilità fisica continua di prodotti energetici ad un prezzo accessibile per i consumatori” viene indicata tra gli obiettivi principali per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti.

saranno pagate se acquistate (*pay-as-bid*). Le offerte devono superare un controllo formale e sostanziale. Un'offerta deve essere valida e congrua, per poter essere accettata dal GME per MI e MGP e da Terna per MSD. Successivamente, gli esiti delle aste sono comunicati dal GME e da Terna agli operatori.

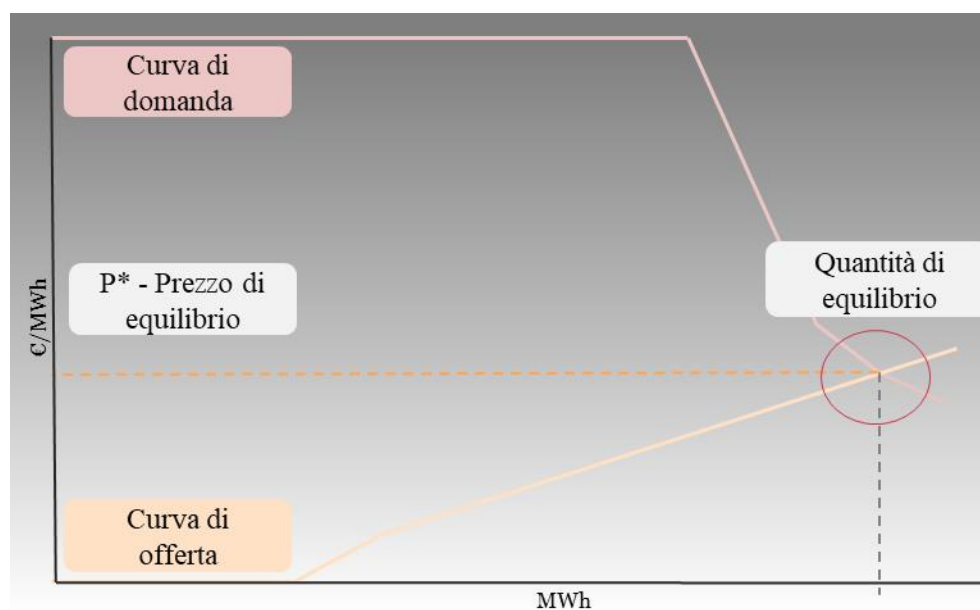
Il prezzo di equilibrio rappresenta il prezzo dell'energia elettrica su MGP che viene applicato a tutte le offerte. Per mantenere il concetto di prezzo unico nazionale, in caso di prezzi zionali si fa riferimento al PUN (Prezzo Unico Nazionale), che corrisponde alla media dei prezzi zionali (Pz) del territorio. Il territorio nazionale è diviso in un numero limitato di zone, per risolvere efficientemente le possibili congestioni. Le zone geografiche sono Nord (NORD), Centro Nord (CNOR), Sud (SUD), Sicilia (SICI), Sardegna (SARD).



Il prezzo di è determinato in ogni ora e nel caso di separazione del mercato in due o più zone, sia su MGP che su MI, può essere diverso in ciascuna zona di mercato (prezzo zonale). Su MGP il prezzo di equilibrio zonale può essere applicato a tutte le Offerte di vendita, alle Offerte di acquisto riferite ad unità miste e a quelle riferite ad unità di consumo appartenenti a zone virtuali. Le Offerte di acquisto riferite ad unità di consumo appartenenti a zone geografiche sono valorizzate, in ogni caso, al prezzo unico nazionale (PUN). Sul MI, nel caso di separazione del mercato in due o più zone, il prezzo di equilibrio zonale è applicato a tutte le Offerte di acquisto e di vendita.



I Prezzi in Italia hanno registrato un andamento simile a quello di Francia e Germania, sebbene ad un livello più elevato a motivo del fatto che la produzione di energia elettrica in Francia e Germania è stata caratterizzata da un maggiore impiego della fonte nucleare e del carbone.



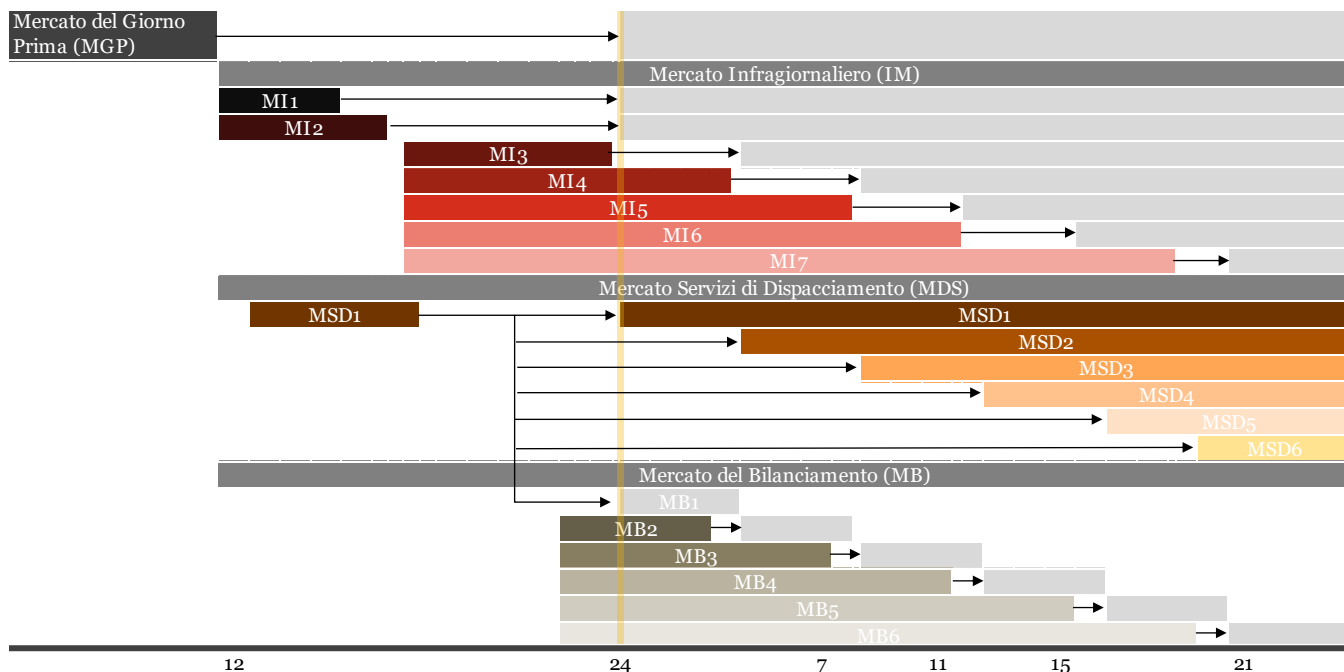
Elaborazioni da dati GME

Il Mercato Infragiornaliero (MI) consente agli operatori di apportare modifiche ai programmi definiti nel MGP attraverso ulteriori offerte di acquisto o vendita. Il MI è articolato in sette sessioni: MI1, MI2, MI3, MI4, MI5, MI6 e MI7.

Le sessioni sono organizzate nella forma di aste implicite di energia con orari di chiusura diversi ed in successione, attraverso le quali gli operatori possono sia effettuare un miglior controllo dello stato degli impianti di produzione, sia aggiornare i programmi di prelievo delle unità di consumo, tenendo conto di informazioni più aggiornate circa lo stato dei propri impianti di produzione, il fabbisogno di energia per il giorno successivo e le condizioni di mercato.

Il Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) è lo strumento attraverso il quale Terna S.p.A., nel ruolo di gestore della rete, si approvvigiona delle risorse necessarie alla gestione e al controllo del sistema (risoluzione delle congestioni intrazonali, creazione della riserva di energia, bilanciamento in tempo reale). Sul MSD Terna stipula i contratti di acquisto e vendita ai fini dell'approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento e agisce come controparte centrale delle negoziazioni. Sul MSD le offerte possono essere riferite solo ai punti di offerta abilitati all'operatività su tale mercato e devono essere presentate solo dai rispettivi e diretti utenti del dispacciamento senza la possibilità di usufruire dell'istituto della delega. Per ogni offerta di acquisto accettata sul MSD riferita a punti di offerta in prelievo, il GME determina il corrispettivo di non arbitraggio che l'operatore è tenuto a pagare, se negativo, o a ricevere se positivo. Tutte le offerte accettate, vengono remunerate al medesimo prezzo che le stesse presentano (metodologia *pay-as-bid*)⁹³. Il Mercato dei Servizi di Dispacciamento si articola in fase di programmazione (MSD ex-ante), suddiviso in sei sotto fasi di programmazione, e Mercato del Bilanciamento (MB), articolato anch'esso in sei sessioni.

⁹³ Descrizione disponibile al sito internet di Terna (<http://www.terna.it/>)



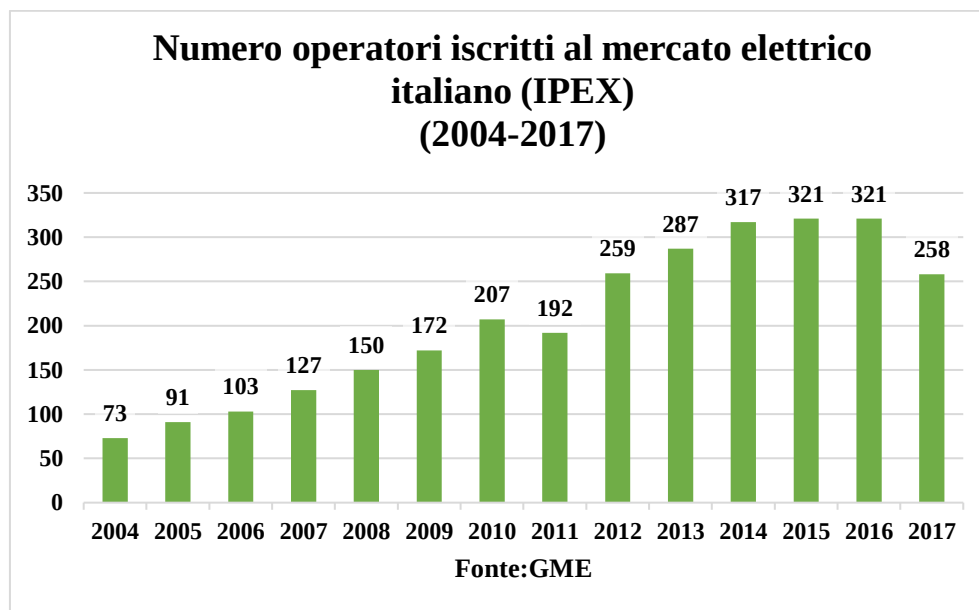
Elaborazioni da dati GME

Al Mercato Elettrico del GME possono partecipare tutti i soggetti che siano dotati di adeguata professionalità e competenza nell'utilizzo di sistemi telematici e dei sistemi sicurezza ad essi relativi, non siano stati condannati e che non siano stati esclusi precedentemente dal Mercato Elettrico. Per essere ammesso al Mercato Elettrico, il soggetto deve aver concluso positivamente un *iter* ben preciso. Il richiedente l'ammissione, infatti, deve presentare al GME:

- una domanda di ammissione (secondo il modello definito in allegato alla Disciplina del mercato elettrico), corredata dalla documentazione attestante che il soggetto abbia i requisiti sopra richiamati (assenza di condanne e, nell'ipotesi in cui la domanda sia stata presentata da una persona giuridica, poteri di rappresentanza);
- una duplice copia sottoscritta del Contratto di adesione (secondo il modello definito in allegato alla Disciplina del mercato elettrico), con il quale il contraente dichiara di conoscere e di accettare, senza alcuna condizione o riserva, la Disciplina del mercato elettrico e si impegna, tra l'altro, a pagare un corrispettivo

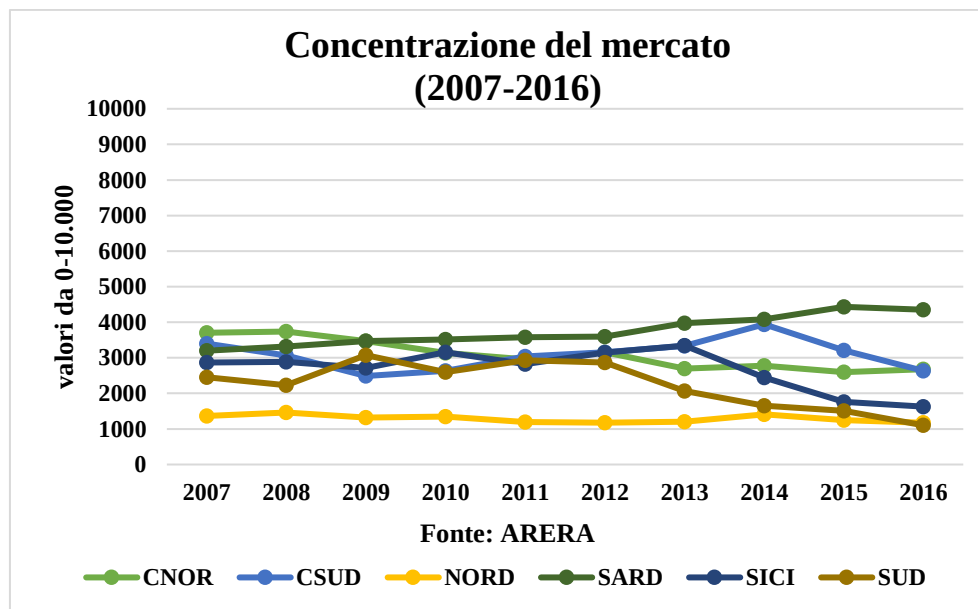
di accesso, un corrispettivo fisso annuo ed un corrispettivo per ogni MWh scambiato/registrato.

A seguito della ricezione della documentazione richiesta per l'ammissione al mercato, il GME entro 15 giorni, effettuate positivamente le necessarie verifiche su documentazione e requisiti, comunica l'ammissione o il rigetto della domanda tramite raccomandata A.R., anticipata via telefax. Con il provvedimento di ammissione si assume la qualifica di operatore e come tale si è inseriti nell'Elenco degli operatori ammessi al mercato pubblicato sul sito internet del GME. La qualifica di operatore comporta l'obbligo di comunicare al GME, entro i 3 giorni lavorativi successivi al suo verificarsi, ogni variazione circa fatti, stati e qualità tali da modificare i dati e le informazioni relative all'operatore stesso.



Il processo di liberalizzazione del mercato ha portato all'emergere di nuove figure imprenditoriali, come il produttore di energia elettrica (che questo sia proprietario dell'impianto o meno), gli importatori ed esportatori di energia, data la possibilità di interconnessione transfrontaliera, i grossisti, i venditori al cliente finale, i clienti (in grado ormai di svolgere un ruolo attivo all'interno del mercato con la possibilità di concludere contratti con qualsiasi fornitore), operatori finanziari e altri soggetti, come consulenti e

uffici legali per la contrattualistica⁹⁴. Oggi, gli operatori iscritti al mercato elettrico italiano sono 258 in totale. Il picco di iscrizioni è stato raggiunto nel 2015 e nel 2016 con 321 iscritti.



Al fine di rilevare la concorrenzialità del mercato elettrico, il grafico riporta l'andamento dell'indice di concentrazione Herfindahl-Hirschman che, dando un valore tra 0 e 10.000 misura il grado di concorrenza presente in un determinato mercato. Il valore indicato dall'indice è sempre positivo e varia tra 0, nel caso di mercato atomico, e 10.000, nel caso di presenza di monopolio e, quindi, di un solo agente nel mercato. Dal 2005 al 2016 i valori stanno sotto la soglia di 5.000; da rilevare è l'andamento della zona "SARD" in lieve peggioramento nel 2016 rispetto agli anni precedenti con una diminuzione degli operatori nel mercato. Presentano invece un andamento coerente con le politiche di liberalizzazione e apertura del mercato, le zone "SICI" "SUD" e "NORD" con un valore al di sotto del 2.000 nel 2016.

⁹⁴ G.B. Zorzoli, *Strano mercato quello elettrico*, Barbera Editore, 2008

4. La sfida delle rinnovabili e la tutela dell'ambiente

La definizione di strategie europee in materia di fonti rinnovabili giunge, a questo punto del racconto, quale conseguenza del percorso di integrazione europea. Infatti, con il Trattato di Lisbona e la definizione di una vera e propria competenza in materia energetica, l'Unione Europea interviene passando dalla determinazione di obiettivi programmatici all'imposizione di obiettivi di natura vincolante.

L'Unione Europea interviene per la diminuzione della dipendenza energetica dei paesi dell'Unione Europea dalle importazioni di energia, anche in virtù della necessità di impostare una traiettoria per garantire la sostenibilità dello sviluppo dell'economia.

L'impatto ambientale assume maggiore rilevanza già a partire dall'adozione della Direttiva 2001/77⁹⁵. Tuttavia è da segnalare il fatto che il contenuto della Direttiva era parso in realtà piuttosto vago, e cioè privo di indicazioni specifiche in ordine delle azioni e delle misure che gli Stati avrebbero potuto intraprendere al fine di raggiungere gli obiettivi, anch'essi descritti con una certa vaghezza, stabiliti a livello comunitario⁹⁶.

Tale indeterminatezza ebbe come risultato il mantenimento di una politica energetica frammentata, ben lontana dall'obiettivo di armonizzazione comunitario.

4.1. La politica dell'Unione Europea e la transizione energetica

L'Unione Europea è attualmente impegnata nel processo di transizione energetica per la creazione di un'Europa a basse emissioni di carbonio. Le istituzioni sono coinvolte nel processo di aggiornamento delle regole per facilitare gli investimenti, sia pubblici che privati, durante la fase delicata della trasformazione del settore energetico. L'obiettivo è quello di agire influenzando positivamente ambiente, mercati e consumatori. La sostenibilità del settore energetico è tra i principali obiettivi da conseguire insieme a quelli di miglioramento della qualità della vita e del risparmio energetico. Per garantire il rispetto degli impegni presi con l'accordo di Parigi, l'Unione Europea intende utilizzare un

⁹⁵ Commissione Europea, Direttiva 2001/77/CE *sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità*, 27 settembre 2001

⁹⁶ O. Pollicino, *Le energie rinnovabili nel diritto dell'Unione Europea*, all'interno del volume "Verso una politica energetica integrata", Editoriale Scientifica, 2014, Napoli

approccio razionalizzato e coordinato per tutti gli Stati membri attraverso la creazione di una Unione dell'energia⁹⁷. Inoltre, l'Unione Europea prevede diverse opportunità di finanziamento per stimolare imprese e regioni nel processo di attuazione dei progetti energetici comunitari. Attraverso lo strumento *Connecting Europe Facility*⁹⁸ (CEF) quale elemento chiave per la promozione della crescita, del lavoro e dello sviluppo di una rete di interconnessione ad elevate prestazioni, efficiente e sostenibile, l'Unione Europea ha la possibilità di migliorare la sicurezza degli Stati membri, attraverso lo sviluppo delle rinnovabili e l'interazione tra pubbliche amministrazioni, imprese e cittadini di Paesi confinanti. Lo strumento di finanziamento si divide in tre settori: energia, telecomunicazioni e trasporti.

Per quanto riguarda l'elaborazione di strategie a lungo termine da parte dell'Unione Europea, sono stati impostati degli obiettivi specifici per il 2020 e il 2030. Questi sono riferiti principalmente alla riduzione delle emissioni, all'efficienza energetica e all'aumento della quota di fonti energetiche rinnovabili nel mix energetico europeo. I target relativi alla quota delle fonti rinnovabili e alla efficienza energetica al 2030, sono stati poi successivamente inseriti nel più ampio contesto del pacchetto "Energia pulita per tutti i cittadini europei". Per gli obiettivi di lungo periodo, la visione della Commissione Europea ha pubblicato lo scorso novembre la sua strategia per un'economia prospera, moderna, competitiva e ad impatto zero al 2050.

La strategia sottesa all'Unione dell'energia è in effetti un tentativo di conciliare da una parte, il processo di liberalizzazione per la creazione di un mercato energetico integrato e, dall'altra, i nuovi obiettivi in termini di riduzione delle emissioni. In particolare, il Trattato sul funzionamento dell'Unione Europea e il "Terzo pacchetto Energia"⁹⁹, fissano gli obiettivi in termini di solidarietà tra gli Stati membri, per la realizzazione dei target globali di decarbonizzazione e sicurezza degli approvvigionamenti delle fonti.

⁹⁷ La strategia quadro per un'Unione dell'energia è stata adottata al fine di realizzare la transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio, sicura e competitiva.

⁹⁸ *The Connecting Europe Facility (CEF)* strumento fondamentale per la promozione della crescita, competitività e posti di lavoro attraverso investimenti infrastrutturali mirati a livello europeo.

⁹⁹ Commissione Europea, Direttiva 2009/72/CE relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, 13 luglio 2009, e Direttiva 2009/73/CE relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale, 13 luglio 2009

4.1.1. *Pacchetto per il Clima e l'Energia 2020*

Una delle prime strategie adottate da parte dell'Unione Europea dopo l'entrata in vigore del TFUE è il Pacchetto per il Clima e l'Energia 2020.

La Commissione Europea, adottando la Strategia 2020 pone un triplice ambizioso obiettivo in capo agli Stati membri: la diminuzione del 20% delle emissioni di CO₂, la quota di fonti rinnovabili nel mix energetico al 20% e una diminuzione dei consumi pari al 20%, quale conseguenza di una maggiore efficienza energetica. Il “Pacchetto per l'energia e il clima 2020” comprende gli obiettivi impostati dai decisori nel 2007 e quelli inseriti all'interno della “Strategia 2020 per una crescita intelligente, sostenibile ed inclusiva”.

Il Pacchetto comprende sei strumenti legislativi (una decisione, un regolamento e quattro Direttive). La prima Direttiva (2009/28/CE¹⁰⁰), riguarda le fonti energetiche rinnovabili e stabilisce un quadro comune circa gli obiettivi nazionali obbligatori per la quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo e per la quota di energia prodotta da fonti rinnovabili nei trasporti. La Direttiva 2009/29/CE¹⁰¹, invece, regola le emissioni dei settori *energy intensive* (45% delle emissioni UE), stabilendo un obiettivo di riduzione, per tutti gli impianti vincolati dalla normativa, del 21% al 2020 rispetto ai livelli del 2005.

Nel 2005 viene introdotto per i paesi dell'Unione Europea il sistema di “scambio di emissioni” (*ETS - Emission Trading System*). Tale sistema, del tipo “*cap-and-trade*”, fissa un massimale in termini di emissioni di gas serra per impianti ed operatori aerei, che sono responsabili del 50% circa delle emissioni europee totali e consente lo scambio di quote di emissioni tra operatori con eccesso di emissioni e quelli con emissioni inferiori ai limiti assegnati. Il sistema ETS rappresenta uno strumento fondamentale per la riduzione delle emissioni in atmosfera; infatti il limite viene abbassato nel tempo per far diminuire le

¹⁰⁰ Commissione Europea, Direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, 23 aprile 2009

¹⁰¹ Commissione Europea, Direttiva 2003/87/CE che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità, 13 ottobre 2003

emissioni totali. Al di sotto del tetto fissato, le imprese possono acquistare e scambiare le quote di emissione. Le imprese sono tenute a restituire un numero di quote sufficiente a coprire le proprie emissioni, nel caso in cui vi fossero delle quote inutilizzate, le imprese potranno utilizzarle per coprire emissioni future, mentre in caso contrario, alle imprese verrebbero applicate pesanti sanzioni da parte dell'Unione Europea. V'è la possibilità di acquistare quote da altre imprese o di venderle ad imprese che ne abbiano bisogno. Tale sistema, in questo modo, permette di non oltrepassare la quota massima di emissioni. Il mercato della CO₂ in Unione Europea è oggi il primo sistema internazionale di scambio di quote di emissione al mondo.

Il sistema è stato introdotto per la prima volta nel 2005 ed è stato riformato in momenti successivi, per cui è possibile distinguere diverse “fasi”¹⁰². Una prima fase, dal 2005 fino al 2007, ha svolto la funzione di pilota per testare la formazione del prezzo della CO₂ e la creazione dell'infrastruttura necessaria per il monitoraggio, la segnalazione e la verifica delle emissioni; a tale fase segue una seconda, dal 2008 al 2012, che ha permesso alle imprese l'utilizzo delle quote generate sotto “attuazione congiunta” (*Joint Implementation - JI*) per poter rispettare gli obblighi imposti dal sistema ETS. La terza fase, dal 2013 e 2020, coincide con la riforma del sistema il cui obiettivo era quello di migliorare l'armonizzazione dello schema sul territorio europeo per poter realizzare gli obiettivi impostati dal Protocollo di Kyoto. I principali cambiamenti sono: un tetto unico per l'intero territorio dell'Unione, non più singoli tetti nazionali; la vendita all'asta per l'assegnazione delle quote, non più assegnazione “a titolo gratuito”; inclusione di ulteriori settori e gas (ossido di azoto e perfluorocarburi); predisposizione di 300 milioni di quote accantonate nella riserva per i nuovi entranti grazie al programma NER 300¹⁰³.

L'Unione Europea prevede le successive fasi di sviluppo del sistema che, ad oggi, rappresenta una delle pietre angolari su cui si fonda la politica europea di contrasto al cambiamento climatico. In particolare, la quarta fase interesserà il rafforzamento della riserva stabilizzatrice del mercato, l'assegnazione gratuita delle quote ai settori industriali

¹⁰² Unione Europea, *EU ETS Handbook*, 2015

¹⁰³ Fondo per il finanziamento di progetti “low carbon” innovativi. L'obiettivo è quello di stabilire un programma di diffusione di tecnologie innovative per le energie rinnovabili e la cattura e l'immagazzinamento della CO₂ (Carbon Capture and Storage)

esposti al rischio di riallocazione e meccanismi di finanziamento per il settore energetico ed industriale per rispondere alle sfide della transizione energetica in termini di innovazione ed investimenti necessari.

Per quanto riguarda il Pacchetto, l'obiettivo europeo per i settori coperti dal sistema ETS è una diminuzione del 43%. La Direttiva 2009/30/CE¹⁰⁴ stabilisce le caratteristiche di benzina e combustibile diesel per il commercio in Europa. I fornitori di carburante sono obbligati alla riduzione del 10% delle emissioni di CO₂ per unità di energia prodotte, rispetto alle quantità di CO₂ prodotte nel 2010. La Direttiva sulla tecnologia *Carbon Capture and Storage* (CCS), (2009/31/CE¹⁰⁵) ha come obiettivo di regolare la sperimentazione e lo sviluppo di tale tecnologia, disegnando un quadro comune europeo. La Decisione 2009/406/CE¹⁰⁶ stabilisce un obiettivo al 2020 di riduzione delle emissioni (nei settori non coperti dalla Direttiva ETS e quindi trasporti, edifici, agricoltura e rifiuti) del 10% rispetto ai livelli del 2005. L'obiettivo, ripartito in modo vincolante tra gli Stati membri, per l'Italia è la diminuzione del 13%. Per il 2030, all'Italia è stato assegnato un obiettivo di riduzione del 33% e il regolamento 2009/443/CE¹⁰⁷ (insieme con il Regolamento CO₂ Van) impone standard minimi di efficienza per le vetture immatricolate per la prima volta nel territorio dell'Unione dal 2012.

Gli strumenti legislativi contenuti nel Pacchetto intendono stimolare l'internalizzazione dei costi ambientali associati ai cambiamenti climatici in tutte le attività ad alta intensità energetica, prevedendo la formazione di un prezzo di riferimento per le emissioni di CO₂. La Commissione europea intende favorire gli investimenti in tecnologie a basso contenuto di carbonio, tra cui quelle che prevedono l'utilizzo di fonti rinnovabili ed una maggiore efficienza energetica.

¹⁰⁴ Commissione Europea, Direttiva 2009/30/CE che modifica la Direttiva 98/70/CE per quanto riguarda le specifiche relative a benzina, combustibile diesel e gasolio nonché l'introduzione di un meccanismo inteso a controllare e ridurre le emissioni di gas a effetto serra, 23 aprile 2009

¹⁰⁵ Commissione Europea, Direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, 23 aprile 2009

¹⁰⁶ Commissione Europea, Decisione 2009/406/CE concernente gli sforzi degli Stati membri per ridurre le emissioni dei gas a effetto serra al fine di adempiere agli impegni della Comunità in materia di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra entro il 2020, 23 aprile 2009

¹⁰⁷ Commissione Europea, Regolamento 2014/333/UE al fine di definire le modalità di conseguimento dell'obiettivo 2020 di ridurre le emissioni di CO₂ delle autovetture nuove, 11 marzo 2014

4.1.2. *Quadro per l'Energia e il Clima 2030*

Il Quadro per l'Energia e il Clima 2030, proposto nel 2014 dalla Commissione¹⁰⁸, definisce target e standard con il fine di aumentare la competitività del sistema energetico europeo. La proposta prevede alcune azioni specifiche per la riduzione dei gas ad effetto serra (riduzione del 40% al 2030 su livelli 1990); la quota di rinnovabili elettriche che vada a coprire il 27% del consumo energetico; il raggiungimento di un livello di efficienza energetica superiore; la revisione del sistema ETS; l'adozione di indicatori chiave per la misurazione dei progressi compiuti dagli Stati membri in tema di efficienza energetica e competitività. Le consultazioni che hanno seguito la comunicazione della Commissione, si sono concluse con l'approvazione da parte del Consiglio Europeo¹⁰⁹, nell'ottobre del 2014, di quattro obiettivi principali contenuti all'interno del quadro per il Clima e l'Energia. È prevista quindi, la riduzione vincolante di gas a effetto serra di almeno 40% entro il 2030. Nello specifico, le conclusioni del Consiglio indicano un obiettivo di riduzione del 43% e del 30% entro il 2030 rispetto ai livelli del 2005, rispettivamente per i settori regolati da ETS e non.

Per quanto riguarda la revisione del sistema ETS, questa viene indicata quale strumento principale per il conseguimento degli obiettivi impostati dalla Commissione. In aggiunta, il tetto massimo di emissioni impostato dall'Unione Europea diminuirà ad un tasso superiore rispetto all'assetto precedente; a partire dall'anno 2021, si passerà da una diminuzione del 1.74% ad una del 2.2%. Viene data continuità al meccanismo di allocazione gratuita, mentre le misure esistenti in materia di prevenzione della riallocazione delle emissioni di CO2 continueranno a produrre effetti anche dopo il 2020. Per i Paesi con livelli di PIL inferiori al 60% rispetto al PIL medio dei paesi dell'Unione, hanno la possibilità di optare per l'utilizzo delle quote in forma gratuita fino al 2030. Inoltre, è previsto il rinnovo delle strutture esistenti finanziate dal programma NER300.

¹⁰⁸ Commissione Europea, COM (2015) 80, Una strategia quadro per un'Unione dell'energia resiliente, corredata da una politica lungimirante in materia di cambiamenti climatici, 25 febbraio 2015

¹⁰⁹ Consiglio Europeo, Conclusioni 2014/169 circa il quadro 2030 per le politiche dell'energia e del clima, 24 ottobre 2014

Per quanto riguarda i settori non coperti da ETS, la metodologia utilizzata per la riduzione graduale degli obiettivi viene utilizzata fino al 2030. Tutti gli Stati Membri contribuiscono ad una riduzione degli obiettivi da 0% a 40% in base al valore del PIL pro capite nazionale.

La quota di fonti rinnovabili sui consumi finali in ambito europeo al 2030 è stata fissata al 27% (obiettivo vincolante).

Secondo la valutazione di impatto¹¹⁰, che accompagna la comunicazione della Commissione del 2014, si rendono necessari ulteriori sforzi da parte degli Stati membri per conseguire gli obiettivi fissati al 2020. Partendo dalla descrizione dei rischi principali, in particolare facendo riferimento all'eccedenza di circa 2 miliardi di quote riscontrata nel sistema ETS, viene segnalato il pericolo di riduzione della capacità del sistema di scambio di incidere significativamente sul livello di emissioni in atmosfera. Ciò accompagnato dalla necessità di concentrare maggiormente gli sforzi in relazione all'integrazione delle fonti rinnovabili nel mix di generazione degli Stati Membri.

Rispetto all'efficienza energetica, i dati mostrano un calo del consumo di energia primaria dal 2007, dovuto sia alla congiuntura economica sfavorevole che alla riduzione dell'intensità energetica. Secondo la valutazione della Commissione, le politiche adottate fino al 2014, non sono sufficienti a realizzare gli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra dell'80-95% entro il 2050 rispetto ai valori del 1990. Per quanto riguarda le dinamiche dei prezzi dell'energia, sebbene i prezzi all'ingrosso di gas ed energia elettrica siano risultati complessivamente sotto controllo, per molte imprese e famiglie i prezzi al consumo sono aumentati notevolmente.

La sicurezza continua a rappresentare uno dei principali obiettivi da conseguire entro il 2020, ma a causa della forte dipendenza dalle importazioni, ancora elevata nel 2014 (per l'energia elettrica le importazioni nette nel 2014 risultano pari a 3.011 GWh¹¹¹).

