



UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI PADOVA

UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA
Dipartimento di Ingegneria Industriale DII
Corso di Laurea in Ingegneria Meccanica

Modelli di dispacciamento degli impianti di
generazione elettrica in presenza di
generazione distribuita

Relatore Prof. Arturo Lorenzoni

Chiara D'Angelo 1073612

Anno Accademico 2016/2017

Indice

Indice	I
Capitolo 1 L'evoluzione del panorama energetico	1
1.1. Introduzione	2
1.2. La situazione energetica nazionale italiana	4
1.3. Gli accordi internazionali	6
1.4. La spinta all'elettrificazione dei consumi	7
1.5. Le criticità dell'approvvigionamento da fonti rinnovabili	8
1.5.1. Indici di flessibilità	8
1.5.2. L'impatto dell'integrazione delle fonti rinnovabili sul sistema elettrico e sulla rete di distribuzione.....	9
Capitolo 2 Il sistema elettrico	19
2.1. Il sistema elettrico italiano	20
2.2. La liberalizzazione e l'intervento pubblico	21
2.2.1. Meccanismi di capacità per l'adeguatezza della generazione	26
2.3. Sistemi di accumulo	28
2.4. Le modalità di vendita dell'energia immessa in rete	30
2.5. Impatto della generazione distribuita	31
2.6. La normativa europea	34
2.6.1. Clean Energy Package.....	35
2.7. Possibili soluzioni alle nuove criticità	38
Capitolo 3 Nuovi modelli di dispacciamento in presenza di generazione distribuita	45
3.1. Nuove criticità nella distribuzione dell'energia elettrica	46
3.2. Modelli di dispacciamento	48
3.2.1. Dispacciamento Centralizzato Esteso.....	50
3.2.2. Dispacciamento Locale del DSO	54
3.2.3. Profilo di scambio AT/MT Programmato	59
3.2.4. Considerazioni sui modelli di dispacciamento	60
3.3. Il caso tedesco	62

Capitolo 4	Utenza attiva	69
4.1.	Introduzione	70
4.2.	Demand side management e Demand Response	71
4.2.1.	Demand side management	72
4.3.	Casi di studio	73
4.3.1.	Italia	74
4.4.	Demand Response	75
4.4.1.	Benefici della DR	75
4.5.	Fattori per il successo dei programmi di DR	77
4.6.	La figura dell'aggregatore	78
4.7.	Le comunità dell'energia	80
4.8.	Le tariffe dell'energia elettrica	82
4.9.	Incentivi	83
Capitolo 5	Conclusioni	87
5.1.	Conclusioni	88
5.2.	Bibliografia	92

Capitolo 1

L'evoluzione del panorama energetico

Lo sviluppo delle fonti rinnovabili sta cambiando la composizione del panorama energetico, permettendo, da una parte, il raggiungimento degli obiettivi in materia di salvaguardia dell'ambiente e ponendo, dall'altra, le basi per un radicale rinnovamento del sistema elettrico.

1.1. Introduzione

Il panorama energetico europeo ha subito negli ultimi anni cambiamenti tanto veloci quanto profondi, imponendo agli Stati membri una riflessione approfondita sulla regolamentazione da implementare e sulle possibili implicazioni per tutta la filiera della produzione e della distribuzione dell'energia elettrica che questa evoluzione nel tempo comporterà.

In particolare si è assistito ad un aumento della produzione da fonti rinnovabili e, di conseguenza, alla transizione da un sistema di generazione dell'energia elettrica centralizzato ad uno sempre più distribuito per la comparsa di molti piccoli impianti (impianti di piccola potenza).

Se fino a qualche anno fa, infatti, la maggior parte della produzione derivava da pochi impianti (soprattutto termoelettrici e nucleari) di grande taglia, oggi sono sempre più presenti sul territorio piccoli impianti alimentati da fonti rinnovabili (come solare, idroelettrico, eolico, ecc.).

Quest'ultimi non vengono più concepiti per soddisfare unicamente il fabbisogno energetico dell'utente che li installa, ma sono in grado ormai di eccedere la quantità richiesta, divenendo a tutti gli effetti degli impianti di produzione la cui energia può essere immessa in rete e non più solo autoprodotta per il consumo diretto del produttore come già avveniva.

Il panorama che si sta delineando è conseguenza delle recenti politiche degli Stati europei che, nell'ultimo decennio, hanno incentivato la costruzione di piccoli impianti ritenendoli necessari al raggiungimento degli obiettivi di salvaguardia ambientale che si sono prefissati, in particolare per quanto riguarda la riduzione delle emissioni di CO₂ e la progressiva decarbonizzazione dell'economia.

Tale scelta trova le proprie fondamenta nel Protocollo di Kyoto e poi, a livello europeo, nella successiva Direttiva 2009/28/CE, che ha stabilito il quadro comune per l'utilizzo di fonti rinnovabili, definendo alcuni obiettivi vincolanti per i singoli Stati membri da raggiungere entro l'orizzonte temporale del 2020.[1]

Già la Strategia Energetica Nazionale del 2013 aveva evidenziato alcuni possibili cambiamenti da introdurre per il rispetto degli standard indicati soprattutto in riferimento all'integrazione sempre maggiore di produzione di energia elettrica da FER (Fonti Energetiche Rinnovabili).

Allo stesso tempo il settore energetico veniva già percepito come strategico principalmente per due aspetti: sia come veicolo per lo sviluppo degli altri settori dell'economia, tramite la fornitura di energia a costi competitivi e a basso impatto ambientale, sia definendone l'importanza come settore di per se stesso in grado di

contribuire in modo rilevante alla crescita economica del Paese tramite lo sviluppo delle FER sulla scia della Green Economy.

La messa in gioco di tutti questi aspetti rende necessari importanti interventi sia dal punto di vista tecnico per la ristrutturazione delle infrastrutture, che del mercato elettrico stesso, il quale deve essere sempre più liberalizzato per stimolare la concorrenza ma garantendo al contempo la sicurezza della fornitura. [2]

Un'ulteriore spinta è derivata anche dalla necessità per l'Europa, povera di fonti fossili come gas e petrolio, di rendersi meno dipendente dalle nazioni che storicamente l'hanno rifornita di queste materie prime, beneficiandone in termini di maggiore stabilità geopolitica.

Proprio lo sviluppo delle fonti rinnovabili, già ad oggi, sta coprendo una quota dell'energia richiesta dagli utenti che altrimenti andrebbe importata sotto forma di fonti fossili da altre nazioni, come la Russia ed i Paesi Arabi, e si prevede che il trend sia in crescita nei prossimi anni.[3]

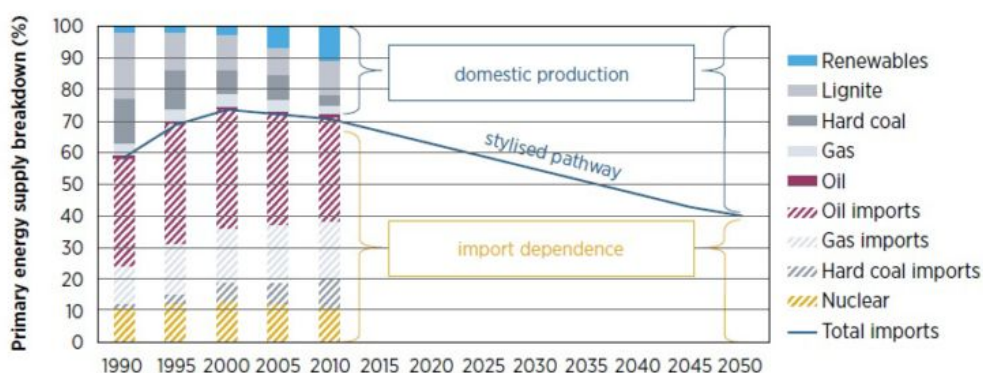


Figura 1: Percentuale di importazione rispetto all'energia primaria richiesta [3]

Il quadro delineato introduce però anche una serie di problematiche, tanto tecniche quanto economiche, che gli Stati europei dovranno saper gestire e regolamentare nel breve periodo in modo che la rivoluzione in atto comporti degli effettivi benefici al sistema nel suo complesso superando le criticità che si introducono con l'integrazione della generazione distribuita.

La Strategia Energetica Nazionale italiana per il 2017 evidenzia in particolare due criticità a cui far fronte:

- la necessità di ridurre gli oneri di sistema che derivano dagli incentivi attualmente erogati a favore degli impianti alimentati a fonte rinnovabile, condizione attuabile investendo sullo sviluppo di tali generatori seguendo un ordine di merito stabilito in base all'efficienza e non per il solo fatto che gli impianti siano alimentati da FER;

- la perdita di capacità termoelettrica dovuta alla contrazione dei margini ottenibili dalla messa in esercizio di tali impianti, la quale comporta la necessità di investimenti volti all'integrazione delle FER in modo da far fronte alla loro variabilità intrinseca garantendo comunque la sicurezza dell'approvvigionamento di energia. [4]

La trasformazione in atto coinvolge tutta la filiera industriale connessa alla produzione di energia elettrica, a partire dal produttore fino al consumatore, considerando tutti i soggetti intermedi, le tecnologie a disposizione, la localizzazione spaziale e temporale della produzione e del consumo.

La rete stessa dovrà essere adeguata al fatto che la maggior parte dei piccoli impianti immettono la propria energia in rete a bassa o media tensione con conseguenti perdite di efficienza rispetto alla trasmissione tradizionale che invece avviene prevalentemente in alta tensione.

Il nuovo ruolo dell'utenza finale viene ridisegnato perché, con le tecnologie attuali, si concretizza la possibilità di agire in modo attivo nel mercato, producendo energia per autoconsumo e vendendo poi al sistema la quantità sovrabbondante, in quest'ottica è stato coniato il neologismo di "prosumer". [5]

1.2. La situazione energetica nazionale italiana

Secondo i dati pubblicati dal Ministero dello sviluppo economico, nel rapporto sulla situazione energetica nazionale nel 2015, l'impiego di fonti rinnovabili nel settore elettrico del 2014 ha seguito lo stesso trend positivo che si era già evidenziato negli anni precedenti, raggiungendo in questo modo il valore di 5423 TWh (il 7% in più rispetto al 2013).

In particolare sono state registrate nuove installazioni che da sole costituiscono una potenza complessiva di 130 GW, raggiungendo quindi la quota di potenza cumulata di 1809 GW (vedi Tabella 1). [6]

Le fonti rinnovabili, di conseguenza, ricoprono un ruolo fondamentale nel quadro energetico nazionale italiano perché trovano impiego sia nella produzione termica che di energia elettrica, e nel settore dei trasporti.

Lo stesso trend si evidenzia a livello globale, nel 2014 si è registrato un aumento del 45% della produzione di energia elettrica da FER.

La ragione sta sia nelle politiche di salvaguardia ambientale che nel miglioramento della sicurezza e della sostenibilità della generazione elettrica che l'utilizzo di tali fonti comporta.

Il grande sviluppo comporta di conseguenza anche l'abbassamento del prezzo della generazione rinnovabile, con la previsione di contratti per il costo dell'energia a prezzi molto bassi che via via ridurranno la remunerazione di questi impianti in luoghi molto diversi del pianeta.[7]

	Potenza cumulata (GW)		Produzione globale (TWh)	
	2013**	2014**	2013*	2014***
Eolico	303	350	633	702
Bioenergie	88	90	396	428
Geotermico	12	12	73	77
Energia marina	1	1	1	1
Solare Termodinamico	4	5	6	
Solare FV	136	176	131	4.215***
Idroelettrico	1.136	1.174	3.828	
Totale	1.680	1.809	5.068	5.423

*Fonte: International Energy Agency, Renewable Energy Medium-Term Market Report 2014, 2014
**Fonte: International Energy Agency, Renewable Energy Medium-Term Market Report 2015, 2015
***Tale valore rappresenta la somma della produzione globale proveniente dai settori idroelettrico, solare fotovoltaico e solare termodinamico. Fonte: International Energy Agency, Renewable Energy Medium-Term Market Report 2015, 2015

Tabella 1: Produzione globale di energia elettrica da FER (TWh) e potenza cumulata (GW) [6]

Il successo di queste tecnologie è dovuto in larga parte al sostegno pubblico che hanno ricevuto, e che ricevono ancora, sotto forma di incentivi diretti e di servizi dedicati ad operatori e cittadini. [8]

Tra i provvedimenti appartenenti alla prima categoria, in Italia, ci sono ad esempio Cip6, Certificati Verdi, Tariffe Omnicomprensive, incentivi introdotti dal DM 6/7/2012, Conto termico, detrazioni fiscali, ecc.

Un altro aspetto da evidenziare sono le ricadute occupazionali dovute all'incremento degli impianti da FER.

Si riportano di seguito i dati ottenuti dal GSE tramite un'analisi di tipo Input-Output effettuata su matrici di interdipendenza settoriale che riorganizzano i dati pubblicati da ISTAT per quanto riguarda le risorse e gli impieghi.

Lo studio in questione tiene conto sia di ricadute occupazionali permanenti (da riferire quindi al personale impiegato nell'esercizio e nella manutenzione degli impianti) che temporanee (coinvolgono addetti a progettazione, sviluppo, installazione e realizzazione degli impianti).

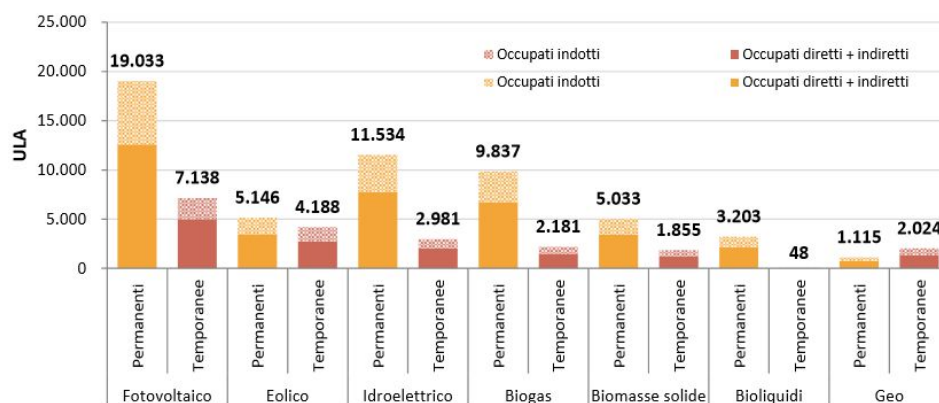


Tabella 2 : Ricadute occupazionali delle FER - Settore elettrico - Anno 2014 (stime)

Le stesse sono poi distinte in dirette (personale impiegato nel settore in analisi), indirette (lavoratori dei settori fornitori rispetto al settore d'interesse) e indotte (nuove assunzioni in settori diversi a causa del reddito maggiore che gli occupati diretti e indiretti possono spendere). [6]

1.3. Gli accordi internazionali

Il 30 novembre 2016 la Commissione Europea ha presentato il "Clean Energy Package", un documento che presenta per la prima volta un pacchetto di misure che mirano a rendere l'Europa non solo competitiva, ma addirittura leader, nella gestione delle fonti rinnovabili.

È evidente come tali fonti assumano un ruolo cruciale in questa delicata fase di transizione verso un nuovo mercato dell'energia, molto diverso da quello che abbiamo conosciuto fino ad oggi.

In particolare il traguardo della riduzione di almeno il 40% delle emissioni di CO₂ entro il 2030 non vuole essere percepito come un limite da subire, ed al quale adattare le politiche dei singoli Stati membri, ma piuttosto come un'opportunità di rilancio delle singole economie attraverso un ruolo da protagonista dell'Europa nella gestione della transizione.

Una maggiore percentuale di energia prodotta da FER all'interno del panorama complessivo delle fonti, comporterebbe un duplice vantaggio: da una parte un forte impatto occupazionale dal momento che le FER per loro stessa natura sono fortemente legate al territorio, dall'altra una minore dipendenza nei confronti dei Paesi esportatori di fonti fossili, quali gas e petrolio, ed una conseguente maggiore stabilità geopolitica per tutto il territorio europeo.

Gli obiettivi principali delle misure proposte nel documento, sono tre:

- porre l'efficienza energetica al primo posto nell'ordine delle priorità di intervento per tutti gli Stati membri;
- rendere l'Europa leader nel settore delle rinnovabili, superando Stati Uniti ed altri Paesi quali Cina e India;
- introdurre una percezione diversa del consumatore finale, al quale va offerto un ruolo attivo e contemporaneamente va garantita tutela tramite la stipulazione di contratti equi.

Il terzo punto è probabilmente l'aspetto più innovativo: garantire ai consumatori di poter essere attivi nel mercato, avendo la possibilità di spostare, del tutto o in parte, i propri consumi per seguire segnali di prezzo inviati dal mercato, fornire strumenti per il confronto tra le offerte e permettere ai singoli soggetti di non essere solo consumatori o al più autoproduttori, ma di poter vendere essi stessi l'energia prodotta tramite i propri impianti.

Le modalità di questa rivoluzione verranno approfondite nei capitoli successivi del presente lavoro.