¹¹⁰ Commissione Europea, Staff Working Document, SWD (2014) 16, Quadro per le politiche dell'energia e del clima per il periodo dal 2020 al 2030, 22 gennaio

¹¹¹ Dati Terna S.p.a. (Dati generali, anno 2014)

Inoltre, le previsioni stimano un impatto negativo delle politiche vigenti nel 2014, infatti la realizzazione di un'economia più sostenibile e competitiva determinerà un aumento dei costi per famiglie ed imprese nel breve-medio periodo.

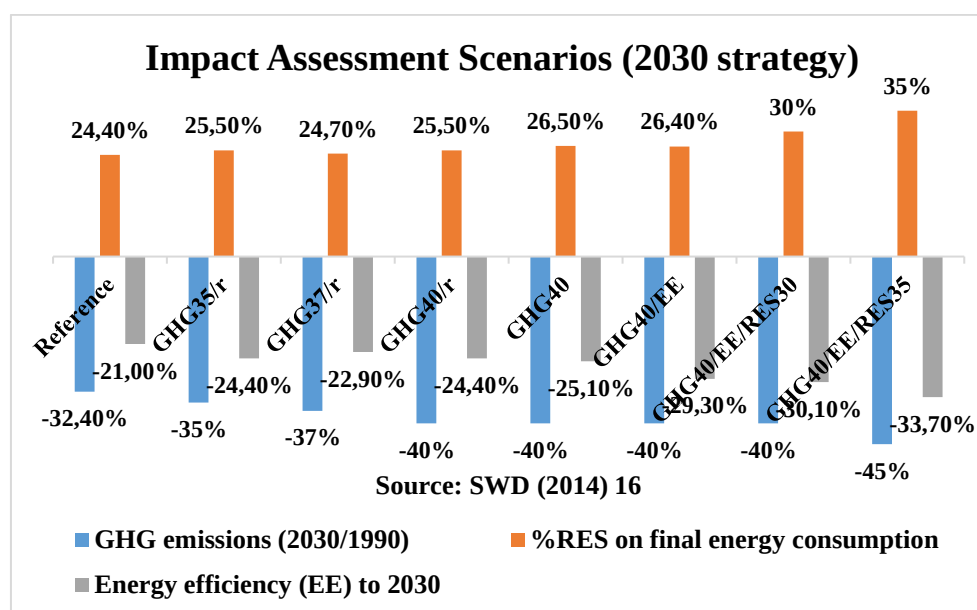
A partire dalle premesse circa lo stato dell'arte della regolazione e gli effetti registrati nel 2014, l'analisi d'impatto della strategia al 2030 rileva sette possibili scenari, che si differenziano tra loro per diversi target impostati e la presenza o assenza di fattori abilitanti come il livello di sviluppo delle infrastrutture energetiche, le attività di ricerca e sviluppo, il livello di decarbonizzazione ed elettrificazione dei trasporti e il consenso dell'opinione pubblica. Tutti gli scenari che prevedono una riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di almeno il 40% implicano necessariamente una progressiva contrazione del sistema ETS nel periodo successivo al 2020.

Oltre allo scenario di riferimento, che non prevede particolari cambiamenti in termini di target (emissioni -32,4%, quota delle fonti rinnovabili al 24,4%, consumi di energia -21%), sono stati sviluppati altri tre scenari che differiscono tra di loro per diversi obiettivi di riduzione delle emissioni.

Nel primo di questi scenari, la riduzione delle emissioni (35%) non è coerente con i target al 2050 e i risultati in termini di quota delle fonti rinnovabili e di riduzione dei consumi, rispettivamente 25,5% e -24,4%, sono da ricondurre al sistema ETS e alla diminuzione annuale del fattore di riduzione lineare pari a 1,74% e alle politiche per l'efficienza che rimangono tali anche dopo il 2030, per cui il target di riduzione delle emissioni dell'80% entro il 2050 non potrebbe essere raggiunto. Nel secondo scenario l'obiettivo della riduzione delle emissioni è pari a -37% e i risultati conseguiti in relazione alle fonti rinnovabili e alla efficienza energetica, rispettivamente 24,7% e -22,9%, sono da ricondurre al prezzo del carbone, aumentato per i settori non-ETS in modo da raggiungere i valori dei settori ETS. L'ultimo scenario, con un obiettivo definito per la riduzione delle emissioni pari al 40%, vede una quota delle fonti rinnovabili sui consumi pari al 25,5%, che è raggiunta principalmente nei settori inclusi nel sistema ETS, e la diminuzione della domanda del 24,4% per effetto dell'aumento del prezzo del carbone.

Il quarto e il quinto scenario invece realizzano gli obiettivi al 2050. Il primo attraverso una diminuzione del fattore lineare di riduzione nel sistema ETS, raggiungendo un 25,5%

del consumo finale di energia coperto da fonti rinnovabili e un -25.1% in termini di efficienza energetica. Nel secondo, invece, grazie a politiche specifiche per l'energia elettrica, risulta una diminuzione della domanda pari a -29,3%. Tra le misure previste per l'energia elettrica, vanno ricordate il risanamento degli edifici, l'introduzione graduale di sistemi di energy management, la previsione di standard più stringenti per l'efficientamento dei prodotti energetici, il supporto aggiuntivo per lo sviluppo delle *smart grid* e degli standard di efficienza delle reti energetiche. La quota delle fonti rinnovabili è pari al 26,4% in parte dovuta alle politiche relative al settore elettrico che portano ad una riduzione del consumo totale di energia, ma il valore è raggiunto principalmente nei settori ETS. Gli ultimi due scenari prevedono invece una percentuale di riduzione delle emissioni pari a 40% e 45%, e degli obiettivi in termini di quota delle fonti rinnovabili rispettivamente del 30% e del 35%, accompagnate da politiche ambiziose per l'efficienza energetica. Nel secondo di questi scenari le politiche per l'efficienza energetica sono particolarmente ambiziose e riguardano principalmente il risanamento degli edifici, l'introduzione graduale di sistemi di *energy management*, un aumento degli obblighi in termini di risparmio energetico, previsione di standard per l'efficientamento dei prodotti energetici sempre più stringenti, supporto aggiuntivo per lo sviluppo delle *smart grid* e degli standard di efficienza delle reti energetiche.



4.1.3. *L'Unione per l'Energia e il Pacchetto Clean Energy for all Europeans*

Nel 2015 la Commissione ha adottato “*A Framework Strategy for a Resilient Energy Union with a Forward-Looking Climate Change Policy*”¹¹², la Strategia a guida della fase di transizione ad un’economia sicura, competitiva e a basse emissioni. L’Unione per l’Energia, una delle priorità individuate dalla Commissione Europea, si sviluppa su cinque direttrici, rispetto alle quali ogni Stato Membro dovrà elaborare un Piano integrato per l’energia e il clima per il periodo 2021-2030. Lo Stato dell’Unione per l’Energia ha come obiettivo quello di evidenziare il contributo e l’attività di raccordo europea rispetto agli impegni presi in seguito alla ratifica dell’Accordo di Parigi. Attraverso l’impostazione di nuovi traguardi al 2030, assicurando la coerenza degli impegni politici rispetto a quanto promesso durante le negoziazioni. La leadership europea intende intraprendere azioni che vadano oltre gli impegni presi in occasione dell’Accordo di Parigi. Per raggiungere tali obiettivi, quindi, la Commissione ha individuato cinque ambiti separati rispetto ai quali ogni Stato Membro è chiamato ad elaborare determinate azioni e misure.

La prima di queste aree è quella della decarbonizzazione dell’economia. Le misure in questione interessano principalmente le regole del sistema di scambio di quote di emissione (sistema ETS) e obiettivi nazionali di riduzione delle emissioni per i settori non-ETS (trasporti, industria, edilizia, agricoltura e rifiuti).

Il secondo ambito è quello della realizzazione di un mercato interno dell’energia pienamente integrato. In tal senso, la libera circolazione dell’energia gioca un ruolo fondamentale per garantire la realizzazione di infrastrutture adeguate e libere da barriere tecniche e normative.

Il terzo ambito è quello dell’efficienza energetica, componente essenziale per raggiungere un livello accettabile in termini di dipendenza dalle importazioni di energia ed emissioni inquinanti. Un miglioramento in termini di efficienza energetica si traduce in una riduzione dei costi in bolletta, della dipendenza da fonti esterne di energia e in una più efficace protezione dell’ambiente. Il processo di miglioramento dell’efficienza energetica,

¹¹² Strategia dell'Unione dell'Energia, definita nella COM (2015) 80, Una strategia quadro per un'Unione dell'energia resiliente, corredata da una politica lungimirante in materia di cambiamenti climatici, 25 febbraio 2015

secondo quanto dichiarato dalla Commissione Europea, deve necessariamente interessare tutti i diversi stadi della *value chain*, dalla generazione al consumo finale. Nel 2018, con la revisione della Direttiva sull'Efficienza Energetica¹¹³, l'Unione Europea ha stabilito l'obiettivo di riduzione della domanda di energia del 32,5% al 2030, con la possibilità di aumentare tale percentuale nel 2023.

Con la Direttiva 2018/2002 del Parlamento europeo e del Consiglio, che modifica la Direttiva 2012/27/UE in tema di efficienza energetica, al fine di garantire il conseguimento dell'obiettivo di efficienza energetica del 20% per il 2020 e del 32,5% per il 2030, vengono stabilite norme idonee a rimuovere gli ostacoli sul mercato dell'energia fissando obiettivi e contributi nazionali indicativi per il 2030. Tali contributi in termini di consumo vengono stabiliti dai singoli Stati membri all'interno dei rispettivi piani integrati per l'energia e il clima in modo da non oltrepassare il livello massimo stabilito dalla Commissione (1273 Mtoe di energia primaria e/o 956 Mtoe di energia finale). Successivamente, entro il 31 ottobre 2022 la Commissione valuterà se l'effettiva realizzazione degli obiettivi fissati in termini di efficienza energetica.

Per quanto riguarda gli obiettivi per il 2030, la Commissione prevede la presentazione di una proposta legislativa entro il 2023 per adattare gli obiettivi per il 2030 alle condizioni economiche e tecnologiche del momento.

In particolare, la Direttiva stabilisce un risparmio energetico annuo, fino al 31 dicembre 2020, pari all'1,5% delle vendite medie annue di energia ai clienti finali (valore di riferimento: triennio precedente il 1° gennaio 2013). Le deroghe non possono incidere oltre il 25% del totale dei risparmi, mentre il margine impostato è da conseguirsi attraverso l'adozione di regimi obbligatori (che interessano principalmente i distributori e società di vendita), ma anche per mezzo di misure alternative. Inoltre, sempre secondo la Commissione, *“dovrebbero essere rafforzate le disposizioni sul monitoraggio e sulla verifica per l'attuazione di regimi obbligatori di efficienza energetica e misure politiche*

¹¹³ Commissione Europea, Direttiva 2018/2002/UE sull'efficienza energetica, 11 dicembre 2018

alternative, compreso l'obbligo di verificare un campione statisticamente rappresentativo di misure”¹¹⁴.

La quarta area è quella della sicurezza energetica. In questo senso, gli obiettivi riguardano la diversificazione delle fonti energetiche, le modalità attraverso le quali garantire la solidarietà e la cooperazione tra gli Stati.

La Commissione, inoltre, ha pubblicato la Energy Security Strategy¹¹⁵, sottolineando l’inseparabilità della sicurezza energetica rispetto agli obiettivi energetici al 2030. Sempre nello stesso anno la Commissione ha pubblicato una comunicazione recante un “*action plan* per l’economia circolare”¹¹⁶ integrando i temi delle politiche ambientali, con le politiche di produzione industriale e le politiche di ricerca ed innovazione.

L’ultimo ambito di intervento è quello relativo all’attività di ricerca e innovazione. Le azioni a supporto di tecnologie pulite e a basse emissioni favoriscono la transizione verso un sistema energetico più competitivo e a basse emissioni; per questo motivo ciascuno Stato Membro dovrà programmare la propria attività di investimento e ricerca in modo da poter favorire tale processo ed agire in sinergia con le attività di finanziamento a livello EU.

Per la realizzazione dell’Unione dell’Energia, la Commissione ha predisposto una tabella di marcia¹¹⁷ identificando le tappe necessarie per il raggiungimento dell’obiettivo prefissato. Nel 2015, la questione dell’efficienza energetica rappresenta un *key driver* della sicurezza energetica a livello comunitario e diviene strumento necessario per la riduzione del grado di dipendenza dall’estero acquistando una rilevanza geopolitica¹¹⁸ oltre che ambientale. Un passaggio nodale nella narrazione è costituito dall’approccio di gestione dell’energia adottato dall’Unione Europea a partire dal 2012. Con la Direttiva 27, l’attenzione della Commissione passa dal lato dell’offerta di energia a quello della

¹¹⁴ Ibidem

¹¹⁵ Commissione Europea, COM (2014) 330, Un approvvigionamento energetico stabile e abbondante per l’Europa (European Energy Security Strategy), 23 settembre 2014

¹¹⁶ Commissione Europea, COM (2015) 614, L’anello mancante - Piano d’azione dell’Unione europea per l’economia circolare, 2 dicembre 2015

¹¹⁷ Pacchetto Unione dell’Energia, tabella di marcia per l’Unione dell’Energia, 2015

¹¹⁸ L. Ammannati, “*La transizione energetica*”, Giappichelli Editore, 2018

domanda: “la gestione della domanda è uno strumento importante per migliorare l’efficienza energetica, in quanto accresce le possibilità dei consumatori di agire sulla base delle informazioni di consumo finale sia, attraverso un uso ottimizzato delle reti e degli impianti di produzione, nella produzione, trasmissione e distribuzione di energia”. Attraverso un maggiore coinvolgimento dei cittadini è quindi possibile pervenire ad un cambiamento del comportamento ed aumentare la consapevolezza dei consumatori.

4.1.4. *Il Pacchetto “Energia Pulita per tutti gli Europei”*

Con l’adozione del Pacchetto “*Clean Energy for All Europeans*”¹¹⁹, basato sui principi di efficienza energetica, energie rinnovabili e funzionamento del mercato interno dell’energia, la Commissione Europea ha predisposto una serie di interventi volti a guidare la transizione verso un’energia pulita. Il pacchetto è comprensivo di otto proposte legislative; tre di queste sono state adottate come Direttive e una come Regolamento. Nel mese di maggio 2019 il Consiglio ha adottato il testo definitivo delle misure restanti, che si presume saranno pubblicate sull’ *Official Journal* alla fine del 2019.

¹¹⁹ Commissione Europea, COM (2016) 860, Energia pulita per tutti gli europei, 30 novembre 2016”

Tav. 4.1 Riepilogo misure Pacchetto Energia Pulita per tutti gli Europei

	European Commission Proposal	EU institutional negotiations	European Parliament Adoption	Council Adoption	Official Journal Adoption
Energy Performance on Buildings	30/11/2016	Political Agreement	17/04/2018	14/05/2018	19/06/2018 Directive (EU) 2018/844
Renewable Energy	30/11/2016	Political Agreement	13/11/2018	04/12/2018	21/12/2018 Directive (EU) 2018/2001
Energy Efficiency	30/11/2016	Political Agreement	13/11/2018	04/12/2018	21/12/2018 Directive (EU) 2018/2002
Governance of the Energy Union	30/11/2016	Political Agreement	13/11/2018	04/12/2018	21/12/2018 Regulation (EU) 2018/1999
Electricity Regulation	30/11/2016	Political Agreement	26/03/2019	22/05/2019	
Electricity Directive	30/11/2016	Political Agreement	26/03/2019	22/05/2019	
Risk Preparedness	30/11/2016	Political Agreement	26/03/2019	22/05/2019	
ACER	30/11/2016	Political Agreement	26/03/2019	22/05/2019	

È possibile dividere le iniziative legislative della Commissione in due sottogruppi¹²⁰, il primo si concentra sull'assetto del mercato (*market design initiatives*) e comprende la proposta di Direttiva¹²¹ sulle regole relative al mercato interno dell'energia, che modifica

¹²⁰ L. Hancher, B.M.Winters, *The EU Winter Package*, Allen&Overy study, 16 febbraio 2017

¹²¹ Commissione Europea, COM (2016) 864, Proposta di Direttiva su norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, 30 novembre 2016

l'attuale Direttiva 2009/72¹²², un nuovo Regolamento¹²³ sul mercato interno dell'energia elettrica, che va a sostituire il Regolamento 2009/714¹²⁴ e la proposta per un nuovo Regolamento ACER¹²⁵ a sostituzione dell'attuale Regolamento (2009) 713¹²⁶. Tali proposte andrebbero quindi a superare le misure del Terzo pacchetto, impostando degli obiettivi da recepire a livello nazionale entro il 1° gennaio 2020. La seconda categoria di proposte aspira all'allineamento tra gli obiettivi di sviluppo sostenibile e il nuovo assetto del mercato. Questo secondo gruppo di misure comprende la Direttiva sulle fonti rinnovabili¹²⁷, a sostituzione della Direttiva (2009) 28, quella sull'efficienza energetica¹²⁸, che modifica la Direttiva 2012/27/UE e quella sulla prestazione energetica degli edifici¹²⁹, che sostituisce la 2010/31/UE e la 2012/27/UE. Infine, il pacchetto comprende altre due misure riguardanti la preparazione al rischio per il settore elettrico e la regolazione della *governance* dell'Unione dell'Energia.

La Direttiva RED (*Renewable Energy Directive*), stabilisce un quadro normativo per la promozione dell'uso delle fonti di energia rinnovabili e imposta obiettivi vincolanti per la quota delle fonti rinnovabili da raggiungere a livello comunitario. Gli Stati Membri devono assicurare che venga raggiunta la quota del 32% della produzione di energia da fonti rinnovabili. Per la realizzazione degli obiettivi, la Commissione è intervenuta attraverso l'adozione di schemi di finanziamento specifici per gli Stati Membri, che a loro volta sono chiamati ad elaborare dei piani nazionali per il periodo 2021-2030 in linea con le cinque direttrici del Pacchetto Energia Pulita. I piani nazionali dovranno specificare le modalità attraverso cui gli Stati membri intendono raggiungere gli obiettivi al 2030. La

¹²² Commissione Europea, Direttiva 2009/72/CE relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, 13 luglio 2009

¹²³ Commissione Europea, COM (2016) 861, Proposta di regolamento relativo a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, 30 novembre 2016

¹²⁴ Commissione Europea, Regolamento 2009/714/CE relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica, 13 luglio 2009

¹²⁵ Commissione Europea, COM (2016) 863, Proposta di regolamento che istituisce un'Agenzia dell'Unione Europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia, 30 novembre 2016

¹²⁶ Commissione Europea, COM (2016) 863, Proposta di regolamento che istituisce un'Agenzia dell'Unione Europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia, 30 novembre 2016

¹²⁷ Commissione Europea, Direttiva 2018/2001/UE, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, 11 dicembre 2018

¹²⁸ Commissione Europea, Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, 25 ottobre 2012

¹²⁹ Commissione Europea, Direttiva 2018/844/UE sulla prestazione energetica degli edifici, 30 maggio 2018

Direttiva prevede che gli Stati Membri mettano a disposizione le garanzie d'origine dell'energia da fonti rinnovabili, fornendo informazioni specifiche in riferimento alle fonti di energia utilizzate nella produzione. Tra le misure stabilite per la promozione delle fonti rinnovabili: le regole sull'autoconsumo, l'uso di energia nei settori del riscaldamento, raffreddamento e trasporti, le regole per la cooperazione regionale tra gli Stati Membri e tra Stati Membri e paesi terzi, le procedure amministrative, le regole per informazione e formazione. La Direttiva fornisce anche indicazioni circa i criteri di sostenibilità e la riduzione di gas effetto serra per i biocarburanti, i bioliquidi e le biomasse. Gli Stati Membri sono chiamati al recepimento delle suddette regole entro il 30 giugno 2021.

La Direttiva sull'efficienza energetica (*Energy Efficiency Directive*) contribuisce alla strategia dell'Unione dell'Energia in termini di riduzione della dipendenza dell'UE dalle importazioni di energia da altri paesi, riduzione delle emissioni di gas serra, occupazione e crescita, diritti dei consumatori e povertà energetica. Promuove l'efficienza energetica in tutta l'UE attraverso un quadro comune di misure che coprono ogni fase della *value chain*, dalla generazione alla distribuzione e al consumo finale. Definisce la disciplina per la ristrutturazione edilizia in particolare per la pubblica amministrazione e obbliga ciascuno Stato membro ad adottare una serie di strumenti e politiche per promuovere cambiamenti comportamentali per coinvolgere i consumatori e le organizzazioni dei consumatori. L'obiettivo della Commissione è incoraggiare l'efficienza nel riscaldamento e raffreddamento e chiedere agli Stati membri di valutare altre misure per promuovere l'efficienza energetica (ad esempio incentivi, disposizioni normative aggiuntive, adozione di orientamenti, semplificazione delle procedure amministrative).

L'obiettivo di riduzione della domanda di energia del 32,5% entro il 2030 è al centro delle disposizioni della Commissione. Le istruzioni mirano a rimuovere gli ostacoli nel mercato dell'energia e coinvolgono i paesi dell'UE nel processo chiedendo loro di stabilire i propri contributi nazionali per il 2020 e il 2030 (NECP). Le prescrizioni della Commissione stabiliscono regole più chiare in materia di misurazione e fatturazione dell'energia e impongono ai paesi dell'UE di disporre di norme nazionali trasparenti e pubblicamente disponibili sulla ripartizione del costo dei servizi di riscaldamento, raffreddamento e acqua calda. Gli Stati membri rafforzano anche la dimensione sociale dell'efficienza energetica

prendendo in considerazione la povertà energetica nella progettazione di schemi di efficienza energetica e di misure alternative. Il recepimento in tutti i paesi dell'UE è previsto per il 25 giugno 2020. Ad eccezione di alcune regole modificate per le quali il termine è il 25 ottobre 2020 (ad esempio regole per il gas di dosaggio, elettricità, riscaldamento, raffreddamento e acqua calda sanitaria o informazioni di fatturazione per gas ed elettricità).

Sempre all'interno del Pacchetto Energia Pulita, nello specifico con l'adozione della Direttiva sull'efficienza degli edifici¹³⁰ (*Energy Performance on Buildings Directive*). L'obiettivo della Direttiva è quello di promuovere lo sviluppo degli *smart buildings* in Europa, tenendo in considerazione le condizioni climatiche e locali differenti tra gli Stati membri. La Direttiva imposta una serie di obiettivi minimi da realizzare e un approccio comune per il calcolo della performance energetica degli edifici. La Direttiva impone agli Stati membri l'obbligo di fissare requisiti minimi per il calcolo del rendimento energetico ottimale che devono essere rivisti ogni 5 anni. Questi sono requisiti che interessano gli edifici e i relativi componenti e l'energia utilizzata per il riscaldamento e il raffreddamento degli ambienti, l'acqua calda sanitaria, la ventilazione, l'illuminazione integrata e altri sistemi tecnici per l'edilizia. Nel definire i requisiti, gli Stati membri possono distinguere la disciplina posta in essere per gli edifici, facendo una distinzione tra edifici nuovi ed esistenti. Per quanto riguarda gli edifici di nuova costruzione, gli Stati Membri adottano le misure necessarie per garantire che i nuovi edifici soddisfino i requisiti minimi di rendimento energetico e che, prima che inizi la costruzione di nuovi edifici, la fattibilità tecnica, ambientale ed economica dell'alternativa ad alta efficienza. Allo stesso tempo, per gli edifici esistenti, la Direttiva richiede un aggiornamento in termini di efficienza energetica al fine di soddisfare i requisiti applicabili. Gli Stati membri incoraggiano, in relazione agli edifici oggetto di importanti ristrutturazioni, i sistemi alternativi ad alta efficienza, nella misura in cui ciò sia tecnicamente, funzionalmente ed economicamente fattibile, e affrontano i problemi delle condizioni climatiche interne salubri, della sicurezza antincendio e dei rischi connessi all'attività sismica.

¹³⁰ Commissione Europea, Direttiva 2018/844/UE sulla prestazione energetica degli edifici, 30 maggio 2018

Gli Stati Membri sono chiamati ad adottare un sistema di certificazione delle prestazioni energetiche (*energy performance*) degli edifici. Tali certificati forniscono informazioni ai potenziali acquirenti o inquilini in materia di valutazione energetica di un edificio, includono raccomandazioni per miglioramenti economicamente convenienti e fanno riferimento a tutti gli annunci pubblicitari quando i locali sono offerti in vendita o in affitto. Il certificato di prestazione energetica può includere informazioni aggiuntive come il consumo energetico annuale per gli edifici non residenziali e la percentuale di energia da fonti rinnovabili nel consumo totale di energia.

Ai sensi della Direttiva 2018/844, gli Stati membri dovranno definire strategie di ristrutturazione a lungo termine per sostenere il rinnovamento degli edifici residenziali e non residenziali in un parco edilizio altamente energetico e decarbonizzato entro il 2050. Le strategie dovrebbero definire una tabella di marcia con misure e indicatori di progresso misurabili, in vista dell'obiettivo a lungo termine dell'UE 2050 di ridurre le emissioni di gas serra dell'80-95% rispetto al 1990. La tabella di marcia deve includere tappe indicative per il 2030, 2040 e 2050 e specifica in che modo contribuiscono al conseguimento degli obiettivi di efficienza energetica dell'UE in conformità della Direttiva 2012/27 / UE sull'efficienza energetica. La strategia sarà redatta da parte degli Stati membri entro il 10 marzo 2020 e comprenderà il programma per la ristrutturazione del parco immobiliare nazionale, che prevede una rassegna della totalità degli edifici sul territorio e una tabella di marcia per la decarbonizzazione al 2050, prevedendo tappe intermedie al 2030 e al 2040. La Direttiva impone l'obbligo di riqualificazione degli edifici della Pubblica Amministrazione con un tasso del 3% annuo, e per il conseguimento del target la legge di bilancio 2019 ha mobilitato risorse ulteriori (25 mln€ per il 2019 e 40 mln€ per ogni anno dal 2020 al 2022. Inoltre, viene data continuazione al programma PREPAC¹³¹.

La Direttiva supporta il lancio dell'infrastruttura per la ricarica dei veicoli elettrici nei parcheggi degli edifici richiedendo l'installazione di infrastrutture di canalizzazione e punti di ricarica e introduce un "indicatore di prontezza intelligente" per valutare la capacità degli edifici di adattarsi alle esigenze degli occupanti, ottimizzare il suo

¹³¹ Il Programma per la Riqualificazione Energetica degli edifici della Pubblica Amministrazione Centrale (PREPAC) ha come obiettivo quello di conseguire la riqualificazione energetica di almeno 3% annuo della superficie utile climatizzata.

funzionamento e interagire con la rete (flessibilità energetica). Questo strumento dovrebbe incoraggiare i cambiamenti comportamentali necessari per supportare la diffusione degli *smart buildings*. Questa metodologia sarà adottata a livello nazionale o regionale. La Direttiva aggiornata sul rendimento energetico negli edifici (UE) 2018/844 si applica dal 9 luglio 2018 e deve diventare legge nei paesi dell'UE entro il 10 marzo 2020.

La crescita della quota di fonti rinnovabili nella generazione elettrica ha fatto emergere la necessità di intervenire sull'assetto del mercato elettrico. In particolare, la forma attuale ha bisogno di adeguarsi ai cambiamenti determinati dalla crescita di una gestione decentralizzata dell'energia e dall'aumento dei soggetti coinvolti nelle dinamiche di mercato. I nuovi ruoli di "aggregatori"¹³² e "prosumer"¹³³, richiede cambiamenti da un punto di vista normativo e questo rappresenta una delle sfide maggiori a livello europeo¹³⁴. L'aggregatore consiste in una centrale elettrica virtuale con sistemi di accumulo ad esso connessi, monitorati in modo continuo. Grazie alla figura dell'aggregatore è quindi possibile sviluppare modelli di business peer-to-peer¹³⁵, indipendenti dalla rete di trasmissione nazionale. Questa nuova modalità di consumo, come quella dei *virtual power plants*¹³⁶, costituisce una grande opportunità di sviluppo sostenibile, ma allo stesso tempo rappresenta una sfida per i regolatori nazionali ed europei in quanto, in base a come questi ultimi andranno a regolare la materia, potrebbe determinare una minaccia per i produttori da fonti tradizionali. L'integrazione di fonti intermittenti, ovvero fonti che non producono energia in modo costante, ha creato il bisogno di maggiore flessibilità e di reattività sia dal lato dell'offerta che dal lato della domanda. Meccanismi di remunerazione della capacità ("capacity market") se non propriamente elaborati possono comportare gravi conseguenze sul funzionamento dei mercati. La combinazione di sfide a breve termine, come gli incentivi alla competizione nei mercati europei dell'energia elettrica, e a lungo termine, come il favorire gli investimenti nella capacità di generazione, sistemi e reti

¹³² Anche definito BSP (Balance Service Provider) cioè il soggetto responsabile per la partecipazione a MSD,

¹³³ Soggetto che è allo stesso tempo produttore e consumatore di energia

¹³⁴ L. Hancher, B.M.Winters, *The EU Winter Package*, Allen&Overy study, febbraio 2017

¹³⁵ Rete paritaria dove i componenti non sono gerarchizzati sotto forma di "clienti" o "serventi". Tutti i componenti possono avviare o completare una transizione di energia, potendo ricoprire entrambi i ruoli

¹³⁶ Impianto di produzione virtuale costituito da impianti distribuiti sul territorio, collegati tra loro e gestiti con l'utilizzo di una rete virtuale intelligente

infrastrutturali, richiede lo sviluppo di un nuovo quadro normativo per l'assetto del mercato interno dell'energia elettrica.

La versione aggiornata della Direttiva sull'energia elettrica (*Recast Electricity Directive*) stabilisce norme comuni per la produzione, la trasmissione, la distribuzione e la fornitura di energia elettrica, insieme alle disposizioni sulla protezione dei consumatori, al fine di migliorare e integrare la concorrenza nei mercati dell'elettricità nell'ambito comunitario. Le disposizioni si concentrano sui diritti preesistenti e nuovi dei consumatori e stabiliscono principi generali affinché gli Stati Membri garantiscano il mercato dell'elettricità dell'UE sia competitivo, incentrato sul consumatore, flessibile e non discriminatorio. Vengono chiariti i compiti assegnati a un DSO (Distribution System Operator), come quelli relativi all'approvvigionamento di servizi di rete per garantire la flessibilità e l'integrazione dei veicoli elettrici e la gestione dei dati. Il ruolo dei DSO è specificato in relazione ai punti di stoccaggio e ricarica per veicoli elettrici. Tra le istruzioni della Commissione vi è anche una sintesi generale delle regole da applicare ai TSO (Transmission System Operator). La revisione si concentra in particolare sui servizi ausiliari e sulle norme relative ai regolatori nazionali dell'energia indipendenti. La Direttiva sulla revisione delle norme relative al settore elettrico riguarda questioni specifiche relative ai contatori intelligenti e alla sicurezza informatica. Secondo l'art. 20, in cui la valutazione intelligente è valutata positivamente, gli Stati membri attuano sistemi di misurazione intelligenti conformemente alle norme europee e la sicurezza dei sistemi di misurazione intelligenti e la comunicazione dei dati sono garantite conformemente alla pertinente legislazione dell'Unione sulla sicurezza tenendo debitamente conto delle migliori tecniche disponibili per garantire il massimo livello di protezione della sicurezza informatica.

Il Parlamento europeo ha adottato il progetto di Direttiva nel marzo 2019, l'adozione da parte del Consiglio è prevista per il maggio 2019. Gli Stati membri mettono in vigore le disposizioni legislative, regolamentari e amministrative 12 mesi dopo l'entrata in vigore.

La Commissione Europea ha stabilito norme dettagliate per il mercato interno dell'elettricità. La revisione del Regolamento sull'energia elettrica (*Recast Electricity Regulation*) sottolinea l'importanza del rispetto dei segnali di mercato per garantire

maggiore flessibilità, decarbonizzazione e innovazione, e aggiorna e integra le principali definizioni utilizzate nel Regolamento.

Il Regolamento sull'energia elettrica introduce anche regole generali per il mercato dell'elettricità, inclusi la responsabilità e il bilanciamento del mercato, i mercati del giorno prima e infragiornalieri e i mercati a termine. Stabilisce limiti tecnici di offerta e dispacciamento della generazione e della risposta alla domanda. Il regolamento fornisce le regole per l'accesso alla rete e la gestione delle congestioni, come una revisione delle zone di mercato, i principi generali di assegnazione della capacità e gestione della congestione, l'allocazione della capacità interzonale attraverso i tempi e gli oneri di rete e di congestione. Le disposizioni riguardano anche l'adeguatezza delle risorse e il funzionamento del sistema di trasmissione, in particolare la rete europea dei gestori dei sistemi di trasmissione per l'elettricità e i suoi compiti. La Commissione istituisce anche centri di coordinamento regionali specificando la loro missione, i compiti e le procedure di cooperazione. Per quanto riguarda il funzionamento del sistema di distribuzione, la Commissione istituisce l'entità DSO dell'UE evidenziando le principali norme e procedure, i principali compiti e la cooperazione tra i gestori dei sistemi di distribuzione e i gestori dei sistemi di trasporto. È richiesta l'adozione e l'istituzione di codici di rete. Il Regolamento entrerà in vigore il ventesimo giorno successivo alla pubblicazione nella Gazzetta ufficiale dell'Unione europea e si applicherà dal 1 ° gennaio 2020.

La proposta della Commissione in tema di prevenzione dei rischi¹³⁷ sottolinea la necessità di una maggiore cooperazione tra i gestori delle reti di trasmissione dell'Unione, tra paesi limitrofi e regolatori nazionali dell'energia. La proposta include, inoltre, la creazione di nuovi centri operativi regionali con il fine di facilitare la gestione transfrontaliera dei flussi in condizioni di crisi energetica e la previsione di regole comuni per le modalità di prevenzione, gestione e valutazione dei rischi relativi alla sicurezza degli approvvigionamenti dell'energia elettrica.

Il Pacchetto affronta inoltre il tema della *governance* prevedendo da una parte, l'adozione di un Piano nazionale integrato per l'energia e il clima e, dall'altra, diverse attività di

¹³⁷ Commissione Europea, COM (2016) 862, Proposta di Regolamento sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica (Risk Preparedness Regulation), 30 novembre 2016

comunicazione e monitoraggio per quanto riguarda le emissioni di gas serra. La gestione dell'Unione dell'Energia rappresenta una delle sfide maggiori, e la *governance* dei processi di definizione dei singoli piani nazionali è uno dei nodi principali. Le asimmetrie tra i diversi Stati, in termini di sviluppo dei rispettivi piani, non fa altro che mettere in risalto l'inadeguatezza dell'attuale meccanismo di *governance*. Con l'adozione del regolamento sulla *Governance* dell'Unione dell'energia, sono definite nel dettaglio le modalità di definizione dei singoli piani nazionali integrati (sezioni, contenuti, scadenze) e di raccordo con la Commissione europea.

Tav.4.2 Riepilogo obiettivi al 2030

	Obiettivi Quadro 2030	Obiettivi Energia Pulita 2030
Emissioni	-40%	
Risorse rinnovabili	27%	32%
Efficienza Energetica	27%	32,5%

Rispetto a quanto predisposto dalla Commissione Europea, il Pacchetto Energia Pulita riveste un ruolo integrativo prevedendo, da una parte, l'aumento dei target impostati dal Quadro per l'Energia e il Clima e, dall'altro, l'estensione del periodo di programmazione per i singoli Stati Membri. Si tratta in effetti di obiettivi in grado di determinare un aumento del PIL di €70 miliardi e un aumento dei posti di lavoro di 400.000 unità. Tutto questo permetterebbe, inoltre, di raggiungere gli obiettivi in termini di riduzione delle emissioni e utilizzo delle fonti rinnovabili¹³⁸. La dilatazione del periodo di programmazione concesso agli Stati renderebbe di fatto possibile la realizzazione di investimenti ad alto tasso di innovazione.

L'obiettivo della Commissione sembra essere quello di giungere a una più profonda trasformazione del mercato elettrico comunitario quale passaggio propedeutico rispetto all'obiettivo di decarbonizzazione al 2050.

¹³⁸ L. Ammannati, "la transizione energetica", G. Giappichelli Editore, Torino, 2018

4.1.5. Strategia a lungo termine per il 2050

Di fronte all'esigenza di agire con strumenti e misure comuni adatti a contrastare il cambiamento climatico, l'Unione Europea intende proporre azioni efficaci per il contenimento della temperatura terrestre, in linea con quanto previsto dall'accordo di Parigi, e il rispetto degli obiettivi di sviluppo sostenibile.

Il gruppo intergovernativo di esperti sul cambiamento climatico (IPCC) ha pubblicato un documento¹³⁹ circa l'impatto di un aumento della temperatura globale di 1,5 °C rispetto ai livelli preindustriali e i relativi percorsi di emissione di gas a effetto serra a livello mondiale. Sulla base di dati scientifici, la relazione dimostra che il riscaldamento del pianeta causato dalle attività umane è già di 1 °C al di sopra dei livelli preindustriali e sta aumentando a un ritmo di circa 0,2 °C per decennio. In assenza di un'azione internazionale che vada a contrastare la tendenza attuale, la temperatura media potrebbe aumentare di 2 °C poco dopo il 2060 e successivamente proseguire sulla stessa traiettoria. Tali cambiamenti comportano rischi ambientali di notevole importanza, come la compromissione di ecosistemi attualmente esistenti sul pianeta, lo scioglimento della calotta glaciale in Groenlandia e il conseguente innalzamento del livello delle acque.

Secondo la Commissione Europea, il mutamento del clima comporterebbe gravi conseguenze anche sull'economia, sulle infrastrutture esistenti e sulla capacità di produrre cibo, sulla salute pubblica, sulla biodiversità e sulla stabilità politica.¹⁴⁰

Una strategia a lungo termine è stata formulata dalla Commissione Europea con l'obiettivo di realizzare un'economia moderna, prospera e a bassissimo impatto ambientale. Tra i traguardi fissati dalla Commissione all'interno della Comunicazione vanno evidenziati una maggiore efficienza energetica, comprensiva degli interventi di riqualificazione energetica (*zero emission buildings*), un impiego più ampio delle fonti rinnovabili nella generazione elettrica per un'offerta energetica europea *low carbon*, una maggiore enfasi su una mobilità maggiormente connessa, sicura e pulita, la creazione di un settore industriale europeo più competitivo e lo sviluppo di un'economia circolare quale fattore

¹³⁹ IPCC, "Global Warming of 1.5 C", October 2018

¹⁴⁰ Commissione Europea, COM (2018) 733, Un pianeta pulito per tutti - Visione strategica europea a lungo termine per un'economia prospera, moderna, competitiva e climaticamente neutra, 28 novembre 2018

abilitante per la riduzione dei gas a effetto serra, lo sviluppo e il completamento di un'adeguata infrastruttura di connessione ed interconnessione, lo sfruttamento dei benefici derivanti dalla *bio-economy*, il potenziamento delle tecnologie di CCS (*Carbon Capture and Storage*)¹⁴¹.

L'obiettivo della strategia è quello di confermare il ruolo dell'Unione Europea quale guida nel processo di transizione verso l'azzeramento delle emissioni nette di gas a effetto serra entro il 2050. La prospettiva è quella di continuare sul sentiero della transizione energetica e tecnologica attraverso modalità che siano al contempo socialmente eque ed economicamente efficienti.

La strategia a lungo termine non prevede l'adozione di nuove policy, ma intende impostare una direzione per la politica energetica europea e fissarne i traguardi, in coerenza con i propositi della Commissione e del Consiglio e del Trattato di Parigi e con gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile delle Nazioni Unite. Gli obiettivi del quadro per il Clima e l'Energia 2030 non vengono modificati, anzi viene disegnata dalla Commissione una traiettoria per favorire il raggiungimento di questi ultimi. Tra gli obiettivi della strategia è possibile identificare l'avvio di un profondo dibattito tra i decisori e i cittadini europei rispetto alle modalità secondo le quali l'Unione Europea dovrebbe prepararsi al 2050, propedeutico alla realizzazione di una strategia a lungo termine da presentare entro il 2020 alla conferenza delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici.

Si prevede che l'Unione possa realizzare gli obiettivi fissati al 2020 in materia di emissioni, fonti rinnovabili di energia ed efficienza energetica. Ulteriori sforzi sono richiesti in particolare per affrontare il rallentamento del processo di efficientamento energetico e della riduzione tendenziale dei gas inquinanti.

Nell'ambito delle misure adottate dalla Commissione Europea, il quadro normativo elaborato per fornire uno strumento adeguato per affrontare la fase di transizione, ha un ruolo centrale. La stabilità normativa è fondamentale sia per i soggetti pubblici interessati dal cambio del paradigma energetico, sia per gli operatori privati. In questo senso la Commissione Europea ha approvato l'adozione di politiche ambiziose, come la riforma

¹⁴¹ Ibidem

del sistema ETS, che rafforza il segnale di prezzo della CO₂, la predisposizione di obiettivi nazionali di riduzione di emissioni e norme per la preservazione di foreste per l'assorbimento di CO₂. L'obiettivo di riduzione dei consumi al 2030 è stato fissato al 32,5%, mentre la quota delle fonti rinnovabili è stabilita al 32%.

La strategia presenta una serie di soluzioni per prevenire i rischi e rispondere alle minacce imposte dal cambiamento climatico. La “*Roadmap al 2050*” illustra l'analisi dettagliata di otto scenari costruiti su ipotesi come l'uso delle rinnovabili e una maggiore efficienza energetica. Cinque scenari prendono in considerazione tecnologie ed azioni diverse necessarie per la transizione ad una economia decarbonizzata. Nei vari scenari variano l'intensità del processo di elettrificazione, lo sviluppo dei combustibili a idrogeno (es. power-to-X), l'efficienza del consumatore finale e il ruolo dell'economia circolare.

In ognuno degli otto scenari è previsto un aumento del consumo di elettricità, con alcune differenze. I percorsi che si concentrano maggiormente sull'elettrificazione dei consumi finali, riconoscono la necessità di disporre di sistemi di *storage* adatti alla volatilità del sistema, ma allo stesso modo, scenari maggiormente incentrati sullo sviluppo dei combustibili ad idrogeno, necessitano di energia elettrica per la produzione di idrogeno. Gli scenari che vedono il più alto grado di elettrificazione sono quelli che si concentrano sull'espansione degli *e-fuels*. In questi casi, si prospetta che al 2050 l'elettricità prodotta aumenti del 150% rispetto ai livelli odierni. I percorsi che si riferiscono al lato della domanda, come quelli che prevedono un'alta efficienza energetica negli usi finali e l'economia circolare, necessitano di un aumento della generazione elettrica nel 2050 di circa il 35%¹⁴² rispetto ai livelli attuali.

Ogni scenario prevede differenti livelli di investimento, in base alle necessità di sviluppo individuate dalle singole ipotesi. I percorsi più concentrati su energia a impatto zero necessitano di una minore trasformazione e investimenti negli usi finali dell'energia, ma allo stesso tempo registrano i bisogni maggiori in termini di investimento dal lato dell'offerta.

¹⁴² Commissione Europea, COM (2018) 733, Un pianeta pulito per tutti - Visione strategica europea a lungo termine per un'economia prospera, moderna, competitiva e climaticamente neutra, 28 novembre 2018

Questi cinque scenari registrano delle riduzioni dell'80% nel 2050 in termini di emissioni di gas effetto serra rispetto ai livelli del 1990. Se si calcolassero anche i settori “destinazione d'uso del terreno e silvicoltura”, la riduzione sarebbe dell'85%. Tali livelli sono comunque al di sotto dell'obiettivo di decarbonizzazione completa dell'economia di 15 punti percentuali.

Lo scenario che combina i livelli più bassi per tutte e cinque le opzioni, raggiunge i livelli di decarbonizzazione del 90%. Questo è dovuto al fatto che la presenza di livelli bassi di emissioni è destinata a rimanere, in particolare per il settore agricolo.

Gli ultimi due scenari, il settimo e l'ottavo, invece, puntano maggiormente al raggiungimento di un'economia a impatto zero. Il settimo si concentra principalmente sul miglioramento in termini di efficienza energetica e poggia le basi sulle tecnologie per le emissioni negative, come forme di bioenergia combinate con sistemi di *carbon capture and storage* per compensare altre emissioni. L'ottavo scenario è costruito sulle stesse premesse del settimo, ma valuta l'impatto in riferimento all'economia circolare e alle abitudini meno inquinanti dei consumatori.

Secondo quanto contenuto all'interno dell'analisi¹⁴³ a supporto della Strategia, il percorso da intraprendere per la realizzazione di un'economia ad emissioni zero è costituito da un insieme di azioni. Le misure di efficienza energetica, prime tra tutte, svolgono un ruolo centrale. Per tale motivo, diviene fondamentale sfruttarne al massimo i benefici. La domanda di energia diminuirà maggiormente nel settore edilizio, che attraverso opere di riqualificazione energetica e di integrazione delle fonti rinnovabili per gli impianti di riscaldamento, assumerà un ruolo determinante per la decarbonizzazione dei processi industriali. La Strategia identifica la diffusione delle energie rinnovabili e l'elettrificazione degli usi finali quali componenti chiave per la decarbonizzazione dell'approvvigionamento dell'Unione Europea, nonché la mobilità “pulita, sicura e connessa”. Il settore dei trasporti necessita di un approccio sistemico partendo dagli investimenti in tecnologie emergenti per veicoli a zero o basse emissioni.

¹⁴³ Commissione Europea, In-depth analysis in support of COM(2018) 773 A Clean Planet for all A European long-term strategic vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy, 28 novembre 2018

L'elettrificazione per mezzo delle fonti rinnovabili in questo caso non sarà risolutiva delle sfide legate a tale ambito di intervento. Infatti, l'utilizzo delle batterie risulta ancora fortemente limitato, il trasporto su gomma in molti casi risulta più competitivo di quello su rotaia. Altro ruolo nel settore dei trasporti è rivestito dagli aspetti organizzativi dell'intero sistema, come i metodi per la condivisione dei dati e degli standard interoperabili per la gestione intelligente dei flussi del traffico e l'automazione per la gestione delle congestioni. La Strategia identifica l'infrastruttura necessaria per la transizione facendo riferimento ad una prima fase, che riguarda il completamento della rete esistente a livello centrale entro il 2030 e a livello globale entro il 2050.

Con riguardo al settore industriale, lo sviluppo di un'economia circolare ed efficiente nell'uso delle risorse, svolge un ruolo importante per la diminuzione delle emissioni. Infatti, una riduzione dell'uso delle materie prime migliorerà l'economia rendendola più competitiva, offrirà opportunità commerciali e posti di lavoro, richiedendo allo stesso tempo meno energia e riducendo l'inquinamento.

La Commissione individua cinque principali aree di intervento. La prima, riguarda la transizione energetica, dal lato della domanda, con particolare attenzione ai temi dell'efficienza energetica del settore edilizio e dei trasporti, nonché delle tecnologie *smart energy*. I cambiamenti all'interno del sistema energetico interessano la promozione delle energie rinnovabili per la generazione elettrica e il ricorso alle fonti tradizionali di produzione a basso impatto ambientale. L'assetto dei mercati energetici è al centro delle dinamiche innescate dalla transizione energetica, per cui, tra gli obiettivi figurino una maggiore integrazione dei mercati interni dell'energia e lo sviluppo di una infrastruttura in grado di adattarsi al maggiore utilizzo delle fonti di energia rinnovabile e delle nuove tecnologie¹⁴⁴.

Gli investimenti in questo senso giocano un ruolo fondamentale, soprattutto quelli derivanti dal settore privato. Le società energetiche sono quindi chiamate a favorire lo sviluppo e l'integrazione delle fonti rinnovabili, mentre allo stesso tempo l'Unione Europea si impegna nell'azione di supporto, attraverso la creazione o il potenziamento di

¹⁴⁴ S. Langsdorf, *EU Energy Policy: from ECSC to the Energy Roadmap 2050*, Green European Foundation, December 2011

incentivi per la produzione da fonti rinnovabili. Allo stesso modo, risulta fondamentale il consenso pubblico riguardo i cambiamenti determinati dalla transizione energetica.

4.2. I riflessi delle politiche UE di contrasto al cambiamento climatico

Le politiche europee in materia di tutela dell'ambiente e supporto allo sviluppo delle fonti rinnovabili per la produzione di energia, hanno comportato trasformazioni considerevoli all'interno del sistema elettrico italiano.

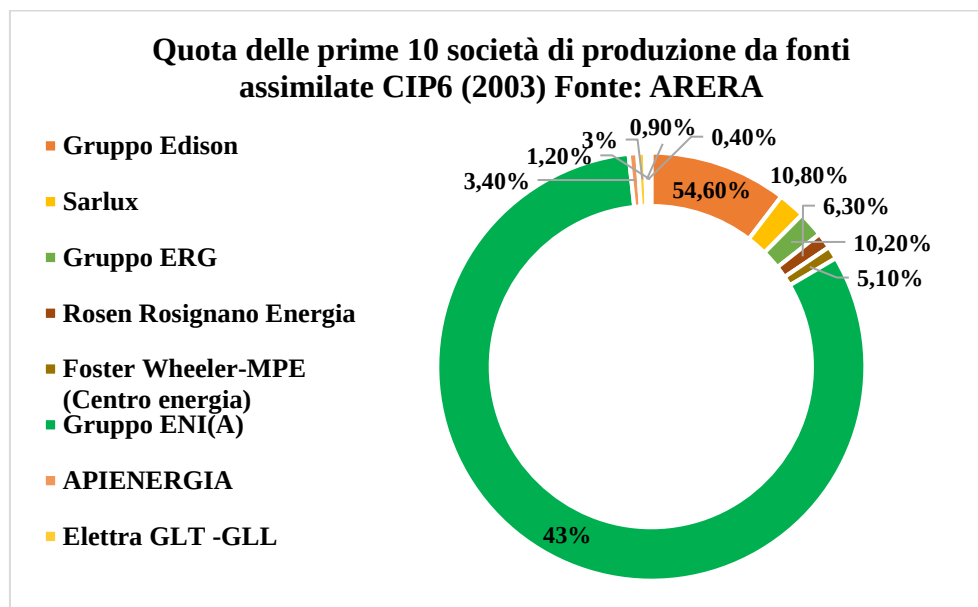
In particolare, prima gli obiettivi al 2020, poi quelli revisionati al 2030, hanno guidato il legislatore nazionale nel processo di adozione di misure volte a contrastare il cambiamento climatico. In questa sezione verrà illustrata l'evoluzione dei meccanismi di incentivi alla produzione rinnovabile, i cambiamenti nella generazione elettrica e la più recente programmazione per la realizzazione degli obiettivi UE, il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima.

4.2.1. Gli investimenti per lo sviluppo delle fonti rinnovabili

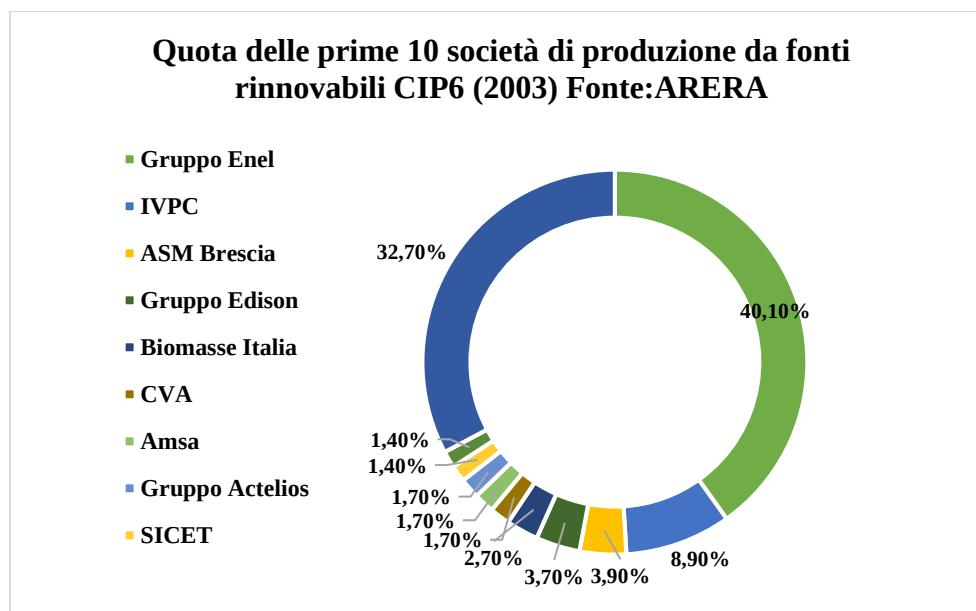
Il primo schema di supporto alla produzione di energia da fonti rinnovabili introdotto in Italia è un incentivo del tipo “*Feed in Tariff*”¹⁴⁵, denominato CIP6. Tale meccanismo, introdotto nel 1992 dalla legge n.9 del 1991, stabiliva prezzi incentivanti per la produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili ed “assimilate”. A beneficiare di tali tariffe non erano solo gli impianti di generazione da fonti rinnovabili, ma anche e soprattutto gli impianti di cogenerazione e impianti da fonti tradizionali, a condizione che utilizzassero fonti fossili prodotte da giacimenti minori isolati. La ragione sottostante l'assimilazione di tali impianti è da ricercare nell'opportunità di sostenere gli investimenti necessari per le modifiche degli impianti destinati al recupero dei materiali e dell'energia elettrica di processo, e per incrementare la produzione di fonti convenzionali, vista la necessità di coprire il deficit energetico derivante dall'abbandono del nucleare e, parallelamente, per favorire la costruzione di impianti di nuova generazione, caratterizzati

¹⁴⁵ Sistema del prezzo fisso di ritiro dell'energia. Offre contratti di lungo periodo ai produttori di energia rinnovabile basati sul costo di generazione tipico di ciascuna tecnologia che può essere superiore al prezzo di mercato dell'energia.

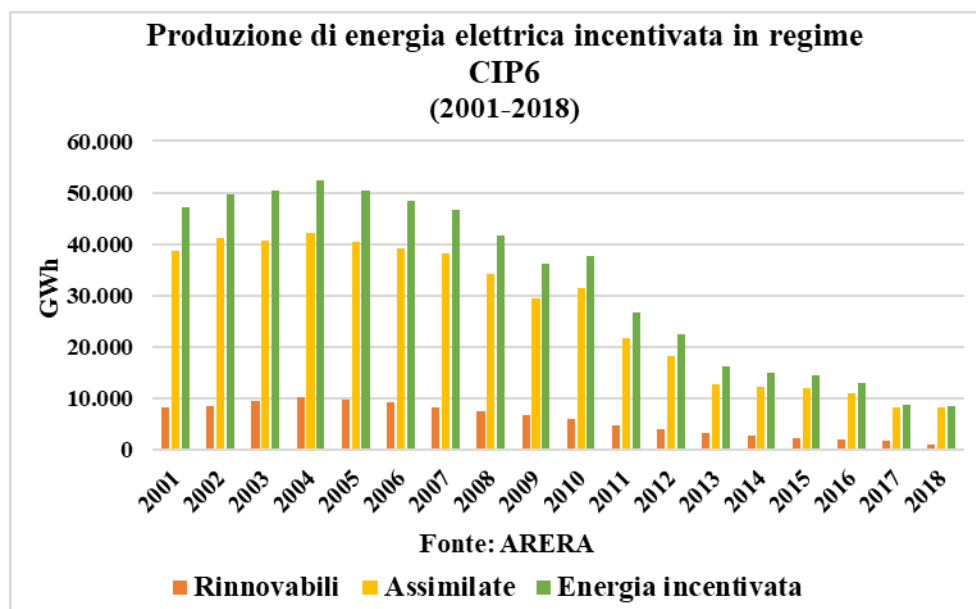
da un rendimento più alto¹⁴⁶. Il CIP 6 stabiliva il prezzo di cessione dell'energia elettrica come somma di una componente calcolata con il criterio del “costo evitato” e di una seconda componente, la componente incentivante, che veniva riconosciuta per i primi otto anni di attività dell'impianto. Secondo i dati raccolti da parte del GSE, della produzione incentivata CIP6 hanno beneficiato per la maggior parte il Gruppo Edison, per la produzione da fonti assimilate, e il Gruppo Enel, per la produzione da fonti rinnovabili.



¹⁴⁶ B. Pozzo, Le politiche energetiche comunitarie, un'analisi degli incentivi allo sviluppo delle fonti rinnovabili, Giuffrè Editore, 2009

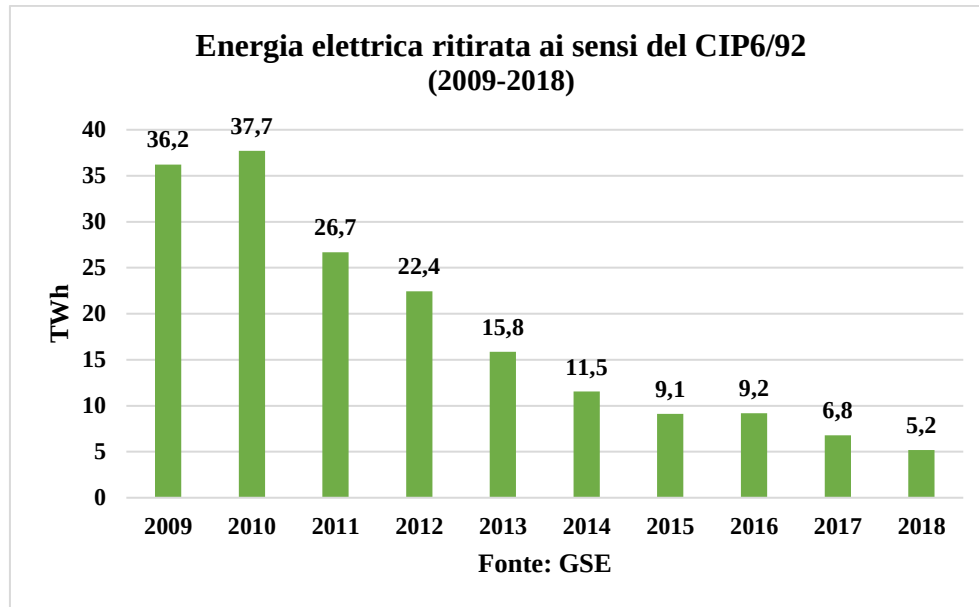


Con il tempo, i risultati del meccanismo CIP6 resero noto il fatto che i costi impiantistici delle fonti “assimilate” assorbivano la maggior parte della quota destinata agli incentivi, diminuendo la quota di incentivi destinata alla produzione da fonti rinnovabili. Gli impianti di cogenerazione e tradizionali avevano esaurito la capienza economica degli incentivi in conto capitale, ritardando, di fatto, lo sviluppo delle fonti rinnovabili.



Infatti, dal grafico è possibile notare come la quantità di incentivi venisse destinata principalmente agli impianti di generazione da fonti fossili o impianti di cogenerazione.

Si nota come, nel corso del periodo 2008-2018, il volume dell'energia ritirata dal GSE sia diminuito (dai 36 TWh del 2009 ai 5,2 TWh del 2018) per effetto della scadenza delle convenzioni di cessione CIP6.



Con la spinta alla liberalizzazione del mercato, e in particolare con la prima generazione di Direttive, il Governo dispose la sospensione del meccanismo di incentivazione CIP6, fatta eccezione per gli impianti già realizzati prima dell'interruzione dell'incentivazione, per quelli in corso di realizzazione e per le iniziative prescelte. Oggi non è più possibile accedere a questo meccanismo, ma esso viene riconosciuto agli impianti che hanno sottoscritto la convenzione durante la vigenza del provvedimento.

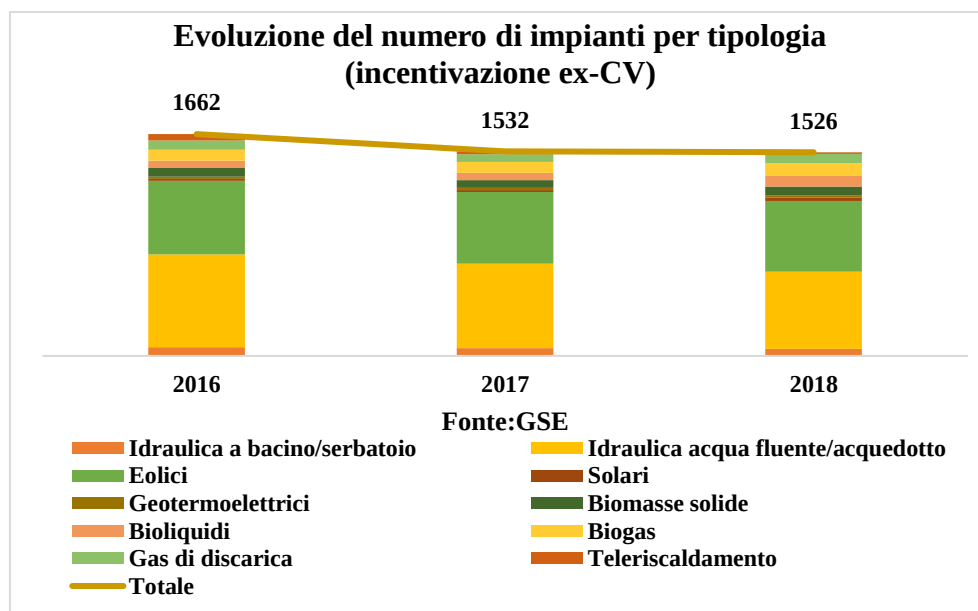
L'insieme dei provvedimenti adottati, dalla fine degli anni '90 ad oggi, ha portato all'instaurazione di un regime di incentivazione misto a seconda della tipologia di fonte rinnovabile, dimensione degli impianti, data di costruzione e allacciamento alla rete di distribuzione.

In seguito alla prima ondata di liberalizzazione e all'adozione della normativa di recepimento italiana, il supporto alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili avveniva attraverso l'adozione dei Certificati Verdi (CV). Tale meccanismo incentivante prevedeva lo scambio di titoli sul mercato, corrispondenti ad una certa quantità di emissioni di CO₂, che venivano conferiti a titolo gratuito dal GSE al gestore di un impianto

di energia rinnovabile che attraverso la propria attività produce emissioni minori rispetto ad un impianto alimentato da fonti fossili. Il sistema della Tariffa omnicomprensiva (TO) è un sistema di tariffe fisse di ritiro dell'energia immessa in rete. Il valore della tariffa comprende una componente incentivante e una componente di valorizzazione dell'energia immessa sul mercato e si applica agli impianti di piccola taglia (fino a 1 MW di potenza).

Con le modifiche apportate dal D.M. 6 luglio 2012, successivamente aggiornate dal D.M. 23 giugno 2016, il sistema dei Certificati Verdi e della Tariffa Omnicomprensiva vengono superati e modificati.

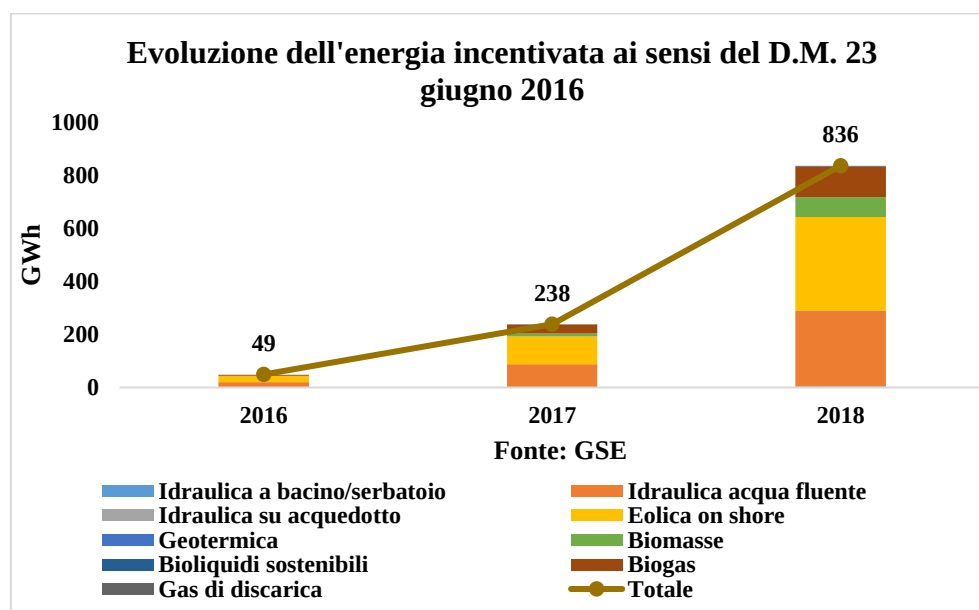
Il sistema dei CV è stato modificato attraverso l'introduzione di una nuova tariffa incentivante. Gli impianti qualificati IAFR¹⁴⁷ che hanno già maturato il diritto al riconoscimento dei CV, ai sensi del D.M. 18 dicembre 2008 e dei Decreti precedenti, hanno diritto alla corresponsione di una tariffa incentivante, da parte del GSE, sulla produzione netta incentivata, per tutto il rimanente periodo di agevolazione. L'incentivo è aggiuntivo ai ricavi derivanti dalla valorizzazione dell'energia mediante RID o vendita a libero mercato.



¹⁴⁷ Impianti Alimentati a Fonti Rinnovabili

Secondo il rapporto del GSE, nel 2018, 1526 impianti risultano aver beneficiato dell'incentivo ex.CV. Dal grafico si può notare come siano gli impianti eolici e idroelettrici i più rappresentativi in termini di numero.

La nuova disciplina con il D.M. del 23 giugno 2016, che va ad aggiornare la disciplina contenuta all'interno del D.M. 6 luglio 2012, oltre alla TO, prevede un incentivo calcolato come differenza tra la tariffa incentivante base e il prezzo zonale orario dell'energia. Per il passaggio al nuovo meccanismo è stato creato un nuovo applicativo, Gestione Riconoscimento Incentivo (GRIN), per la fruizione dei nuovi incentivi alle fonti rinnovabili.