1.4. La spinta all'elettrificazione dei consumi

Insieme all'analisi del panorama della produzione di energia elettrica è interessante focalizzare l'attenzione anche sulle tipologie di consumi.

Quest'ultimi infatti possono contribuire in diversi modi al raggiungimento degli obiettivi ambientali ed al miglioramento del funzionamento del sistema elettrico nel suo complesso.

In particolare è necessaria l'implementazione di provvedimenti per la riduzione dei consumi, in modo tale che questo avvenga per un aumento di efficienza energetica pur garantendo gli standard di qualità della vita a cui i cittadini dell'Unione Europea sono abituati.

Un altro versante di intervento che viene qui solo accennato, ma sarà approfondito nel seguito del lavoro, sono gli interventi di Demand Side Management e di Demand Response.

Attraverso questi programmi è possibile indirizzare gli utenti finali verso una collocazione temporale dei propri consumi che riesca ad avvicinare il più possibile tra loro il profilo della domanda a quello dell'offerta tramite appositi segnali di prezzo in tempo più o meno reale.

Un terzo aspetto da considerare è l'aumento significativo della quota di consumi di energia elettrica, calcolata sul totale dei consumi energetici, che si prevede in un prossimo futuro. [9]

In particolare questa crescita può essere ricondotta alla diffusione di veicoli elettrici a cui si assisterà nei prossimi anni, legata, prima di tutto, alla sostenibilità ambientale che tale

forma di mobilità potrebbe garantire rispetto ai veicoli tradizionali alimentati da fonti fossili.

La sostenibilità deriva dalla possibilità di integrare la produzione di energia elettrica con fonti primarie di tipologie molto diverse, tra cui fonti rinnovabili, come ad esempio eolico e fotovoltaico, che garantirebbero un basso impatto ambientale nell'utilizzo di veicoli elettrici.

La mobilità non è l'unico settore di interesse in quanto, ad oggi, sono disponibili soluzioni efficienti anche per gli utilizzi domestici, in particolare quello della climatizzazione sia invernale che estiva.

La possibilità di utilizzare energia elettrica per l'alimentazione degli impianti di condizionamento permetterebbe di accoppiare il loro funzionamento alla generazione distribuita, con conseguenti effetti ambientali positivi derivanti dal minore utilizzo di fonti fossili, tradizionalmente impiegate come fonti primarie in questi settori che ne impiegano grandi quantitativi. [10]

1.5. Le criticità dell'approvvigionamento da fonti rinnovabili

Nel contesto già descritto di forte crescita delle rinnovabili, tenendo conto del settore dei veicoli elettrici che, se fino ad oggi si è affacciato timidamente al mercato, si appresta a diventare sempre più competitivo, si pone il problema della possibilità di mancanza di generazione flessibile.

Per questo motivo gli operatori di distribuzione (DSO) e quelli di trasmissione (TSO) dovendo garantire la sicurezza della fornitura e la qualità del servizio, sono chiamati ad una coordinazione sempre crescente, in modo da poter integrare nel sistema programmi di utenza attiva ed altre forme che garantiscano la flessibilità richiesta per garantire la sicurezza di approvvigionamento.

1.5.1. Indici di flessibilità

Il network dei transmission system operator europei (ENTSO-E) ha elaborato due indicatori per analizzare la possibile mancanza di generazione flessibile in questa fase di transizione del mercato elettrico.

Il primo è un indice che stima la necessità di flessibilità del sistema elettrico, individuando una soglia critica oltre la quale il rischio di non poter soddisfare tutta la domanda risulta elevato.

Situazione che si verifica quando la variazione oraria della produzione intermittente risulta maggiore del 10% rispetto alla domanda nello stesso arco temporale.

Il secondo indicatore è il RES Curtailment Risk (RCR), che misura la possibilità di dover necessariamente ricorrere al curtailment delle fonti intermittenti, in periodi critici quale ad esempio la stagione primaverile.[11]

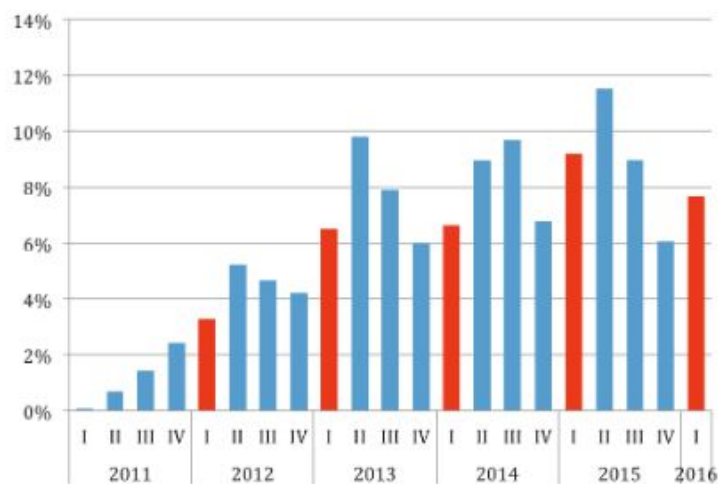


Figura 2: Indice ENTSO-E sulla flessibilità del sistema: % delle ore in cui la variazione oraria della produzione intermittente > 10% della domanda - zona SUD [11]

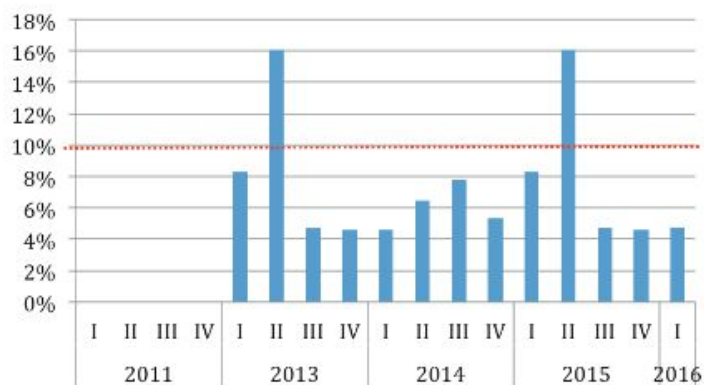


Figura 3: Indice ENTSO-E sul rischio di curtailment della produzione da fonti non programmabili – zona SUD [11]

1.5.2. L'impatto dell'integrazione delle fonti rinnovabili sul sistema elettrico e sulla rete di distribuzione

La principale criticità che si presenta risulta tanto nella progettazione e nella gestione delle reti quanto nello scambio di dati che deve avvenire.

La complessità crescente richiesta ai collegamenti è dovuta ad una duplice necessità: da una parte, essi devono garantire un'interconnessione sempre più efficiente tra le infrastrutture dei diversi Paesi europei e, dall'altra, si devono estendere capillarmente per

raggiungere tutti quei siti di produzione di energia elettrica situati in luoghi che non siano già collegati.

Il primo aspetto è importante nell'ottica di poter ridurre la riserva necessaria che ogni singolo Paese deve costituirsi grazie alla possibilità di fruire anche delle risorse degli Stati vicini.

Se infatti, in presenza di generazione da pochi grandi impianti (termoelettrici e nucleari), si può contare su una produzione pressoché costante e programmabile con ragionevole certezza, quando l'energia elettrica provenga da piccoli impianti alimentati da fonti variabili e poco prevedibili (come ad esempio eolico, fotovoltaico, ecc.) il ruolo della riserva, con tutti i costi ad essa connessi, si trova ad assumere un peso decisamente più rilevante.

La condivisione di tale riserva tra più soggetti nazionali permette di diminuirne i costi per ognuno dei Paesi che partecipino al programma.

La seconda problematica invece è connessa allo sviluppo geografico della rete, essa infatti, fino ad ora, doveva collegare le molte utenze sparse sul territorio a pochi siti di generazione.

Ad oggi i nuovi piccoli impianti non sempre sono in luoghi già connessi alla rete ed il raggiungimento dei siti in cui sono collocati richiederebbe investimenti per la costruzione delle infrastrutture elettriche necessarie.

Per gli impianti fotovoltaici, nella maggior parte dei casi, non si pone il problema dell'ampliamento della rete, poiché sono installati sui tetti di case o edifici industriali già serviti dalla fornitura di energia elettrica e quelle stesse connessioni possono essere utilizzate, in verso opposto, per immettere in rete l'energia che questi si trovano a produrre.

Va detto però che spesso sono richiesti comunque interventi per il miglioramento delle infrastrutture elettriche in quanto esse erano state progettate per l'utilizzo in un solo verso, quello che va dall'impianto di produzione al consumatore, e non bidirezionale, necessario per poter soddisfare sia la richiesta di prelievo dalla rete che quella di immissione dell'energia prodotta.

Gli impianti eolici, invece, solitamente sono installati in luoghi lontani dai centri abitati e necessitano quindi di infrastrutture appositamente progettate e costruite per servire l'impianto in questione.

Nel caso di utilizzo per l'immissione in rete di strutture progettate con il solo scopo invece di fornire l'energia all'utenza, si pongono ulteriori problematiche in quanto la maggior parte dei piccoli impianti risultano connessi a reti di distribuzione tipicamente in bassa o media tensione, con caratteristiche di efficienza più basse della classica trasmissione che avviene in alta tensione. [5]

Gli investimenti, tanto quelli per l'ampliamento chilometrico delle infrastrutture, che quelli per renderle adatte a convogliare flussi bidirezionali, richiedono grandi disponibilità economiche da parte dei soggetti interessati.

Tali esborsi di denaro possono essere resi possibili solo nel caso in cui la normativa vigente garantisca agli investitori una remunerazione adeguata, condizione particolarmente critica se la regolamentazione non si ponga innanzitutto l'obiettivo di non variare nel tempo più velocemente dei ritorni economici attesi dagli investimenti nel settore in considerazione.

Nel panorama illustrato risulta chiaro come gli operatori TSO e DSO siano chiamati ad una collaborazione mirata al risolvimento delle criticità evidenziate, in particolare tramite l'implementazione di nuove regole per un dispacciamento ottimale dell'energia prodotta da generazione distribuita.

A questo proposito Eurelectric individua tre obiettivi principali:

- coordinamento per l'accesso alle risorse, in modo che tutte le decisioni prese a livello di TSO tengano in considerazione le ripercussioni che si troveranno ad avere sul lavoro dei DSO e viceversa;
- stabilità della regolamentazione, la politica con cui vengono prese le decisioni dev'essere chiara, coerente e prevedibile al fine di evitare il più possibile investimenti che poi non portino gli utili previsti dai calcoli effettuati sulla base di normative precedenti a causa di una variazione in tempi relativamente brevi delle regole in vigore;
- TSO e DSO devono poter ricevere dai clienti finali, e si devono poter scambiare tra di loro, i dati necessari a monitorare e migliorare l'efficienza delle loro reti nel rispetto della privacy.

Anche l'aspetto della simmetria informativa è rilevante sia per quanto riguarda l'ottenimento delle informazioni, sia per quanto concerne i sistemi tecnici con cui dovrebbero poi essere rese disponibili agli altri operatori all'interno del mercato elettrico.

Per quanto riguarda la misurazione precisa e puntuale di consumi e della produzione quasi in tempo reale, è prevista in un futuro molto prossimo la dotazione per tutti gli utenti europei di smart meter, apparecchi che consentano di ottenere i dati richiesti e di comunicarli.

Da questo punto di vista l'Italia risulta l'avanguardia, rispetto al resto dell'Europa, avendo già dotato progressivamente negli ultimi anni gli utenti, sia quelli domestici che quelli industriali e commerciali, di tali apparecchiature tecniche di ultima generazione.

L'aspetto della trasmissione dei dati risulta fondamentale per garantire il buon funzionamento del sistema istante per istante e per assicurare simmetria informativa tra i diversi attori del sistema, in modo da stimolarne correttamente la concorrenza

reciproca che si viene a creare all'interno del mercato, con tutti gli effetti positivi che può garantire.

I benefici ottenibili complessivamente da questa strategia devono poi essere resi disponibili ai clienti nella forma di risparmi economici, qualità dei servizi più alta e sicurezza della fornitura.

All'interno del mercato, il coordinamento di DSO e TSO faciliterebbe la flessibilità del sistema, l'integrazione di risorse distribuite e la gestione del Demand Side Response (DSR).

Verrebbe inoltre a diminuire il costo necessario ad uno sviluppo ulteriore della rete, o almeno esso verrebbe posticipato nel tempo, e si ridurrebbero le perdite elettriche.[12]

Il problema del bilanciamento risulta particolarmente delicato per il fatto che è molto difficile per i distributori effettuare una previsione attendibile e precisa sull'energia che sarà immessa in rete da fonti locali di generazione.

Tuttavia l'accuratezza di queste informazioni e la loro trasmissione ai TSO dovrà avvenire in maniera puntuale per poi permettere a quest'ultimi di pianificare i flussi di energia in ingresso e in uscita, riducendo il più possibile i costi dovuti allo sbilanciamento, che sono connessi direttamente alla presenza di generazione distribuita.[5]

Sempre Eurelectric pone l'attenzione anche su un altro aspetto legato alla trattazione appena sviluppata: la gestione dei dati.

Da qualche anno a questa parte sempre più consumatori europei sono stati dotati di strumenti di smart metering in grado di rilevare informazioni in maniera molto accurata e di trasmetterle poi a i gestori rendendo il sistema via via più digitale ed informatizzato.

Tutto questo richiede uno scambio efficiente di dati tra DSO, TSO e tutti gli altri partecipanti al mercato dell'energia elettrica per mantenere un bilanciamento efficace, evitare situazioni in cui si verificano congestioni della rete, effettuare controllo e supervisione in tempo reale e permettere il lavoro di tutti i soggetti in cooperazione.

A livello europeo si rende necessaria la definizione di ruoli e responsabilità a cui tutti i soggetti devono rispondere, permettendo poi ai singoli Stati membri di seguire metodologie di implementazione diverse tra di loro, in armonia con la propria legislazione.

In questo contesto i distributori dovranno assumere un ruolo di gestione all'interno del mercato, coordinando le esigenze e le azioni di più soggetti ed orientando i loro investimenti nell'ottica del miglioramento dell'efficienza complessiva del sistema elettrico.

La gestione dei dati pone poi a sua volta una serie di problematiche senza precedenti nella gestione della fornitura di energia perché nel maneggiarne una gran mole è necessario tutelare la privacy, la sicurezza dei dati ed infine la loro trasmissione a tutti i soggetti interessati.

Le informazioni ottenibili sono migliori, sia in termini di quantità che di qualità, e permettono di aumentare la trasparenza tra i diversi soggetti all'interno del mercato e di questi nei confronti delle autorità nazionali ed europee per garantire un'equa allocazione di costi e benefici tra tutti i partecipanti.

Risulta quindi di primaria importanza garantire la parità di accesso ai dati, pur nel rispetto di tutti i vincoli legali, per stimolare tanto l'innovazione quanto la concorrenza. [13][14]

Un altro aspetto da approfondire è l'effetto causato dalla quota crescente di energia prodotta da FER che ha determinato una situazione di overcapacity, mettendo in crisi la remunerazione dei rilevanti investimenti in cicli combinati che sono stati effettuati nei primi anni 2000.

Inoltre si rende necessario predisporre meccanismi in grado di garantire l'adeguatezza del sistema, anche nel lungo termine, dal punto di vista della sicurezza della fornitura anche nei periodi di picco o quando le condizioni metereologiche non permettano la produzione da FER.

La nuova situazione ha aperto però per tali impianti nuove prospettive di business nella fornitura di servizi necessari alla sicurezza del sistema, per i quali è premiante una maggiore flessibilità operativa.

Dal punto di vista economico la sostenibilità di un'ulteriore penetrazione di FER nella produzione dovrà comportare necessariamente il raggiungimento della grid parity ed in prospettiva del market parity.

I regimi incentivanti dovranno essere via via superati in modo che un'ulteriore crescita dell'utilizzo di FER avvenga in concorrenza con le altre tecnologie, senza condizioni che le favoriscano e soprattutto senza far pesare sui consumatori il costo di eventuali ulteriori incentivi.

La parità con le altre soluzioni tecnologiche dovrà essere raggiunta anche dal punto di vista operativo, il che significa che tali fonti non potranno sottrarsi dalla fornitura di servizi di dispacciamento, in modo da contribuire attivamente al funzionamento in sicurezza dell'intero sistema elettrico.[15]

Il Rapporto 428/2014/1/eel dell'AEEGSI sottolinea come la penetrazione di FER comporti anche una progressiva diminuzione del prezzo dell'energia, al punto da stabilire una correlazione secondo cui per ogni punto percentuale di penetrazione delle FER non programmabili su mercato del giorno prima (MGP), il Prezzo Unico Nazionale, cioè il prezzo di riferimento dell'energia elettrica acquistata in borsa PUN, diminuisca di 1,1 euro/MWh.