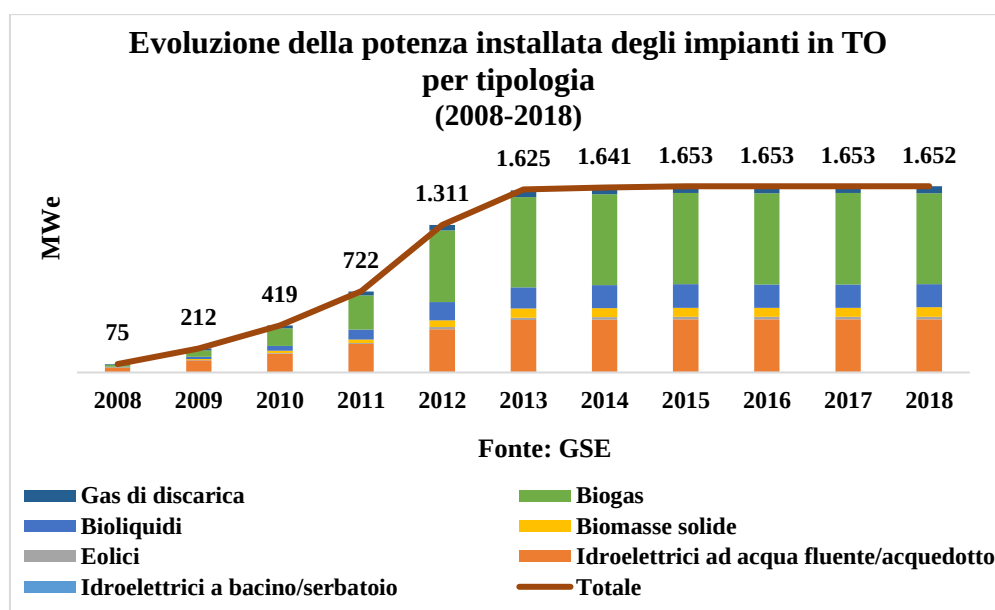
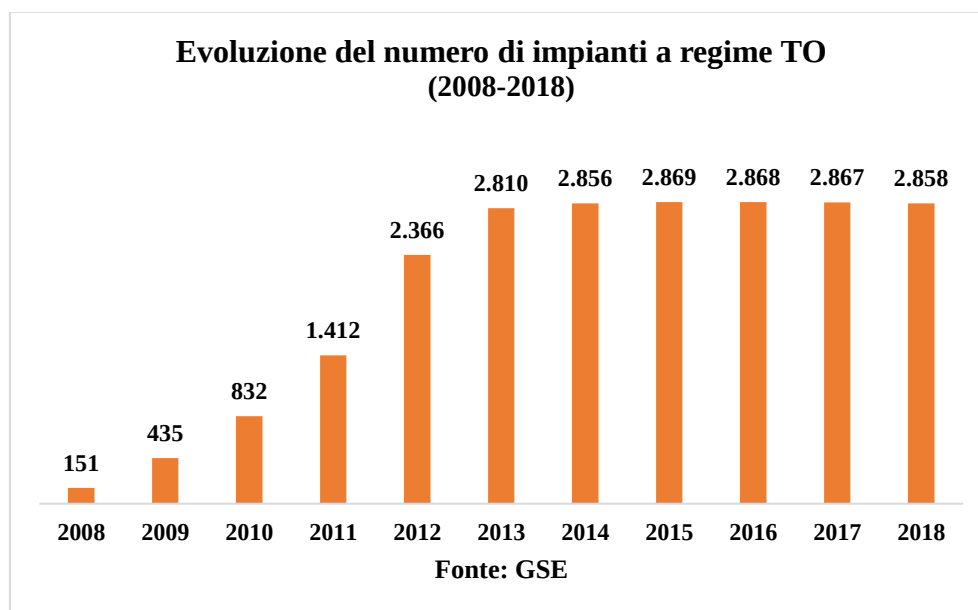
Nel corso del 2018, l'energia incentivata ai sensi del D.M. 23 giugno 2016 è giunta a circa 836 GWh, cui risulta associata una spesa di 124 mln€. In termini di energia, l'eolico è la prima fonte, con 353 GWh, seguita da idroelettrico ad acqua fluente (286 GWh) e dal biogas (115 GWh)¹⁴⁸.

Nel 2008, oltre alla modifica dei CV, è stata adottata la regolazione¹⁴⁹ della Tariffa Onnicomprensiva per gli impianti che non superano la potenza di 1MW all'anno o 0,2

¹⁴⁸ GSE, *Rapporto attività 2018*

¹⁴⁹ D.M. Ministero dello Sviluppo Economico, Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ai sensi dell'articolo 2, comma 150, della legge 24 dicembre 2007, n. 244, 18 dicembre 2008

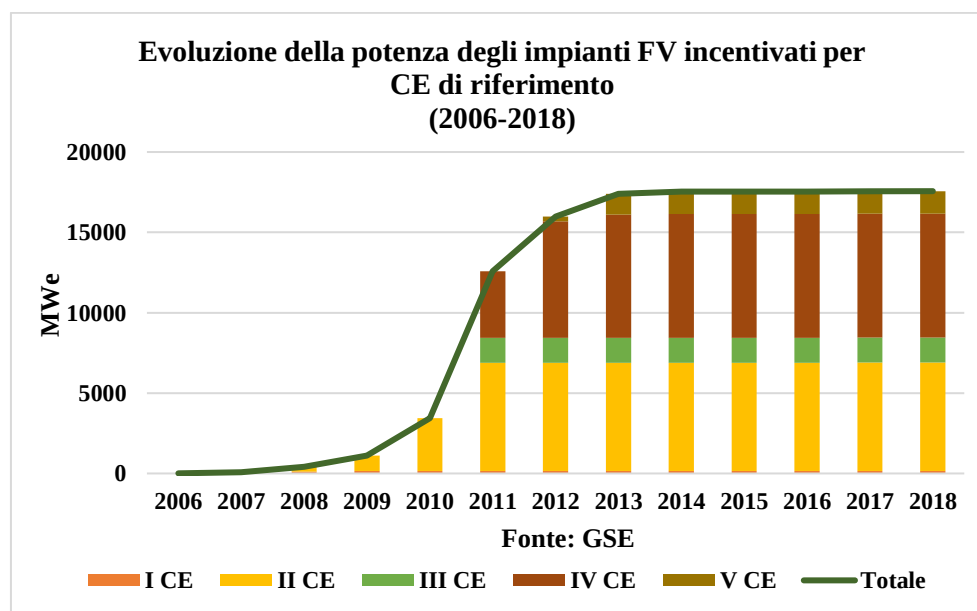
MW per gli impianti eolici entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2012. Il sistema della TO è un sistema di tariffe fisse di ritiro dell'energia immessa in rete. Il valore della tariffa comprende una componente incentivante e una componente di valorizzazione dell'energia immessa sul mercato. La Tariffa è stata sostituita con i meccanismi di incentivazione previsti dal D.M. 6 luglio 2012 poi ripresi dal D.M 23 giugno 2016 per gli impianti entrati in esercizio dal 1° gennaio 2013. La TO viene riconosciuta agli impianti con potenza inferiore ai 500 kW, mentre per quelli oltre, è riconosciuto il nuovo incentivo pari alla differenza tra una tariffa di riferimento e il prezzo zonale.



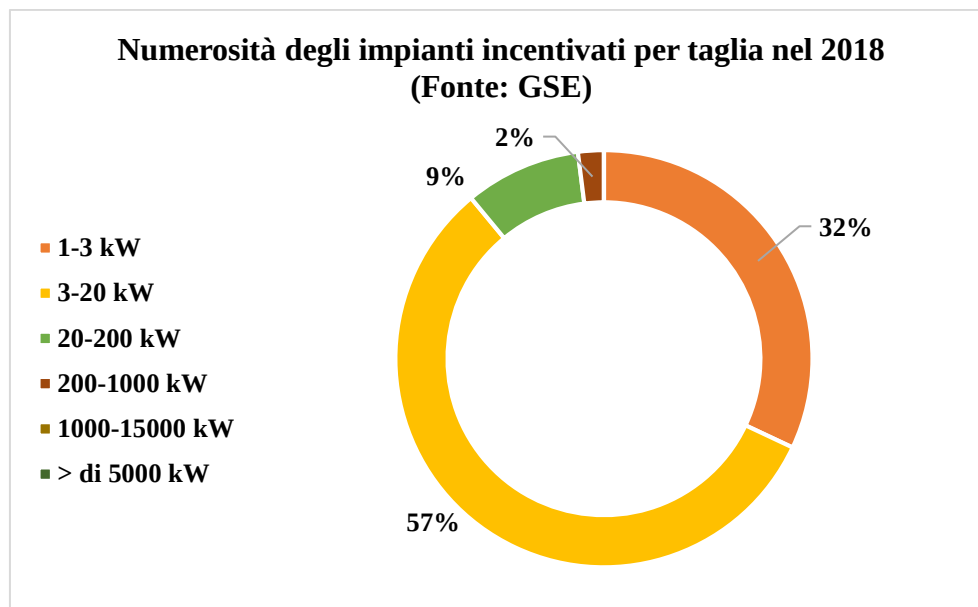
I grafici sull'evoluzione del numero di impianti mostrano come dal 2008 al 2018 sia stato registrato un incremento del numero di impianti beneficiari della Tariffa Omnicomprensiva. In particolare, l'aumento ha interessato gli impianti biogas, con una potenza totale di 807 MWe per 1.083 impianti, ed idroelettrici ad acqua fluente con una potenza di 566 MWe per 834 impianti in totale.

Per quanto riguarda gli impianti fotovoltaici e solari termodinamici connessi alla rete elettrica, esiste il meccanismo di incentivazione “Conto Energia” (CE), attualmente alla sua quinta versione. Il meccanismo prevede un incentivo per l'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici per un periodo di 20 anni. Il Quinto CE prevedeva un incentivo composto da una tariffa premio, per la quota di energia autoconsumata, e una tariffa o una TO in base alla grandezza dell'impianto, per l'energia prodotta e immessa in rete.

Al sistema del CE possono accedere le persone fisiche, le persone giuridiche, i soggetti pubblici, gli enti non commerciali e i condomini per l'installazione di impianti fotovoltaici, fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative, fotovoltaici a concentrazione. La soglia di spesa per tale meccanismo è stata raggiunta a giugno 2013. Infatti, dal 6 luglio 2013 non è più possibile accedere al sistema del CE, ma la tariffa viene riconosciuta agli impianti che già avevano l'accesso.



Durante la sua vigenza, il CE ha garantito una crescita rilevante del settore fotovoltaico, in particolare nel periodo dal 2011 al 2012. Nel 2018 il numero di impianti incentivati è pari a 549.186 per una potenza di 17.564 MWe.



Dal punto di vista della numerosità, la maggior parte degli impianti è di piccola taglia (57% tra 3 e 20 kW e 32% tra 1 e 3 kW); viceversa le classi 200-1.000 kW e 20-200 kW risultano più rappresentative in termini di potenza (41% e 22% rispettivamente)¹⁵⁰.

La Strategia Energetica Nazionale predispone le modalità per l'avvio del processo di decarbonizzazione al 2025 in Italia. Secondo quanto previsto dalla decisione, l'integrazione delle rinnovabili nella generazione elettrica, 55% sui consumi elettrici al 2030, si sarebbe tradotta in un aumento della potenza rinnovabile installata, nello specifico 35 GW per il solare fotovoltaico e 10 GW per l'eolico.

La Strategia Energetica Nazionale del 2017 prevede meccanismi incentivanti per il supporto allo sviluppo delle rinnovabili in Italia. In particolare, nel 2017, sono state previste aste tecnologicamente neutre¹⁵¹. La bozza del decreto FER1 introduceva tariffe CfD, mentre, a partire dal 2020 la SEN include i contratti *Power Purchase Agreement*, accompagnati dal ricorso dello stato nello stabilire "linee guida a contratti standard". Allo

¹⁵⁰ GSE, *Rapporto sulle attività*, 2018

¹⁵¹ Aste neutre:

stesso tempo, le disposizioni contenute all'interno della SEN, prevedono un aumento del prezzo della CO₂ tramite il meccanismo dello scambio ETS.

La SEN prevedeva la chiusura di 5 dei 9 impianti a carbone presenti sul territorio italiano entro il 2025. Per quanto riguarda la restituzione degli investimenti non recuperati, questa rappresenta la modalità per favorire la riconversione dei siti in poli innovativi di produzione energetica e la salvaguardia dei livelli occupazionali.

Attualmente, la bozza del Decreto FER2 del 2019, in fase di approvazione in sede UE, sostiene la produzione di energia da fonti rinnovabili in coerenza con gli obiettivi 2020 e 2030 attraverso l'adozione di tariffe riassunte nella tabella sottostante.

Tav. 4.3 Riepilogo Decreto FER per i nuovi impianti

Fonte rinnovabile	Tipologia	Potenza	Vita utile degli impianti	Tariffa
		kW	anni	€/MWh
Eolica	On-shore	1<P≤100	20	150
		100<P≤1000	20	90
		P>1000	20	70
Idraulica	Ad acqua fluente (compresi impianti in acquedotto)	1<P ≤400	20	155
		400<P ≤1000	25	110
		P>1000	30	80
	A bacino o a serbatoio	1<P ≤1000	25	90
		P>1000	30	80
Gas residuati dai processi di depurazione		1<P≤100	20	110
		100<P≤1000	20	100
		P>1000	20	80
Solare fotovoltaico		20<P≤100	20	105
		100<P≤1000	20	90
		P>1000	20	70

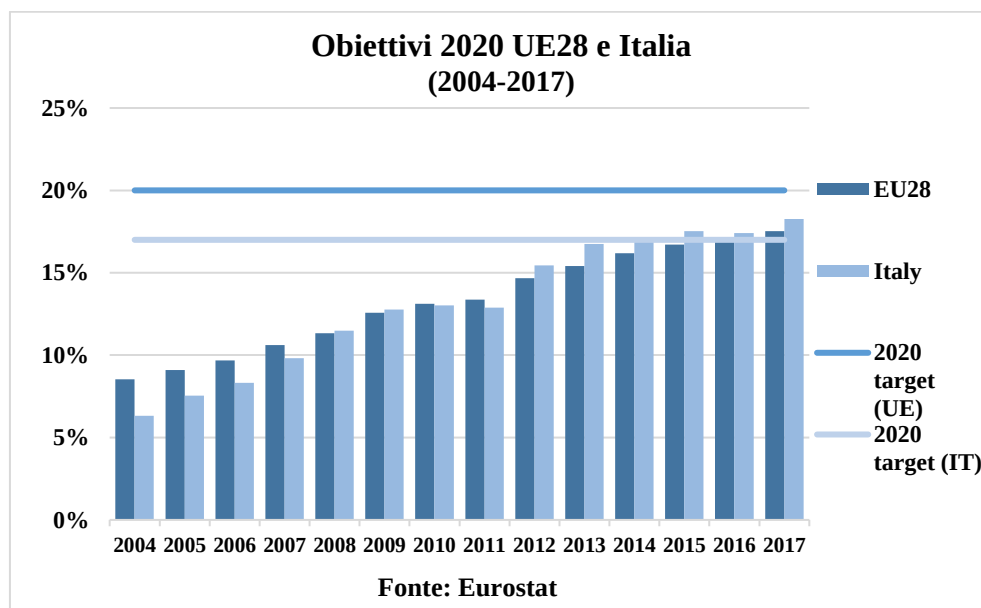
Fonte: Bozza del Decreto FER non ancora in vigore del 23 gennaio 2019

Per quanto riguarda i servizi di ritiro dell'energia, sono due le misure attualmente in vigore: il Ritiro Dedicato (RD) e lo Scambio Sul Posto (SSP). La prima è una modalità semplificata per il collocamento sul mercato dell'energia elettrica immessa in rete, mentre

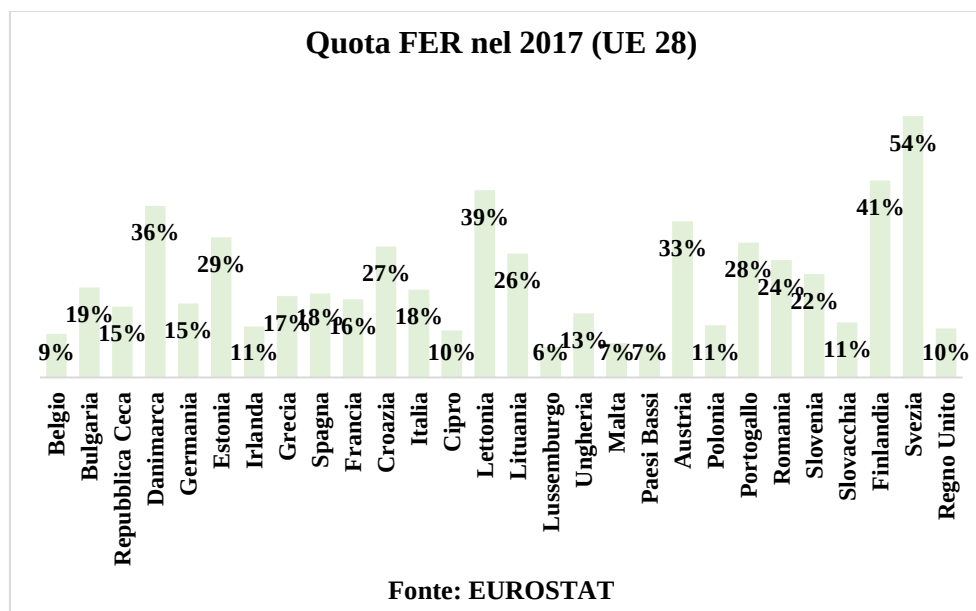
la seconda è una compensazione economica tra il valore dell'energia immessa in rete e il valore della stessa una volta prelevata e consumata in un periodo diverso da quello della generazione.

4.2.2. Cambiamenti nella generazione elettrica

Gli obiettivi del Pacchetto per il Clima e l'Energia in termini di quota delle fonti rinnovabili, in particolare la realizzazione del 20% di energia prodotta da fonti rinnovabili sul totale della produzione, hanno avuto un impatto significativo nella produzione di energia elettrica in tutti gli Stati membri e sulla diminuzione delle emissioni.

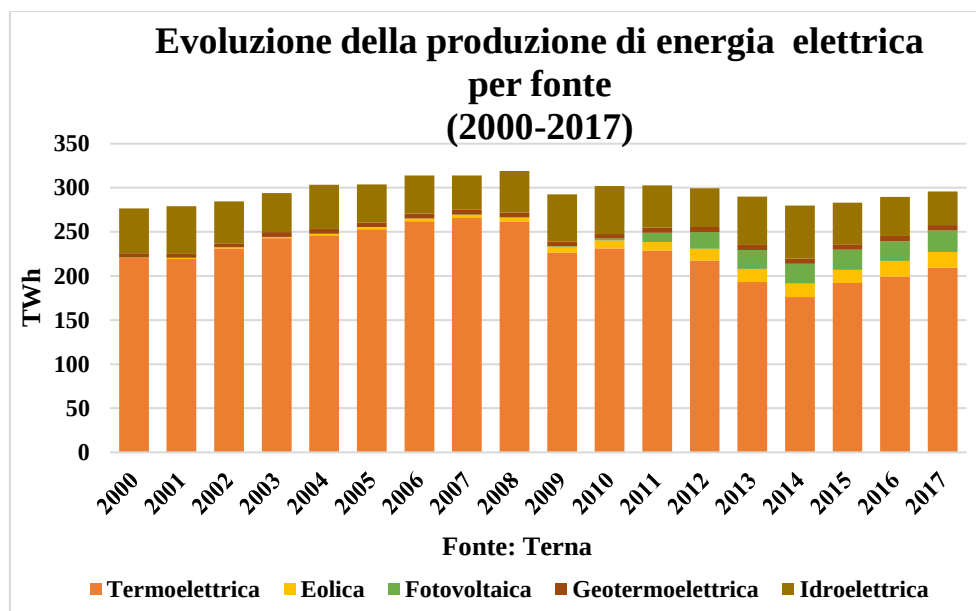


L'obiettivo del 20% della produzione da fonti rinnovabili è stato definito come target da realizzare a livello di Unione Europea. Per questo motivo, la quota da realizzare entro il 2020 varia a seconda del paese. Nel caso italiano, il target in termini di energia prodotta da fonti rinnovabili è del 17%.

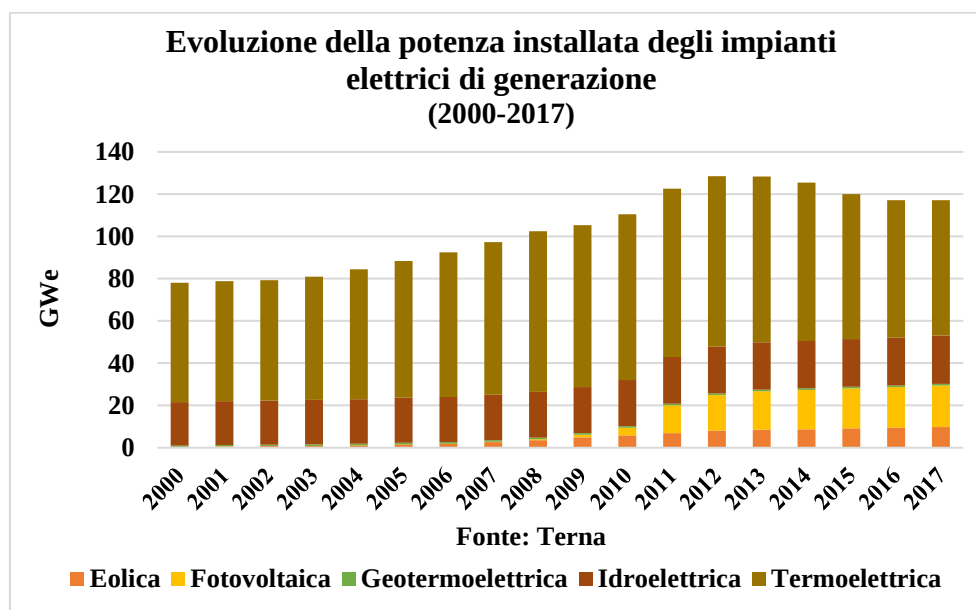


L'Italia ha raggiunto il proprio target nel 2014, registrando una produzione da fonti rinnovabili del 17,1% sulla produzione totale di energia. Non si può dire lo stesso di altri Paesi dell'Unione che, in ritardo rispetto alla traiettoria di integrazione delle rinnovabili, rischiano di posticipare la realizzazione dell'obiettivo del 20% di produzione rinnovabile a livello comunitario.

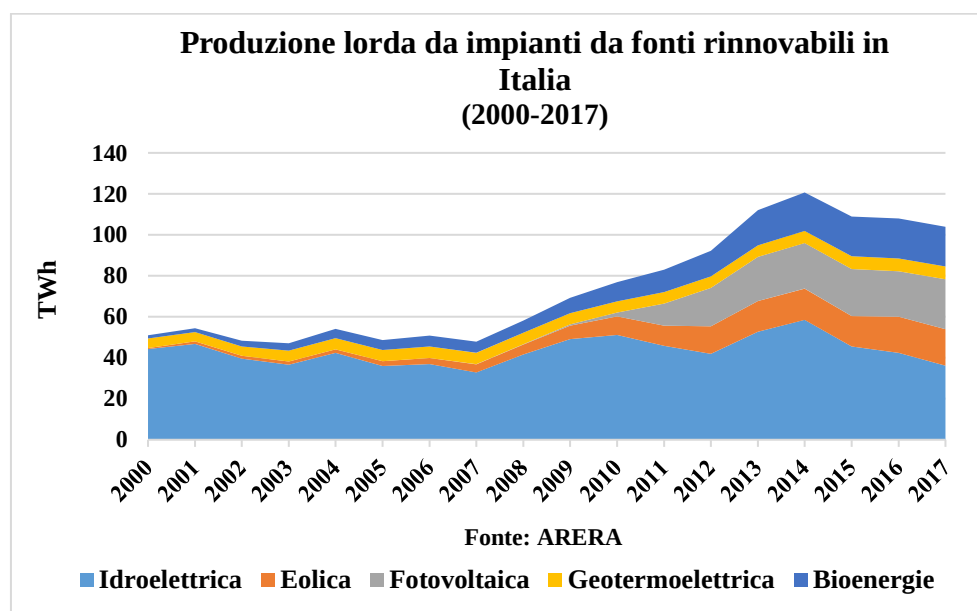
Per quanto riguarda la produzione di energia elettrica in Italia, la produzione degli impianti da fonti rinnovabili è passata da un totale di 51 TWh nel 2000 a 103,9 TWh nel 2017. Tale incremento è dovuto allo sviluppo delle fonti eoliche e fotovoltaiche, passate da 6,5 e 0,7 TWh di energia prodotta nel 2009, al 17,7 e al 24,4 TWh nel 2017, coprendo rispettivamente il 6% e l'8% della produzione totale di energia elettrica.



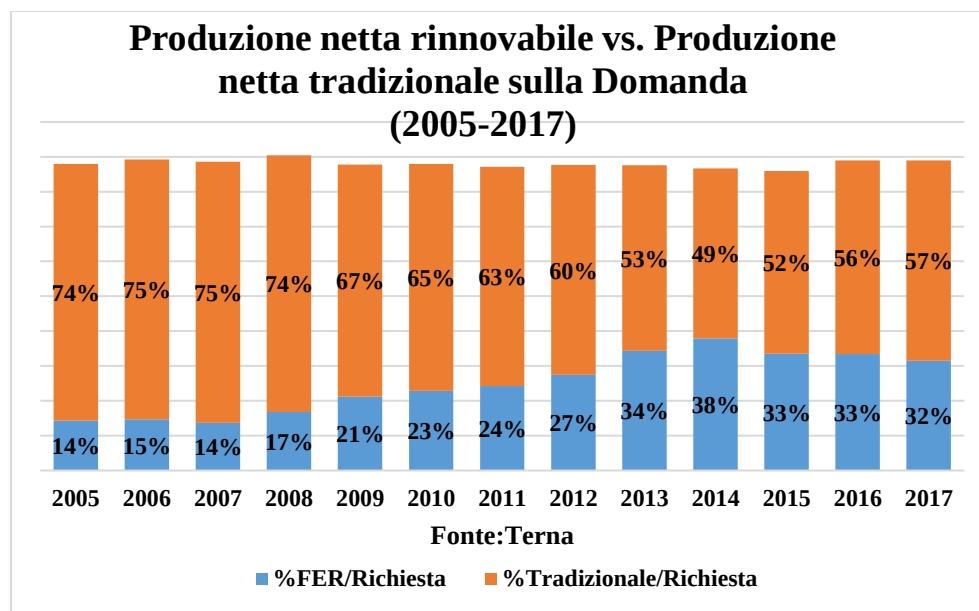
Tali andamenti della produzione sono il risultato dell'evoluzione della capacità installata in Italia che, come risulta dal grafico sottostante, ha interessato soprattutto gli impianti di generazione da fonti rinnovabili, in particolare l'eolico e il fotovoltaico. Infatti, le installazioni dal 2011 in poi hanno riguardato principalmente il fotovoltaico e l'eolico, che sono cresciuti esponenzialmente passando da 6 e 363 MWe di potenza installata nel 2000 a 19,68 e 9,77 GWe nel 2017.



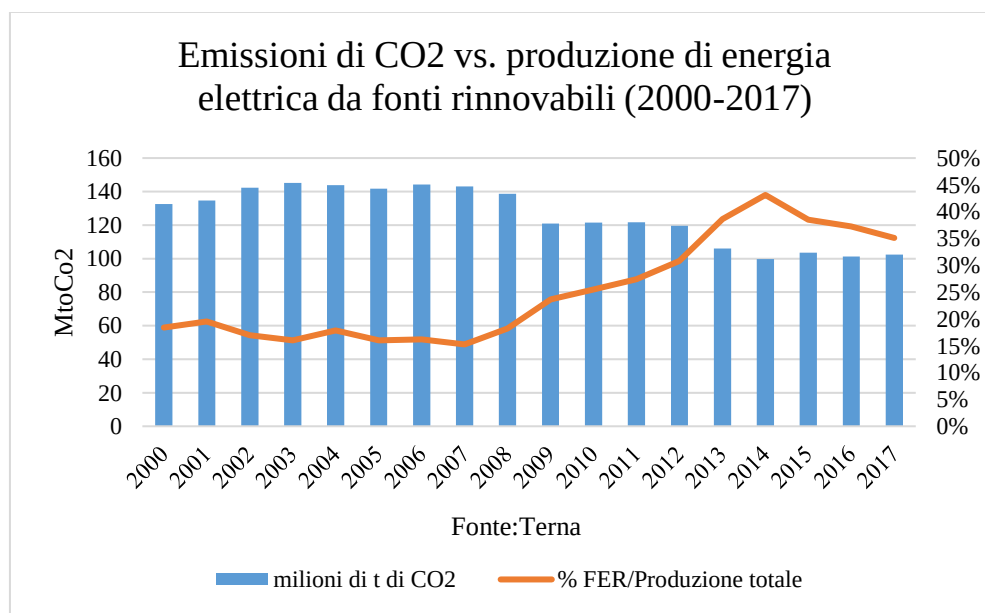
Tra le fonti rinnovabili, quella idroelettrica rappresenta la fonte rinnovabile principale all'interno del mix di produzione italiano. È possibile notare dal grafico una diminuzione della produzione da fonti rinnovabili dopo il picco registrato nel 2014. Ciò è da ricercarsi in primo luogo, nella revisione dei meccanismi di incentivazione alle rinnovabili in Italia, alla quale si è accompagnata la diminuzione della produzione da fonti idroelettriche da 60,3 TWh nel 2014 a 38 TWh nel 2017 (nel 2017 le fonti idroelettriche partecipano alla produzione di energia elettrica per il 13%, contro il 22% registrato nel 2014).



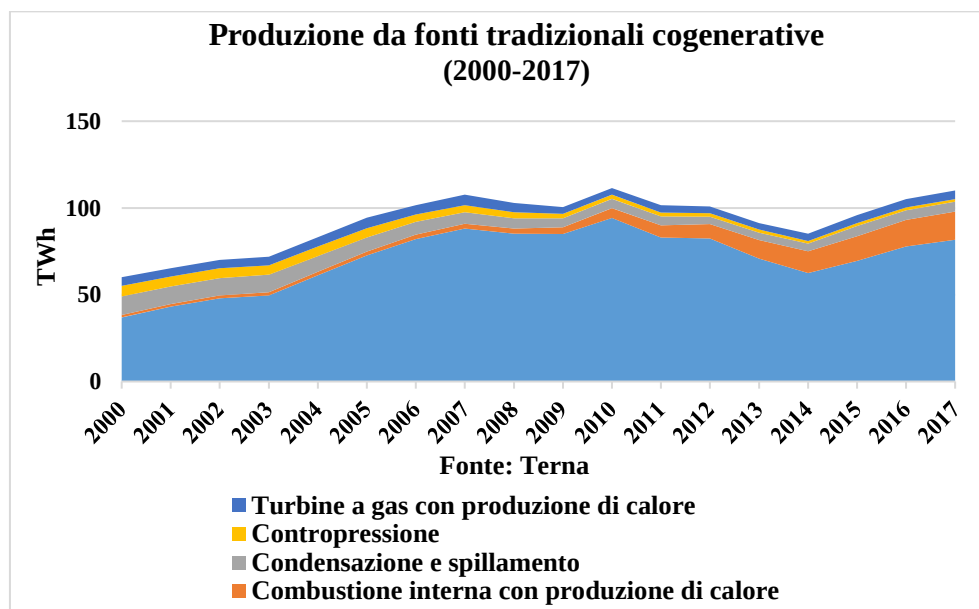
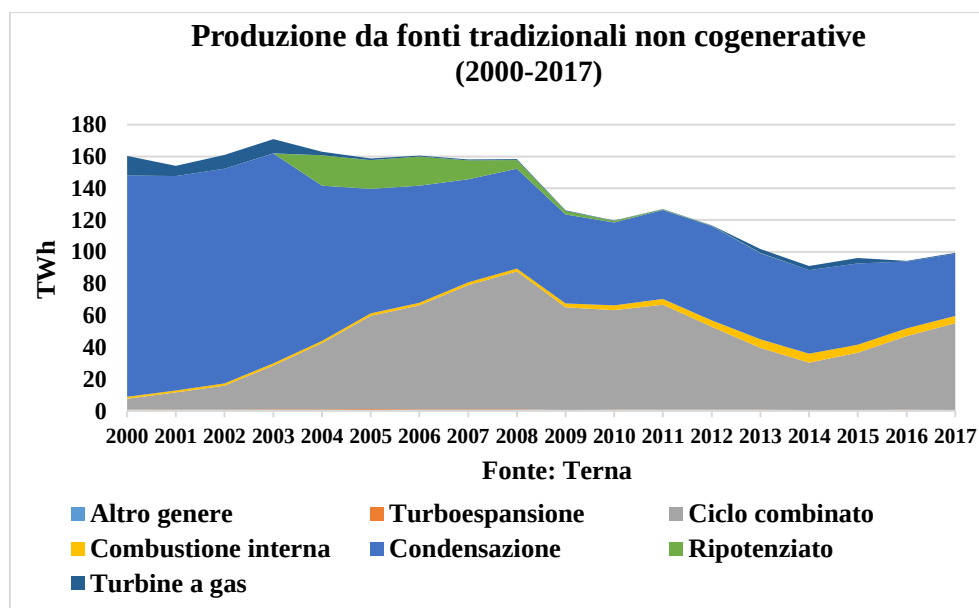
Il grafico mostra come la copertura della domanda di energia elettrica da parte delle fonti tradizionali e rinnovabili. Da tale confronto risulta evidente lo sviluppo rapido delle fonti rinnovabili che arrivano a soddisfare il 38% della domanda nel 2014. Dal 2015 fino al 2017, invece, si nota come la corsa alle rinnovabili abbia subito un rallentamento. Nel 2017, le rinnovabili soddisfano il 32% della domanda di energia elettrica, contro un 57% generato da fonti tradizionali.



Per quanto riguarda la riduzione delle emissioni, l'obiettivo da realizzare entro il 2020 è quello di una diminuzione, sempre a livello comunitario, del 20%. La spinta allo sviluppo delle rinnovabili per la realizzazione del target del 20% dei consumi finali è strumentale alla riduzione delle emissioni. Come si nota dal grafico, la crescita delle rinnovabili è accompagnata da una diminuzione delle emissioni di gas inquinanti. Nel 2017, ad una produzione da fonti rinnovabili del 35% sulla produzione totale corrisponde una significativa diminuzione delle emissioni di CO₂.

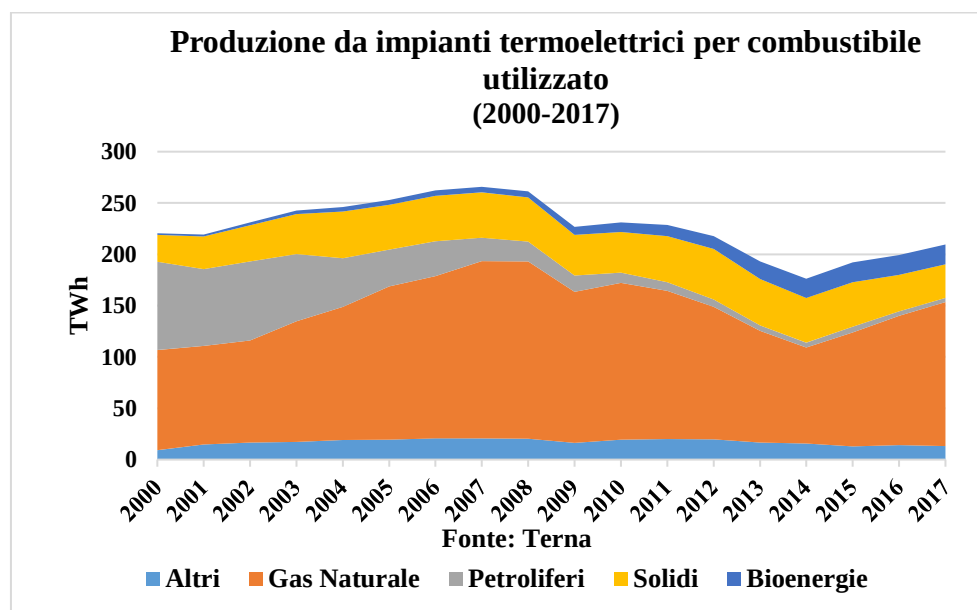


Le politiche europee in materia di rinnovabili, oltre agli impatti diretti in termini di quota rinnovabili sulla produzione totale e variazione in termini di capacità installata, hanno comportato anche una serie di conseguenze sulla produzione da fonti fossili, tradizionalmente ripartita tra termoelettrica non cogenerativa e cogenerativa.



I grafici illustrano le differenze tra l'evoluzione della produzione da fonti tradizionali non cogenerative e cogenerative. La produzione proveniente dalle prime è diminuita da 160TWh di produzione totale nel 2000 a 99,4 TWh nel 2017, mentre la produzione dalle

seconde è aumentata da 60,1 TWh nel 2000 a 110,1 TWh nel 2017. La propensione per la produzione da fonti cogenerative è dovuta alla caratteristica di tali impianti. Infatti quando si parla di “cogenerazione” si fa riferimento ad un impianto ideato per la produzione di energia in contemporanea con la produzione di calore, successivamente utilizzato per processi industriali o riscaldamento di edifici. Questa caratteristica rende questa tipologia di impianti più efficiente rispetto alle termoelettriche non cogenerative, che hanno subito quindi una diminuzione sia in termini di energia prodotta che di capacità installata. All’interno di tale dinamica è possibile rilevare uno sviluppo, tra le fonti tradizionali non cogenerative, degli impianti a ciclo combinato, che sono aumentati di 20,22 GW in termini di potenza, e la sospensione della produzione da parte di impianti a ciclo ripotenziato e la riduzione degli impianti a condensazione.



Per quanto riguarda i combustibili utilizzati dalla produzione termoelettrica, il grafico mostra come una diminuzione della produzione da gas naturale culminata nel 2014 con valori di poco inferiori a quelli del 2001 (93,6 TWh nel 2014 contro 95,9 TWh nel 2001), seguita poi da un aumento costante fino al 2017 (140,3 TWh), il combustibile maggiormente utilizzato è il gas naturale, seguito da solidi, in calo dal 2012, e bioenergie in aumento.

4.2.3. Il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC)

Al fine di valutare l'impatto del Pacchetto Energia e Clima al 2030 sul sistema elettrico italiano è utile fare riferimento al documento che verrà adottato entro la fine del 2019, come previsto all'interno della Direttiva di riferimento. Oltre ai target impostati in termini di riduzione delle emissioni e crescita della quota di fonti di energia rinnovabili nella generazione elettrica, agli Stati membri viene richiesto di redigere un documento di programmazione delle misure da mettere in atto con validità decennale.

In Italia, il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, ad oggi allo stadio di proposta inviata alla Commissione Europea, andrà a coprire il periodo 2021-2030 e, come gli altri programmi nazionali degli Stati membri, si sviluppa su cinque direttrici, come previsto all'interno del Pacchetto a livello europeo.

Gli obiettivi generali sono: accelerare il percorso di decarbonizzazione, considerando il 2030 quale tappa intermedia per la realizzazione di un settore energetico a impatto zero per il 2050; mettere al centro il cittadino e le imprese, andando quindi ad adottare misure per lo sviluppo e la diffusione di comportamenti di autoconsumo e la creazione di *energy community*¹⁵², ma anche misure volte a garantire la trasparenza e la concorrenza nel segmento della vendita; favorire l'evoluzione di un settore energetico, con particolare riferimento a quello della produzione e del consumo dell'energia elettrica, e favorire il passaggio da un assetto centralizzato a uno maggiormente distribuito basato sulle fonti rinnovabili; continuare a garantire un livello adeguato di approvvigionamento da fonti convenzionali; promuovere il processo di efficientamento energetico in tutti i settori e l'elettrificazione dei consumi finali; accompagnare la fase della transizione energetica con un'attività di ricerca ed innovazione per lo sviluppo di soluzioni idonee a promuovere la sostenibilità, la sicurezza, la continuità e l'economicità delle forniture di energia.

Per ciascuna delle cinque direttrici identificate a livello europeo, il Governo definisce una strategia e misure specifiche da applicare nel periodo che va dal 2021 al 2030.

¹⁵² Entità legale composta da consumatori finali di energia, responsabili della generazione, produzione, trasmissione, distribuzione e conservazione di energia all'interno di una zona geografica ridotta. Spesso si fa riferimento a piccoli comuni o a quartieri di città di media/grande dimensione

Per quanto riguarda l'obiettivo della decarbonizzazione, l'Italia intende accelerare tale processo, prevedendo il graduale abbandono del carbone per la generazione elettrica a favore di un mix di generazione basato su una quota sempre maggiore di fonti di energia rinnovabili e gas.

Per la realizzazione degli obiettivi si rendono necessari interventi sulle reti e sulle infrastrutture, nonché sugli impianti sostitutivi. L'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra al 2030 del 40% è suddiviso tra obiettivi da raggiungere nei settori ETS (industrie energetiche, settori industriali energivori e aviazione) e non ETS (trasporti, residenziale, terziario, industria non ETS, agricoltura e rifiuti). Gli obiettivi sono suddivisi come segue: riduzione del 43% per i settori ETS e del 30% per i non ETS.

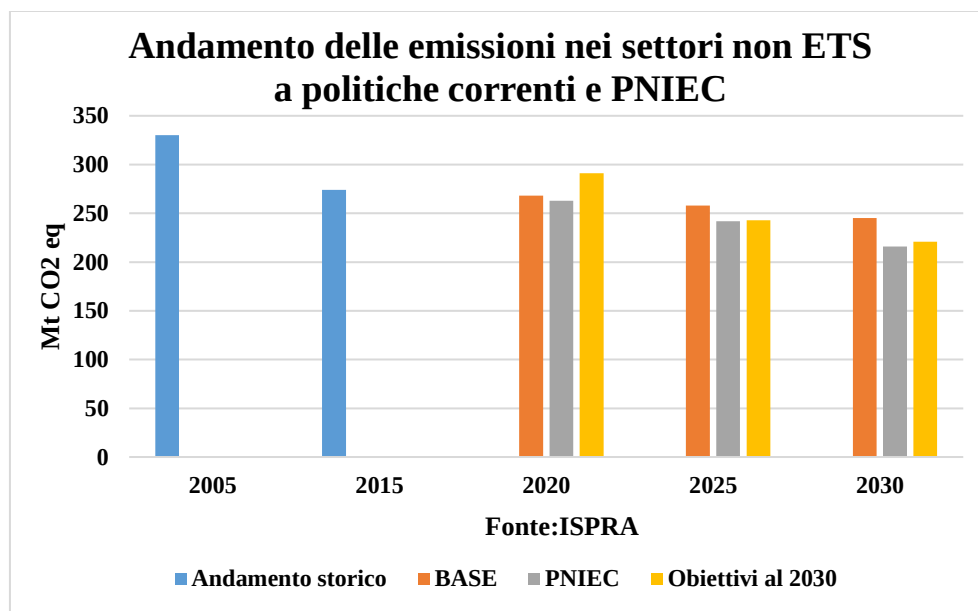
Il Piano riporta gli obiettivi relativi ai settori ETS previsti a livello europeo, principalmente per esigenze di armonizzazione, dal Regolamento (UE) 2018/842¹⁵³. Il legislatore europeo prevede una traiettoria di riduzione delle emissioni annuale e definisce il valore annuale del tetto massimo di emissioni.

Tav. 4.4 revisione degli obiettivi al 2030

	Obiettivo 2020	Scenario 2020	Obiettivo 2030	Scenario 2030
Emissioni ETS	-21%	-42%	-43%	-55,90%
Emissioni ESR	-13%	-21%	-33%	-34,60%

Rispetto agli obiettivi al 2020 l'Italia ha superato largamente il livello atteso di riduzione delle emissioni GHG, sia nel settore ETS che non ETS. In particolare, nel 2016 la riduzione delle emissioni nel settore ETS è stata del 18% rispetto ai valori 2005, ciò porterà, nel 2020, a una riduzione maggiore rispetto a quella programmata. Il target definito per i settori non ETS (-33% come illustrato nella tabella di cui sopra), secondo le indicazioni del Piano, è da considerarsi raggiungibile attraverso l'applicazione delle politiche già in essere.

¹⁵³ "Effort Sharing Regulation" ESR



La figura illustra l'andamento delle emissioni nei settori non ETS nel caso in cui si realizzino tutti i benefici attesi delle misure previste all'interno del PNIEC.

Per quanto riguarda la seconda direttrice, ovvero quella dell'efficienza energetica, l'obiettivo dell'Italia consiste nella riduzione della domanda al 2030 pari al 32,5%. L'Italia prevede di raggiungere l'obiettivo di efficienza energetica del 43% dell'energia primaria¹⁵⁴ e del 39,7% dell'energia finale¹⁵⁵ rispetto allo scenario PRIMES 2007¹⁵⁶

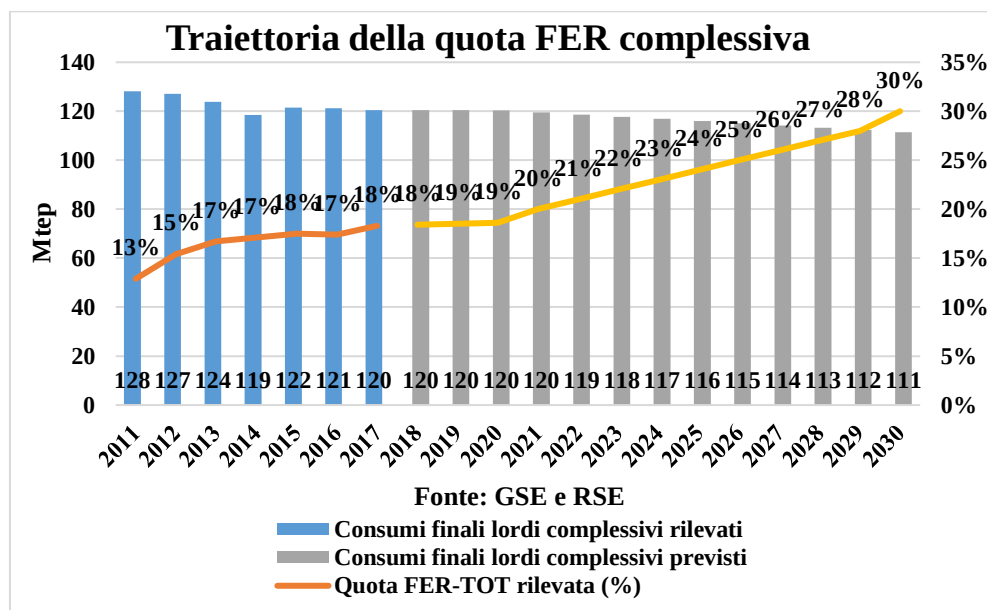
Per quanto riguarda gli obiettivi in termini di energia rinnovabile, l'Italia intende realizzare l'obiettivo di una quota sui consumi lordi di energia pari al 30% circa (dal 17,4% nel 2016 al 29,7% nel 2030). Il Piano individua la quota relativa a ciascun settore; in particolare, la generazione elettrica è il settore sul quale si concentra la maggior parte

¹⁵⁴ Dal Glossario ENEA "I prodotti energetici estratti o ricavati direttamente da risorse naturali si definiscono fonti di energia primaria, mentre quelli derivanti da una trasformazione delle fonti di energia primaria si definiscono fonti di energia secondaria. La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili come sole e vento viene computata nella produzione primaria di energia, mentre la trasformazione di energia da una forma a un'altra, come la generazione di energia elettrica o calore da parte di centrali termoelettriche non è considerata produzione primaria."

¹⁵⁵ Dal Glossario ENEA "Totale dei prodotti energetici forniti a scopi energetici all'industria, ai trasporti, alle famiglie, ai servizi, compresi i servizi pubblici, all'agricoltura, alla silvicoltura e alla pesca, ivi compreso il consumo di elettricità e di calore del settore elettrico per la produzione di elettricità e di calore, incluse le perdite di elettricità e di calore con la distribuzione e la trasmissione."

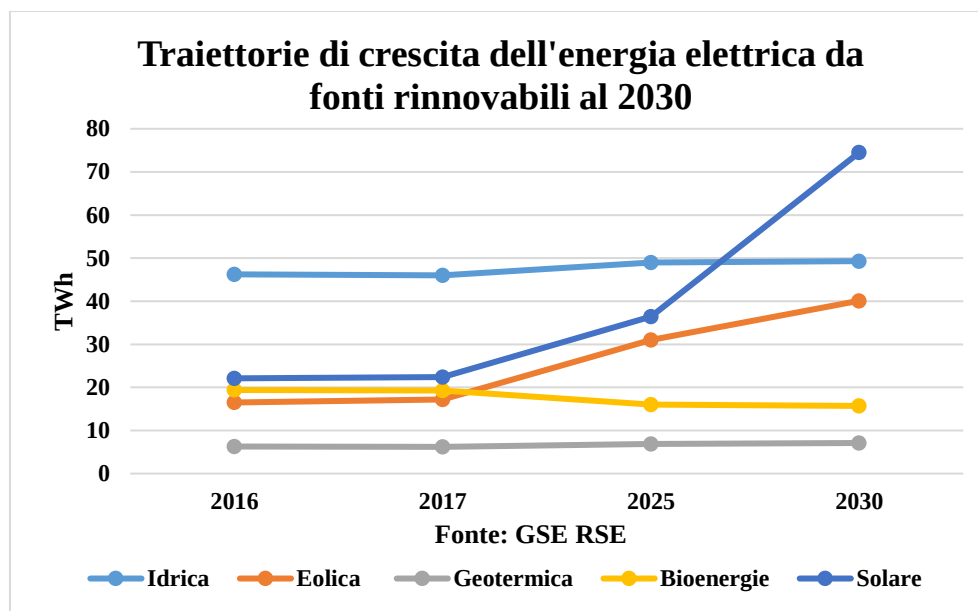
¹⁵⁶ Il modello PRIMES è un modello utilizzato per simulare il consumo e l'offerta di energia. Il modello simula l'equilibrio del mercato energetico all'interno dell'Unione Europea e degli Stati membri.

degli sforzi per l'integrazione delle rinnovabili, arrivando a coprire il 55,4% dei consumi interni lordi di energia elettrica. Il settore elettrico è seguito da quello termico, relativo ai consumi per riscaldamento e raffreddamento, con una percentuale di rinnovabili al 33%, mentre per quanto riguarda i trasporti si stima un valore del 21,6%, molto superiore al valore registrato nel 2017 pari al 5,5%.

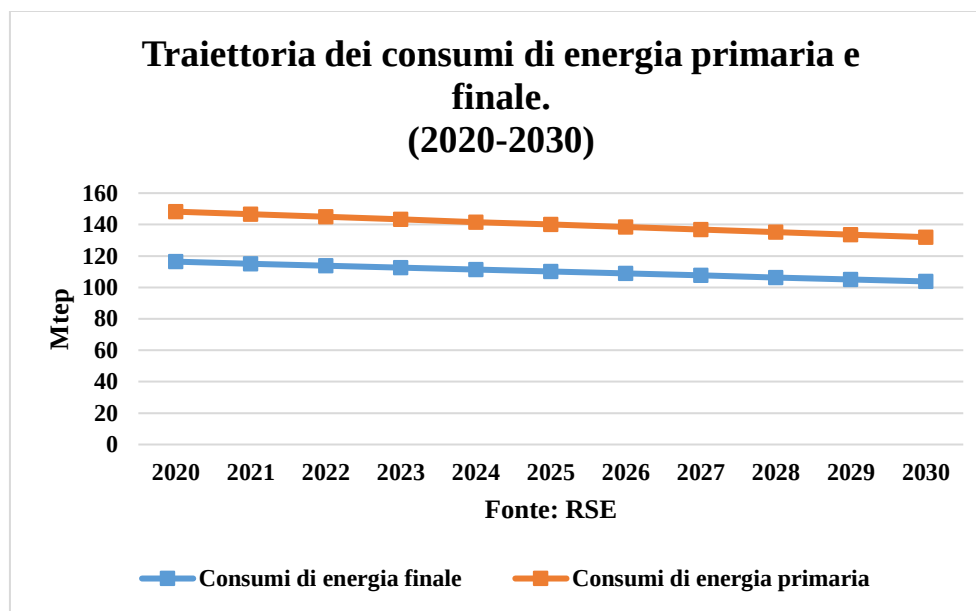


Per il settore dei trasporti, all'interno del Pacchetto Energia e Clima è previsto un obiettivo ben definito in termini di quota rinnovabile. Infatti, per i fornitori di carburanti ed energia elettrica la quota rinnovabili dovrà coprire il 14% al 2020, ma considerando l'obiettivo generale di quota rinnovabile (30%), l'obbligo passerà dal 14% al 21,6%. Lo sforzo in questo senso prevede il contributo dato da biocarburanti avanzati (dal 3,5% della Direttiva alla quota programmata dall'Italia all'8%), un decremento dell'utilizzo dei biocarburanti di prima generazione, la diffusione dei veicoli elettrici e ibridi per la mobilità urbana. Si stimano investimenti per la diffusione di circa 6 milioni di vetture ad alimentazione elettrica e 1,6 milioni di veicoli elettrici puri¹⁵⁷, integrazione delle fonti rinnovabili nel settore dei trasporti su rotaia (2%), biocarburanti, carburanti rinnovabili e *recycled fossil fuels*.

¹⁵⁷ La differenza tra le due tipologie di vetture risiede nel tipo di motore. I veicoli ibridi prevedono la propulsione da due sorgenti, mentre nel secondo caso sono veicoli alimentati al 100% da energia elettrica



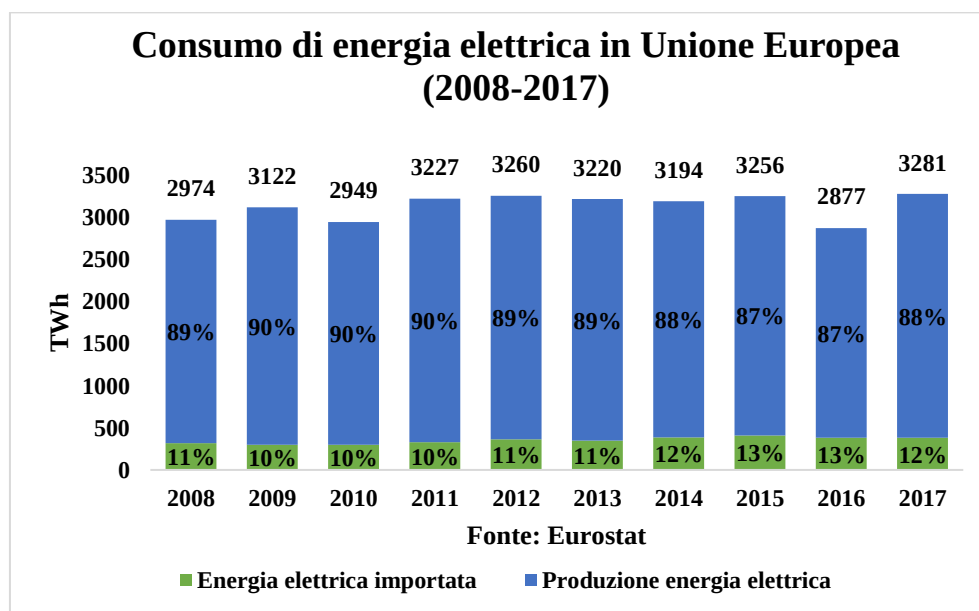
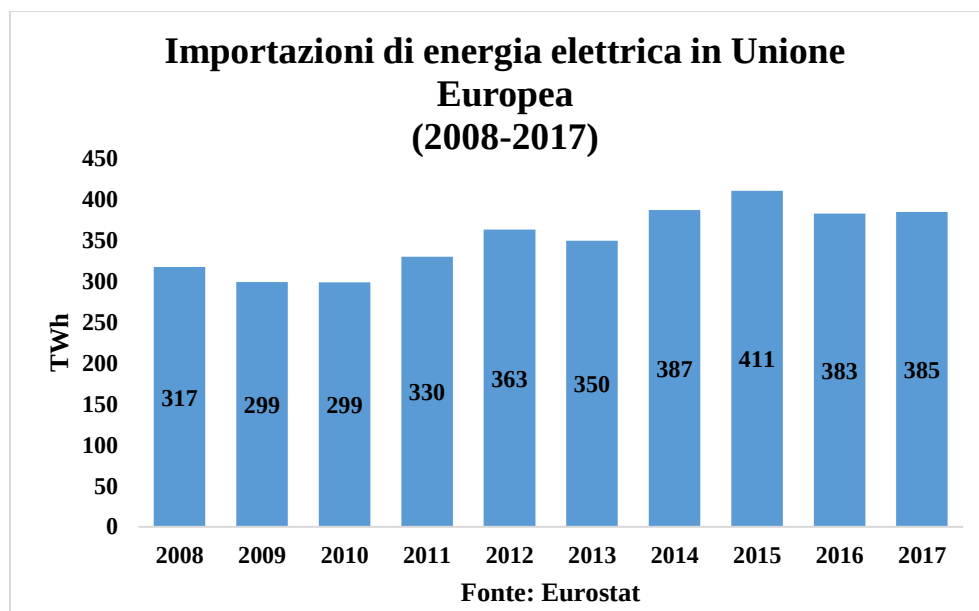
Come illustrato nel Piano, la generazione elettrica subirà una profonda trasformazione dovuta da una parte agli obiettivi di decarbonizzazione dal 2025 e, dall'altra, agli obiettivi relativi allo sviluppo delle fonti rinnovabili. Infatti, sarà proprio il settore elettrico a dare il maggiore contributo in termini di sviluppo e integrazione nel sistema delle fonti rinnovabili. Le tecnologie maggiormente interessate sono il fotovoltaico e l'eolico la cui produzione, secondo le stime del Piano, dovrebbe raddoppiare, se non triplicare, per effetto della riduzione dei costi degli impianti. Un altro settore fondamentale per la transizione è quello termico, dove è necessario uno sforzo maggiore in relazione alle tecnologie impiegate. In particolare, si stima che saranno le pompe di calore a ricoprire un ruolo importante nell'integrazione delle rinnovabili nel mix elettrico.



Dal grafico è possibile notare come la diminuzione dei consumi finali sia costante dal 2020 al 2030. Il Piano, infatti, prevede una diminuzione annua del 0,8%: il settore civile vede una riduzione di circa 5,7 Mtep rispetto allo scenario BASE al 2030, un contributo importante è fornito dal settore residenziale, principale destinatario degli interventi di efficientamento, seguito dal terziario. Nel settore dei trasporti hanno un peso rilevante il trasporto merci su rotaia, l'efficientamento dei veicoli, la *smart mobility* e un maggiore ricorso ai trasporti pubblici/collettivi.

Per quanto riguarda la terza direttrice del Piano, ovvero quella relativa alla Sicurezza Energetica, da intendersi quale sicurezza dell'approvvigionamento di energia da paesi terzi e sicurezza del sistema elettrico nel suo insieme. Il tema della sicurezza energetica è al centro della strategia europea, in quanto la maggior parte dei sistemi energetici dei Paesi dell'Unione Europea sono caratterizzati da grande dipendenza dalle fonti energetiche importate da Paesi al di fuori dell'Unione¹⁵⁸. Inoltre, è necessario garantire la sicurezza della fornitura ai consumatori poiché la generazione elettrica sarà sempre più legata alle fonti rinnovabili e al gas.

¹⁵⁸ Eurostat, "Energy production and imports"



Gli obiettivi nazionali riguardano l'aumento della diversificazione delle fonti di energia importate da paesi extra-UE, con l'obiettivo di ridurre la dipendenza da questi ultimi, e l'aumento della flessibilità del sistema energetico nazionale¹⁵⁹. Un ruolo importante è

¹⁵⁹ Flessibilità come capacità di incrementare o ridurre la produzione negli impianti di generazione o il consumo nei carichi. Si tratta di una risorsa preziosa per la sicurezza del sistema elettrico nazionale.

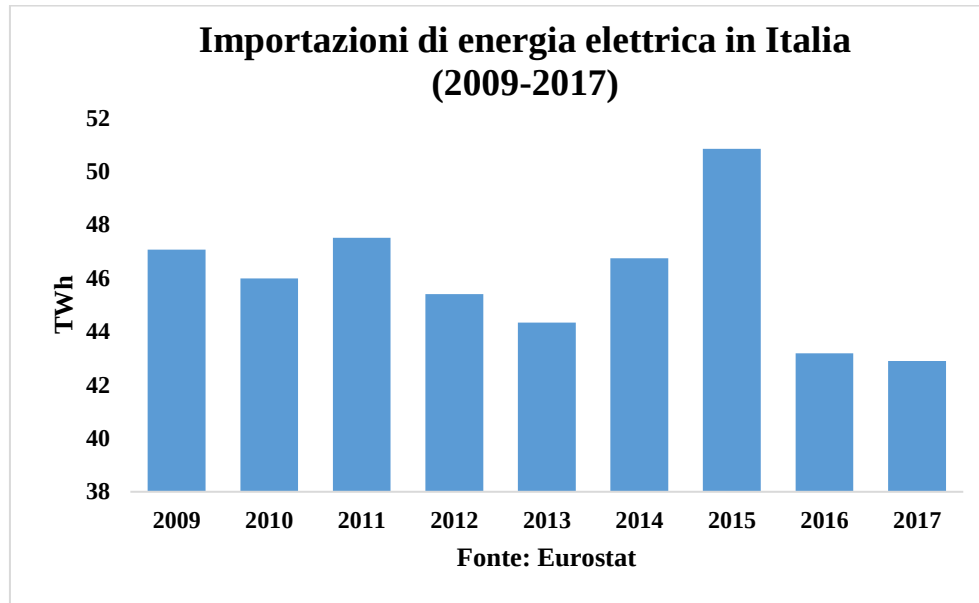
rappresentato dalla limitazione di determinate fonti di energia con l'obiettivo di aumentare la resilienza dell'intero sistema energetico.

Per quanto riguarda il settore del gas, è previsto un picco del fabbisogno intorno al 2025, dovuto principalmente al progressivo abbandono del carbone nella generazione elettrica con la chiusura delle centrali a carbone entro il 2025, peraltro già programmata nella Strategia Energetica Nazionale del 2018. A questo riguardo, il gas viene individuato quale fonte necessaria durante la fase della transizione¹⁶⁰. In particolare, il Piano parla di un vero e proprio “perno del sistema energetico ibrido elettrico-gas, anche alla luce della spinta per la diffusione dei carburanti alternativi nei trasporti”¹⁶¹. Il sistema gas italiano è caratterizzato da un livello di prezzi di scambio del gas superiore a quello dei principali poli europei. Questo gap è il risultato di un processo di integrazione con gli altri mercati europei non ancora portato a termine. Tale assetto comporta dei rischi di diversa entità, si passa da quello relativo al costo dell'energia più alto in Italia a quello connesso ad una crisi degli approvvigionamenti. Quindi, per il settore del gas, l'obiettivo principale è quello di garantire un sistema maggiormente sicuro, flessibile e resiliente, in grado di fronteggiare la mutevolezza del mercato e di supportare lo sviluppo delle fonti rinnovabili non programmabili, garantendo la copertura della domanda di energia a fronte di eventuali picchi della domanda coincidenti con bassi livelli di produzione delle fonti rinnovabili.

Per quanto riguarda il settore dei prodotti petroliferi, che rappresentano ancora il 31% del totale del fabbisogno nazionale, sebbene la domanda sia in calo al 2030, si punterà su processi produttivi all'avanguardia e su un forte impegno in ricerca e sviluppo. I prodotti petroliferi continuano a ricoprire un ruolo centrale per la produzione di plastiche, fibre, gomme sintetiche e altri prodotti di largo impiego (90% del fabbisogno di materia prima del settore petrolchimico). L'Italia, nonostante la forte dipendenza da paesi extra UE per l'importazione di petrolio e prodotti raffinati, dispone di un sistema caratterizzato da una elevata diversificazione dei fornitori e da un efficiente sistema di scorte il controllo del quale è affidato all'Acquirente Unico operante sotto la vigilanza del MISE.

¹⁶⁰ Permetterebbe infatti il passaggio ad un'economia *low carbon* come da disposizioni comunitarie

¹⁶¹ Proposta di Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC)



Per quanto riguarda il settore elettrico, è previsto lo sviluppo delle interconnessioni con le altre reti europee, sia per diminuire il gap di prezzo che per affrontare i problemi relativi all'affidabilità del sistema in termini di adeguatezza e flessibilità. Sul piano interno, il nuovo sistema di generazione sarà caratterizzato da una forte crescita delle rinnovabili non programmabili e di piccola taglia, con conseguenze sulla complessità di gestione del sistema in termini di flessibilità e bilanciamento. In termini di sicurezza, la maggiore integrazione delle fonti rinnovabili non dovrebbe comportare un limite per il sistema, nel caso in cui ci fosse allo stesso tempo un programma di sviluppo della rete adeguato. Tali previsioni sono contenute all'interno dei programmi di sviluppo annuali a cura di Terna. Il Piano, inoltre, individua come indispensabile lo sviluppo di un sistema di accumulo per rispondere alle criticità che una maggiore quota di rinnovabili comporta e per disporre di adeguate risorse di capacità. Si fa riferimento quindi alla necessità di sviluppo di un sistema di accumulo e di un nuovo meccanismo di remunerazione della capacità di generazione tradizionale disponibile per far fronte alla variabilità delle fonti rinnovabili. Obiettivo principale del Piano è quello di arrivare all'introduzione di nuovi meccanismi di mercato con l'obiettivo di individuare ed orientare gli investimenti in nuovi meccanismi

di accumulo e capacità di generazione. Il “nuovo mercato della capacità”¹⁶², andrà a valorizzare soluzioni tecnologicamente avanzate e a basso impatto ambientale. Le criticità si riscontrano principalmente sul lato dei costi. Infatti, per gli impianti convenzionali, che lavoreranno in media un numero sempre più ridotto di ore all’anno, ci sarà uno sbilanciamento a favore dei costi fissi. In tal senso mercati in grado di remunerare la capacità saranno in grado di rispondere, da una parte, alla necessità di maggiore sicurezza e adeguatezza, e dall’altra, ai rischi relativi ai costi dei servizi alla rete e ai prezzi all’ingrosso.