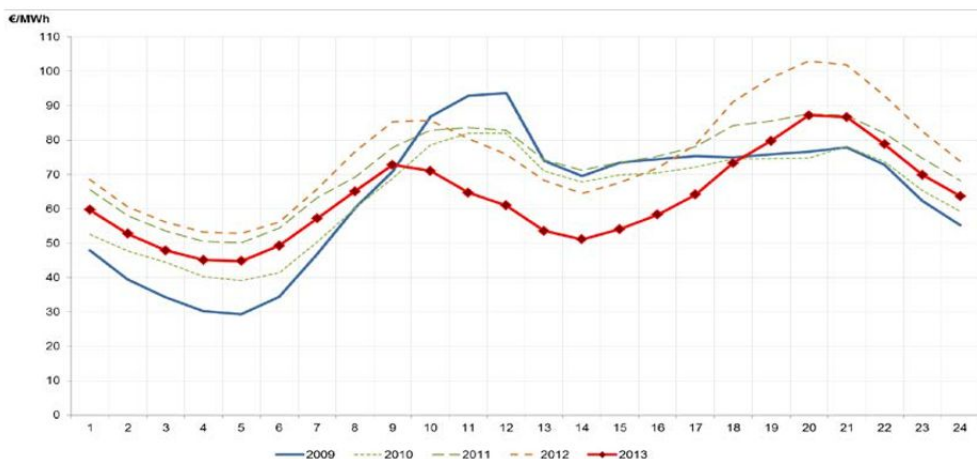


Figura 2 : Profilo medio annuo di prezzo orario giornaliero su MGP dal 2009 al 2013 [16]

Confrontando i profili del 2009 e 2013 si nota il diverso andamento ed in particolare si vede che:

- “nelle ore di fuori picco mattutino (1-9) e nelle ore serali (19-24), in cui la produzione fotovoltaica è assente o estremamente ridotta, i prezzi dell'energia elettrica nel 2013 risultano superiori ai prezzi del 2009 rispettivamente del 26% e del 11%; nelle ore centrali della giornata (10-18), al contrario, grazie all'apporto significativo della produzione fotovoltaica, i prezzi medi nel 2013 risultano inferiori del 23% rispetto al 2009”;
- “nei giorni non lavorativi (sabato e domenica), caratterizzati da un più basso carico, si osserva una crescita dei prezzi medi relativamente minore nelle ore di fuori picco mattutino e serale (rispettivamente +24% e +9%) ed una flessione dei medesimi relativamente maggiore nelle ore centrali della giornata (- 27%)”
- “per contro, nei giorni lavorativi (vedi Figura 15), si osserva il fenomeno opposto, ossia una crescita dei prezzi medi relativamente maggiore nelle ore di fuori picco mattutino e serale (rispettivamente +27% e +12%) ed una flessione dei prezzi medi relativamente minore nelle ore centrali della giornata (- 21%)”. [16]

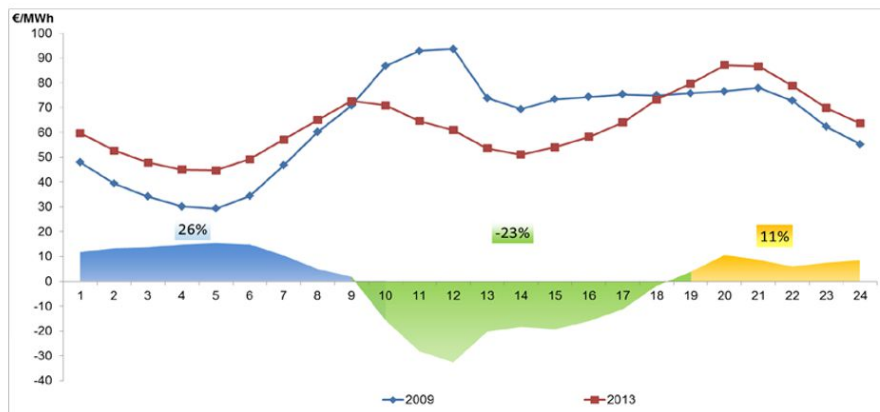


Figura 3: Andamento medio orario del PUN, 2009 vs 2013 [16]

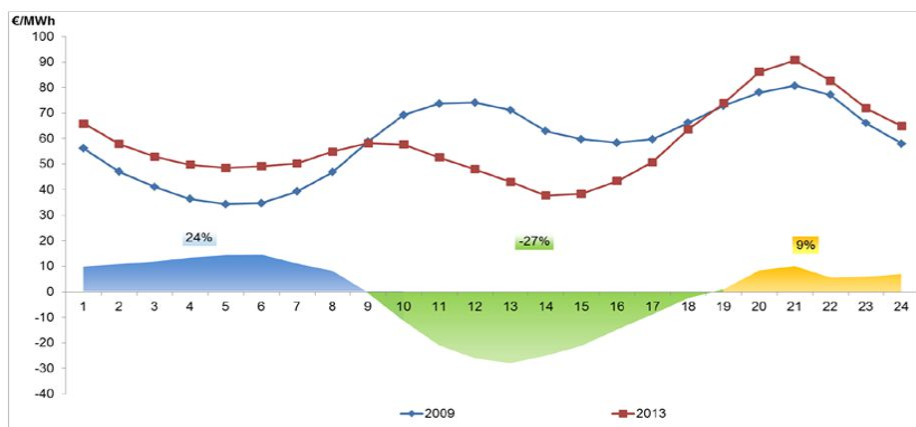


Figura 4 : Andamento medio orario del PUN nei giorni non lavorativi, 2009 vs 2013 [16]

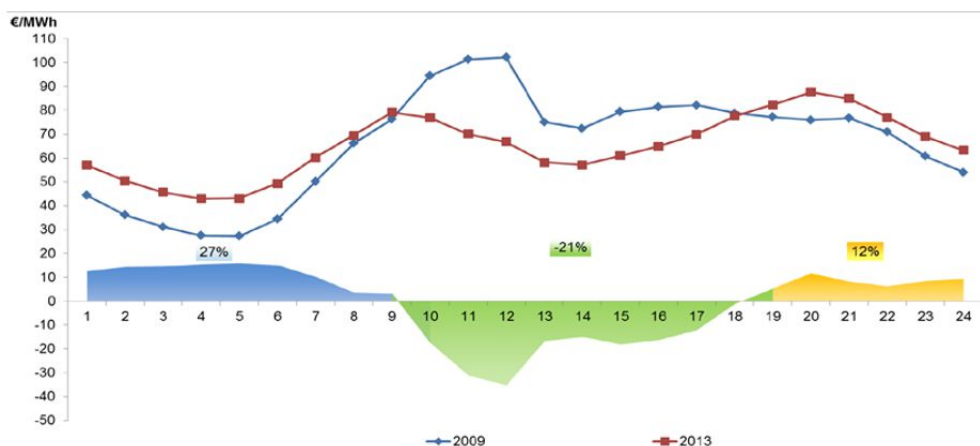


Figura 5: Andamento medio orario del PUN nei giorni lavorativi, 2009 vs 2013 [16]

Soprattutto nelle ore centrali della giornata si evidenzia una rilevante riduzione dei prezzi di equilibrio, che di conseguenza comporta una riduzione del numero di ore in cui gli impianti termoelettrici hanno la possibilità di essere chiamati a fornire la propria energia e di coprire, oltre i costi variabili, una parte di quelli fissi.

In questo contesto le strategie di offerta che i proprietari degli impianti termoelettrici possono adottare si trova ad essere molto complicata dalla variabilità dell'offerta dei generatori alimentati da FER che, negli orari in cui è presente, garantisce sempre un minor costo.

Per tale ragione i conseguenti programmi di produzione degli impianti termoelettrici rischiano di essere caratterizzati da frequenti accensioni e spegnimenti nell'arco dello stesso giorno, condizione tecnicamente penalizzante per il rendimento di queste macchine.

Terna evidenzia in particolare la necessità di costituire un incremento della riserva per gestire in sicurezza la volatilità della produzione rinnovabile non programmabile in tempo reale.

In particolare per inseguire le rampe di carico nelle ore mattutine e serali si rende necessario l'utilizzo su più larga scala e più dinamico di riserva rapida, caratterizzata da un'elevata flessibilità.

Allo scopo di incrementare il grado di coordinamento tra le scelte di investimento in capacità produttiva ed in capacità di trasmissione, da parte di Terna e degli altri operatori, si può introdurre il mercato della capacità.

Esso consiste in un sistema di remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica che riduce i rischi per gli investitori e accresce la contendibilità all'interno del mercato.

Il funzionamento prevede che Terna acquisti dai produttori opzioni su capacità produttiva reale in quantità pari al bisogno di capacità complessiva del sistema per ogni anno, allo

scopo di garantire ai clienti finali una copertura contro il rischio di prezzi di picco esagerati causati dall'inadeguatezza della capacità produttiva.

Le diverse opzioni vengono negoziate attraverso procedure concorsuali caratterizzate da un prezzo di esercizio commisurato ai costi variabili di un nuovo impianto di punta e dal pagamento di un premio annuo determinato nel mercato della capacità.

Le opzioni negoziabili avranno un periodo di consegna triennale e un orizzonte di pianificazione quadriennale per consentire la partecipazione anche di capacità produttiva in fase di progettazione e/o costruzione.

Il sistema nel suo complesso si configura come un meccanismo di natura assicurativa tra Terna ed il produttore, il quale si assume di offrire la capacità oggetto del contratto a fronte del pagamento di un premio annuo. [16]

Capitolo 2

Il sistema elettrico

I profondi cambiamenti in corso nella composizione delle fonti di produzione di energia elettrica stanno ponendo il sistema elettrico nazionale di fronte ad un'evoluzione senza precedenti.

2.1. Il sistema elettrico italiano

Il sistema elettrico nazionale si articola in tre fasi: produzione, trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica.

La prima, fino a qualche anno fa, è stata svolta in maniera quasi unicamente centralizzata, utilizzando pochi grandi impianti, ad oggi invece cresce sempre più la quota di energia prodotta da impianti di piccola taglia con le annesse problematiche che si andranno ad analizzare.

Terna (unico operatore TSO in Italia) svolge la funzione di trasmettere l'energia attraverso le proprie infrastrutture che lavorano in alta tensione, cioè la trasferisce dai centri di produzione alle zone di consumo utilizzando una rete di oltre 72.000 km di linee ed allo stesso tempo è chiamata a gestire il dispacciamento, che corrisponde al bilanciamento tra offerta e domanda di energia tutti i giorni dell'anno, per ogni ora del giorno.

La terza fase è costituita dalla distribuzione, cioè la consegna di elettricità in media e bassa tensione agli utenti finali, sia domestici che commerciali ed industriali, tramite gli operatori DSO.

La fase del dispacciamento risulta particolarmente critica perché, in assenza di apparecchiature per l'accumulo di energia elettrica, è necessario produrre istante per istante la quantità di energia richiesta dagli utenti, garantendo così sia la continuità che la sicurezza della fornitura.

Questa attività richiede un monitoraggio in tempo reale dei flussi elettrici effettuato dal Centro nazionale di controllo e l'applicazione di tutte le misure necessarie al coordinamento tra impianti di produzione, rete di trasmissione e servizi ausiliari necessari per il funzionamento complessivo.

In particolare la fase di programmazione richiede l'elaborazione di piani di esercizio basati sulla previsione di domanda e potenza a livello nazionale e della disponibilità di tutti gli impianti produttivi, soprattutto per determinare la quantità di riserva di potenza necessaria.

Durante la fase di controllo invece il Centro nazionale analizza in tempo reale lo stato del sistema elettrico intervenendo per garantire l'ottimizzazione del servizio, per il ripristino nel caso in cui si verifichi un disservizio e per coordinare le operazioni in caso di emergenza.

Successivamente vengono realizzate delle statistiche analizzando tutti i dati di esercizio per quanto riguarda il funzionamento del sistema di produzione e trasmissione in modo da poter elaborare strategie di ottimizzazione basate su dati reali. [17]

2.2. La liberalizzazione e l'intervento pubblico

Le modalità e l'intensità dell'intervento pubblico sull'organizzazione ed il funzionamento dell'industria elettrica possono influenzarne sia gli aspetti tecnologici che quelli di tipo gestionale.

Si possono individuare due situazioni opposte tra le quali si trovano diversi possibili assetti intermedi.

Il primo estremo è costituito dal caso dell'industria verticalmente integrata ed interamente controllata dallo Stato, mentre il secondo prevede l'esistenza di un'industria privata che subisca solo un intervento regolatorio molto limitato ed effettuato sempre con strumenti che favoriscano gli equilibri determinati unicamente tramite il mercato dell'energia elettrica.

Negli anni tra il 1990 e il 2008 i sistemi elettrici hanno subito una svolta organizzativa decisamente orientata verso la stimolazione della concorrenza e la separazione in senso verticale tra i diversi stadi della filiera.

Va detto che le peculiarità dell'industria elettrica ne favorirebbero di per se stesse una logica di gestione ad integrazione prevalentemente verticale principalmente per due ragioni:

- i benefici economici legati alla costituzione di un unico centro decisionale che limitano i costi di coordinamento ed evitando il manifestarsi di esternalità problematiche;
- l'interesse della politica per il controllo di un'industria da sempre politicamente sensibile e a cui viene assegnata una funzione obiettivo più ampia rispetto alla semplice garanzia di un ragionevole livello di sicurezza dell'offerta al minimo costo.

Altre motivazioni hanno spinto invece verso la liberalizzazione e la separazione verticale del settore:

- la volontà di aumentare l'efficienza attraverso la coordinazione di generatori su un'area geograficamente più ampia rispetto a quella controllabile da industrie verticalmente integrate;
- i costi dell'inefficienza gestionale causata da una struttura verticalmente integrata, in relazione anche alla proprietà pubblica ed al regime di monopolio in cui si trova ad operare;
- l'intenzione di stimolare investimenti privati soprattutto per quanto riguarda i generatori;
- i prezzi relativamente bassi del petrolio e del gas dalla metà degli anni '80 del 900 ai primi 2000 che avevano alimentato la percezione di un minor rischio di un loro aumento a seguito degli effetti della liberalizzazione.

Se le motivazioni di liberalizzazione sopra presentate hanno prevalso fino ai primi anni Duemila, ad oggi si tende ad un ritorno dell'intervento pubblico, principalmente orientato da due ragioni:

- il significativo aumento dei prezzi del petrolio e del gas che hanno accresciuto fortemente l'interesse dell'opinione pubblica verso il tema energetico nel suo complesso;
- i timori relativi al cambiamento climatico che hanno indotto in molti Paesi l'implementazione di politiche finalizzate alla diminuzione, o addirittura all'eliminazione, delle emissioni di anidride carbonica in tutto il settore energetico (in primis nel settore elettrico) e l'aumento della quota di generazione da fonti rinnovabili.

Dal momento che lo sviluppo di generazione da FER ha comportato la chiusura di molti impianti a combustibili fossili, si rendono necessari interventi pubblici per garantire un servizio non intermittente.

In particolare le politiche tecnologicamente neutre a disposizione del settore pubblico possono essere suddivise in tre categorie:

- permessi scambiabili;
- carbon tax;
- obblighi di quote di energia da produrre con fonti rinnovabili.

Ogni opzione comporta svantaggi e vantaggi ma ognuna di esse è compatibile con l'aspetto di centrale importanza in un sistema di libero mercato: lasciare a tutti i soggetti addetti sia alla fase di generazione, che di vendita e di consumo, potere decisionale su come modificare le proprie pratiche al fine di poter raggiungere gli obiettivi ambientali prefissati.

Nel caso in cui il governo decida di incentivare alcune tecnologie piuttosto che altre, può farlo tramite aste per l'ottenimento di un sussidio: in questo modo gli incentivi vengono indirizzati ma il provvedimento rimane market friendly.

In molti Paesi europei si stanno osservando approcci più interventisti in cui i governi non si limitano a stabilire target di decarbonizzazione o di utilizzo delle FER, lasciando che sia poi nel mercato che si risolvano i problemi riguardanti la sicurezza dell'offerta, la scelta delle tecnologie a basso contenuto di carbonio ed il costo per i consumatori, ma incidono direttamente sulle scelte tecnologiche e sui ricavi propri dei singoli produttori di energia elettrica.[18]

In ogni caso il primo importante ciclo d'investimenti nel settore elettrico è in corso perché si dimostra oggi assolutamente necessario sia da una parte sostituire e/o modernizzare le infrastrutture elettriche sia dall'altra promuovere lo sfruttamento sempre più massiccio delle FER.

Particolare attenzione va posta sia alle questioni climatiche che alla sicurezza della fornitura, obiettivi sicuramente molto diversi rispetto a quelli che hanno guidato le politiche energetiche in passato.

Diversi Paesi europei hanno sviluppato da tempo riforme che combinano pianificazione centrale degli investimenti e meccanismi di supporto alle tecnologie a bassa intensità carbonica.