Gli scenari di adeguatezza e sicurezza sono stabiliti a livello europeo da ENTSO-E¹⁶³ e vengono poi definiti con maggiore dettaglio da ciascuno Stato membro. In riferimento alla situazione italiana, ENTSO-E ha rilevato dei fattori di criticità nel breve periodo, facendo riferimento ad una riduzione del margine di riserva operativa dovuto ad una riduzione della capacità termoelettrica nel 2020, situazione che assumerebbe sfumature ancora più gravi in riferimento al 2025. Secondo le analisi svolte da Terna¹⁶⁴, le soglie in termini di adeguatezza di ben due indici non sarebbero rispettate in riferimento al 2025. Sempre secondo il Piano, il consolidamento del sistema sul fronte dell’adeguatezza tramite meccanismi di remunerazione della capacità comporterà una diversa struttura dei costi per il sistema, con la previsione di bilanciare il costo della remunerazione con operazioni di calmieramento dei prezzi come l’impostazione di vincoli dell’offerta per gli impianti e per le risorse che aderiranno al nuovo sistema. A questo si aggiunge la realizzazione degli obiettivi in termini di sicurezza; infatti, grazie ad interventi di questo tipo sarà possibile aumentare i margini di riserva. Per la diminuzione dei fenomeni di *overgeneration* e l’aumento dei consumi da rinnovabili, la capacità di accumulo sarà sempre più indirizzata verso soluzioni “*energy intensive*”.

¹⁶² Proposta di Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima (PNIEC)

¹⁶³ ENTSO-E è il Network Europeo dei Gestori della Rete Elettrica, *Transmission System Operators* (TSO), in Italia “Terna S.p.A.”. La Rete rappresenta l’unione di 43 TSO di 36 diversi Stati in Europa. ENTSO-E (Rete europea di gestori di sistemi di trasmissione dell’energia elettrica) è l’organismo più importante del settore a livello europeo, creato nel 2008 come associazione volontaria, è stato successivamente formalizzato dal Regolamento UE 714/2009.

¹⁶⁴ Adequacy Report Terna consultabile al sito www.terna.it

Per portare ad una maggiore resilienza del sistema nel suo insieme sono invece previste misure volte a favorire le modalità di coordinamento tra i diversi attori istituzionali. Tali interventi interesseranno il miglioramento della capacità di prevenzione, il potenziamento della resistenza del sistema, l'efficacia dell'intervento in situazioni emergenziali di interruzione del servizio.

Per l'incentivazione degli interventi in materia di resilienza ARERA ha recentemente adottato una delibera¹⁶⁵ riguardante meccanismi premianti e penalità connessi a tali tipologie di intervento.

Riassumendo quindi, le principali misure nel campo della sicurezza energetica riguardano: l'incremento della resilienza, l'implementazione di nuovi meccanismi del mercato della capacità, l'incremento dell'utilizzo degli impianti di pompaggio esistenti (aumento del 70% di ore annue rispetto ai valori attuali), sviluppo dello *storage* elettrochimico sia a livello distribuito che generalizzato, riduzione del fenomeno dell'*overgeneration*, programmazione e realizzazione dello sviluppo della rete, aumento della resilienza delle reti e semplificazione e velocizzazione delle procedure autorizzative per l'esecuzione di opere il cui obiettivo sia un miglioramento dal punto di vista della sicurezza energetica.

¹⁶⁵ ARERA, Delibera 668/2018, Incentivazione economica degli interventi di incremento della resilienza delle reti di distribuzione dell'energia elettrica, 2018

5. Conclusioni

Le politiche di liberalizzazione e il sostegno allo sviluppo delle rinnovabili hanno svolto un ruolo fondamentale nello sviluppo del settore elettrico italiano.

Le politiche di apertura alla concorrenza del mercato avevano come obiettivo quello di rafforzare il mercato interno dell'energia rispetto alle minacce in termini di dipendenza dall'estero e di sicurezza degli approvvigionamenti. In Italia tali politiche si sono tradotte nella trasformazione e riduzione del peso di Enel sul mercato dell'energia elettrica. La normativa di recepimento italiana ha permesso lo sviluppo del settore elettrico attraverso la creazione di un mercato per lo scambio di energia, l'ingresso di nuovi operatori e miglioramenti in termini di costi e qualità del servizio di fornitura dell'energia elettrica.

L'apertura del mercato alla concorrenza ha permesso la partecipazione di nuovi soggetti produttori con la conseguente diminuzione della quota del gruppo Enel. Oggi, gli operatori nel segmento della produzione sono 175 in totale.

Il Decreto Bersani, relativo alla prima generazione di Direttive per la liberalizzazione del mercato, ha istituito la società "Gestore del Mercato Elettrico" (GME), ad oggi uno dei principali soggetti istituzionali di riferimento del settore energetico, interamente partecipato dalla società "Gestore dei Servizi Energetici" (GSE), a sua volta controllato per intero dal Ministero dell'Economia e delle Finanze. La Borsa Elettrica è lo strumento necessario per la realizzazione di un sistema elettrico nazionale basato sulla concorrenza. Si tratta del luogo dove avviene la formazione dei prezzi di equilibrio che consentono ad operatori, produttori e grossisti di scambiare energia elettrica.

Le politiche di liberalizzazione del mercato hanno, in un primo momento, lasciato la proprietà e la gestione delle reti in capo ad Enel che ha assunto il ruolo di Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale. Successivamente, a seguito al black-out del 2003, la rete di trasmissione è stata affidata a Terna S.p.A. che poi è stata privatizzata con il collocamento in borsa. Le misure per la liberalizzazione prevedono, per il segmento della distribuzione, il passaggio ad un regime concorrenziale solo a partire dal 31 dicembre 2030, introducendo un regime di concessione di durata trentennale. Il gruppo Enel rimane l'operatore più importante nel settore della distribuzione, nonostante, la cessione da parte

di Enel Distribuzione di porzioni della rete da un lato, e il rilascio di concessioni da parte del Ministero dell'Industria ai Comuni dall'altro. In totale il trasferimento di porzioni di rete da parte di Enel ha interessato, fino ad oggi, 31 società partecipate da enti locali per un totale di 295 comuni e 1.901.484 clienti.

Con l'avvio del processo di liberalizzazione del segmento della vendita, si è assistito alla creazione di due mercati paralleli, il mercato "vincolato", formato da tutti i clienti domestici e utenti con consumi al di sotto di soglie determinate, e il mercato "libero", costituito dai clienti idonei. Il termine "cliente idoneo" indica una persona fisica o giuridica in grado di stipulare contratti di fornitura con qualsiasi produttore, distributore o grossista.

Con il recepimento della seconda generazione di Direttive, l'attribuzione della qualifica di cliente idoneo poggia le basi, non più su delle soglie di consumo, bensì sulla tipologia di consumi. Le soglie per l'accesso al mercato libero da parte dei clienti idonei sono state fissate dal decreto Bersani e, successivamente, sono state abbassate in modo graduale a partire dal 1999 fino alla totale apertura del mercato libero a tutti i clienti avvenuta nel 2004 con la Legge Marzano.

Per quanto riguarda la qualità del servizio, il 2017 ha evidenziato un miglioramento in termini di durata delle interruzioni (-50%) e per il numero di interruzioni lunghe (-43%). Dal 2000 al 2017, il numero medio annuo di interruzioni senza preavviso lunghe è diminuito sensibilmente.

La domanda di energia elettrica dal 2008 ha registrato un andamento alterno con una evidente tendenza alla diminuzione determinata in primo luogo dalle vicende dell'economia dell'Italia e, in secondo luogo, dal miglioramento dell'efficienza dei consumi. A partire dal 2014, i consumi sono aumentati leggermente e nel 2017 registrano un totale di 301,9 TWh a fronte di 339,9 TWh del 2007. La domanda di energia presenta tipicamente forti oscillazioni su base oraria e stagionale. Nel 2017, il picco della domanda (30TWh) è stato registrato nel mese di luglio, seguito dai mesi di giugno (28 TWh) e di gennaio (27,9 TWh). Il picco della domanda si verifica tradizionalmente nel mese di dicembre, anche se negli ultimi anni si sono verificati picchi nei mesi estivi dovuti all'utilizzo degli impianti di raffreddamento.

Sul versante delle politiche per lo sviluppo delle fonti rinnovabili in Europa, la recente adozione, da parte del Consiglio Europeo, del Pacchetto Energia Pulita, in particolare le regole per il mercato dell'energia elettrica dell'Unione Europea, rappresentano un ulteriore impulso alla preparazione del mercato europeo dell'energia elettrica alle sfide derivanti dalla transizione verso un'energia a impatto zero. Il sistema elettrico cui aspira la Commissione Europea sarà maggiormente connesso, sicuro, adatto all'integrazione delle rinnovabili e maggiormente orientato ai consumatori.

L'applicazione delle nuove norme consentiranno la libera circolazione dell'energia elettrica in tutto il mercato dell'energia, attraverso il rafforzamento delle reti transfrontaliere, lo sviluppo di una maggiore flessibilità che consenta l'integrazione delle fonti rinnovabili nella generazione elettrica, la promozione di investimenti basati sul mercato e il supporto necessario per la decarbonizzazione, attraverso l'introduzione di limiti di emissione e sovvenzioni per le centrali elettriche.

Dal punto di vista del miglioramento in termini di efficienza, l'Unione Europea, indica il settore edilizio come quello con maggiore potenziale. In tal caso è previsto un potenziamento del parco immobiliare a basse emissioni, la costruzione di edifici più *smart*, caratterizzati da un livello maggiore di automazione e sistemi di controllo all'avanguardia per il risparmio energetico e la riduzione dell'inquinamento atmosferico.

In termini di integrazione delle fonti rinnovabili, l'Unione Europea ha adottato una politica ambiziosa per contrastare il cambiamento climatico, puntando alla realizzazione dell'obiettivo di generazione rinnovabile del 32% entro il 2030. Famiglie, comunità e imprese sono maggiormente coinvolti nel processo di innovazione attraverso il supporto ai produttori e consumatori (*prosumers*) di energia pulita.

La *Roadmap al 2050*, ovvero la traiettoria di sviluppo individuata dalla Commissione Europea verso la fine del 2018, illustra la visione a lungo termine per la realizzazione di un'economia a impatto zero, moderna e prospera. La strategia si fonda sul quadro normativo vigente, il Pacchetto Energia Pulita, senza impostare ulteriori target in termini di efficienza energetica o di sviluppo delle fonti rinnovabili. L'intenzione della Commissione è quella di sostenere *stakeholders*, ricercatori, imprenditori e cittadini nella fase di sviluppo di settori industriali, aziende e nuove professioni innovative.

La Strategia ha come obiettivo quello di contribuire alla modernizzazione del settore energetico garantendo la competitività e l'equità dell'industria e dell'economia europea, assicurando posti di lavoro di qualità e sostenibilità della crescita economica in Europa.

L'Unione Europea ha saputo legare i temi dello sviluppo della competitività del mercato con quelli della tutela dell'ambiente. La politica lungimirante in termini di integrazione delle rinnovabili per la generazione elettrica rappresenta una guida per le politiche di altri paesi del mondo, ma anche una sfida per i paesi dell'Unione Europea per quanto riguarda l'adattamento delle regole del mercato, le modalità di gestione delle congestioni e la integrazione di nuove figure come quella dell'aggregatore all'interno del sistema.

Il sistema elettrico degli Stati membri si trova ad affrontare numerose sfide legate allo sviluppo delle rinnovabili. L'Italia ha recentemente pubblicato la proposta di Piano Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), che diventerà definitiva alla fine del 2019, per impostare la strategia di sviluppo italiana secondo 5 direttrici: la decarbonizzazione, l'efficienza energetica, la sicurezza energetica, il mercato interno dell'energia, la ricerca-innovazione- competitività. Gli obiettivi principali sono una quota delle fonti rinnovabili sui consumi pari al 30%, una riduzione dei consumi di energia primaria del 43% e una riduzione del 33% delle emissioni per tutti i settori (non ETS)

Il primo schema di supporto alla produzione di energia da fonti rinnovabili introdotto in Italia del tipo "Feed in Tariff", nominato CIP6, stabiliva prezzi incentivanti per la produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili ed "assimilate". A beneficiare di tali tariffe erano soprattutto gli impianti di cogenerazione e impianti da fonti tradizionali, a condizione che utilizzassero fonti fossili prodotte da giacimenti minori isolati. Il CIP 6 stabiliva il prezzo di cessione dell'energia elettrica come somma di una componente calcolata con il criterio del "costo evitato" e di una seconda componente, la componente incentivante, che veniva riconosciuta per i primi otto anni di attività dell'impianto.

Con il tempo, i risultati del meccanismo CIP6 resero noto il fatto che le fonti "assimilate" assorbivano la maggior parte degli incentivi programmati dal governo, diminuendo la quota di incentivi destinata alla produzione da fonti rinnovabili e ritardando, di fatto, lo sviluppo degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili. In seguito, il

Governo dispose la sospensione del meccanismo di incentivazione CIP6, fatta eccezione per gli impianti già realizzati prima dell'interruzione dell'incentivazione, per quelli in corso di realizzazione e per le iniziative già approvate.

L'insieme dei provvedimenti adottati, dalla fine degli anni '90 ad oggi, ha portato all'instaurazione di un regime di incentivazione che varia a seconda della tipologia di fonte rinnovabile utilizzata nella produzione, dimensione degli impianti, data di costruzione e allacciamento alla rete di distribuzione.

Il supporto alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili si basava, in un primo momento, sull'adozione dello schema di incentivazione dei Certificati Verdi (CV). Tale meccanismo prevedeva lo scambio di titoli sul mercato, corrispondenti ad una certa quantità di emissioni di CO₂, che venivano conferite a titolo gratuito dal GSE. Insieme ai CV, esisteva anche il sistema della "Tariffa Omnicomprensiva" (TO) (è un sistema di tariffe fisse di ritiro dell'energia immessa in rete). Il valore della tariffa comprende una componente incentivante e una componente di valorizzazione dell'energia immessa sul mercato e si applica agli impianti di piccola taglia (fino a 1 MW di potenza). Il sistema dei Certificati Verdi e della Tariffa Omnicomprensiva sono stati, successivamente, superati e modificati nel 2012 e nel 2016.

Il sistema dei CV è stato modificato e sostituito con una nuova tariffa incentivante. L'incentivo è aggiuntivo ai ricavi derivanti dalla valorizzazione dell'energia mediante RID o vendita a libero mercato. Nel 2018, 1526 impianti, in particolare impianti eolici e idroelettrici, risultano aver beneficiato dell'incentivo.

La TO, invece, è stata sostituita con i meccanismi di incentivazione previsti dal D.M. 6 luglio 2012 poi ripresi dal D.M 23 giugno 2016 per gli impianti entrati in esercizio dal 1° gennaio 2013, mentre continua ad essere riconosciuta agli impianti con potenza inferiore ai 500 kW. Dal 2008 al 2018 è stato registrato un incremento del numero di impianti beneficiari della Tariffa Omnicomprensiva. In particolare, l'aumento ha interessato gli impianti biogas ed idroelettrici ad acqua fluente.

Per quanto riguarda gli impianti fotovoltaici e solari termodinamici connessi alla rete elettrica, esiste il meccanismo di incentivazione "Conto Energia" (CE), attualmente alla

sua quinta versione. Il meccanismo prevede un incentivo per l'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici per un periodo di 20 anni. Durante la sua vigenza, il CE ha garantito una crescita rilevante del settore fotovoltaico, in particolare nel periodo dal 2011 al 2012. Dal punto di vista della numerosità, la maggior parte degli impianti che hanno beneficiato di tale schema sono di piccola taglia (57% tra 3 e 20 kW e 32% tra 1 e 3 kW); viceversa le classi 200-1.000 kW e 20-200 kW risultano più rappresentative in termini di potenza (41% e 22% rispettivamente).

Con l'adozione della Strategia Energetica Nazionale del 2017, sono previsti meccanismi incentivanti per il supporto allo sviluppo delle rinnovabili in Italia. In particolare, nel 2017, sono state previste aste tecnologicamente neutre e i contratti Power Purchase Agreement. Con riguardo al processo di decarbonizzazione, la SEN prevedeva la chiusura di 5 dei 9 impianti a carbone presenti sul territorio italiano entro il 2025 e prevedeva misure per favorire la riconversione dei siti in poli innovativi di produzione energetica.

Gli obiettivi del Pacchetto per il Clima e l'Energia, in particolare l'obiettivo della quota del 20% delle fonti rinnovabili sui consumi, hanno avuto un impatto significativo nella produzione di energia elettrica in tutti gli Stati membri e sulla diminuzione delle emissioni.

L'obiettivo del 20% delle fonti rinnovabili è stato definito come target da realizzare a livello di Unione Europea. Nel caso italiano, il target delle fonti rinnovabili è stato stabilito al 17%. L'Italia ha raggiunto il proprio target nel 2014, registrando una quota delle fonti rinnovabili del 17,1%.

In Italia, la produzione degli impianti da fonti rinnovabili è aumentata in particolare per lo sviluppo delle fonti eoliche e fotovoltaiche, che coprono rispettivamente il 6% e l'8% della produzione totale di energia elettrica.

Tra le fonti rinnovabili, quella idroelettrica rappresenta la fonte rinnovabile principale all'interno del mix di produzione italiano. La diminuzione della produzione da impianti alimentati da fonti rinnovabili, in seguito al picco registrato nel 2014, è la conseguenza della diversa composizione dei meccanismi di incentivazione alle rinnovabili in Italia. Nel 2017, le rinnovabili soddisfano il 32% della domanda di energia elettrica totale, a fronte del 56% delle fonti tradizionali (il residuo 12% è coperto dalle importazioni). Inoltre,

l'aumento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ha contribuito in misura non trascurabile alla progressiva diminuzione delle emissioni di CO₂.

Le politiche europee in materia di fonti rinnovabili hanno comportato anche diverse conseguenze sulla produzione di energia elettrica da fonti fossili, tradizionalmente ripartita tra termoelettrica non cogenerativa e cogenerativa. Infatti, la prima è diminuita da 160TWh di produzione totale nel 2000 a 99,4 TWh nel 2017, mentre la seconda è aumentata da 60,1 TWh nel 2000 a 110,1 TWh nel 2017. La crescita della seconda è da ricondurre alla maggiore efficienza di tali impianti.

Per quanto riguarda i combustibili utilizzati nella produzione termoelettrica, la produzione da gas naturale è diminuita fino al 2014, per poi riprendere fino al 2017. Al 2017, il combustibile maggiormente utilizzato è il gas naturale, seguito da solidi, in calo dal 2012, e bioenergie in aumento.

Al fine di valutare l'impatto del Pacchetto Energia e Clima al 2030 sul sistema elettrico italiano è utile fare riferimento al documento che gli Stati membri sono chiamati a redigere.

In Italia, il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, espone il programma del Governo per il periodo 2021-2030 seguendo cinque direttrici come indicato dalla Direttiva.

Gli obiettivi generali sono: accelerare il percorso di decarbonizzazione, considerando il 2030 quale tappa intermedia per la realizzazione di un settore energetico a impatto zero entro il 2050; mettere al centro il cittadino e le imprese, adottando misure per lo sviluppo e la diffusione di comportamenti di autoconsumo e la creazione di energy community , ma anche misure volte a garantire la trasparenza e la concorrenza nel segmento della vendita; favorire l'evoluzione di un settore energetico, con particolare riferimento a quello della produzione e del consumo dell'energia elettrica, e favorire il passaggio da un assetto centralizzato a uno maggiormente distribuito basato sulle fonti rinnovabili; continuare a garantire un livello adeguato di approvvigionamento da fonti convenzionali; promuovere il processo di efficientamento energetico in tutti i settori e l'elettrificazione dei consumi finali; accompagnare la fase della transizione energetica con un'attività di ricerca ed

innovazione per lo sviluppo di soluzioni idonee a promuovere la sostenibilità, la sicurezza, la continuità e l'economicità delle forniture di energia.

Per ciascuna delle cinque direttrici identificate a livello europeo, il governo ha definito una strategia e misure specifiche da applicare nel periodo che va dal 2021 al 2030.

Per quanto riguarda la decarbonizzazione, l'Italia intende accelerare tale processo, prevedendo il graduale abbandono del carbone per la generazione elettrica a favore di un mix di generazione basato su una quota sempre maggiore di fonti di energia rinnovabili e gas. Rispetto agli obiettivi al 2020 l'Italia ha superato largamente il livello atteso di riduzione delle emissioni GHG, sia nel settore ETS che non ETS.

Per quanto riguarda la seconda direttrice, ovvero quella dell'efficienza energetica, il contributo nazionale alla realizzazione dell'obiettivo comunitario consiste in una riduzione della domanda di energia pari al 32,5% entro il 2030.

Per quanto riguarda gli obiettivi in termini di energia rinnovabile, l'Italia intende realizzare una quota di fonti rinnovabili sui consumi pari al 30%. Il Piano individua la quota spettante a ciascun settore; in particolare, gli sforzi per l'integrazione delle rinnovabili si concentra nel settore della generazione elettrica, arrivando a coprire il 55,4% dei consumi di energia elettrica. Le tecnologie maggiormente interessate sono il fotovoltaico e l'eolico la cui produzione, secondo le stime del Piano, dovrebbe raddoppiare se non triplicare per effetto della riduzione dei costi degli impianti.

Per quanto riguarda la terza direttrice del Piano, ovvero quella relativa alla sicurezza energetica, gli obiettivi nazionali riguardano l'incremento della diversificazione delle fonti di energia importate da paesi extra-UE, con l'obiettivo di ridurre la dipendenza da questi ultimi e di aumentare la flessibilità del sistema energetico nazionale.

Per quanto riguarda il settore del gas, è previsto un picco del fabbisogno intorno al 2025, dovuto principalmente alla fuoriuscita del carbone come fonte di energia. In tal senso, il gas viene individuato quale fonte necessaria durante la fase della transizione. In particolare, il Piano parla di un vero e proprio "perno del sistema energetico ibrido elettrico-gas, anche alla luce della spinta per la diffusione dei carburanti alternativi nei trasporti". L'obiettivo principale è quello di garantire un sistema maggiormente sicuro,

flessibile e resiliente, in grado di fronteggiare la mutevolezza del mercato e di supportare lo sviluppo delle fonti rinnovabili non programmabili.

Per il settore elettrico è previsto un potenziamento della rete di trasmissione dell'energia con i paesi transfrontalieri, sia per ridurre il gap di prezzo, sia per affrontare i problemi relativi all'affidabilità del sistema in termini di adeguatezza e flessibilità. Il Piano, inoltre, individua lo sviluppo di un sistema di accumulo come indispensabile per rispondere alle criticità che una maggiore quota di rinnovabili comporta e per disporre di adeguate risorse di capacità.

Non vi è dubbio che il sistema elettrico italiano nel corso dell'ultimo ventennio abbia registrato sensibili cambiamenti conseguenti alle scelte di politica energetica e ambientale dell'Unione Europea, dall'apertura del mercato alla concorrenza, allo sviluppo delle fonti rinnovabili nella generazione elettrica e, infine, all'assetto istituzionale del settore reso necessario per un efficace governo del processo di cambiamento.

Il sistema elettrico nazionale registrerà certamente ulteriori sviluppi nella direzione indicata dalla Unione Europea, in piena coerenza con il tradizionale obiettivo della stessa: la realizzazione di un sistema energetico nell'area comunitaria integrato, efficiente, sicuro e compatibile con la ineludibile necessità di tutelare l'ambiente.

Il contesto internazionale è complesso e sfidante, la transizione verso un sistema energetico a impatto zero rappresenta un passaggio cruciale per il sistema energetico e l'economia europea e tutti gli Stati membri sono chiamati alla realizzazione di un obiettivo tanto ambizioso quanto fondamentale per lo sviluppo di un'economia allo stesso tempo competitiva e sostenibile.

Bibliografia

- Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM), “Comunicazione adempimenti art 8 L 287/90 (separazioni societarie)”, 10 ottobre 1990
- L. Ammannati, “*La transizione energetica*”, Giappichelli Editore, 2018
- ARERA, Delibera n. 128/99 Definizione di obblighi di registrazione delle interruzioni del servizio di distribuzione dell’energia elettrica e di indicatori di continuità del servizio, 1999
- ARERA, Delibera n.202/99 Direttiva concernente la disciplina dei livelli generali di qualità relativi alle interruzioni senza preavviso lunghe del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, 1999
- ARERA, Delibera n. 143/00 Determinazione dei livelli effettivi base e dei livelli tendenziali di continuità del servizio per ogni ambito territoriale e per ogni anno del periodo 2000-2003, 2000
- ARERA, Delibera 156/2007 Disposizioni in materia di condizioni economiche del servizio di maggior tutela basate su prezzi biorari, 2000
- ARERA, Delibera 668/2018, Incentivazione economica degli interventi di incremento della resilienza delle reti di distribuzione dell’energia elettrica, 2018
- ARERA, Rapporto annuale, (dal 1999 al 2018)
- ARERA, Quaderni dell’Autorità, 1999
- ARERA, Testo integrato della regolazione output-based del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023 (Allegato A alla delibera 653/2015/R/eel), 2015
- ARERA, Testo integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023 (Allegato A alla deliberazione 646/2015/R/eel), 2015
- E. Caruso “*Il nucleare in Italia. Parte IV. la parola fine*”, 30 dicembre 2012
- Commissione Europea, COM (1994) 659, Libro Verde per una politica energetica dell’Unione Europea, 11 gennaio 1995
- Commissione Europea, COM (1995) 682, Libro Bianco per una politica energetica dell’Unione Europea, 13 dicembre 1995
- Commissione Europea, COM (2000) 297, Recenti sviluppi nella realizzazione dei mercati interni dell’elettricità, 16 maggio 2000

- Commissione Europea, COM (2000) 769, Libro Verde della Commissione Europea-verso una strategia europea di sicurezza di approvvigionamento energetico, 29 novembre 2000
- Commissione Europea, COM (2001) 125, Proposta di Direttiva recante modifiche delle Direttive 1996/92/CE e 1998/30/CE relative a norme comuni per i mercati interni dell'energia elettrica e del gas naturale, 13 marzo 2001
- Commissione Europea, COM (2014) 15, Quadro per le politiche dell'energia e del clima per il periodo dal 2020 al 2030, 22 gennaio 2014
- Commissione Europea, COM (2014) 330, Un approvvigionamento energetico stabile e abbondante per l'Europa (European Energy Security Strategy), 23 settembre 2014
- Commissione Europea, COM (2015) 614, L'anello mancante - Piano d'azione dell'Unione europea per l'economia circolare, 2 dicembre 2015
- Commissione Europea, COM (2015) 80, Una strategia quadro per un'Unione dell'energia resiliente, corredata da una politica lungimirante in materia di cambiamenti climatici, 25 febbraio 2015
- Commissione Europea, COM (2016) 860, Energia pulita per tutti gli europei, 30 novembre 2016
- Commissione Europea, COM (2016) 861, Proposta di regolamento relativo a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, 30 novembre 2016
- Commissione Europea, COM (2016) 862, Proposta di Regolamento sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica (Risk Preparedness Regulation), 30 novembre 2016
- Commissione Europea, COM (2016) 863, Proposta di regolamento che istituisce un'Agenzia dell'Unione Europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia, 30 novembre 2016
- Commissione Europea, COM (2016) 864, Proposta di Direttiva su norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, 30 novembre 2016
- Commissione Europea, COM (2017) 195, Proposta di Direttiva recante modifiche delle Direttive 1996/92/CE e 1998/30/CE relative a norme comuni per i mercati interni dell'energia elettrica e del gas naturale, 19 settembre 2018
- Commissione Europea, COM (2018) 733, Un pianeta pulito per tutti - Visione strategica europea a lungo termine per un'economia prospera, moderna, competitiva e climaticamente neutra, 28 novembre 2018

- Commissione Europea, Decisione 2009/406/CE concernente gli sforzi degli Stati membri per ridurre le emissioni dei gas a effetto serra al fine di adempiere agli impegni della Comunità in materia di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra entro il 2020, 23 aprile 2009
- Commissione Europea, Direttiva 96/92/CE concernente norme comuni per il mercato dell'energia elettrica, 30 gennaio 1997
- Commissione Europea; Direttiva 98/30/CE concernente norme comuni per il mercato del gas naturale, 22 giugno 1998
- Commissione Europea, Direttiva 2001/77/CE sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità, 27 settembre 2001
- Commissione Europea, Direttiva 2003/54/CE relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, 26 giugno 2003
- Commissione Europea, Direttiva 2003/87/CE che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità, 13 ottobre 2003
- Commissione Europea, Direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, 23 aprile 2009
- Commissione Europea, Direttiva 2009/30/CE che modifica la Direttiva 98/70/CE per quanto riguarda le specifiche relative a benzina, combustibile diesel e gasolio nonché l'introduzione di un meccanismo inteso a controllare e ridurre le emissioni di gas a effetto serra, 23 aprile 2009
- Commissione Europea, Direttiva 2009/72/CE relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, 13 luglio 2009
- Commissione Europea, Direttiva 2009/73/CE relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale, 13 luglio 2009
- Commissione Europea, Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, 25 ottobre 2012
- Commissione Europea, Direttiva 2018/844/UE sulla prestazione energetica degli edifici, 30 maggio 2018
- Commissione Europea, Direttiva 2018/2002/UE sull'efficienza energetica, 11 dicembre 2018
- Commissione Europea, Direttiva 2018/2001/UE, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, 11 dicembre 2018

- Commissione Europea, Regolamento 2009/713/CE che istituisce un'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia, 13 luglio 2009
- Commissione Europea, Regolamento 2009/714/CE relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica, 13 luglio 2009
- Commissione Europea, Regolamento 2009/715/CE relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale, 13 luglio 2009
- Commissione Europea, Regolamento 2014/333/UE al fine di definire le modalità di conseguimento dell'obiettivo 2020 di ridurre le emissioni di CO2 delle autovetture nuove, 11 marzo 2014
- Commissione Europea, Staff Working Document, SWD (2014) 16, Quadro per le politiche dell'energia e del clima per il periodo dal 2020 al 2030, 22 gennaio 2014
- Commissione Europea, In-depth analysis in support of COM(2018) 773 A Clean Planet for all A European long-term strategic vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy, 28 novembre 2018
- Consiglio Europeo, Conclusioni 2014/169 circa il quadro 2030 per le politiche dell'energia e del clima, 24 ottobre 2014
- Consiglio Europeo, Risoluzione concernente una nuova strategia per la politica energetica della Comunità, 17 settembre 1974
- D. M. Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato, *Attribuzione all'ENEL S.p.a., ai sensi dell'art. 14 del Decreto-legge 11 luglio 1992, n. 333, convertito con legge 8 agosto 1992, n. 359, della concessione delle attività per l'esercizio del pubblico servizio di fornitura dell'energia elettrica nel territorio nazionale*, 28 dicembre 1995
- D.M. Ministero dello Sviluppo Economico, *Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ai sensi dell'articolo 2, comma 150, della legge 24 dicembre 2007, n. 244*, 18 dicembre 2008
- D.L.n.333/1992 *Misure urgenti per il risanamento della finanza pubblica*, 11 luglio 1992
- D.Lgs.79/1999 *Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica*, 16 marzo 1999
- D.L.n.79/2007 *recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia*, 18 giugno 2017

- Dir.P.C.M. *Principi sull'erogazione dei servizi pubblici*, 27 gennaio 1994
- GSE, *Rapporto sulle attività*, 2018
- Gestore dei Mercati Energetici (GME), *Vademecum della Borsa Elettrica*, 2009
- L. Hancher, B.M.Winters, *The EU Winter Package, Allen&Overy study*, 16 febbraio 2017
- S. Langsdorf, *EU Energy Policy: from ECSC to the Energy Roadmap 2050*, Green European Foundation, December 2011
- L.n.1643/1962 Istituzione dell'Ente nazionale per l'energia elettrica e trasferimento ad esso delle imprese esercenti le industrie elettriche, 6 dicembre 1962
- L.n.481/1995 recante norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità. Istituzione delle Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità, 14 novembre 1995
- L.n.9/1991 recante norme per gli impianti idroelettrici e per gli elettrodotti, 9 gennaio 1991
- L. n. 239/2004 Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia, 23 agosto 2004
- L.n.125/2007 Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73, recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia, 3 agosto 2007
- L.n.99/2009, Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia, 23 luglio 2009
- F.M. Mucciarelli, *Il nuovo mercato elettrico italiano: profili istituzionali*, vol. "Scambi su merci e derivati su commodities, quali prospettive?", Giuffrè Editore, 2006
- F. Neirotti, *Studio dei principali problemi e soluzioni nella connessione di fonti rinnovabili in una Smart Grid*, Politecnico di Torino, 2017
- Piano Energetico Nazionale 1975
- O. Pollicino, *Le energie rinnovabili nel diritto dell'Unione Europea*, vol "Verso una politica energetica integrata", Editoriale Scientifica, 2014
- B. Pozzo, *Le politiche energetiche europee*, Giuffrè Editore, 2009
- Proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) 2019

- Terna, Adequacy Report, 2018
- Terna, Piano di Sviluppo 2018
- Terna, Piano di Sviluppo 2019
- Unione Europea, Trattato sul funzionamento dell'Unione Europea (TFUE), 2007
- Unione Europea, EU ETS Handbook, 2015
- G.B. Zorzoli “*Strano mercato quello elettrico*”, Barbera Editore, 2008

Sitiografia

- **Acquirente Unico (AU)** <http://www.acquirenteunico.it/>
- **ARERA** <https://www.arera.it/it/index.htm>
- **Commissione Europea** https://ec.europa.eu/commission/index_en
- **Enel** <https://www.enel.it/en>
- **Entso-e** <https://www.entsoe.eu/>
- **Eur-Lex** <https://eur-lex.europa.eu/homepage.html>
- **Eurostat** <https://ec.europa.eu/eurostat>
- **GME** <https://www.mercatoelettrico.org/It/Default.aspx>
- **GSE** <https://www.gse.it/>
- **Istat** <https://www.istat.it/en/>
- **IEA** <https://www.iea.org/>
- **Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare**
<https://www.minambiente.it/>
- **Ministero dello Sviluppo Economico** <https://www.minambiente.it/>
- **Palamento Europeo** <https://www.europarl.europa.eu/portal/en>
- **Parlamento Italiano** <http://www.parlamento.it/home>
- **RSE** <http://www2.rse-web.it/home.page>
- **Terna** <http://www.terna.it/>

Glossario

- **Acquirente Unico (AU)**

Società per azioni costituita nel 2000 dal Gestore della Rete per garantire ai Clienti Vincolati la fornitura di energia elettrica in condizioni di continuità, sicurezza ed efficienza del servizio. Garantisce per questi clienti l'applicazione di una tariffa unica nazionale.