Le diverse riforme che si stanno discutendo in tutta Europa hanno in comune due caratteristiche:

- riconoscono la necessità di ridurre il rischio per l'investitore, garantendo il recupero dei costi fissi o attraverso una migliore gestione del rischio oppure trasladandolo sui consumatori finali; in questo secondo caso si possono utilizzare anche sussidi commisurati alla produzione (output based), se le tecnologie hanno quasi raggiunto la maturità non solo tecnica ma anche dal punto di vista commerciale;
- la responsabilità nel coordinamento delle scelte d'investimento ricade sul governo, l'Autorità di regolazione o sull'Operatore di Sistema (OS); gli strumenti a disposizione sono sia specifici sistemi d'incentivazione per le tecnologie pulite, sia meccanismi di capacità.

L'assetto del settore elettrico sta profondamente cambiando attraverso processi di riorganizzazione e liberalizzazione.

In particolare il mercato è chiamato a svolgere azioni di coordinamento sia di breve che di lungo termine, andando a sostituire le modalità utilizzate per la pianificazione ed il dispacciamento che precedentemente venivano gestiti dal monopolista verticalmente integrato.

Nel breve termine il mercato si troverebbe a coordinare le azioni di diversi soggetti orientando in modo efficiente le loro decisioni operative, nella convinzione che la generazione possa essere percepita come un'industria concorrenziale in cui gli investimenti siano lasciati ai privati, i quali devono poi valutarli sulla base dei prezzi di mercato correnti e soprattutto effettuando previsioni molto attendibili sui valori attesi per il futuro.

Nel lungo periodo il compito del mercato sarebbe invece quello di guidare le scelte d'investimento verso le migliori tecnologie a disposizione e segnalare eventuali condizioni di scarsità attraverso segnali di prezzo.

Una delle possibilità per il sostegno degli investimenti in nuovi impianti ad alta intensità di capitali potrebbe essere la costituzione di contratti bilaterali di lungo periodo tra generatori e distributori o grandi consumatori, soprattutto per assicurarne il recupero dei costi fissi.

Da una parte però, sia i venditori che gli acquirenti hanno naturalmente la propensione ad assicurarsi contro la volatilità dei prezzi spot, mentre sulla durata del contratto e sulle quantità coinvolte gli interessi dei diversi soggetti sono certamente divergenti.

In particolare fornitori e distributori risultano restii a contrattare quantità prefissate di energia su un lungo orizzonte temporale, dal momento che invece i loro clienti hanno la possibilità di cambiare fornitore, mentre i produttori preferiscono questo tipo di contratto anziché quelli a breve termine.

Alcune caratteristiche proprie della produzione e della domanda di elettricità ne limitano la possibilità di raggiungere l'equilibrio economico, pertanto nel lungo periodo l'adeguatezza della generazione si trova ad avere caratteristiche simili a quelle di un bene pubblico.

Diversi studi mettono in discussione il fatto che la generazione, nel momento in cui viene definita attraverso un processo decisionale decentralizzato, possa raggiungere un livello del margine di riserva socialmente ottimo ed in grado di far fronte a tutte le situazioni che si possano presentare.

In seguito alla scelta della liberalizzazione, l'eventuale investimento che un soggetto decida di sostenere, deve essere interamente sopportato dall'investitore stesso, senza la possibilità di stipulare contratti di condivisione del rischio a lungo termine con i consumatori finali.

In questo modo la gestione del rischio diventa il principale criterio di scelta per quanto riguarda la tecnologia su cui effettuare l'investimento, in particolare l'operatore sarà indotto a scegliere le tecnologie meno rischiose, più facili da finanziare e a minore intensità di capitale, condizione sfavorevole all'innovazione spinta del settore dell'energia elettrica

Una possibilità potrebbe essere la definizione di un prezzo delle emissioni di CO₂, questo strumento politico sarebbe quello più efficiente dal punto di vista economico per stimolare gli investimenti in tecnologie pulite ed abbatterne le emissioni.

I vantaggi sono principalmente due:

- è il provvedimento al minor costo purché il prezzo a cui dovranno essere pagate le emissioni sia chiaramente prevedibile nel lungo termine come avviene per una tassa crescente;
- è tecnologicamente neutrale perché incentiva gli investitori ad usare tecnologie pulite in base solo ai loro costi e prestazioni, ed al rischio connesso all'investimento.

I nuovi strumenti devono fare in modo che i ricavi attualmente generati dai prezzi marginali di breve periodo siano sostituiti da entrate stabili allineate ai costi delle tecnologie impiegate.

In questo modo sarebbe possibile garantire contemporaneamente l'adeguatezza della fornitura e la riduzione delle emissioni di CO₂.

Gli strumenti più adatti a realizzare la condivisione dei rischi/costi tra sviluppatori/generatori, governo e consumatori sono:

- regolazione feed-in-tariff (FIT) o regulated asset based pricing (RAB), che prevedono l'obbligo di acquisto dell'energia elettrica da parte di un'agenzia pubblica;
- contratti di lungo termine che hanno come controparte un'agenzia pubblica (approccio centralizzato) o fornitori soggetti ad un vincolo ambientale, green obligation (approccio decentralizzato); il prezzo è definito tramite gara, negoziato o regolato.

È possibile che si presentino problemi di asimmetria informativa, e trasparenza soprattutto per quanto riguarda le modalità con cui i costi e i rischi vengono trasferiti dal produttore al consumatore.

Un'altra questione fondamentale è la definizione dei corretti target di capacità e tecnologici.

L'approccio che prevede di lasciar fare agli attori del mercato, ha comportato fallimenti nello sviluppo del mix ottimale di generazione, che rendono difficile il raggiungimento degli obiettivi previsti dalla politica pubblica rimanendo sotto il coordinamento del mercato.

Per questo motivo le riforme introducono un certo grado di centralizzazione nella determinazione della quantità di nuova capacità che deve essere costruita per mantenere un adeguato margine di riserva.

La stessa considerazione può essere fatta a riguardo dei target di sviluppo previsti per le FER.

A questo proposito si possono citare gli obiettivi e la responsabilità di governo, regolatore e operatore di sistema nel limitare i rischi di congestione della rete e di sovradimensionamento del target rispetto alla maturità delle diverse tecnologie presenti nel mercato.

I vari strumenti ai quali il governo dei singoli Stati può accedere sono qui di seguito presentati:

- politiche decentralizzate price-driven, che hanno lo scopo di stimolare lo sviluppo di impianti di picco tramite tariffe feed-in;
- politiche decentralizzate quality-driven che impongono obblighi ai venditori senza standardizzare i contratti di fornitura;
- politiche di forte coordinamento pubblico con aste decentralizzate e contratti market-wide attraverso strumenti di lungo termine relativi alla capacità o all'energia pulita;
- sviluppo da parte di un soggetto pubblico di impianti di proprietà pubblica o di unità contrattate con i privati per conseguire specifici obiettivi, quali ad esempio le riserve strategiche.

I principali vantaggi degli approcci market-based sono il mantenimento degli incentivi all'efficienza rivelando le informazioni sui costi dei progetti, la possibilità di indurre gli investitori a controllare il costo dei progetti, il contributo all'allineamento delle loro entrate con i relativi costi grazie alla concorrenza.

Le nuove soluzioni però introducono nuovamente delle differenze di trattamento tra tecnologie tradizionali e FER.

Nel breve periodo alcuni degli strumenti di sostegno alle FER potrebbero isolarle dal mercato e dai suoi incentivi all'efficienza operativa.

Nel lungo periodo le FER sostituiranno nei mercati l'ordine di merito delle tecnologie tradizionali che si troveranno ad operare con un fattore di carico annuale più basso ed incerto, senza garanzia per la copertura dei costi fissi e con funzionamenti intermittenti che ne riducono il rendimento.[19]

2.2.1. Meccanismi di capacità per l'adeguatezza della generazione

In Europa la responsabilità di garantire la fornitura di energia elettrica non ricade su singoli individui o enti, ma è l'operatore di sistema che deve vigilare sulla stabilità che la sicurezza, nella maggior parte dei casi però tale sicurezza è resa obbligatoria solo nel breve periodo.

I meccanismi di capacità orientano le scelte di investimento verso impianti di picco, assegnando valore economico a tutti i tipi di capacità affidabile che possono essere venduti in un apposito mercato.

In questo modo si generano ricavi addizionali, il più possibile stabili, per ogni nuovo impianto.

Un meccanismo di questo tipo non va a sostituirsi ai mercati tradizionali dell'energia e a quelli di riserva, ma opera parallelamente ad essi nella completezza del sistema nel suo insieme.

Nei periodi di picco estremo si sostituiscono le rendite di scarsità con la remunerazione della capacità.

I vantaggi che si presentano con queste soluzioni sono molteplici, tra questi si possono citare la riduzione della volatilità dei prezzi di picco dell'energia nel lungo periodo, un possibile surplus di capacità ottenibile e la limitazione dell'abuso di potere di mercato che avrebbero alcune imprese nel caso di scarsità dell'offerta di elettricità nei periodi di picco estremo.

Le modalità implementabili sono molteplici: meccanismi decentralizzati di prezzo e quantità, assegnazione di contratti di capacità attraverso procedure di gara, politiche di comando e controllo.

Gli strumenti utilizzati differiscono a seconda del meccanismo utilizzato:

- Capacity Payments (CP), tutti i generatori ricevono un corrispettivo per rendersi disponibili a produrre; l'entità della produzione è determinata in base a principi di ottimizzazione settoriale in modo che i ricavi orari siano allineati ai prezzi marginali di lungo periodo; il CP, determinato per via amministrativa, si somma al prezzo marginale di breve periodo e viene calcolato come il valore assegnato all'energia non fornita al carico in una data ora ponderato per la probabilità della perdita di carico;
- Capacity Obligation (CO), prevede di determinare un obbligo per i fornitori da contrarre con determinati produttori con un anticipo di tre o quattro anni, si può adempiere all'obbligo anche comprando titoli di capacità da altri produttori in un'apposita piattaforma di scambio; l'ammontare viene calcolato in base al carico di punta dell'insieme dei consumatori di ciascun fornitore che viene poi maggiorato di un opportuno margine di riserva per garantire l'affidabilità delle forniture del sistema;
- Capacity Forward Auction, il prezzo è definito tramite una gara centralizzata con cui vengono assegnati i contratti di capacità dei generatori; il fabbisogno viene definito con quattro o cinque anni di anticipo, per le nuove unità, in genere, la remunerazione viene garantita per un certo numero di anni, mentre per quelle esistenti solo per l'anno in cui sarà effettuata la consegna;
- Reliability Option Auction, è un'asta concettualmente analoga al sistema precedente ma i generatori che offrono il proprio contributo ne riscuotono il premio garantendo che la loro capacità di generazione sia disponibile nei periodi di picco, restituendo al sistema rendite superiori al prezzo di esercizio dell'opzione;
- Targeted Mechanism For Strategic Reserves, questa opzione prevede la necessità di nuovi impianti di riserva, o di demand side response per sopperire alle mancanze che si siano create, il pagamento è limitato agli impianti necessari a coprire le punte di carico e viene contrattualmente garantito per un lungo periodo.

Attraverso questi meccanismi di capacità gli impianti che vi partecipino ricevono una remunerazione stabile che va ad aggiungersi ai ricavi che ottengono sul mercato dell'energia.

Il grado di autonomia degli investitori varia a seconda del meccanismo che il soggetto regolatore decida di implementare.

Gli elementi di confronto riguardano il conseguimento del target di adeguatezza della capacità ed il costo per i consumatori.

Per quanto riguarda il primo aspetto i più efficaci sono quelli che combinano la giusta dose di coordinamento pubblico, procedure di gara e contratti forward pur sussistendo il rischio di overcapacity.

Il secondo aspetto prende in considerazione l'equilibrio tra criteri di equità e di efficienza sociale.

Da una parte infatti gli impianti esistenti non devono generare extraprofitti che potrebbero manifestarsi ricorrendo a meccanismi di capacità, dall'altra è necessario evitare effetti dinamici negativi dal punto di vista sociale.[19]

2.3. Sistemi di accumulo

Per favorire il dispacciamento degli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili è necessario prevedere lo sviluppo tecnologico e l'utilizzo di sistemi di accumulo.

Essi costituiscono un supporto fondamentale alle tecnologie di generazione che, per la loro natura intrinseca, non possano sovrapporre esattamente il proprio funzionamento nel tempo alla richiesta di elettricità che dovrebbero soddisfare tramite la propria produzione di energia.

L'utilizzo di accumuli migliora il funzionamento di tutto il sistema elettrico nel suo complesso, qualsiasi sia la composizione del parco produttivo indipendentemente dalla quota di generazione da FER.

Infatti, nel caso di largo impiego di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, come ad esempio l'eolico ed il fotovoltaico, l'utilizzo di sistemi per l'accumulo consente di ridurre i costi necessari alla costituzione di una riserva in quanto permette di compensare lo sfasamento intrinseco tra il momento della produzione e quello del consumo.

Anche gli impianti tradizionali ne beneficerebbero perché l'accumulo permetterebbe di limitare il numero di accensioni e spegnimenti, con conseguente aumento del rendimento, nonché di limitare i picchi di produzione durante i momenti di picco di richiesta. [20]

In particolare la normativa italiana, in recepimento alle direttive dell'Unione Europea, prevede nello specifico che il "gestore del sistema di trasmissione nazionale possa realizzare e gestire sistemi di accumulo diffuso di energia elettrica mediante batterie". [21]

Questo provvedimento si aggiunge ad altre misure atte a garantire la sicurezza del sistema senza provvedere all'aumento della capacità di trasporto delle reti di trasmissione e di distribuzione.

Nella delibera 288/2012/R/eel l'AEEGSI predispose l'incentivazione di alcuni progetti pilota per l'inserimento di sistemi di accumulo nella rete di trasmissione, nell'ottica di

sperimentare tecnologie non ancora mature per il mercato senza riversare sugli utenti finali un costo eccessivo senza la garanzia di ritorni economici. [22]

La Delibera 642/2014/R/eel dell'AEEGSI definisce il sistema di accumulo nel suo complesso come un "insieme di dispositivi, apparecchiature e logiche di gestione e controllo, funzionale ad assorbire e rilasciare energia elettrica, previsto per funzionare in maniera continuativa in parallelo con la rete con obbligo di connessione di terzi o in grado di comportare un'alterazione dei profili di scambio con la rete elettrica (immissione e/o prelievo).

Il sistema di accumulo può essere integrato o meno con un impianto di produzione (se presente).

Non rientrano i sistemi utilizzati in condizioni di emergenza che, pertanto, entrano in funzione solo in corrispondenza dell'interruzione dell'alimentazione dalla rete elettrica per cause indipendenti dalla volontà del soggetto che ne ha la disponibilità". [23]

Insieme alla Delibera 574/2014/R/eel, definisce le modalità con cui i sistemi di accumulo devono essere connessi alla rete, le modalità di funzionamento ed i requisiti prestazionali a cui devono sottostare per poter garantire la sicurezza delle infrastrutture in cui vengono inseriti. [24]

Si prevede che nei prossimi dieci o venti anni la flessibilità richiesta dal sistema elettrico potrà essere fornita da tecnologie quali impianti a potenza flessibile, DSM e condivisione della riserva a livello europeo.

L'utilizzo di nuovi accumuli sarà richiesto solo quando ci siano delle alte quote di energie rinnovabili presenti nel sistema di generazione nel suo complesso.

Il mercato delle batterie di accumulo si svilupperà specialmente in riferimento al settore dei trasporti e a quello chimico.

Nel caso invece del sistema elettrico la presenza di un accumulo costituirebbe un servizio addizionale, il contributo all'installazione di nuovi sistemi di immagazzinamento potrebbe essere incentivato tramite meccanismi di mercato.

Ad oggi tramite questa tecnologia possono essere forniti molti servizi ancillari a costi competitivi.

Come nel caso degli incentivi alla produzione da FER, anche per gli accumuli i meccanismi di incentivazione dovrebbero essere il più possibile neutrali rispetto alle tecnologie disponibili.

In alcuni casi l'utilizzo di accumuli potrebbe supportare la rete ad un punto tale da rendere non più necessari, o a ritardare nel tempo, investimenti necessari sia per il potenziamento delle infrastrutture in bassa e media tensione, sia per l'espansione fisica della rete.

La regolamentazione dovrebbe essere capace di orientare gli investitori verso scelte ottimali dal punto di vista dell'efficienza.

Ci sono molte tipologie di sistemi per la tecnologia in questione tra cui si possono elencare accumuli chimici, accumuli elettrici, accumulatori di calore, accumulatori di carburante e di gas.

Attualmente più dell'80% dei sistemi di generazione di potenza si basa su accumuli di energia chimica come carbone e gas, classificati nella categoria degli accumuli ad energia primaria perché sono caricati una sola volta e scaricati tramite la combustione che può avvenire solo una volta.

Quelli detti invece ad energia secondaria hanno la caratteristica di poter essere caricati e scaricati molte volte, tra questi ci sono, per esempio, i sistemi a batteria, tra i più utilizzati in assoluto. [25]

2.4. Le modalità di vendita dell'energia immessa in rete

Le modalità a disposizione dei produttori per la vendita, nel territorio italiano, dell'energia elettrica immessa in rete sono: contratti bilaterali, vendita diretta in borsa, ritiro dedicato e scambio sul posto.

I primi due sono pensati principalmente per impianti progettati per la produzione di energia elettrica finalizzata alla vendita, mentre gli ultimi due sono dedicati ai consumatori che vogliono valorizzare solo la quota di energia prodotta dai loro impianti che non venga autoconsumata.

Il ritiro dedicato consiste nella cessione dell'energia elettrica immessa in rete al Gestore dei Servizi Energetici (GSE), che provvederà a remunerarla secondo un prezzo stabilito per ogni kWh ritirato.

Il GSE è il soggetto autorizzato al ritiro, dal punto di vista commerciale, dell'energia elettrica dai produttori e a rivenderla sul mercato elettrico fungendo da interfaccia, in sostituzione del produttore, per la compravendita di energia e per i principali servizi ad essa connessi.

Questa modalità è dedicata agli impianti alimentati da fonti rinnovabili e non purché rispondano alle condizioni poste sulla potenza.

L'energia ritirata dal GSE viene valorizzata al "prezzo medio zonale orario", che è il prezzo medio mensile per fascia oraria che si forma sul mercato elettrico in corrispondenza alla zona di mercato a cui è connesso l'impianto.

Per i produttori di piccola taglia è prevista una remunerazione garantita per i primi due milioni di kWh annui immessi in rete, "prezzi minimi garantiti" definiti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Questo meccanismo non è compatibile con lo scambio sul posto e con la Tariffa omnicomprensiva.

Lo scambio sul posto invece è una modalità di valorizzazione dell'energia elettrica che consente al produttore di immettere in rete l'energia elettrica condotta che non venga

direttamente autoconsumata, potendo poi prelevarla in un momento diverso da quello in cui avviene la produzione.

Il produttore ottiene una compensazione tra il valore economico dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete e il valore economico associato a quella prelevata e consumata in un momento diverso.

Questo meccanismo non è invece compatibile con il ritiro dedicato dell'energia e con la tariffa omnicomprensiva e non possono accedervi gli impianti che beneficino dei meccanismi di incentivazione previsti dai Decreti Interministeriali del 5 luglio 2012 e del 6 luglio 2012.

Il GSE deve gestire le attività connesse allo scambio sul posto e deve erogare il contributo di scambio (CS) in modo da garantire il rimborso di una parte degli oneri sostenuti dall'utente per il prelievo di energia elettrica in rete.

La quantità del contributo, stabilita dal GSE, tiene conto delle peculiarità dell'impianto e dei profili di prelievo teorici e standard di ciascun utente.[17]

La letteratura propone numerosi studi sull'allocazione ottimale di sistemi di accumulo al fine di migliorare la pianificazione della fase di distribuzione dell'energia in presenza di alta penetrazione di generazione distribuita, indicando questa tecnologia come fondamentale per garantire la sicurezza di approvvigionamento richiesta senza richiedere elevati costi di gestione. [26] [27]

2.5. Impatto della generazione distribuita

All'interno dell'Unione Europea è in corso un dibattito che ha come oggetto l'armonizzazione delle regole e delle procedure per la costruzione di un mercato unico dell'energia, che abbatta le frontiere nazionali.

Il principale ostacolo è costituito dal fatto che le strategie di politica energetica e le scelte che riguardano l'utilizzo di fonti primarie alternative siano di pertinenza esclusiva dei governi nazionali.

La riorganizzazione prevista non si limita ad un diverso ruolo dei DSO e ad un nuovo uso delle reti, ma vuole anche garantire che i benefici prodotti dal cambiamento raggiungano i consumatori e che il sistema sia in grado di offrire un'adeguata sicurezza nel medio/lungo periodo.

Una prima caratteristica di cui tener conto è che i parametri economici della produzione alimentata da FER sono influenzati da una composizione effettiva dei costi molto diversa rispetto agli impianti tradizionali, se in questi, infatti, una parte rilevante del costo variabile è costituito dalla materia prima, nel caso di utilizzo di FER materie quali sole e il vento sono gratuiti.

Un altro aspetto rilevante è costituito dagli interventi di sostegno pubblico che incidono sulla concorrenzialità tra le nuove fonti rinnovabili e gli impianti alimentati da fonti fossili, che, anche a causa dell'accesso prioritario alle reti da parte delle fonti rinnovabili

vengono progressivamente esclusi dalla copertura di una parte importante della curva di domanda.

Nel caso di sistemi per la selezione degli impianti che utilizzino l'ordine di merito come criterio per la messa in funzione degli impianti (modalità utilizzata nella maggior parte dei Paesi europei tra cui l'Italia), questo fenomeno risulta ancor più accentuato penalizzando la generazione termoelettrica.

A causa di tutti gli aspetti fin qui evidenziati la produzione da nuove fonti rinnovabili presenta un immediato vantaggio economico e quindi, negli orari in cui è disponibile, riduce l'utilizzo degli impianti tradizionali che non ne reggono la concorrenzialità economica.

D'altra parte però la nuova tipologia di produzione accresce gli oneri globali di sistema gravando sul prezzo finale dell'energia elettrica pagato dagli utenti sia domestici che industriali e commerciali.

Un ulteriore problema si pone se si considera che la disponibilità ad essere operativi degli impianti tradizionali viene ad avere un costo maggiore e dovrà essere ripagato solo tramite l'energia venduta negli orari in cui la copertura della domanda non è coperta dalle fonti rinnovabili.

Le caratteristiche di costo precedentemente evidenziate devono essere considerate anche alla luce dell'intermittenza di produzione che avviene per la natura stessa delle fonti rinnovabili; esse infatti presentano una curva di offerta che si concentra in alcune ore durante la giornata (nel caso del fotovoltaico) oppure durante la notte (nel caso dell'eolico).

Si pone quindi l'esigenza di garantire la sicurezza di approvvigionamento e la continuità dell'offerta ricorrendo all'utilizzo di impianti tradizionali e favorendo nuove forme di flessibilità del sistema.

In quest'ottica si pone la necessità di valorizzare, non solo l'energia immessa in rete, ma anche la capacità di produzione.

In conclusione si può dedurre che la generazione alimentata da fonti rinnovabili tende ad abbassare il prezzo di vendita dell'energia elettrica all'ingrosso perché utilizza materia prima a costo zero quando questa sia disponibile, ma l'intermittenza dell'offerta rende necessario garantire la disponibilità da parte di impianti alimentati da fonti fossili, quali petrolio e gas.

Questa situazione si presenterà fintantoché nuove forme di flessibilità (quali ad esempio programmi di DSM e DR o accumuli) non si diffondano e siano disponibili a costi accettabili sistemi per l'accumulo di energia.

In queste condizioni il bilanciamento richiede costi maggiori, almeno finché non saranno elaborati modelli attendibili per la previsione e la programmazione dell'offerta da fonti intermittenti.

Un'ulteriore criticità riferita alle fonti rinnovabili, è la loro localizzazione sul territorio che incide sui costi di rete e di distribuzione.

In alcuni casi (soprattutto per produzione eolica) è possibile che, per connettere nuovi impianti situati in località ancora non servite, sia necessario investire nell'ampliamento fisico delle infrastrutture.

Anche quando la connessione sia già presente spesso è necessario incrementarne la capacità di trasporto per consentire flussi bidirezionali che colleghino generatore e utilizzatore.

Si può evidenziare un ultimo aspetto che influenza la qualità del servizio all'utente, ossia la necessità di calibrare i profili di tensione in modo che questo ricada nei limiti previsti dalla normativa per ciascun punto della rete.[5]

Nel contesto sopra illustrato l'Unione Europea sta adottando una strategia di integrazione dei mercati energetici tra le diverse Nazioni che prevede, tra le altre cose, l'ampliamento della rete di trasmissione per poter trarre beneficio dall'aumento di capacità di trasmissione nel caso di collegamento alla rete da parte di impianti alimentati da FER, per il rafforzamento della sicurezza dell'offerta e per la possibilità di completamento del mercato interno.

Negli ultimi anni gli investimenti in infrastrutture di trasmissione sono stati rilevanti sia in termini economici che rispetto ai chilometri realizzati.

È interessante analizzare la relazione tra l'effetto dell'estensione della rete ed i benefici attesi dai generatori elettrici.

Se da una parte si può dire che una rete estesa consenta ad ogni generatore di poter raggiungere un maggior numero di utenti, dando ad esso la possibilità di aumentare il tempo di funzionamento e quindi i profitti, dall'altra è anche vero che una rete più estesa aumenta la concorrenza, mettendo in competizione generatori che possono essere anche molto distanti fisicamente.

La prevalenza di uno dei due effetti rispetto all'altro dipende da diversi fattori da tenere in considerazione.

Un produttore poco efficiente sarà portato a preferire una situazione caratterizzata da bassa capacità di trasmissione che lo protegga dalla possibile concorrenza di produttori più efficienti.

Un generatore efficiente, invece, trarrebbe vantaggio dall'incremento della capacità dovuta all'ampliamento del mercato che si troverebbe potenzialmente a poter raggiungere.

A livello di sistema, analizzandolo nel suo complesso, gli investimenti nella costruzione di nuove infrastrutture sono vantaggiosi per limitare le interruzioni che sarebbero frequenti nel caso di scarsa capacità di rete e diffusione di produzione da fonti rinnovabili poco programmabili.

Dal punto di vista dei consumatori, l'interconnessione tra più zone tende a portare i prezzi attorno ad un valore medio, con la conseguenza che gli utenti che si trovino nella zona che esporta subiranno un aumento dei prezzi, viceversa per quelli delle zone che importano.

In sintesi la rete che collega una zona esportatrice, con generazione abbondante, ed a basso prezzo ad una importatrice, caratterizzata da generazione scarsa e/o costosa, costituisce un sostituto rispetto all'installazione di capacità di generazione efficiente nella zona importatrice.[28]

2.6. La normativa europea

Nell'ambito dell'Unione Europea le scelte relative alla generazione sono realizzate da operatori privati, mentre quelle che riguardano la capacità di trasmissione normalmente vengono prese da autorità pubbliche.

Le problematiche non ancora risolte sono di due tipologie:

- la prima relativa al coordinamento tra generazione e trasmissione implicito nell'analisi costi-benefici che dev'essere effettuata prima dell'approvazione dei progetti che abbiano come oggetto l'aumento della capacità produttiva e/o di trasmissione;
- un secondo aspetto è legato alla modalità con cui l'analisi viene effettuata, soprattutto in relazione alla definizione della situazione contrattuale su cui basarla.

Esiste una sostanziale differenza tra gli investimenti nell'ambito della produzione elettrica e quelli che riguardano la trasmissione.

Nel primo caso infatti l'investitore è soggetto sia al rischio di volume (cioè di non poter produrre a sufficienza a causa della concorrenza di altri produttori), sia al rischio di prezzo (cioè il rischio di dover vendere l'energia a prezzi più bassi di quelli che servirebbero per remunerare tutti i costi sostenuti al fine di evitare perdite di volumi di vendita).

Nel caso della trasmissione invece solo una piccola parte dell'investimento è soggetta al rischio di mercato, mentre una larga parte di investimenti può usufruire di un ricavo regolato.

In questo secondo caso, quindi, l'intervento pubblico per il finanziamento delle reti ha un impatto solo marginale sul rischio dell'investitore, ma permette di redistribuire i costi sostenuti spostandone una parte dagli utenti elettrici ai contribuenti.

Alla luce del quadro sopra presentato sarà interessante appurare come saranno poi effettivamente distribuiti i costi necessari allo sviluppo delle reti, soprattutto perché la stima del costo complessivo degli interventi utili al collegamento di tutti i produttori di energie rinnovabili e di rafforzamento della sicurezza dell'offerta sono dell'ordine di decine di miliardi di euro.

Sarà interessante soprattutto capire quale porzione sarà finanziata dagli utenti energetici mediante le tariffe elettriche e quale quota sarà a carico dei contribuenti nazionali o europei. [28]

2.6.1. Clean Energy Package

All'interno del Clean Energy Package presentato il 30 novembre 2016 è presente un documento che illustra le linee guida per un nuovo mercato dell'energia elettrica intitolato "New electricity market design: a fair deal for consumers".

Esso si propone di individuare una nuova struttura del mercato stabilendo sia i principi generali ed i dettagli tecnici della regolamentazione, sia diritti e responsabilità di tutti i partecipanti.

In particolare è importante che siano chiari i criteri di remunerazione dell'energia immessa in rete per poter valutare il ritorno di eventuali investimenti futuri alla luce di regole chiare e stabili.

Allo stesso tempo è necessario che la regolamentazione sia adatta alle tecnologie del settore che sono ancora ad oggi in continua evoluzione, che renda sempre più partecipi anche nuovi soggetti chiamati ad avere un ruolo attivo e non solo passivo di semplici consumatori, che garantisca una fornitura di energia pulita (in aderenza agli impegni internazionali contro il riscaldamento globale e più genericamente la salvaguardia dell'ambiente) e che sia sicura.

Attualmente la produzione di energia elettrica da FER si attesta al 29% nell'Unione Europea, ma con gli impegni stabiliti di riduzione delle emissioni di CO₂, al 2030 si prevede una quota del 50%.

Per la natura stessa delle FER, la produzione che le utilizzi come fonte primaria, è variabile e poco prevedibile, è necessario quindi che la nuova regolamentazione sia tale da facilitarne lo sviluppo garantendo la flessibilità del sistema e la sicurezza della fornitura.

Considerazioni diverse si possono fare sul mercato dell'energia all'ingrosso e su quello al dettaglio: il primo presenta già un buon livello di concorrenza anche se manca ancora a livello dei singoli Stati la percezione di essere una parte all'interno di un soggetto più ampio che è l'Unione Europea stessa.

La capacità del mercato in questo modo non è pienamente sfruttata perché ogni Nazione tende a porsi nelle condizioni di garantire essa stessa la propria fornitura energetica senza tener conto della produzione degli Stati vicini e non sempre il percorso tra sito di produzione e di consumo è il più breve e lineare possibile.

Al livello del dettaglio invece la competitività è ancora molto bassa ed i consumatori hanno un ruolo decisamente poco attivo nonostante dal punto di vista tecnologico gli strumenti siano già a disposizione, possiamo citare smart grids, smart house e autoproduzione e stoccaggio.

Gli utenti devono essere maggiormente incentivati e devono essere forniti loro gli strumenti adatti per agire sui propri consumi migliorando le proprie condizioni e testandone gli effetti in bolletta.

Il documento definisce poi delle linee guida per entrambi i livelli di mercato, per quanto riguarda quello all'ingrosso propone l'eliminazione del price cap in modo che il prezzo rifletta il valore reale dell'energia in funzione del luogo e del particolare momento in cui essa venga prodotta, in modo da indirizzare gli investimenti verso attività che siano in grado di assicurare la flessibilità richiesta dal sistema anche in termini di Demand Response e stoccaggio.

Si dimostra necessario inoltre definire nuove regole di dispacciamento per garantire equità di condizioni per i generatori di grandi capacità, pur mantenendo la priorità nel dispacciamento per i piccoli impianti alimentati da FER e da nuove tecnologie, in modo tale da favorirne lo sviluppo fintantoché non saranno mature per da poter essere concorrenziali nel mercato.

Un'attenzione particolare è posta anche al problema dei colli di bottiglia che si creano ai confini, da diminuire gestendo in maniera ottimizzata la rete soprattutto grazie alla coordinazione tra i singoli operatori TSO che produrrebbe un utilizzo ottimizzato della rete e maggiore stabilità.

In ultimo bisogna anche considerare provvedimenti che favoriscano la partecipazione attiva alla domanda in modo tale che la remunerazione sia in linea con la flessibilità richiesta.

Il Clean Energy Package propone diverse innovazioni anche per quanto riguarda il mercato al dettaglio, in particolare insiste sul nuovo ruolo del consumatore che deve essere reso partecipe dei benefici ottenibili in termini di energia più sicura, più pulita e offerta in modo competitivo.

Perché questo sia possibile è necessario innanzitutto che in bolletta ci siano informazioni complete e chiare tanto su consumi e costi privati, quanto su costi dell'energia, oneri di rete e imposte. Quest'aspetto è fortemente connesso allo sviluppo di dotazioni di smart metering per tutte le utenze.

A tutti gli utenti europei dev'essere garantito l'accesso a strumenti che li rendano capaci di confrontare le offerte proposte dai diversi fornitori e si evidenzia come debba essere resa facile la rescissione di un contratto di fornitura per stimolare la concorrenzialità dei fornitori.

Inoltre non dev'essere previsto alcun costo per la risoluzione anticipata dell'impegno, fatto salvo il caso di particolari contratti con durata predeterminata, nel qual caso la chiusura prima del termine potrà presentare un costo ma il contratto in cambio deve fornire vantaggi tangibili per l'utente che decida di vincolarsi per un certo tempo alla stessa azienda.

La variabilità dell'approvvigionamento da FER necessita di utenti capaci di spostare i propri consumi nel tempo, tale flessibilità deve però poter essere remunerata direttamente al singolo consumatore o tramite l'intermediazione di aggregatori di consumi.