- **Affidabilità**

La combinazione di due condizioni:

- **Disponibilità:** idoneità a far fronte staticamente ed in ogni istante alle richieste globali di potenza ed energia elettrica dei clienti nei punti di connessione, tenendo in conto i fuori servizi programmati e forzati dei componenti del sistema elettrico.
- **Sicurezza:** idoneità ad affrontare i disturbi improvvisi come cortocircuiti o perdita forzata di componenti del sistema elettrico. Tale aspetto considera quindi proprio gli effetti delle transizioni non affrontate con il precedente criterio.

- **Aggregatore**

- Operatore del mercato elettrico che aggrega diverse unità di produzione e consumo distribuite in un'unica unità virtuale. L'aggregatore può poi utilizzare il suo portfolio coordinando in maniera ottimale le singole unità e offrendo gli stessi servizi delle centrali elettriche tradizionali. Questo consente l'accesso oltre che ai mercati a pronti, anche al mercato dei servizi di dispacciamento, al quale non avrebbero accesso le singole unità del portfolio. In questo modo questi servizi possono essere offerti a Terna, supportando il funzionamento della rete e l'integrazione degli impianti da fonte rinnovabile.

- **Alta tensione**

Tensione nominale di valore superiore a 35 kV e inferiore o uguale a 220 kV.

- **Altissima tensione**

Tensione nominale di valore superiore a 220 kV.

- **Area di controllo**

Sistema elettrico capace di regolare la propria produzione mantenendo gli scambi di potenza con altri sistemi interconnessi ai valori programmati, ed in grado di contribuire alla regolazione di frequenza dell'interconnessione.

- **Autoproduttore**

La persona fisica o giuridica che produce energia elettrica e la utilizza in misura non inferiore al 70% annuo per uso proprio ovvero per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima controllante, nonché per uso dei soci delle società cooperative di produzione e distribuzione dell'energia elettrica (vedi art. 4, num. 8, legge 6 dicembre 1962, n. 1643) degli appartenenti ai consorzi o società consortili costituiti per la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili e per gli usi di fornitura autorizzati nei siti industriali anteriormente alla data di entrata in vigore del DL n.79 del 16.3.99.

- **Attività di trasmissione**

Attività di trasporto e trasformazione dell'energia elettrica sulla Rete.

Dell'attività di trasmissione fanno parte:

- la gestione unificata della Rete e delle parti delle stazioni elettriche non comprese nella medesima ma ad essa comunque connesse e funzionali all'attività di trasmissione ai sensi dell'articolo 3, comma 5, del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 25 giugno 1999;
- la programmazione e l'individuazione degli interventi di sviluppo;
- l'autorizzazione annuale degli interventi di manutenzione.
- **Autorità**
Autorità per l'energia elettrica e il gas, istituita ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481.
- **Borsa elettrica**
Sistema di vendita di energia all'ingrosso che determina quali sistemi di generazione o impianti sono chiamati ad incontrare la domanda in ogni momento e determina il prezzo dell'energia in quel determinato istante.
- **Centrale**
Un impianto comprendente una o più unità di generazione (unità/gruppi), anche se separate, di proprietà e/o controllato dallo stesso produttore e/o autoproduttore.
- **Centro di Controllo**
Insieme di impianti destinati al controllo e l'esercizio della Rtn o di un sistema elettrico di Utente (diverso da un Sistema di Produzione).
- **Certificati Verdi**
I Certificati Verdi sono titoli annuali emessi dal GRTN che attestano la produzione da fonti rinnovabili di 50 MWh di energia. A partire dal 2002, in base al decreto 79/99, produttori e importatori hanno l'obbligo di immettere in rete energia da fonti rinnovabili, in quantità pari al 2% del totale dell'elettricità prodotta o importata l'anno precedente da fonti convenzionali (al netto di esportazioni, autoconsumi di centrale e cogenerazione).
- **Chilowattora (kWh)**
Unità di misura che esprime la quantità di energia elettrica pari a 1.000 Watt fornita o richiesta in un'ora.
- **Clienti**
Le imprese o Società di distribuzione, gli acquirenti grossisti e gli acquirenti finali di energia elettrica.
- **Cliente finale**
È la persona fisica o giuridica che acquista energia elettrica esclusivamente per uso proprio.
- **Cliente idoneo**
Persona fisica o giuridica che può stipulare contratti di fornitura con qualsiasi produttore, distributore o grossista, sia in Italia che all'estero. A partire dal 1° maggio 2003 è classificato cliente idoneo chi consuma più di 100.000 kwh all'anno.
- **Cliente vincolato**
Cliente finale che, non rientrando nella categoria dei clienti idonei, può stipulare contratti di fornitura esclusivamente con il distributore che esercita il servizio nell'area territoriale dove È localizzata l'utenza.

- **Cliente grossista**
Persona fisica o giuridica che acquista e vende energia elettrica senza esercitare attività di produzione, trasmissione e distribuzione nei Paesi dell'Unione Europea.
- ***Climate Change***
Cambiamenti del clima mondiale causati da una aumentata concentrazione dei gas serra (specialmente anidride carbonica) nell'atmosfera.
- **Cogenerazione**
Qualunque processo di produzione termoelettrica è in grado di trasformare solo in parte l'energia chimica dei combustibili in energia elettrica. Una buona parte dell'energia primaria prende infatti forma di calore che di norma viene disperso. Negli impianti con cogenerazione il calore residuo viene recuperato in una forma sfruttabile da utilizzatori civili o industriali. In questo modo l'energia totale fornita (elettricità più calore) diventa più elevata a parità di combustibile consumato, rispetto a un impianto senza cogenerazione.
- **Contatore di energia**
Misura l'energia mediante integrazione della potenza rispetto al tempo.
- **Contratto bilaterale**
Contratto di fornitura di servizi elettrici tra due operatori del mercato.
- Diagramma che esprime in funzione del tempo la potenza richiesta da una rete elettrica.
- **Dispacciamento**
È l'attività diretta ad impartire disposizioni per l'esercizio coordinato degli impianti di produzione, della Rtn, delle reti ad essa connessa e dei servizi ausiliari del sistema elettrico.
- **Dispacciamento di merito economico**
È l'attività, descritta al comma 10 del dl 79/99, attuata secondo ordini di merito economico, salvo impedimenti o vincoli di rete.
- **Dispacciamento passante**
È l'attività, descritta al comma 10 del Ddl 79/99, condizionata unicamente da eventuali impedimenti o vincoli di rete.
- **Distributore**
Impresa distributrice che vende l'energia a tariffa ai clienti vincolati ed ai clienti idonei che non hanno stipulato contratti sul mercato libero. Essa ha l'obbligo di allacciare alla propria rete i clienti vincolati che ne facciano richiesta, gestisce la rete di distribuzione in zone definite, acquista energia elettrica con contratti bilaterali dai produttori o dai rivenditori e dalla Borsa dell'energia. Assicura servizi di vettoriamiento ai clienti idonei allacciati alla propria rete che hanno stipulato contratti sul mercato libero.
- **Distribuzione**
È il trasporto e la trasformazione di energia elettrica su reti di distribuzione ad alta, media e bassa tensione per le consegne ai clienti finali.
- **Emissione**
Fenomeno per cui un disturbo elettromagnetico ha origine da una sorgente.

- **Energia elettrica destinata ai pompaggi**
Quella utilizzata per il sollevamento di acqua, a mezzo pompe, allo scopo di essere utilizzata successivamente per la produzione di energia elettrica.
- **Energia interscambiata**
È la somma dei valori assoluti delle energie misurate in un punto di scambio in un determinato intervallo di tempo.
- **Esercizio**
Utilizzazione metodica degli impianti di potenza ed accessori secondo procedure codificate in attuazione delle determinazioni della gestione della Rete.
Dell'esercizio fanno parte:
 - la conduzione degli impianti per l'attuazione delle manovre ordinate da Terna e delle consegne autonome;
 - il pronto intervento a seguito di guasto o anomalia;
 - le manovre per la messa fuori servizio e in sicurezza degli impianti;
 - il monitoraggio dello stato degli impianti;
 - le ispezioni sugli impianti.
- **Fabbisogno**
Domanda di energia elettrica che il sistema elettrico nazionale deve soddisfare.
Ha andamento temporale variabile, nel corso della giornata, del mese e dell'anno.
- **Fonti energetiche convenzionali**
Olio combustibile, carbone e gas naturale.
- **Fonti energetiche rinnovabili**
Il sole, il vento, le risorse idriche, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso e la trasformazione in energia elettrica dei prodotti vegetali o dei rifiuti organici e inorganici.
- **Frequenza**
Rappresenta il numero di oscillazioni per secondo, in cui il valore di una grandezza alternata, ad esempio la tensione, varia dalla polarità positiva alla polarità negativa. Si misura in Hertz (Hz).
- **Generatore**
Macchina elettrica che effettua la trasformazione da una fonte di energia primaria in energia elettrica.
- **Gestore della rete**
Persona fisica o persona giuridica che gestisce, anche non avendone la proprietà, una rete elettrica.
- **Gestore Mercato Elettrico (GME)**
È la società per azioni costituita nel 2000 dal GRTN alla quale è affidata la gestione economica del mercato elettrico secondo criteri di trasparenza e obiettività, al fine di promuovere la concorrenza tra i produttori assicurando la disponibilità di un adeguato livello di riserva di potenza.
- **Gigawatt (GW)**
Unità di misura pari a un miliardo di Watt (1.000 megawatts).
- **Impianti alimentati da fonti assimilate**
Impianti che utilizzano fonti di energia assimilate alle fonti rinnovabili di energia, come definite all'articolo 1, comma 3, della legge 9 gennaio 1991, n. 10, per i quali risulta soddisfatta la condizione tecnica per l'assimilabilità prevista

dal titolo I del provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 29 aprile 1992, n. 6/92, e successive modificazioni e integrazioni.

- **Impianto di potenza**
Complesso di componenti elettrici destinato al trasporto e alla trasformazione dell'energia elettrica.
- **Impianto di produzione di energia elettrica**
Complesso delle apparecchiature destinate alla conversione dell'energia fornita da qualsiasi fonte primaria in energia elettrica consegnata alla rete di trasmissione o di distribuzione.
- **Impianto di terra**
Insieme costituito dai dispersori, dai conduttori di terra, dai collettori (o nodi) di terra e dai conduttori di protezione ed equipotenziali, destinato a realizzare la messa a terra.
- **Impianti di trasmissione**
Infrastrutture dedicate al servizio di trasmissione dell'energia elettrica facenti parte della Rtn, quali ad esempio le linee e le stazioni di smistamento e di trasformazione.
- **Impianto elettrico**
Complesso di componenti elettrici, anche a tensioni nominali di esercizio diverse, destinato ad una data funzione.
- **Impianto misto**
Stazione elettrica (anche localizzata presso un impianto di produzione) all'interno della quale sono realizzate trasformazioni AAT/AT afferenti alla rete di trasmissione nonché trasformazioni AT/MT tipiche di cabina primaria. In esso le competenze sono, normalmente, suddivise tra Terna e il gestore della rete di distribuzione.
- **Impianto produttore**
Insieme del macchinario, dei circuiti, dei servizi ausiliari, delle apparecchiature e degli eventuali carichi per la generazione di energia elettrica, che ha origine nel punto di consegna.
- **Interconnessione di reti elettriche**
Collegamento fra reti elettriche necessario al trasferimento di energia elettrica.
- **Interoperabilità di reti elettriche**
Modalità operative per l'espletamento delle attività di gestione, esercizio, manutenzione e sviluppo di due o più reti interconnesse, al fine di garantire il funzionamento simultaneo e coordinato delle stesse..
- **Interruzione**
Condizione nella quale la tensione ai terminali di consegna dell'energia elettrica per un utente è inferiore all'1% della tensione nominale.
- **Interruzione con preavviso**
Interruzione dovuta di norma all'esecuzione di interventi e manovre programmati sulla rete preceduta dalla comunicazione agli utenti interessati del periodo temporale di interruzione, con mezzi idonei e con un anticipo non inferiore a un giorno.
- **Interruzione senza preavviso**
Interruzione in tutti i casi in cui gli utenti non siano stati avvisati con mezzi

idonei e con un anticipo non inferiore a un giorno. Un'interruzione senza preavviso può essere classificata come:

- interruzione lunga (o di lunga durata) se ha durata superiore a tre minuti;
- interruzione breve (o di breve durata) se ha durata superiore a un secondo e non superiore a tre minuti;
- interruzione transitoria se ha durata non superiore a un secondo.

- **kW**

Unità di misura di potenza (1kW=1000J/sec).

- **kWh**

Unità di misura di energia.

- **Linea di Trasmissione**

Linea elettrica ad alta o altissima tensione, aerea o in cavo, destinata al trasporto dell'energia elettrica dagli impianti di produzione alle reti di distribuzione o agli utenti.

- **Manutenzione**

Operazioni e interventi finalizzati al mantenimento o al ripristino dell'efficienza e del buon funzionamento degli impianti elettrici, tenuto conto dell'eventuale decadimento delle prestazioni.

- **Media tensione (MT)**

- Tensione nominale di valore superiore a 1 kV e inferiore o uguale a 35 kV.

- **Megawatt (MW):**

Unità di misura pari a un milione di Watt.

- **Mercato di Aggiustamento (MA)**

È la sede di negoziazione delle offerte di acquisto e di vendita per l'aggiustamento dei programmi di immissione e di prelievo definiti in base all'esito del Mercato del Giorno Prima (MGP).

- **Mercato del Bilanciamento (MB)**

È il mercato, previsto a regime, nell'ambito del Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD), per l'approvvigionamento delle risorse necessarie al bilanciamento.

- **Mercato del Giorno Prima (MGP)**

È la sede di negoziazione delle offerte di acquisto e di vendita di energia elettrica per ciascuna ora del giorno successivo a quello di negoziazione. In esso sono trattate le partite di energia che definiscono il programma di produzione e prelievo per il giorno successivo a quello di chiusura (programmi cumulati preliminari).

- **Mercato dell'energia**

È inteso come l'insieme del Mercato del Giorno Prima (MGP) e del Mercato di Aggiustamento (MA).

- **Mercato elettrico**

È inteso come l'insieme del Mercato dell'energia e del Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD).

- **Mercato libero**

Ambito in cui operano in regime di concorrenza produttori e grossisti di energia elettrica sia nazionali che esteri per fornire energia elettrica ai clienti idonei.

- **Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD)**
È la sede di negoziazione per l'approvvigionamento di alcune risorse necessarie per il servizio di dispacciamento. A regime, è previsto che sia composto da più mercati: Mercato per la Risoluzione delle Congestioni (MRC), Mercato della Riserva (MR), Mercato del Bilanciamento (MB).
- **Potenza di punta**
È il più alto valore della potenza elettrica fornita o assorbita in un punto qualsiasi del sistema durante un intervallo di tempo determinato.
- **Potenza efficiente**
Potenza attiva massima di un impianto di produzione che può essere erogata con continuità (ad es. per un gruppo termoelettrico) o per un determinato numero di ore (ad es. per un gruppo idroelettrico).
- **Potenza nominale**
Potenza apparente massima a cui una macchina elettrica può funzionare con continuità in condizioni specificate.
- **Produttore**
Persona fisica o giuridica che produce energia elettrica indipendentemente dalla proprietà dell'impianto di generazione.
- **Produttore indipendente**
Persona fisica o giuridica la cui attività principale è la produzione di energia elettrica con lo scopo di venderla a distributori o, attraverso una rete di terzi, a consumatori finali. Essa non svolge, pertanto, funzioni di trasmissione o distribuzione di energia elettrica sul territorio coperto dalla rete in cui è stabilita.
- **Produzione**
Generazione di energia elettrica, comunque prodotta.
- **Produzione lorda di energia elettrica**
Somma delle quantità di energia elettrica prodotte, misurate ai morsetti dei generatori elettrici.
- **Produzione netta di energia elettrica**
Somma delle quantità di energia elettrica prodotte, misurate in uscita dagli impianti di produzione.
- **Programmazione**
Definizione dei piani di utilizzo, in un determinato orizzonte temporale, dei mezzi di produzione e trasmissione disponibili, al fine di soddisfare il fabbisogno energetico nel rispetto della qualità e continuità del servizio
- **Proprietario della rete di trasmissione**
Persona fisica o giuridica che detiene la nuda proprietà della totalità o di parte della rete di trasmissione.
- **Prosumer**
privati o aziende che sono allo stesso tempo produttori e consumatori di energia.
- **Punto di consegna**
Punto di confine tra la Rtn e l'impianto dell'Utente, dove l'energia immessa o prelevata dalla Rtn viene contabilizzata.
- **Punto di consegna multiplo**
Insieme di due o più punti di consegna, collegati tra loro da un Sistema di Utente.

- **Punto di scambio dell'energia**
Un punto logico in cui ha luogo uno scambio di energia di interesse a fini commerciali.
- **Qualità del servizio di fornitura dell'energia elettrica**
Qualità delle prestazioni tecnico commerciali rese agli utenti e qualità dei parametri elettrici dell'energia fornita.
- **Qualità dell'alimentazione (elettrica)**
Caratteristica di continuità e regolarità nel tempo dei valori della tensione e della frequenza dell'energia elettrica fornita.
- **Regime speciale**
Esercizio temporaneo di una linea AT o AAT con esclusione dei dispositivi di richiusura automatica. SI applica nel caso di lavori di manutenzione sotto tensione.
- **Regime transitorio**
Condizione di funzionamento che fa seguito ad una perturbazione transitoria.
- **Rete**
Uno o più sistemi elettrici esterni all'impianto di produzione.
- **Rete del produttore**
Rete elettrica di distribuzione dedicata all'alimentazione dei carichi del produttore.
- **Rete di distribuzione**
Qualunque rete con obbligo di connessione di terzi fatta eccezione per la rete di trasmissione nazionale, ivi incluse le porzioni limitate della medesima, nonché per la porzione della rete di proprietà della società Ferrovie dello Stato Spa, non facente parte della rete di trasmissione nazionale.
- **Rete di pubblico interesse**
Rete elettrica di interesse pubblico alla quale possono collegarsi più utenti (che alimentano o siano alimentati dalla rete).
- **Rete di trasmissione**
È l'insieme di linee di una rete usata per trasportare energia elettrica, generalmente in grande quantità, dai centri di produzione alle aree di distribuzione e consumo.
- **Rete di trasmissione nazionale (RTN)**
Rete elettrica di trasmissione nazionale come individuata dal decreto del Ministro dell'industria 25 giugno 1999 e dalle successive modifiche e integrazioni.
- **Rete elettrica**
Insieme di impianti, linee e stazioni per la movimentazione di energia elettrica e la fornitura dei necessari servizi ausiliari.
- **Reti con obbligo di connessione di terzi**
Reti i cui gestori hanno l'obbligo di connessione di terzi secondo quanto previsto dall'articolo 3, comma 1, e dell'articolo 9, comma 1 del decreto legislativo n. 79/99, ivi incluse le reti di cui all'articolo 3, comma 3, del decreto del Ministro dell'industria 25 giugno 1999, le porzioni limitate della rete di trasmissione nazionale la cui gestione sia affidata a terzi ai sensi dell'articolo 3, comma 7 del medesimo decreto legislativo e le piccole reti isolate, nonché la porzione della

rete di proprietà della società Ferrovie dello Stato Spa non facente parte della rete trasmissione nazionale.

- **Riserva di potenza**

Quota di potenza del parco di generazione che deve soddisfare lo squilibrio tra produzione e carico dovuto a variazioni aleatorie del fabbisogno, errori di previsione del fabbisogno, indisponibilità imprevista di generazione (ad esempio per avarie) e variazioni impreviste nei programmi di scambio con l'estero. Generalmente si può classificare, sulla base dello stato in esercizio dei gruppi che possono metterla a disposizione, in due categorie: riserva rotante e riserva fredda.

- **Servizi ausiliari**

Necessari per la gestione di una rete di trasmissione o di distribuzione quali, esemplificativamente, i servizi di regolazione di frequenza, riserva, potenza reattiva, regolazione della tensione e riavviamento della rete.

- **Sistema elettrico nazionale**

Il Sistema elettrico nazionale è costituito dall'insieme degli impianti di produzione, dalle reti di trasmissione e distribuzione, dai servizi ausiliari e dai dispositivi di interconnessione e dispacciamento ubicati sul territorio italiano.

- **Sito di connessione**

Designa:

- per l'utente indiretto, l'area nella quale sono installati gli impianti elettrici che realizzano il collegamento circuitale tra la rete a cui gli stessi sono connessi e gli impianti e l'utente indiretto;
- per l'utente diretto, l'area nella quale sono installati gli impianti di trasmissione gestito dal Terna e gli impianti elettrici gestiti dall'utente diretto.

- **Stakeholder**

Tutti coloro (persone, gruppi, organizzazioni, istituzioni) che hanno interesse per l'operato dell'impresa, a maggior ragione se tale operato produce nei loro confronti un impatto diretto sul piano economico – come per gli azionisti, i dipendenti, i clienti e i fornitori – ma anche se la relazione è più indiretta e lontana, come nel caso dell'interesse della collettività alla preservazione dell'ambiente.

- **Stazione di connessione**

Stazione elettrica facente parte della Rtn, a cui l'impianto di consegna è collegato da una o più linee elettriche.

- **Stazione di consegna**

Stazione elettrica che collega l'impianto del produttore alla rete di interesse pubblico e al cui interno è individuato il punto di consegna.

- **Stazione di smistamento**

Parte di una rete costituita dal complesso delle apparecchiature utilizzate per ripartire l'energia elettrica tra le linee di una rete ad uno stesso livello di tensione.

- **Stazione di trasformazione**

Parte di una rete costituita dal complesso delle apparecchiature utilizzate per trasferire l'energia elettrica tra reti a tensioni diverse.

- **Stazione elettrica**

Fa parte di una rete, concentrata e chiusa in un ben determinato sito, utilizzata sia

per ripartire l'energia elettrica tra le linee di una rete, sia per trasferire l'energia elettrica tra reti a tensioni diverse, sia per trasformare l'energia elettrica alla più bassa tensione utilizzabile dall'utente.

- **Sviluppo**
Gli interventi sulla rete elettrica che comportano un adeguamento o un potenziamento della capacità di trasporto, trasformazione, connessione e interconnessione, ovvero un incremento della flessibilità operativa della rete o una dismissione di elementi della rete.
- **Tensione nominale del sistema**
Valore approssimato della tensione utilizzato per designare o identificare il sistema.
- **Terminale Portatile di Lettura**
È un dispositivo in grado di acquisire dati di misura mediante accoppiamento diretto con un'apparecchiatura di misura, senza interposizione di sistemi di telecomunicazione. È altresì in grado di trasferire i dati acquisiti direttamente al Sistema di Acquisizione Principale.
- **Trasformatore**
Macchina elettrica utilizzata per il collegamento e il trasferimento di energia tra reti a livelli di tensione diversi.
- **Trasmissione**
Attività di trasporto e di trasformazione dell'energia elettrica sulla rete interconnessa ad alta ed altissima tensione ai fini della consegna ai clienti, ai distributori e ai destinatari dell'energia autoprodotta.
- **Utente**
Persona fisica o persona giuridica che gestisce, anche non avendone la proprietà, un impianto connesso alla rete di trasmissione nazionale; un utente può essere:
 - diretto (o direttamente connesso), nel caso di connessione diretta dell'impianto alla rete di trasmissione nazionale;
 - indiretto (o indirettamente connesso), nel caso di connessione indiretta dell'impianto alla rete di trasmissione nazionale; ove non specificato, per utente si intende l'utente diretto.
- **Utente della rete**
Persona fisica o giuridica che rifornisce o è rifornita da una rete di trasmissione o di distribuzione.
- **Utenza**
Qualunque impianto elettrico direttamente connesso alla rete di trasmissione nazionale.
- **UVAC**
Unità Virtuali Abilitate di Carico, sono aggregazioni composte da unità di consumo. Sono gestite da aggregatori (BSP) e, dopo un processo di qualifica hanno accesso a MSD.
- **UVAM**
Unità Virtuali Abilitate Miste, sono aggregazioni composte da unità di consumo e di produzione. Sono gestite da aggregatori (BSP) e, dopo un processo di qualifica hanno accesso a MSD.
- **UVAP**

Unità Virtuali Abilitate di Produzione, sono aggregazioni composte da unità di produzione. Sono gestite da aggregatori (BSP) e, dopo un processo di qualifica hanno accesso a MSD.

- **Volt**
Unità di misura della tensione elettrica.
- **Watt**
Unità di misura della potenza elettrica

Sintesi

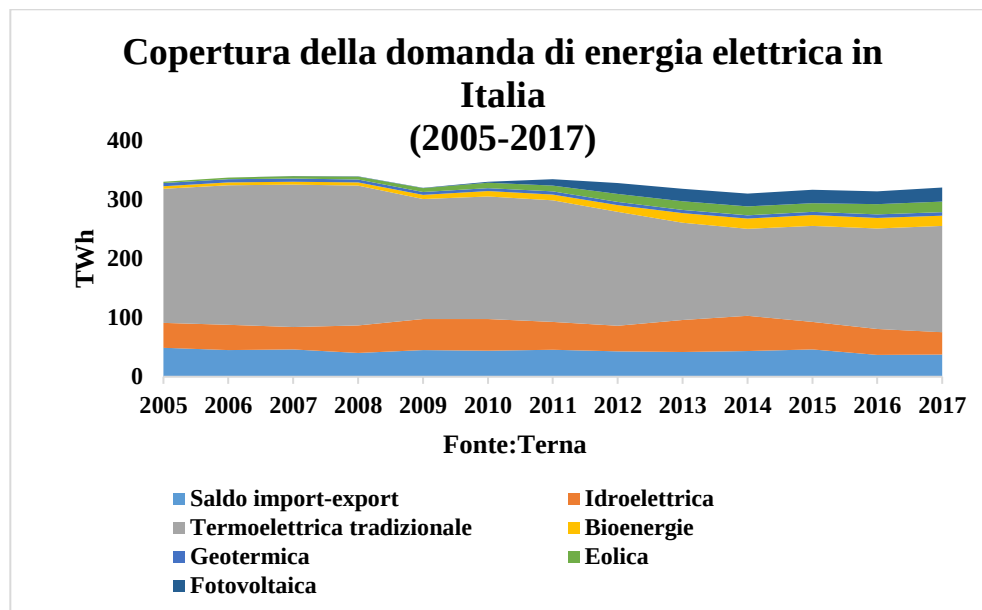
Tra i cambiamenti politici, sociali ed economici imposti dal Ventunesimo secolo, quella della transizione energetica sembra una questione indirizzata ad avere un impatto significativo su tutte le dimensioni. L'integrazione delle fonti rinnovabili nella produzione di energia elettrica ha comportato dei cambiamenti all'interno del mix energetico, e, allo stesso tempo, la crescente sensibilità per le condizioni ambientali ha portato alla manifestazione del fenomeno della transizione energetica.

Il boom economico e l'espansione dei consumi giocano un ruolo importante nello sviluppo del settore elettrico, così come i vantaggi offerti dall'elettrificazione e la diffusione di elettrodomestici e strumenti tecnologici quali prodotti per i quali il consumo elettrico è obbligato. Il sistema elettrico è costituito dagli impianti di generazione elettrica, dalla rete di trasmissione per il trasporto e dalla rete di distribuzione dell'energia per la consegna al cliente finale. Una delle caratteristiche principali dell'energia elettrica è che si tratta di una fonte di energia non immagazzinabile in grandi quantità. Motivo per il quale l'energia che viene prelevata dalla rete deve essere eguagliata dalla quantità prodotta che viene immessa nella rete. Pertanto, l'attività di mantenimento dell'equilibrio dei flussi in entrata e in uscita gioca un ruolo centrale.

La domanda di energia elettrica e le variazioni ad essa connesse sono strettamente collegate a fattori climatici ed ambientali e questa si presenta anelastica rispetto alle variazioni dei prezzi. La quantità di energia domandata può essere costante nel tempo o variare in momenti diversi della giornata, a seconda del tipo di consumatore al quale viene fornita l'energia. Questa dinamica è una delle caratteristiche fondamentali del settore elettrico, ma allo stesso tempo rappresenta una delle sfide principali a cui far fronte per il buon funzionamento del sistema. Soddisfare adeguatamente una domanda fortemente instabile e difficilmente prevedibile, richiede una gestione continua del servizio di dispacciamento, ovvero del mantenimento dell'equilibrio tra la domanda e l'offerta di energia elettrica.

La sfida della sostenibilità investe tutti i settori, dai trasporti all'industria, così come i consumi domestici. In Italia, le fonti rinnovabili hanno registrato uno sviluppo

accelerato, con corrispondente diminuzione dei consumi di fonti fossili, contribuendo in tal modo ad una riduzione delle importazioni e un conseguente miglioramento in termini di sicurezza degli approvvigionamenti. La variabilità dell'offerta delle rinnovabili (legata a fenomeni atmosferici), rende necessario il ricorso al gas quale fonte sostitutiva da utilizzare in situazioni di carenza di energia da fonti rinnovabili.



Lo scenario italiano risulta inizialmente influenzato e guidato, dalle direttrici di sviluppo stabilite dall'Unione Europea. Tali direttrici hanno tracciato un percorso di sviluppo del settore energetico, in primo luogo attraverso l'adozione di misure volte a realizzare un mercato dell'energia di tipo concorrenziale, e poi attraverso misure in linea con le principali esigenze imposte dal cambiamento climatico e dai rischi connessi.

Gli organismi comunitari sono intervenuti nella regolazione del settore energetico sulla base di specifiche competenze in materia di promozione e tutela della libera concorrenza. L'obiettivo era quello di realizzare un mercato interno delle fonti di energia entro i confini dell'Unione aperto alla concorrenza.

Le misure adottate per la liberalizzazione del mercato sono: la Direttiva 1996/92/CE del 19 dicembre 1996, la Direttiva 2003/54/CE del 26 giugno 2003 e la Direttiva 2009/72/CE del 13 luglio 2009. Tali atti normativi corrispondono ai tre pacchetti

legislativi riguardanti i criteri di accesso al mercato, la trasparenza e la regolamentazione, la tutela dei consumatori di energia, il supporto per le iniziative di interconnessione e criteri di adeguatezza del sistema.

La prima generazione di direttive non imponeva regole stringenti in termini di concorrenza, ma si limitava a definire dei principi generali e dei criteri minimi da rispettare per l'apertura di segmenti specifici del mercato. Questa prima fase di liberalizzazione prevedeva azioni con effetti sul lato sia della domanda, attraverso la definizione di norme relative a clienti idonei e a clienti vincolati, sia dell'offerta, con le norme sulla generazione e sulla distribuzione e sulle procedure in materia di accesso alle reti.

La Direttiva 1996/92/CE ha fissato un grado minimo di apertura del mercato corrispondente al 30% del consumo nel 2000 e al 35% del consumo nel 2003, ha previsto la possibilità per gli Stati di imporre l'obbligo di pubblico servizio, ha definito le modalità di separazione contabile per le imprese elettriche verticalmente integrate e stabilito il ruolo del Gestore delle reti di trasmissione all'interno degli Stati membri.

La Direttiva 2003/54/CE¹⁶⁶ ha compiuto in questo senso un ulteriore passo in direzione della creazione di un mercato libero dell'energia, definendo le modalità di separazione contabile e separazione societaria della trasmissione e della distribuzione rispetto alle attività di produzione e vendita di energia elettrica. La Direttiva ha individuato un insieme di competenze e poteri da porre in capo alle Autorità nazionali e regolato le modalità di accesso al mercato.

La terza ondata di liberalizzazione è stata realizzata con la Direttiva 2009/72/CE e aveva come obiettivo la definizione di meccanismi di cooperazione tra gli Stati membri al fine di migliorare il livello di integrazione tra i mercati nazionali e ridurre le differenze relative al grado di apertura degli stessi.

¹⁶⁶ Commissione Europea, Direttiva 2003/54/CE *relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica*, 26 giugno 2003

Il Terzo Pacchetto Energia contiene la disciplina relativa alla separazione societaria per la quale gli Stati Membri possono scegliere tra regimi di separazione differenti con il comune obiettivo di garantire l'indipendenza e l'autonomia dei gestori delle reti. I gruppi integrati verticalmente avrebbero potuto mantenere la proprietà delle attività di distribuzione che, tuttavia, avrebbero dovuto essere conferite a una società autonoma nella gestione (*Independent System Operator-ISO*): questo è il caso di *e-distribuzione*, società controllata al 100% da Enel, ma totalmente autonoma nella gestione. Nel caso della trasmissione le attività avrebbero dovuto essere conferite a una società per la quale era prevista la cessione a terzi (*Independent Transmission Operator-ITO*): da qui la costituzione di Terna S.p.A e il successivo collocamento in borsa.

Il primo pacchetto è stato recepito in Italia attraverso l'adozione del Decreto Bersani (D.lgs.79/1999). Il Decreto ha come oggetto l'apertura alla concorrenza e la regolazione del mercato. La realizzazione degli obiettivi europei presupponeva un intervento specifico per la limitazione delle attività di produzione, trasmissione, distribuzione e vendita, fino a quel momento interamente in capo a un unico operatore nazionale, ENEL, per il quale viene prevista la separazione societaria.

Il Decreto riservava l'attività di trasmissione allo Stato, mentre per la gestione della rete, riservata in una prima fase ad Enel, è stata successivamente affidata al Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN). Tra i compiti del Gestore, figura la gestione dei flussi di energia per garantire la sicurezza, l'affidabilità, l'efficienza e il minor costo del servizio e degli approvvigionamenti.

In seguito al black-out del 2003, la gestione e la proprietà della rete sono state affidate a Terna, che successivamente è stata privatizzata. Il pacchetto azionario di Terna è stato trasferito a privati (65%), al Ministero dell'Economia e alla Cassa Depositi e Prestiti (30%), mentre il restante 5% è rimasto in capo a Enel (poi ceduto al mercato nel 2012).

Una delle prime conseguenze della liberalizzazione del mercato elettrico è stata l'entrata nel mercato di nuovi soggetti concorrenti e la nascita di nuovi operatori. Secondo il piano presentato da ENEL, al Governo per la cessione dei propri impianti,

ENEL avrebbe dovuto operare con obiettivi e criteri fissati dal Governo il conferimento degli stessi a tre società neo costituite per la dismissione degli impianti.

In riferimento all'attività di distribuzione, il Decreto Bersani prevedeva concessioni di distribuzione, attraverso l'assegnazione di un'unica concessione per ambito comunale. Per quanto riguarda l'apertura totale del settore elettrico, il Decreto prevede tale passaggio, solo a partire dal 31/12/2030. Prima di quel momento, il governo introduce un regime di concessione di durata trentennale con conseguente limitazione del processo di liberalizzazione riguardo al segmento della distribuzione. La durata delle concessioni prevista non fa altro che posticipare il processo di liberalizzazione.

Il Decreto definisce il “cliente idoneo”, che può decidere liberamente il proprio fornitore di energia, e il “cliente vincolato”, per il quale la società pubblica “Acquirente Unico” stipula contratti di fornitura e contratti di vendita con i distributori elettrici.

Il Decreto Bersani prevede, inoltre, l'istituzione del Gestore del Mercato Elettrico (GME), interamente posseduto dal Gestore dei Servizi Elettrici (GSE), a sua volta interamente posseduto dal Ministero dell'Economia e delle Finanze. La Borsa Elettrica è lo strumento necessario per lo sviluppo di un sistema elettrico nazionale basato sulla concorrenza. Si tratta del luogo dove avviene la formazione dei prezzi di equilibrio efficienti che consentono ad operatori, produttori e grossisti di vendere ed acquistare energia elettrica con la garanzia di sicurezza, trasparenza ed economicità.

Il secondo pacchetto di Direttive per la liberalizzazione è stato recepito in Italia attraverso l'adozione della legge n.239/2004 che definiva le competenze dello Stato e delle Regioni in materia di energia, e completava il processo di liberalizzazione iniziato con il Decreto Bersani con l'obiettivo di accrescere la concorrenza e ridurre i prezzi, aumentare l'efficienza del mercato interno dell'energia e la diversificazione delle fonti energetiche.

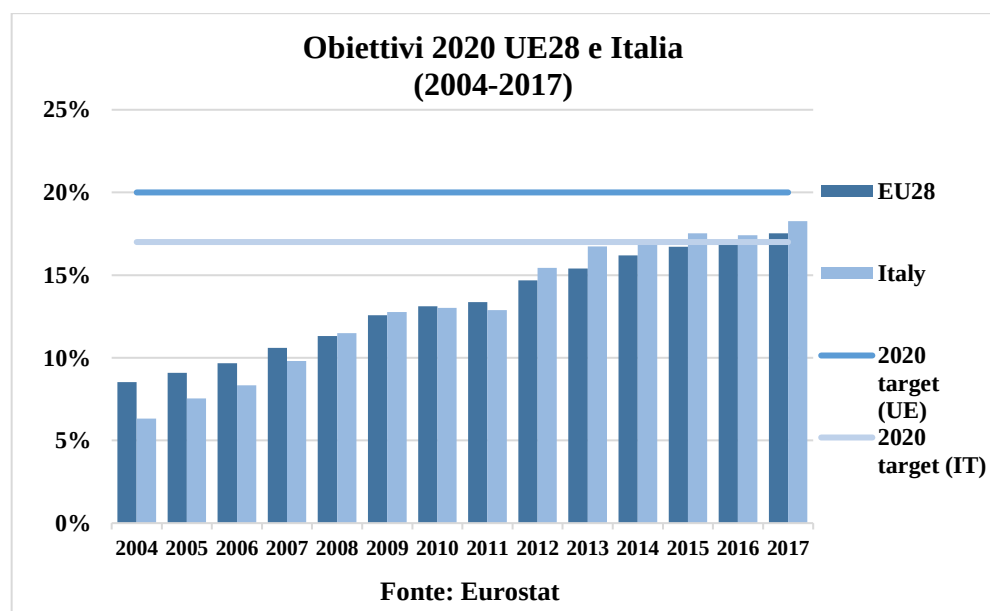
La Legge prevede un ampliamento della platea dei clienti idonei, con l'assegnazione della qualifica di cliente idoneo in base alla tipologia di utenza, permettendo agli utenti di rifornirsi sul mercato libero dell'energia elettrica.

Il D.lgs.93/2011 recepisce il terzo pacchetto di Direttive per la liberalizzazione, in particolare la liberalizzazione del mercato *retail* per tutti gli utenti. Con l'adozione del Decreto, tutti i clienti finali civili e tutte le piccole e medie imprese (PMI) possono stipulare un contratto di fornitura di energia elettrica sul mercato libero.

La definizione di una vera e propria competenza in materia energetica delle istituzioni comunitarie, avviene con il Trattato di Lisbona. L'Unione Europea da quel momento ha la possibilità di determinare gli obiettivi programmatici e imporre obiettivi di natura vincolante per il settore energetico.

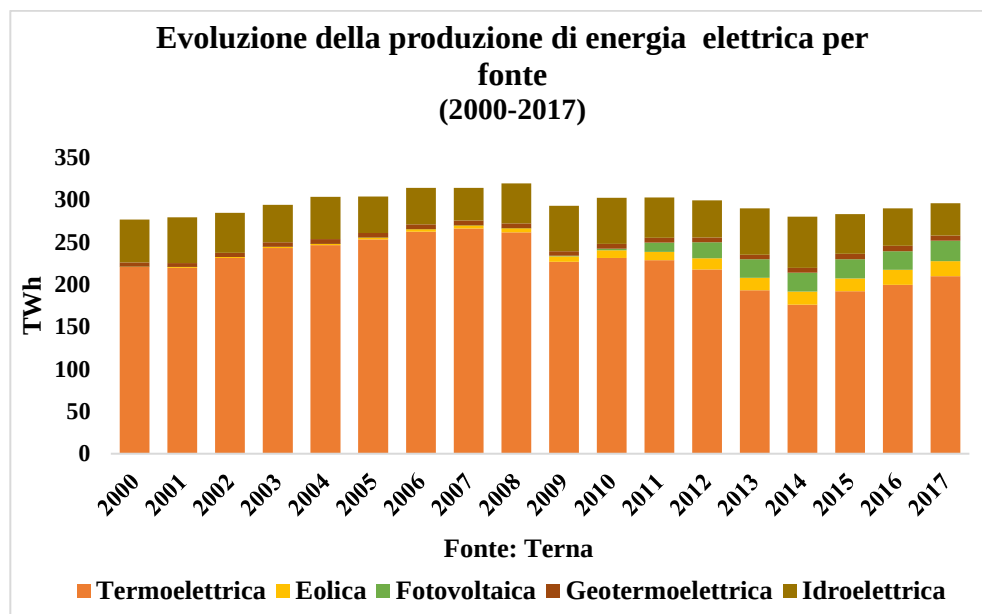
Per quanto riguarda l'elaborazione di strategie a lungo termine da parte dell'Unione Europea, sono stati definiti obiettivi specifici per il 2020 e il 2030.

Tra i primi interventi dell'Unione Europea dopo l'entrata in vigore del Trattato di Lisbona nel 2009 è il Pacchetto per il Clima e l'Energia 2020 che ha definito i seguenti obiettivi: la riduzione del 20% delle emissioni di CO₂, la quota delle fonti rinnovabili sui consumi finali di energia al 20% e la diminuzione dei consumi pari al 20%, quale conseguenza di una maggiore efficienza energetica.

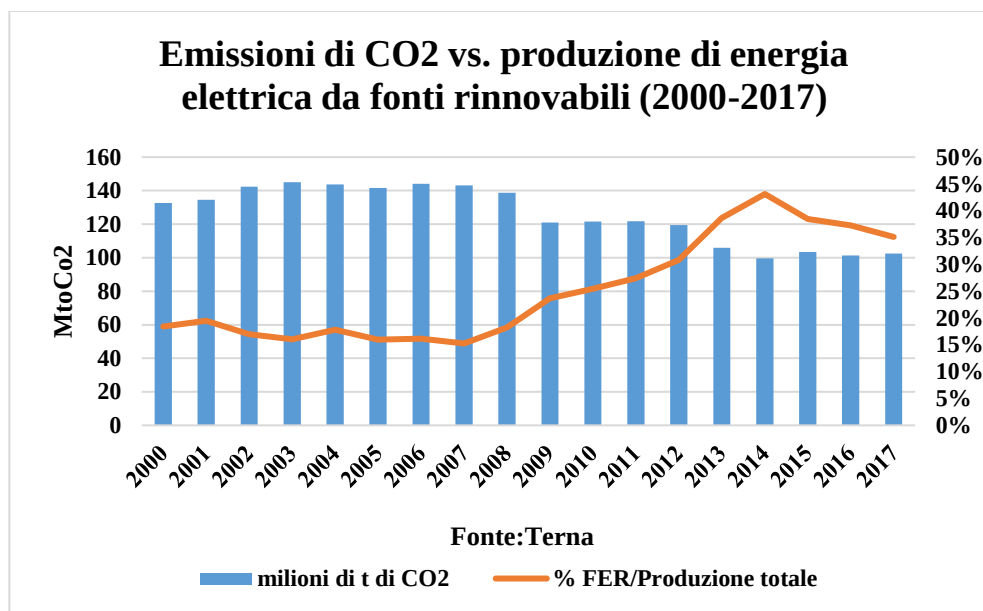


L'obiettivo della quota del 20% delle fonti rinnovabili è stato definito come target da realizzare a livello di Unione Europea. Per questo motivo, la quota da realizzare entro il 2020 varia a seconda del paese. Nel caso italiano, il target è del 17%. L'Italia ha raggiunto il proprio target nel 2014, registrando una quota delle fonti rinnovabili del 17,1% sui consumi finali di energia.

Per quanto riguarda la produzione di energia elettrica in Italia, le politiche per l'integrazione delle fonti rinnovabili hanno comportato un aumento della produzione e della capacità installata di queste ultime. La produzione degli impianti da fonti rinnovabili è passata da un totale di 51 TWh nel 2000 a 103,9 TWh nel 2017. Tale incremento è dovuto allo sviluppo delle fonti eoliche e fotovoltaiche, arrivate a coprire rispettivamente il 6% e l'8% della produzione totale di energia elettrica.



Per quanto riguarda la riduzione delle emissioni, l'obiettivo da realizzare entro il 2020 è quello di una diminuzione, sempre a livello comunitario, del 20%. La spinta allo sviluppo delle rinnovabili per la realizzazione del target del 20% dei consumi finali è finalizzata anche alla riduzione delle emissioni. Come si nota dal grafico, la crescita delle rinnovabili è accompagnata da una diminuzione delle emissioni di gas inquinanti. Nel 2017, ad una produzione da fonti rinnovabili del 35% sulla produzione totale corrisponde una significativa diminuzione delle emissioni di CO₂.



Successivamente, con il Quadro per l'Energia e il Clima 2030, proposto nel 2014 dalla Commissione, sono previste alcune azioni specifiche volte a ridurre le emissioni di gas ad effetto serra (riduzione del 40% al 2030 rispetto ai livelli del 1990); ad aumentare la quota delle fonti rinnovabili al 27% dei consumi; ad aumentare livello di efficienza nella produzione e nei consumi di energia; a rafforzare il sistema ETS; ad adottare indicatori chiave per la misurazione dei progressi compiuti dagli Stati membri in tema di efficienza energetica e competitività.

Con l'adozione del Pacchetto "*Clean Energy for All Europeans*"¹⁶⁷, focalizzato sull'efficienza energetica, sulle fonti rinnovabili e sul funzionamento del mercato interno dell'energia, la Commissione Europea ha predisposto una serie di interventi volti a guidare la transizione verso un'energia pulita. Il pacchetto comprende otto proposte legislative; tre di queste sono state adottate come Direttive e una come Regolamento. Nel mese di maggio 2019 il Consiglio ha adottato il testo definitivo delle misure restanti, che si presume saranno pubblicate sull' *Official Journal* alla fine del 2019.

Il Pacchetto Energia Pulita riveste un ruolo integrativo prevedendo, da una parte, un rafforzamento dei target impostati dal Quadro per l'Energia e il Clima e, dall'altro, l'estensione del periodo di programmazione per i singoli Stati Membri.

¹⁶⁷ Commissione Europea, COM (2016) 860, Energia pulita per tutti gli europei, 30 novembre 2016"

La Direttiva RED (*Renewable Energy Directive*), che è parte del Pacchetto, stabilisce un quadro normativo per la promozione dell'uso delle fonti di energia rinnovabili e imposta obiettivi vincolanti per la quota delle fonti rinnovabili da raggiungere a livello comunitario. Gli Stati Membri devono assicurare che venga raggiunta la quota del 32% sui consumi. La Direttiva sull'efficienza energetica, invece, pone un obiettivo di riduzione della domanda di energia del 32,5% entro il 2030.

La combinazione di sfide a breve termine, come gli incentivi alla competizione nei mercati europei dell'energia elettrica, e a lungo termine, come il favorire gli investimenti nella capacità di generazione, sistemi e reti infrastrutturali, richiede lo sviluppo di un nuovo quadro normativo per l'assetto del mercato interno dell'energia elettrica. Per tali motivi, la versione aggiornata della Direttiva sull'energia elettrica (*Recast Electricity Directive*) stabilisce norme comuni per la produzione, la trasmissione, la distribuzione e la fornitura di energia elettrica, insieme alle disposizioni sulla protezione dei consumatori, al fine di migliorare e integrare la concorrenza nei mercati dell'elettricità nell'ambito comunitario. La revisione del Regolamento sull'energia elettrica (*Recast Electricity Regulation*) sottolinea l'importanza del rispetto dei segnali di mercato per garantire maggiore flessibilità, decarbonizzazione e innovazione, e aggiorna e integra le principali definizioni utilizzate nel Regolamento.

Il Pacchetto affronta anche il tema della *governance* prevedendo, da una parte, l'adozione da parte degli Stati Membri di un Piano nazionale integrato per l'energia e il clima e, dall'altra, diverse attività di comunicazione e monitoraggio per quanto riguarda le emissioni di gas serra. Con l'adozione del regolamento sulla *Governance* dell'Unione dell'energia, sono stabilite nel dettaglio le modalità di definizione dei singoli piani nazionali integrati (sezioni, contenuti, scadenze) e di raccordo con la Commissione europea.

Di fronte all'esigenza di agire con strumenti e misure comuni adeguati per contrastare il cambiamento climatico, l'Unione Europea ha formulato una strategia "*Roadmap al 2050*" con l'obiettivo di realizzare un'economia moderna, prospera e a bassissimo impatto ambientale. La strategia a lungo termine non prevede l'adozione di nuove

policy, ma intende impostare una direzione per la politica energetica europea e fissarne i traguardi, in coerenza con gli accordi internazionali. Gli obiettivi del quadro per il Clima e l'Energia 2030 non vengono modificati, mentre viene disegnata dalla Commissione una traiettoria per favorire il raggiungimento di questi ultimi.

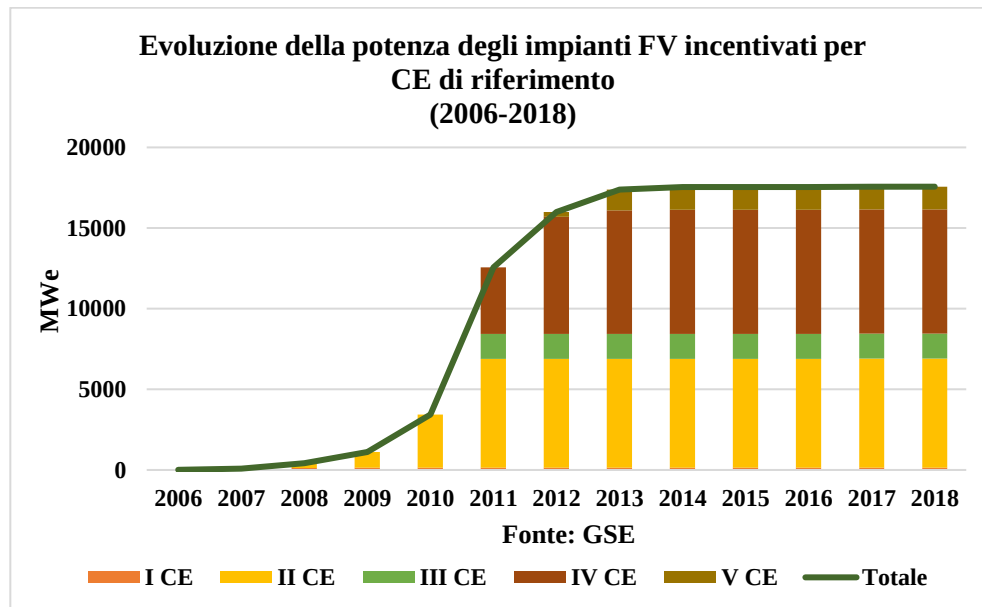
Le politiche europee in materia di tutela dell'ambiente e supporto allo sviluppo delle fonti rinnovabili per la produzione di energia, hanno comportato trasformazioni considerevoli all'interno del sistema elettrico italiano. In particolare, prima gli obiettivi al 2020, poi quelli al 2030, hanno guidato il legislatore nazionale nella adozione di misure volte a contrastare il cambiamento climatico.

L'insieme dei provvedimenti adottati dalla fine degli anni '90 ad oggi, ha portato alla introduzione di un regime di incentivazione che varia a seconda della tipologia di fonte rinnovabile utilizzata nella produzione, dimensione degli impianti, data di costruzione e allacciamento alla rete di distribuzione

Il primo schema di supporto alla produzione di energia da fonti rinnovabili introdotto in Italia del tipo "Feed in Tariff", denominato CIP6, stabiliva prezzi incentivanti per la produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili ed "assimilate". Il supporto alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili si basava, in un primo momento, sull'adozione dello schema di incentivazione dei Certificati Verdi (CV). Tale meccanismo prevedeva lo scambio di titoli sul mercato, corrispondenti ad una certa quantità di emissioni di CO₂, che venivano conferite a titolo gratuito dal GSE. Insieme ai CV, esisteva anche il sistema della "Tariffa Omnicomprensiva" (TO), un sistema di tariffe fisse di ritiro dell'energia immessa in rete che si applicava agli impianti di piccola taglia. Il sistema dei Certificati Verdi e della Tariffa Omnicomprensiva sono stati, successivamente, modificati e sostituiti da una nuova tariffa incentivante.

Per quanto riguarda gli impianti fotovoltaici e solari termodinamici connessi alla rete elettrica, è stato definito il meccanismo di incentivazione "Conto Energia" (CE), attualmente alla sua quinta versione. Il meccanismo prevede un incentivo per l'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici per un periodo di 20 anni. Durante la

sua vigenza, il CE ha garantito una crescita rilevante del settore fotovoltaico tra il 2010 e il 2013.



In Italia, il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, attualmente allo stadio di proposta inviata alla Commissione Europea, copre il periodo 2021-2030 e, come gli altri programmi nazionali degli Stati Membri, si sviluppa su cinque direttrici, come previsto all'interno del Pacchetto a livello europeo.

Gli obiettivi generali sono: accelerare il percorso di decarbonizzazione, considerando il 2030 quale tappa intermedia per la realizzazione di un settore energetico a impatto zero per il 2050; mettere al centro il cittadino e le imprese, andando quindi ad adottare misure per lo sviluppo e la diffusione dell'autoconsumo e la creazione di *energy community*¹⁶⁸, ma anche misure volte a garantire la trasparenza e la concorrenza nel segmento della vendita; favorire l'evoluzione del settore energetico, con particolare riferimento a quello della produzione e del consumo dell'energia elettrica, e favorire il passaggio da un assetto centralizzato a uno maggiormente distribuito basato sulle fonti rinnovabili; continuare a garantire un livello adeguato di approvvigionamento

¹⁶⁸ Entità legale composta da consumatori finali di energia, responsabili della generazione, produzione, trasmissione, distribuzione e conservazione di energia all'interno di una zona geografica ridotta. Spesso si fa riferimento a piccoli comuni o a quartieri di città di media/grande dimensione

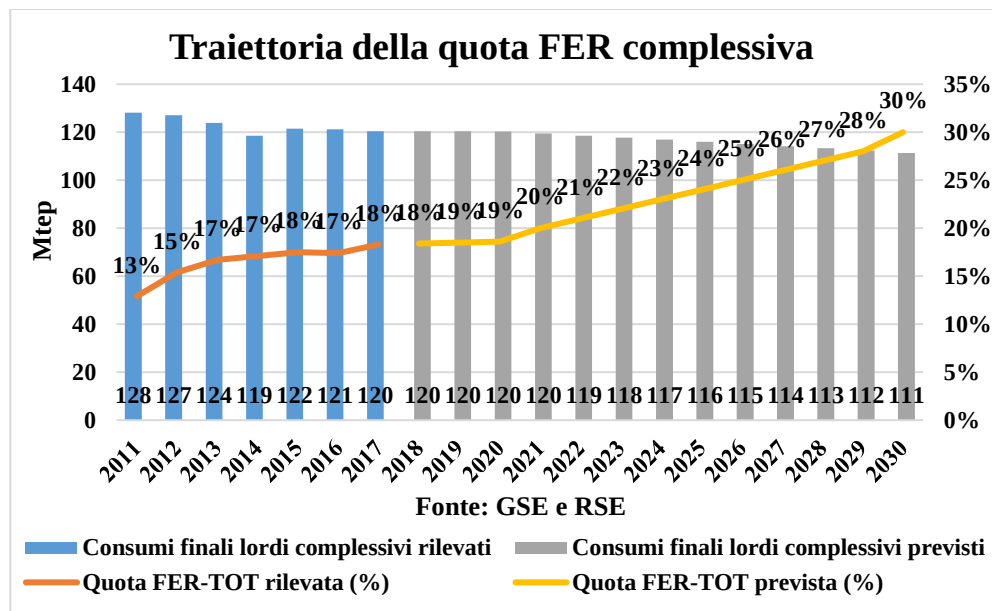
da fonti convenzionali; promuovere il processo di efficientamento energetico in tutti i settori e l'elettrificazione dei consumi finali; accompagnare la fase della transizione energetica con un'attività di ricerca ed innovazione per lo sviluppo di soluzioni idonee a promuovere la sostenibilità, la sicurezza, la continuità e l'economicità delle forniture di energia.

Per quanto riguarda l'efficienza energetica, l'obiettivo dell'Italia consiste nella riduzione della domanda al 2030 pari al 32,5%. L'Italia prevede di raggiungere l'obiettivo della riduzione del 43% della domanda di fonti primarie di energia¹⁶⁹ e del 39,7% dei consumi finali¹⁷⁰ rispetto allo scenario PRIMES 2007¹⁷¹. Per quanto riguarda le fonti rinnovabili, l'Italia intende realizzare l'obiettivo di una quota sui consumi lordi di energia pari al 30% circa (dal 17,4% nel 2016 al 29,7% nel 2030). Il Piano individua la quota relativa a ciascun settore; in particolare, la generazione elettrica è il settore sul quale si concentra la maggior parte degli sforzi per l'integrazione delle rinnovabili, arrivando a coprire il 55,4% dei consumi interni lordi di energia elettrica.

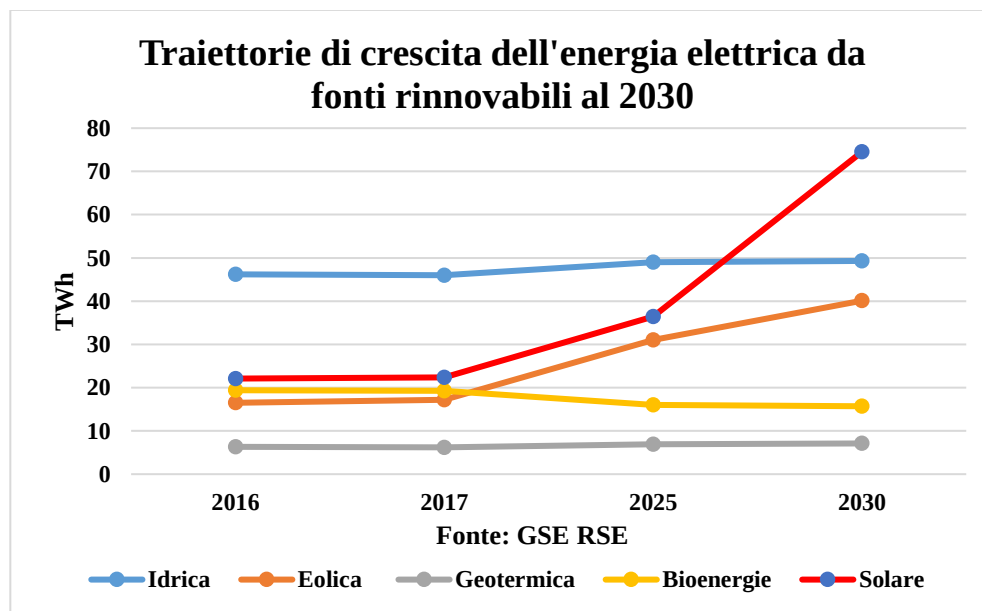
¹⁶⁹ Dal Glossario ENEA "I prodotti energetici estratti o ricavati direttamente da risorse naturali si definiscono fonti di energia primaria, mentre quelli derivanti da una trasformazione delle fonti di energia primaria si definiscono fonti di energia secondaria. La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili come sole e vento viene computata nella produzione primaria di energia, mentre la trasformazione di energia da una forma a un'altra, come la generazione di energia elettrica o calore da parte di centrali termoelettriche non è considerata produzione primaria."

¹⁷⁰ Dal Glossario ENEA "Totale dei prodotti energetici forniti a scopi energetici all'industria, ai trasporti, alle famiglie, ai servizi, compresi i servizi pubblici, all'agricoltura, alla silvicoltura e alla pesca, ivi compreso il consumo di elettricità e di calore del settore elettrico per la produzione di elettricità e di calore, incluse le perdite di elettricità e di calore con la distribuzione e la trasmissione."

¹⁷¹ Il modello PRIMES è un modello utilizzato per simulare il consumo e l'offerta di energia. Il modello simula l'equilibrio del mercato energetico all'interno dell'Unione Europea e degli Stati membri.



Come illustrato nel Piano, la generazione elettrica subirà una profonda trasformazione dovuta da una parte agli obiettivi di decarbonizzazione dal 2025 e, dall'altra, agli obiettivi relativi allo sviluppo delle fonti rinnovabili. Infatti, sarà proprio il settore elettrico a dare il maggiore contributo in termini di sviluppo e integrazione nel sistema delle fonti rinnovabili. Le tecnologie maggiormente interessate sono il fotovoltaico e l'eolico la cui produzione, secondo le stime del Piano, dovrebbe raddoppiare, se non triplicare, per effetto della riduzione dei costi degli impianti.



Gli obiettivi nazionali in materia di sicurezza energetica riguardano l'aumento della diversificazione delle fonti di energia importate da paesi extra-UE, con l'obiettivo di ridurre la dipendenza da questi ultimi, e l'aumento della flessibilità del sistema energetico nazionale¹⁷².

Per quanto riguarda il settore del gas, è previsto un picco del fabbisogno intorno al 2025, dovuto principalmente al progressivo abbandono del carbone nella generazione elettrica con la chiusura delle centrali a carbone entro il 2025, peraltro già programmata nella Strategia Energetica Nazionale del 2018. A questo riguardo, il gas viene individuato quale fonte necessaria per poter gestire in sicurezza la fase della transizione¹⁷³.

Per quanto riguarda il settore elettrico, è previsto lo sviluppo delle interconnessioni con le altre reti europee, sia per diminuire il gap di prezzo, sia per affrontare i problemi relativi all'affidabilità del sistema in termini di adeguatezza e flessibilità. Per realizzare una maggiore resilienza del sistema nel suo insieme sono invece previste misure volte a favorire il coordinamento tra i diversi attori istituzionali. Tali interventi interesseranno il miglioramento della capacità di prevenzione, il potenziamento della resistenza del sistema, l'efficacia dell'intervento in situazioni emergenziali di interruzione del servizio.

Le principali misure nel campo della sicurezza energetica riguardano: l'incremento della resilienza, l'implementazione di nuovi meccanismi del mercato della capacità, l'incremento dell'utilizzo degli impianti di pompaggio esistenti (aumento del 70% di ore annue rispetto ai valori attuali), lo sviluppo dello *storage* elettrochimico a livello distribuito e generalizzato, la riduzione del fenomeno dell'*overgeneration*, la programmazione e la realizzazione dello sviluppo della rete, l'aumento della resilienza delle reti e la semplificazione e velocizzazione delle procedure autorizzative per l'esecuzione di opere il cui obiettivo sia un miglioramento della sicurezza dell'approvvigionamento energetico.

¹⁷² Flessibilità come capacità di incrementare o ridurre la produzione negli impianti di generazione o il consumo nei carichi. Si tratta di una risorsa preziosa per la sicurezza del sistema elettrico nazionale.

¹⁷³ Permetterebbe infatti il passaggio ad un'economia *low carbon* come da disposizioni comunitarie

Non vi è dubbio che il sistema elettrico italiano nel corso dell'ultimo ventennio abbia registrato sensibili cambiamenti conseguenti alle scelte di politica energetica e ambientale dell'Unione Europea.

Il sistema elettrico nazionale registrerà certamente ulteriori sviluppi nella direzione indicata dalle istituzioni europee in piena coerenza con il tradizionale obiettivo delle stesse istituzioni: la realizzazione di un sistema energetico nell'area comunitaria integrato, efficiente, sicuro e compatibile con la ineludibile necessità di tutelare l'ambiente.

Il contesto internazionale è complesso e sfidante, la transizione verso un sistema energetico a impatto zero rappresenta un passaggio cruciale per il sistema energetico e l'economia europea e tutti gli Stati membri sono chiamati alla realizzazione di un obiettivo tanto ambizioso quanto fondamentale per lo sviluppo di un'economia allo stesso tempo competitiva e sostenibile.