Tali nuovi soggetti avranno il compito di gestire la flessibilità di un gruppo di consumatori ad esso afferenti il cui volume di domanda acquisisce rilevanza solo nell'insieme e non singolarmente.

In una fase di transizione così delicata, per la radicale trasformazione delle regole di mercato che comporta, vanno previsti dei meccanismi di tutela a favore dei consumatori più vulnerabili che si realizzano attraverso tariffe sociali prima e garanzia di trasparenza e controllo poi.

Tra tutti i settori coinvolti nella riforma l'ente chiamato alla trasformazione più radicale è quello della distribuzione, i DSO dovranno infatti essere in grado di garantire servizi di flessibilità e di misurare la propria efficienza energetica per migliorare le proprie prestazioni.

A livello europeo si prevede la creazione di un'istituzione dedicata alla distribuzione dell'energia elettrica per gestire la rete, garantire la cooperazione tra i diversi DSO nazionali e tra DSO e TSO.

La collaborazione risulta fondamentale soprattutto alla luce della necessità di integrare una quota sempre crescente di energia proveniente da FER, prodotta in maniera distribuita ed immagazzinata, sfruttando al meglio le tecnologie di smart metering e la Demand Response che i clienti possono offrire.[29]

Assoelettrica pone l'attenzione su alcuni punti in particolare del Clean Energy Package: risulta in primo piano il nuovo ruolo del cliente che attraverso gli strumenti di smart metering viene messo nelle condizioni di disporre di informazioni quasi in tempo reale (pochi secondi) sui propri consumi.

Questa condizione risulta indispensabile perché il consumatore possa orientare il proprio utilizzo dell'energia sfruttando in pieno i vantaggi di tariffe che devono diventare sempre più dinamiche anche per i clienti tutelati.

Nella stessa ottica viene sottolineata l'importanza dell'abolizione dei costi per il cambio di operatore e la libertà di adesione ad un aggregatore senza previa richiesta di consenso al fornitore.

Lo stesso aggregatore viene definito come un "operatore di mercato che combina una pluralità di carichi o generazione dei clienti per l'acquisto e/o vendita di energia elettrica in qualsiasi mercato organizzato".

Fondamentali per la gestione dell'immissione in rete dell'energia prodotta da FER risultano gli interventi dei DSO e contemporaneamente la priorità negli investimenti per lo stoccaggio ad enti non regolati, diversi da TSO e DSO a meno che non ci siano soggetti interessati e comunque previo consenso del regolatore.

Le tariffe devono essere ristrutturate per poter aderire alle esigenze di mercato e per riflettere costi di stoccaggio, Demand Side Response (DSR), spinta all'efficienza, integrazione dei mercati e sicurezza del sistema.

Il supporto alle FER dev'essere effettuato in modo tale da essere efficace, quindi devono essere previste delle verifiche periodiche e si deve vigilare sul fatto che le gare per i sistemi di supporto siano aperte anche ad altri Stati membri.

Rimane in vigore la priorità di dispacciamento, solo a parità di prezzo offerto, per gli impianti già esistenti, mentre per i nuovi questo vantaggio sarà limitato solamente a quelli di piccola taglia.

Il successivo redispacciamento dovrà avvenire seguendo criteri aderenti ai meccanismi di mercato.

Viene sottolineata in modo particolare anche la responsabilità di tutti gli operatori presenti sul mercato nei confronti del bilanciamento che deve avvenire il più possibile in tempo reale.

Le risorse per il bilanciamento devono essere considerate su base sovranazionale e non legate al singolo Paese. [30]

Anche AssoRinnovabili sottolinea gli stessi aspetti del documento ribadendo tutti gli aspetti già menzionati e ponendo particolare attenzione in particolare sulla necessità dell'aumento di flessibilità e reattività dei mercati all'aumento di componente di energia da FER non programmabili.

I prezzi poi dovranno riflettere il valore reale dell'energia in modo da stimolare investimenti per aumentare la flessibilità del sistema.

Un ultimo aspetto da ricordare è lo stimolo alla coordinazione tra i diversi TSO per garantire stabilità e utilizzare in maniera ottimale la rete. [31]

2.7. Possibili soluzioni alle nuove criticità

Dal momento che, ad oggi, il mercato tedesco è assimilabile a quello italiano per penetrazione di FER all'interno del mix di generazione se ne riportano alcune caratteristiche.

Il paragone viene effettuato al fine di determinare gli strumenti più idonei all'integrazione delle rinnovabili, evidenziando le dinamiche di mercato, le normative e le tecnologie più virtuose adottate in altri Paesi europei.

Il contributo delle FER elettriche in Germania è previsto intorno al 40-45% nel 2025 e al 55-60% nel 2035.

Mercati intraday continui e con tempi di chiusura più vicini alla delivery

Prevede la possibilità per gli operatori di poter aggiornare le previsioni in maniera continua fino a 45 minuti prima della consegna.

Questa soluzione ha ridotto la necessità da parte dei TSO di approvvigionare l'energia in tempo reale.

Anche gli asset di consumo, nella forma del demand side management, si vedono aperte nuove opportunità di flessibilizzazione grazie alla presenza di un mercato al quarto d'ora. In questo modo ne guadagna in efficienza l'intero mercato elettrico.

Responsabilizzazione del produttore

Il nuovo modello di dispacciamento proposto per gli impianti all'interno del mercato tedesco (Direktvermarktung) prevede che dal 2012 il produttore che utilizzi fonti rinnovabili venga incentivato economicamente per la presa in carico del dispacciamento dei propri impianti.

Precedentemente questa funzione era a carico unicamente del TSO.

Gli ottimi risultati ottenuti con il nuovo sistema sono dovuti allo sviluppo di un mercato sempre più competitivo.

Inoltre molti operatori hanno investito in sistemi di previsione e modelli di trading con l'obiettivo di acquisire quote di mercato, la conseguenza è positiva sull'efficienza del sistema nel suo complesso.

In riferimento alla situazione italiana si sottolinea l'importanza che il produttore di FER effettui una gestione attiva del proprio asset al fine di sfruttare in maniera ottimale le nuove opportunità che si vengono a delineare.

La gestione deve essere effettuata direttamente o tramite un operatore di mercato delegato dal singolo produttore ma non da un soggetto centralizzato, come ad esempio il GSE.

Il produttore è messo nelle condizioni di adottare opportune strategie di offerta per i propri impianti che tengano conto delle specificità dell'asset.

In particolare potrà intervenire per interrompere la produzione del proprio impianto nel momento in cui il valore del prezzo negativo superi il corrispettivo economico dell'incentivo.

In questo caso si consentirebbe all'operatore di minimizzare eventuali perdite anche se a scapito del sistema che rinunciarebbe alla risorsa rinnovabile.

Accesso ai mercati dei servizi ancillari

Tutte le fonti non programmabili connesse alla rete di trasmissione in alcuni paesi del Nord Europa sono abilitate a fornire servizi di riserva primaria, secondaria, terziaria e di bilanciamento su base volontaria.

In Italia le modalità di remunerazione di questi servizi non sono sufficientemente valorizzate.

Ad esempio nel mercato tedesco la riserva primaria può essere pagata fino a 4.000 €/MW/settimana.

Un mercato elettrico per l'Energiewende (Ein Strommarkt für die Energiewende)

Il presente documento redatto dal Ministero dell'Economia e dell'Energia tedesco indica la direzione per integrare nel mercato elettrico una percentuale maggiore di FER.

La posizione del Ministro tedesco è quella di promuovere una riforma del mercato elettrico "energy only", escludendo invece la creazione di un mercato di capacità.

Questo tipo di mercato è sconsigliato anche dalla Comunicazione della Commissione Europea "Launching the public consultation process on a new energy market design" del 15 luglio 2015 [32] per gli effetti di alterazione del mercato che provocherebbe e per i costi connessi.

L'Italia quindi dovrebbe puntare più sulla contrattazione a lungo periodo che sul mercato delle capacità.

Per quanto concerne poi l'organizzazione del mercato è auspicabile che si prosegua nella direzione dell'integrazione tra tutti i mercati elettrici a livello europeo in modo da garantire una riserva comune.

Non solo dei mercati al giorno prima ma anche a quelli giornalieri e di bilanciamento, la cui funzionalità è di basilare importanza per la gestione efficiente di un parco di produzione a forte penetrazione di FER.

La crescita dell'integrazione facilita il funzionamento dei mercati "energy only" come auspicato da diversi Paesi quale la Germania.

La struttura del PUN e dei prezzi zionali su MGP, determinati al prezzo marginale, dovrebbero essere preservati per garantire la massima prevedibilità e tracciabilità del segnale di prezzo in modo da ottimizzare così i consumi e orientare le scelte di investimento.

Questa sarebbe l'occasione per superare le criticità riguardanti le distorsioni su MGP dovute alla presenza di un operatore istituzionale, come ad esempio il GSE in Italia, sul mercato.

Tale obiettivo può essere raggiunto tramite l'abolizione del suo ruolo di operatività sui mercati in favore di meccanismi maggiormente concorrenziali, in tal senso va rafforzato il ruolo dei soggetti aggregatori e vanno limitati i TSO e/o DSO ad un ruolo residuale nella

programmazione come nel dispacciamento degli impianti di piccole dimensioni quali quelli alimentati da FER.

La contrattazione a lungo termine è uno degli strumenti che permetterebbero agli impianti alimentati da FER non programmabili di ricevere una remunerazione stabile nel tempo, condizione indispensabile nel settore elettrico essendo caratterizzato da alta intensità di capitale.

La flessibilità nella gestione dei carichi ottenibile tramite programmi quali quelli di demand response possono ridurre la necessità di costituire ulteriore capacità per coprire i picchi della domanda e di evitare una parte degli investimenti necessari alla costruzione di nuove infrastrutture elettriche.

L'incremento di liquidità dei mercati può aiutare l'integrazione delle fonti rinnovabili e favorire la competitività dei prezzi dell'energia.

La crisi economica che ha investito l'Europa, e non solo, negli anni intorno al 2009 ha causato gravi conseguenze anche per l'economia del mercato elettrico.

La domanda di energia è calata ed una sua ripresa è possibile pensando a come spostare i consumi di energia in consumi di tipo elettrico.

I vantaggi sarebbero molteplici, anche dal punto di vista ambientale dal momento che l'energia elettrica garantisce efficienza e può essere prodotta utilizzando fonti rinnovabili e non solo fossili.

I benefici inciderebbero sia su scala locale che globale ma una maggiore elettrificazione dei consumi necessita di misure significative a favore sia della mobilità elettrica che della sostituzione di caldaie a gas con impianti a pompa di calore.

Le misure da definire ed implementare sono regolamentazioni, standardizzazioni ed incentivi.

Nel panorama attuale, fortemente caratterizzato dalla diversità delle tipologie di generazione, assumo sempre più rilevanza meccanismi che possano migliorare la programmazione e la previsione della produzione.

L'effetto di tali meccanismi produce effetti positivi sia per la gestione del sistema elettrico nazionale nel suo complesso sia per la promozione di investimenti nello sviluppo di nuove tecnologie.

La tipologia di interventi maggiormente auspicabili sono quelli che premiano la prevedibilità della produzione che si riesce ad ottenere con le nuove metodologie e non quelle che propongono una semplice allocazione dei costi senza valutarne l'effettiva efficacia.

Un'altra possibilità per intervenire sugli sbilanciamenti è quella di favorire l'aggregazione di più impianti ed adeguate franchigie.

Si rende necessaria una revisione delle tempistiche che regolano l'operatività dei mercati della borsa elettrica, avvicinando in modo significativo l'orario della chiusura del mercato al momento della distribuzione.

La flessibilità auspicata dev'essere favorita tramite gli strumenti già elencati, tale condizione impone di offrire una serie di servizi, a cui andrebbero applicate le seguenti modifiche:

- definizione più specifica ed articolata dei servizi e delle prestazioni richieste dal TSO riguardo al dispacciamento;
- offrire la possibilità di erogare tali servizi anche a nuovi soggetti quali ad esempio gli aggregatori;
- revisione della modalità con cui approvvigionare la capacità di riserva, in particolare prevedendo che il TSO segua una regolamentazione volta ad assicurare la presenza sul mercato degli impianti che abbiano prestazioni tecniche e dinamiche adeguate al servizio di backup delle FER non programmabili, al fine di garantire la sicurezza e l'efficienza del sistema anche in presenza di forte flessibilità dei mercati;
- abilitare le FER non programmabili a fornire servizi di dispacciamento su base volontaria, secondo modalità e sempre compatibilmente con la tipologia di impianto.

Si è già detto come il mercato dell'energia sia caratterizzato da alta intensità di capitale per le sue caratteristiche intrinseche.

Tale condizione è sostenibile dal punto di vista economico solo se vengono stipulati contratti con un orizzonte temporale di medio lungo termine.

Contratti di questo tipo sono di sostegno ad aziende ed investitori privati che vogliono sviluppare nuove tecnologie di generazione.

Se il legislatore indirizza gli investimenti in tale direzione, la revisione del mercato elettrico non potrà non tenere conto di strumenti per la tutela dei capitali investiti in tale direzione.

In tal senso vanno rispettati i seguenti principi:

- garanzia del mantenimento nel tempo di un quadro normativo e regolatorio stabile in modo da non compromettere la remunerazione degli investimenti per gli impianti rinnovabili costruiti;
- abbassare progressivamente fino all'eliminazione gli incentivi per tecnologie ormai mature, in favore di interventi di efficientamento sugli impianti esistenti;
- utilizzo di aste, o strumenti di uguale efficienza, per selezionare operatori affidabili ed i progetti più meritevoli, in modo da effettuare una scelta coerente con il nuovo quadro normativo comunitario in tema di aiuti di stato.

[33]

Data la rilevanza che gli stati membri dell'Unione Europea riconoscono all'apporto che gli impianti alimentati da fonti rinnovabili stanno dando ad oggi, e daranno sempre più in futuro, alla lotta contro i cambiamenti climatici e, più in generale, alla salvaguardia

dell'ambiente, è evidente come sia di fondamentale importanza risolvere tutte le criticità che l'utilizzo di quei generatori comporta.

I principali aspetti che verranno approfonditi nei capitoli successivi sono tre:

- l'analisi dei possibili modelli di dispacciamento, che possano integrare efficacemente la generazione distribuita;
- il ruolo che potrà avere l'utenza, come attore attivo e non più solo passivo all'interno della gestione del sistema elettrico;
- le tariffe dell'energia elettrica come strumento per inviare segnali di prezzo significativi all'utenza sul costo reale dell'energia che acquistino, tenendo conto di tempo e luogo di produzione.

L'aspetto del dispacciamento verrà affrontato a partire dai modelli elaborati dal Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano su richiesta dell'Autorità per l'Energia Elettrica del Gas e del Sistema Idrico, aggiungendo poi considerazioni ulteriori sulla base di altri studi proposti dalla letteratura.

Molti studi sono già presenti in letteratura sul Demand Side Management e sul Demand Response, verranno qui riportati quelli inerenti al loro utilizzo come strumento per semplificare alcuni problemi di bilanciamento del sistema elettrico dovuti allo sfasamento da temporale tra momento effettivo della produzione di energia e richiesta per il consumo.

Verrà evidenziato in particolare come il contributo dell'utenza possa ridurre significativamente i problemi presentati e consenta di risparmiare interventi costosi per l'espansione della rete o per l'aumento della sua capacità di trasporto.

Il ruolo che potranno avere delle tariffe elettriche adeguate al nuovo contesto energetico che si sta delineando sarà discusso sulla base dei possibili effetti che potranno avere sui comportamenti del consumatore e su una corretta allocazione di tutti i costi del sistema tra i vari impianti produttivi.

Capitolo 3

Nuovi modelli di dispacciamento in presenza di generazione distribuita

La quota sempre maggiore di generazione distribuita presente nel panorama energetico europeo rende necessario lo studio di nuovi modelli per il dispacciamento dell'energia elettrica che siano in grado di valorizzare il contributo di questi impianti integrandoli efficacemente nel sistema elettrico nel suo complesso.

3.1. Nuove criticità nella distribuzione dell'energia elettrica

Fino a qualche anno fa la produzione di energia elettrica era prevalentemente garantita da pochi impianti ed alle utenze spettava il solo ruolo della ricezione per l'utilizzo, ad oggi invece molti piccoli impianti eccedono la produzione dedicata all'autoconsumo e sono quindi in grado di reimmettere il disavanzo in rete.

In questo modo il sistema passa da una struttura fortemente centralizzata ad una molto più distribuita all'interno del territorio.

Lo sviluppo è dovuto in larga parte all'erogazione continua di incentivi, sia di tipo amministrativo, che basati su meccanismi di mercato, oltre che per la presenza di disposizioni che prevedono un accesso ed una modalità di cessione dell'energia elettrica semplificati e vantaggiosi rispetto alle condizioni imposte invece agli impianti di tipo tradizionale.

La rete di distribuzione quindi presenta una criticità del tutto nuova rispetto agli anni precedenti perché si trova a dover gestire flussi di energia bidirezionali (dalla rete al piccolo impianto e viceversa) mediante l'utilizzo di infrastrutture progettate per lo scambio in un solo verso.

Oltretutto i generatori di cui si parla, essendo di piccola taglia, sono connessi alla rete in bassa o media tensione, e non in alta tensione, causando un'inefficienza nel trasporto dovuta alle maggiori perdite.

Per far fronte a questa problematica sono previsti nei prossimi anni investimenti importanti per il miglioramento delle infrastrutture elettriche ed anche interventi nella formazione del prezzo dell'energia che mirano a responsabilizzare degli utenti finali nei confronti delle perdite dovute all'immissione ed al prelievo di potenza reattiva nel sistema.

[34] [35]

Ulteriore complessità di gestione deriva anche dalla valorizzazione che deve essere fatta delle potenzialità dei generatori di partecipare alla programmazione ottimizzata della rete, in modo tale da sfruttare al meglio il loro potenziale, sia tecnico che economico, nella gestione dei periodi di picco e di congestione, garantendo la sicurezza del sistema nel suo complesso.

Bisogna tener conto del fatto che la priorità di dispacciamento che viene garantita agli impianti alimentati da FER non programmabili, provoca la messa fuori servizio, temporanea e a volte permanente, dei generatori tradizionali che, oltre a fornire potenza ed energia, sono gli stessi che forniscono i servizi ancillari necessari alla gestione del sistema elettrico.

Tra i servizi in questione la letteratura mette in evidenza la "regolazione primaria, secondaria e terziaria; adeguati livelli di potenza di cortocircuito necessaria sia per la gestione dei sistemi di protezione, sia per limitare la profondità e l'estensione dei buchi di tensione generati da guasti; inerzia meccanica intrinseca per garantire una certa stabilità

del sistema durante perturbazioni veloci o transitorie; assorbimento/erogazione di potenza reattiva, ecc.". [36]

La stessa natura poi delle fonti rinnovabili utilizzate per l'alimentazione rende la produzione soggetta a forte variabilità e soprattutto non è possibile effettuare delle previsioni tanto precise quanto attendibili data la dipendenza dalle condizioni meteorologiche.

L'imperfezione dell'informazione rende critico il calcolo che l'operatore TSO deve effettuare per stabilire la quantità di riserva necessaria a garantire la sicurezza della fornitura.

Se infatti la produzione da FER venisse sovrastimata ci si troverebbe di fronte a problemi di scarsità dell'approvvigionamento, mentre se questa venisse sottostimata i costi operativi della riserva, maggiori di quanto necessario, verrebbero riversati nelle spese allocate all'utilizzatore a causa di un dispacciamento degli impianti diverso da quello ottimale. [5]

Le soluzioni proposte per questi problemi seguono orientamenti diversi, Terna ad esempio ha elaborato un piano denominato RI. GE. DI (Riduzione della generazione distribuita) per far fronte alla congestione di rete nel momento in cui si presenti eccessiva produzione di energia rispetto alla richiesta per il consumo che si registra nello stesso orario.

Una situazione esemplificativa può essere quella di un'assolata domenica primaverile in cui molti impianti fotovoltaici siano in funzione senza che l'energia che essi stanno immettendo in rete sia consumata né dalle industrie, che non lavorano nei giorni festivi, né dai climatizzatori che nelle mezze stagioni non vengono quasi mai messi in funzione. Il piano prevede il distacco di alcuni generatori eolici e fotovoltaici connessi in media tensione in caso di emergenza.

Per far ciò vengono costituiti dei gruppi di distacco attivabili secondo condizioni crescenti di gravità dell'emergenza, i livelli sono cinque e variano a seconda che si tratti di un giorno feriale, prefestivo o festivo. [37]

Un altro aspetto individuato dalla letteratura è quello di utilizzare delle tariffe per la connessione alla rete e delle regole che rendano partecipi i produttori che utilizzino FER della responsabilità e dei costi da sostenere per il bilanciamento necessario a garantire la sicurezza della rete.

L'AEEGSI in recepimento della sentenza del 9 giugno 2014, n. 2936, della Sezione Sesta del Consiglio di Stato, ha ottenuto piena libertà di operare in modo tale che il provvedimento "da un lato, tuteli il mercato nella sua interezza mediante l'imposizione anche alle unità di produzione in esame dei costi di sbilanciamento, dall'altro, introduca meccanismi calibrati sulla specificità della fonte in grado di tenere conto della modalità di produzione dell'energia elettrica e delle conseguenti difficoltà di effettuare una previsione

di immissione in rete che raggiunga il medesimo grado di affidabilità che devono garantire le unità di produzione di energia programmabile". [38]

A livello nazionale l'AEEGSI (Autorità per energia elettrica il gas e il servizio idrico) ha imposto l'obbligo ai produttori che utilizzino impianti alimentati da FER di prestare servizi di rete, come ad esempio la riduzione di potenza degli impianti eolici quando sia necessario.

Lo stesso ente ha stabilito inoltre un valore di mercato allo sbilanciamento creato tra l'energia immessa in rete e quella programmata da fonti intermittenti, ponendo tale onere a carico dei responsabili dello sbilanciamento nel caso in cui questo superi del 20% la soglia prevista dal programma.

Questo provvedimento ha lo scopo di tener conto della difficoltà di programmazione della disponibilità allocando i costi ai produttori per non farli pesare completamente sulle spese dei consumatori finali.[39]

3.2. Modelli di dispacciamento

Nuovi modelli di dispacciamento dell'energia sono in fase di studio al fine di integrare in maniera ottimale nel sistema elettrico i piccoli impianti che costituiscono, nella forma della generazione distribuita, una realtà sempre più diffusa nel territorio nazionale e nell'Unione Europea.

La normativa si orienta nel senso di favorire un apporto sempre maggiore di energia proveniente dai piccoli impianti e contemporaneamente si propone l'obiettivo di implementare le misure che la loro stessa presenza rende necessarie al fine di garantire la sicurezza del sistema nel suo complesso.

In quest'ottica le reti di distribuzione, in presenza di generazione distribuita ad esse connessa, devono passare da un ruolo passivo ad uno attivo, devono cioè essere capaci di scambiare segnali con i punti di immissione e prelievo, nel rispetto dei vincoli di tensione e corrente, garantendo sempre, dal punto di vista tecnico, la sicurezza del sistema.

Dal momento che la somma delle potenze installate è significativa, gli impianti devono essere messi nelle condizioni di fornire servizi di rete, contribuendo anch'essi ad una gestione efficiente del sistema.

Per tutti gli impianti che non siano in grado di fornire questi servizi dev'essere prevista la partecipazione agli oneri di rete.

Inoltre, diversamente dalla visione tradizionale dell'uso dell'energia al livello della distribuzione, i consumatori residenziali possono essere resi protagonisti attivi del buon funzionamento del sistema tramite l'adesione a programmi di demand response, che utilizzano segnali di prezzo per orientare i consumi degli utenti.

Anche l'utilizzo di questi programmi è uno degli strumenti ritenuti più efficienti per una maggiore integrazione della generazione distribuita in un sistema elettrico che garantisca sicurezza sia tecnica che di fornitura.[40]

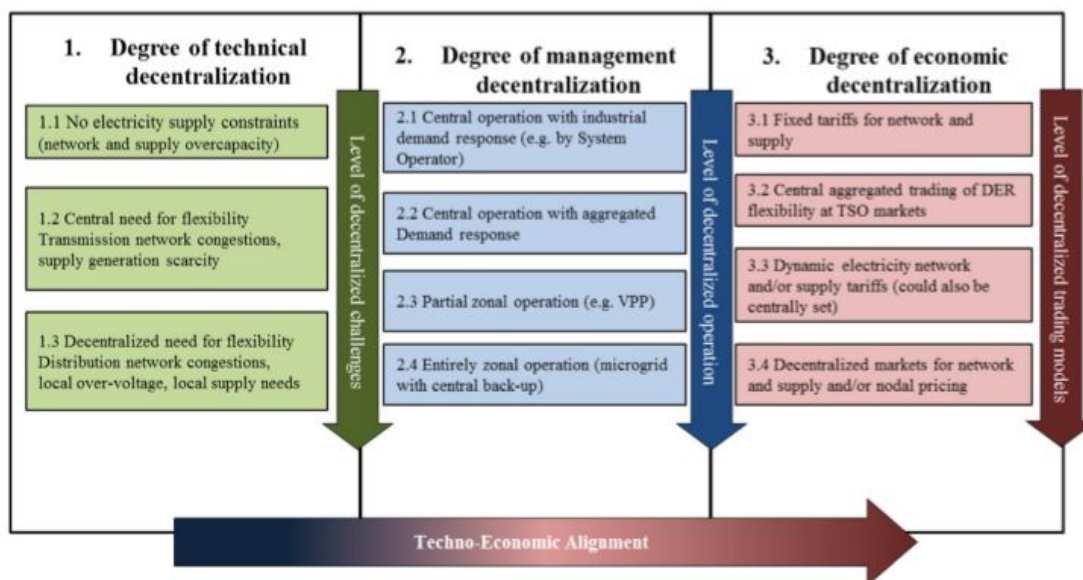


Figura 6: Allineamento Tecno-Economico alla decentralizzazione nei mercati elettrici [40]

Allo scopo di individuare nuovi modelli di dispacciamento che perseguano gli obiettivi sopra esposti l'AEEGSI ha commissionato nel 2013 uno studio al Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano nel quale sono state analizzate le risorse necessarie al dispacciamento che le fonti rinnovabili non programmabili e la generazione distribuita sono in grado di fornire.

In particolare vengono analizzati tre diversi modelli di dispacciamento considerando le modalità di selezione e di erogazione dei servizi e le prestazioni necessarie.

Tra le diverse ipotesi non tutte sono già effettivamente implementabili nel mercato attuale ma vengono comunque prese in considerazioni nell'ipotesi di poterle utilizzare in futuro. [41]

Il primo è il *Dispacciamento Centralizzato Esteso*, soluzione in cui il dispacciamento di ogni unità viene effettuato dal TSO a livello centrale, mentre all'utente spetta il compito di presentare offerte sul MSD (Mercato per il Servizio di Dispacciamento).

Questa modalità ad oggi è già in uso per la sola energia prodotta in maniera convenzionale, ma potrebbe essere estesa anche alla produzione da FER non programmabili.

In particolare l'interfaccia tra cliente e MSD potrebbe essere una funzione svolta dalla figura dell'aggregatore, permettendo anche agli impianti che producano una quantità di energia poco rilevante rispetto al mercato nel suo insieme di entrare più agevolmente nel mercato.

La seconda opzione è il *Dispacciamento Locale del DSO*, in cui il DSO è la figura preposta a presentare offerte sul MSD gestendo le unità di generazione distribuita (FER non programmabili e non) attraverso un mercato dei servizi per il dispacciamento specifico delle reti di distribuzione.

A loro volta i singoli produttori devono presentare delle offerte al DSO direttamente o tramite un aggregatore.

In questo modo si crea una separazione tra il nuovo mercato del dispacciamento locale dei distributori ed il mercato del dispacciamento centrale, il primo dedicato alle offerte degli impianti di generazione distribuita e intermittente, il secondo in cui il TSO garantisce la sicurezza del sistema in tempo reale.

Il terzo modello è il *Profilo di Scambio AT/MT Programmato*, in cui il DSO è responsabile del mantenimento di un profilo di scambio all'interfaccia alta tensione / media tensione programmato, cioè deve mantenere lo scambio di energia con la rete di trasmissione il più simile possibile a quello definito durante la programmazione.

Per fare ciò il DSO deve gestire in maniera ottimale le risorse presenti sulla propria rete locale, mentre al TSO rimane il compito del dispacciamento coinvolgendo i soli impianti connessi alla rete di trasmissione, tanto le unità di produzione, quanto quelle di consumo.

3.2.1. Dispacciamento Centralizzato Esteso

In questo modello tutti gli impianti alimentati da FER non programmabili e quelli che costituiscono la generazione distribuita connessa alle reti di media e bassa tensione sono tenuti a fornire una previsione dell'energia prodotta con un giorno di anticipo.

In questo modo le modalità di gestione del mercato rimarrebbero uguali a quelle attuali permettendo però di immettere/prelevare energia elettrica e fornire servizi di dispacciamento anche agli impianti della generazione distribuita, a livello di singolo utente o tramite forme di aggregazione di zona.

Il TSO quindi potrà garantire il bilanciamento, sia in fase di programmazione che in tempo reale, acquistando le risorse dagli impianti tradizionali oppure da quelli alimentati da FER non programmabili connessi direttamente alla rete di trasmissione, ma anche dalla generazione distribuita connessa in media e bassa tensione.

I piccoli impianti saranno chiamati al rispetto degli impegni fisici per non creare sbilanciamenti e a quelli commerciali.

In particolare la partecipazione al MSD, almeno in una prima fase dovrà avvenire tramite un trader per tutti gli impianti di taglia inferiore ad 1 MW, e sempre tramite questa figura potranno offrire servizi di dispacciamento di sistema (Tabella 3).

L'implementazione di questo modello richiederebbe un'elevata complessità gestionale per il coinvolgimento di un numero molto grande di impianti installati su reti di media e bassa tensione, richiedendone anche la verifica dei limiti di funzionamento.

Risorsa	Tipologia	Servizio di sistema (TSO)	Servizio locale(DSO)
<i>Risorse in fase di programmazione</i>	Servizio di mercato	SI • Eliminare congestioni in fase di programmazione	SI • Eliminare congestioni in fase di programmazione • Garantire il profilo programmato in fase di programmazione
<i>Risorse per la riserva primaria di potenza</i>	Requisito/obbligo di natura tecnica entro una certa banda Servizio di mercato per maggiore capacità	SI • Correggere lo squilibrio istantaneo tra produzione e carico	NO
<i>Risorse per la riserva secondaria (e terziaria) di potenza</i>	Servizio di mercato (in prospettiva)	SI • Compensare gli scarti tra fabbisogno e produzione del sistema	NO
<i>Risorse per il bilanciamento</i>	Servizio di mercato	SI • Garantire equilibrio tra immissioni e prelievi • Risoluzione di congestioni di rete • Ripristino dei corretti margini di riserva secondaria di potenza	SI • Risoluzione di congestioni di rete • Garantire il mantenimento del profilo programmato
<i>Regolazione della tensione mediante assorbimento/erogazione di potenza reattiva</i>	Servizio di mercato	SI • Contrastare le variazioni di tensione, soprattutto nelle ore notturne ("sole di notte")	SI • Controllare il profilo di tensione lungo linea
<i>Regolazione della tensione mediante riduzione della potenza attiva</i>	Servizio di mercato	NO	SI • Controllare il profilo di tensione lungo linea se la regolazione di potenza reattiva non è sufficiente
<i>Servizio di demand response e di interrompibilità del carico</i>	Servizio di mercato (in prospettiva)	SI • Garantire la sicurezza qualora le altre risorse non siano sufficienti	SI • Aumentare la flessibilità nella gestione della rete anche rispetto al mantenimento di un profilo programmato
<i>Partecipazione alla rialimentazione del sistema elettrico</i>	Requisito/obbligo di natura tecnica	SI • Piani di riaccensione	NO
<i>Disponibilità all'utilizzo del telescatto</i>	Requisito/obbligo di natura tecnica	SI • Ristabilire il funzionamento in sicurezza N-1	SI • Risolvere sovraccarichi di rete qualora le risorse per il bilanciamento non fossero sufficienti o sia necessaria un'azione più rapida
<i>Funzionamento in isola di porzioni di rete</i>	Requisito/obbligo di natura tecnica	NO	SI • Migliorare esercizio di reti con frequenti interruzioni prolungate estese

Tabella 3: Requisiti/Obblighi di natura tecnica e servizi di mercato che possono essere offerti da unità di produzione alimentate da FER non programmabili e da generazione distribuita [36]

Fase a: Rete di distribuzione fit & forget

L'approccio attuale per il dimensionamento della rete di distribuzione è di tipo fit & forget, in questo modo tutti gli impianti di generazione possono immettere la propria produzione al completo senza creare problemi di sicurezza nella rete di distribuzione.

Il metodo prevede che il DSO locale verifichi il rispetto delle regole tecniche per la connessione dell'impianto, non tenendo più conto della sua presenza dall'istante successivo. [34]

Così facendo non si pone un limite alla potenza che può essere offerta su MSD dalle unità di generazione distribuita, perché la rete è dimensionata proprio per accogliere questa quantità di energia.

È comunque possibile che il DSO richieda ad alcuni di questi impianti di modulare la propria potenza reattiva per rispettare i vincoli di tensione determinati su tutti i nodi della rete di distribuzione.

Nella situazione appena presentata i servizi offerti da ciascun utente su MSD sono riportati in Tabella 4.

Risorsa	Tipologia	Mercato	Utente del dispacciamento abilitato alla fornitura di servizi
<i>Risorse in fase di programmazione</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Eliminare congestioni in fase di programmazione 	MSD	<ul style="list-style-type: none"> • UP AAT/AT • UP alimentate da FRNP AAT/AT • UGD MT e BT (> 1 MW) • Trader (UGD MT e BT fino a 1 MW)
<i>Risorse per la riserva primaria di potenza</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Correggere lo squilibrio istantaneo tra produzione e carico 	MSD	<ul style="list-style-type: none"> • UP AAT/AT • UP alimentate da FRNP AAT/AT • UGD MT e BT (> 1 MW) • Trader (UGD MT e BT fino a 1 MW)
<i>Risorse per la riserva secondaria (e terziaria) di potenza</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Compensare gli scarti tra fabbisogno e produzione del sistema 	MSD	<ul style="list-style-type: none"> • UP AAT/AT • UP alimentate da FRNP AAT/AT • UGD MT e BT (> 1 MW)
<i>Risorse per il bilanciamento</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Garantire equilibrio tra immissioni e prelievi • Risoluzione di congestioni di rete • Ripristino dei corretti margini di riserva secondaria di potenza 	MSD	<ul style="list-style-type: none"> • UP AAT/AT • UP alimentate da FRNP AAT/AT • UGD MT e BT (> 1 MW) • Trader (UGD MT e BT fino a 1 MW)
<i>Regolazione della tensione mediante assorbimento/erogazione e di potenza reattiva</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Contrastare le variazioni di tensione, soprattutto nelle ore notturne ("sole di notte") 	MSD	<ul style="list-style-type: none"> • UP alimentate da FRNP AAT/AT • UGD MT e BT (> 1 MW) • Trader (UGD MT e BT fino a 1 MW)
<i>Servizio di demand response e di interrompibilità del carico</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Garantire la sicurezza qualora le altre risorse non siano sufficienti 	MSD	<ul style="list-style-type: none"> • Clienti finali AAT/AT • Trader (Clienti finali MT e BT)
<i>Partecipazione alla rialimentazione del sistema elettrico</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Piani di riaccensione 	MSD	<ul style="list-style-type: none"> • UP AAT/AT • UP alimentate da FRNP AAT/AT • UGD MT e BT (> 1 MW) • Trader (UGD MT e BT fino a 1 MW)
<i>Disponibilità all'utilizzo del telescatto</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Ristabilire il funzionamento in sicurezza N-1 	MSD	<ul style="list-style-type: none"> • UP AAT/AT • UP alimentate da FRNP AAT/AT • UGD MT e BT (> 1 MW) • Trader (UGD MT e BT fino a 1 MW)

Tabella 4: Servizi di sistema offerti su MSD nel caso di "Dispacciamento Centralizzato Esteso", nella fase a) [36]

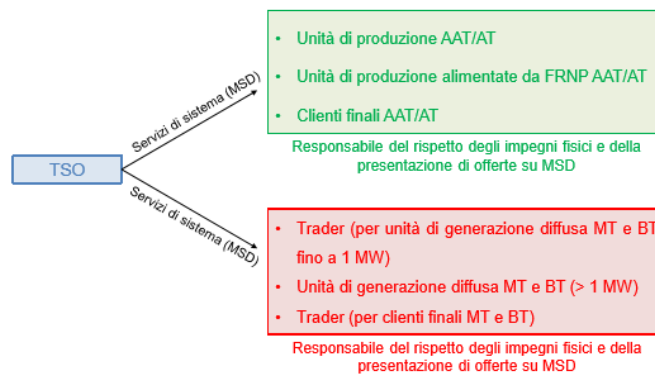


Figura 7: Servizi di sistema e fit&forget nel modello di Dispacciamento Centralizzato Esteso fase a) [36]

Fase b: Smart grid

Se non è stato utilizzato il criterio fit & forget per la progettazione della rete, il DSO deve acquistare alcuni servizi locali per garantirne il corretto funzionamento.

Poiché tali servizi servono a risolvere problemi in punti specifici della rete solo alcuni impianti possono fornirli, in questo caso il TSO potrebbe acquistare il servizio tramite una chiamata diretta all'impianto che possa soddisfare la richiesta, ripagandolo tramite un prezzo amministrato anziché ricorrere al mercato.

Per la generazione distribuita la fornitura dei servizi locali deve essere prioritaria rispetto a quella dei servizi di sistema, questi ultimi infatti possono essere richiesti a diversi impianti connessi al sistema elettrico nazionale, mentre quelli locali richiedono unità che siano installate vicino al sito dove si sia verificato il problema.

Al DSO spetta il compito di verificare che la partecipazione della generazione distribuita ai mercati elettrici sia compatibile sia con la capacità della rete locale che con i servizi locali necessari all'ottimizzazione del sistema.

Concretamente il DSO deve autorizzare o meno la fornitura di energia offerta su MSD solo dopo essersi assicurato un adeguato margine per i servizi locali che potrebbe dover acquistare tramite chiamata diretta

Nel caso di rete dimensionata in fit & forget la verifica darebbe sempre esito positivo, è quindi necessario sviluppare le smart grid e modalità di gestione aderenti al controllo in tempo reale.

Quello che differenzia la fase b) dalla fase a) è che tutti i servizi locali sono acquistati dal DSO tramite chiamata diretta di alcuni impianti di generazione distribuita (Tabella 5).

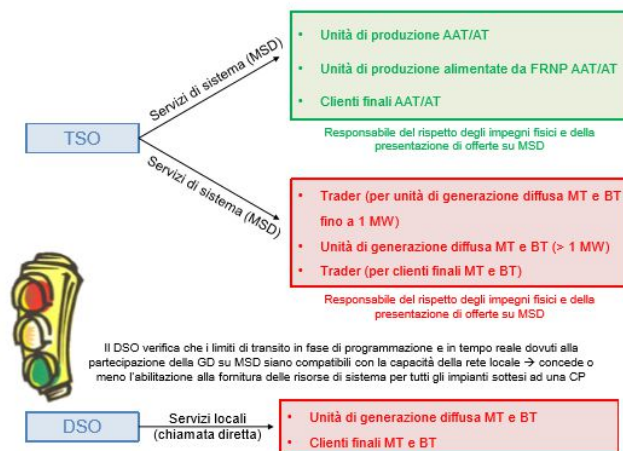


Figura 10: Servizi di sistema e servizi locali su chiamata diretta nel Sistema Centralizzato Esteso [36]

Risorsa	Tipologia	Mercato	Utente del dispacciamento abilitato alla fornitura di servizi
Risorse per il bilanciamento	<ul style="list-style-type: none"> Risoluzione di congestioni sulla rete di distribuzione 	Chiamata diretta	<ul style="list-style-type: none"> UGD MT e BT (> 1 MW) Trader (UGD MT e BT fino a 1 MW)
Regolazione della tensione mediante assorbimento/erogazione di potenza reattiva	<ul style="list-style-type: none"> Controllare il profilo di tensione lungo linea 	Chiamata diretta	<ul style="list-style-type: none"> UGD MT e BT (> 1 MW) Trader (UGD MT e BT fino a 1 MW)
Disponibilità all'utilizzo del telescatto	<ul style="list-style-type: none"> Risolvere sovraccarichi di rete qualora le risorse per il bilanciamento non fossero sufficienti o sia necessaria un'azione più rapida 	Chiamata diretta	<ul style="list-style-type: none"> UGD MT e BT (> 1 MW) Trader (UGD MT e BT fino a 1 MW)

Tabella 5: Servizi locali su chiamata diretta nel Sistema Centralizzato Esteso [36]

3.2.2. Dispacciamento Locale del DSO

In questo modello gli impianti alimentati da FER non programmabili collegati direttamente alla rete di trasmissione e la generazione distribuita connessa alle reti di distribuzione in media e bassa tensione hanno l'obbligo di fornire servizi di dispacciamento, oltre che di elaborare una previsione dell'energia prodotta al giorno precedente.

I servizi di dispacciamento possono essere offerti a livello di singolo impianto oppure in una forma di aggregazione di zona.

Il TSO quindi potrà acquistare da essi le risorse per garantire il bilanciamento, sia in fase di programmazione che in tempo reale, pur rimanendo a disposizione anche l'acquisto da impianti tradizionali.

Nel caso di unità connesse alla rete di trasmissione l'acquisto sarebbe diretto, in tutti gli altri casi avverrebbe tramite il DSO, che a sua volta acquisterebbe i servizi dagli impianti connessi in media e bassa tensione tramite un mercato per i servizi di dispacciamento locale attraverso la creazione di un mercato per i servizi di dispacciamento specifico per le reti di distribuzione (MSD_D).

I servizi acquistati in MSD_D possono essere offerti in un secondo tempo in MSD oppure possono essere utilizzati per risolvere le criticità che si presentino nella rete di distribuzione di loro competenza.

In particolare il TSO sarebbe responsabile del mantenimento dell'equilibrio tra domanda e offerta, mentre ciascun DSO sarebbe chiamato a garantire il corretto funzionamento delle reti di distribuzione (Tabella 6, 7,8).

In quest'ottica il DSO avrebbe la duplice funzione di utente del dispacciamento per il MST e di responsabile per il dispacciamento locale.

Secondo questo approccio la verifica dei limiti di transito dovuti alla presenza della generazione distribuita nei mercati elettrici è implicita nel ruolo che il DSO si trova a coprire, gestendo e coordinando tutte le risorse nel rispetto dei vincoli di rete.

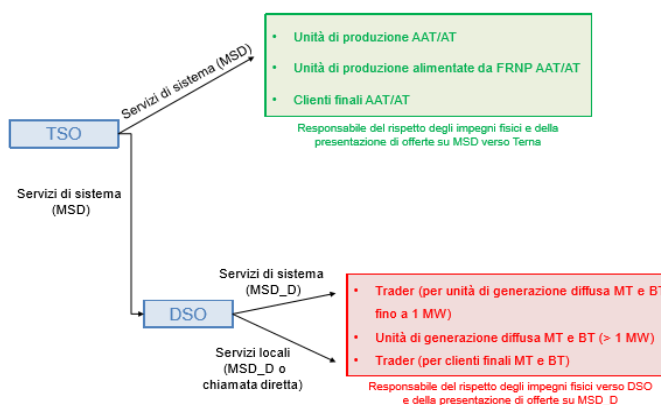


Figura 11: Servizi locali e di sistema per il tramite dei DSO nel Dispacciamento Locale del DSO [36]

Risorsa	Tipologia	Mercato	Utente del dispacciamento abilitato alla fornitura di servizi
<i>Risorse in fase di programmazione</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Eliminare congestioni in fase di programmazione 	MSD	<ul style="list-style-type: none"> • UP AAT/AT • UP alimentate da FRNP AAT/AT • DSO (tramite MSD_D)
<i>Risorse per la riserva primaria di potenza</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Correggere lo squilibrio istantaneo tra produzione e carico 	MSD	<ul style="list-style-type: none"> • UP AAT/AT • UP alimentate da FRNP AAT/AT • DSO (tramite MSD_D)
<i>Risorse per la riserva secondaria (e terziaria) di potenza</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Compensare gli scarti tra fabbisogno e produzione del sistema 	MSD	<ul style="list-style-type: none"> • UP AAT/AT • UP alimentate da FRNP AAT/AT • DSO (tramite MSD_D)
<i>Risorse per il bilanciamento</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Garantire equilibrio tra immissioni e prelievi • Risoluzione di congestioni di rete • Ripristino dei corretti margini di riserva secondaria di potenza 	MSD	<ul style="list-style-type: none"> • UP AAT/AT • UP alimentate da FRNP AAT/AT • DSO (tramite MSD_D)
<i>Regolazione della tensione mediante assorbimento/erogazione di potenza reattiva</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Contrastare le variazioni di tensione, soprattutto nelle ore notturne ("sole di notte") 	MSD	<ul style="list-style-type: none"> • UP alimentate da FRNP AAT/AT • DSO (tramite MSD_D)
<i>Servizio di demand response e di interrompibilità del carico</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Garantire la sicurezza qualora le altre risorse non siano sufficienti 	MSD	<ul style="list-style-type: none"> • Clienti finali AAT/AT • DSO (per tramite MSD_D)
<i>Partecipazione alla rialimentazione del sistema elettrico</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Piani di riaccensione 	MSD	<ul style="list-style-type: none"> • UP AAT/AT • UP alimentate da FRNP AAT/AT • DSO (per tramite MSD_D)
<i>Disponibilità all'utilizzo del telescatto</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Ristabilire il funzionamento in sicurezza N-1 	MSD	<ul style="list-style-type: none"> • UP AAT/AT • UP alimentate da FRNP AAT/AT • DSO (per tramite MSD_D)

Tabella 6: Servizi di sistema offerti su MSD nel Dispacciamento Locale del DSO [36]

Risorsa	Tipologia	Mercato	Utente del dispacciamento abilitato alla fornitura di servizi
<i>Risorse in fase di programmazione (servizio di sistema)</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Eliminare congestioni in fase di programmazione 	MSD_D (il DSO lo offre poi su MSD)	<ul style="list-style-type: none"> • UGD MT e BT (> 1 MW) • Trader (UGD MT e BT fino a 1 MW)
<i>Risorse per la riserva primaria di potenza (servizio di sistema)</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Correggere lo squilibrio istantaneo tra produzione e carico 	MSD_D (il DSO lo offre poi su MSD)	<ul style="list-style-type: none"> • UGD MT e BT (> 1 MW) • Trader (UGD MT e BT fino a 1 MW)
<i>Risorse per la riserva secondaria (e terziaria) di potenza (servizio di sistema)</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Compensare gli scarti tra fabbisogno e produzione del sistema 	MSD_D (il DSO lo offre poi su MSD)	<ul style="list-style-type: none"> • UGD MT e BT (> 1 MW) • Trader (UGD MT e BT fino a 1 MW)
<i>Risorse per il bilanciamento (servizio di sistema)</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Garantire equilibrio tra immissioni e prelievi • Risoluzione di congestioni di rete • Ripristino dei corretti margini di riserva secondaria di potenza 	MSD_D (il DSO lo offre poi su MSD)	<ul style="list-style-type: none"> • UGD MT e BT (> 1 MW) • Trader (UGD MT e BT fino a 1 MW)
<i>Regolazione della tensione mediante assorbimento/erogazione di potenza reattiva (servizio di sistema)</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Contrastare le variazioni di tensione, soprattutto nelle ore notturne ("sole di notte") 	MSD_D (il DSO lo offre poi su MSD)	<ul style="list-style-type: none"> • UGD MT e BT (> 1 MW) • Trader (UGD MT e BT fino a 1 MW)
<i>Servizio di demand response e di interrompibilità del carico (servizio di sistema)</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Garantire la sicurezza qualora le altre risorse non siano sufficienti 	MSD_D (il DSO lo offre poi su MSD)	<ul style="list-style-type: none"> • Trader (Clienti finali MT e BT)
<i>Partecipazione alla rialimentazione del sistema elettrico (servizio di sistema)</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Piani di riaccensione 	MSD_D (il DSO lo offre poi su MSD)	<ul style="list-style-type: none"> • UGD MT e BT (> 1 MW) • Trader (UGD MT e BT fino a 1 MW)
<i>Disponibilità all'utilizzo del telescatto (servizio di sistema)</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Ristabilire il funzionamento in sicurezza N-1 	MSD_D (il DSO lo offre poi su MSD)	<ul style="list-style-type: none"> • UGD MT e BT (> 1 MW) • Trader (UGD MT e BT fino a 1 MW)

Tabella 7: Servizi di sistema che il DSO acquista su MSD_D e poi offre su MSD nel Dispacciamento Locale del DSO [36]

Risorsa	Tipologia	Mercato	Utente del dispacciamento abilitato alla fornitura di servizi
<i>Risorse in fase di programmazione</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Eliminare congestioni in fase di programmazione sulla rete di distribuzione 	MSD_D	<ul style="list-style-type: none"> • UGD MT e BT (> 1 MW) • Trader (UGD MT e BT fino a 1 MW)
<i>Risorse per il bilanciamento</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Risoluzione di congestioni sulla rete di distribuzione 	MSD_D	<ul style="list-style-type: none"> • UGD MT e BT (> 1 MW) • Trader (UGD MT e BT fino a 1 MW)
<i>Regolazione della tensione mediante assorbimento/erogazione di potenza reattiva</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Controllare il profilo di tensione lungo linea 	MSD_D	<ul style="list-style-type: none"> • UGD MT e BT (> 1 MW) • Trader (UGD MT e BT fino a 1 MW)
<i>Regolazione della tensione mediante riduzione della potenza attiva</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Controllare il profilo di tensione lungo linea se la regolazione di potenza reattiva non è sufficiente 	MSD_D	<ul style="list-style-type: none"> • UGD MT e BT (> 1 MW) • Trader (UGD MT e BT fino a 1 MW)
<i>Servizio di demand response e di interrompibilità del carico</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Aumentare la flessibilità nella gestione della rete 	MSD_D	<ul style="list-style-type: none"> • Trader (Clienti MT e BT)
<i>Disponibilità all'utilizzo del telescatto</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Risolvere sovraccarichi di rete qualora le risorse per il bilanciamento non fossero sufficienti o sia necessaria un'azione più rapida 	MSD_D	<ul style="list-style-type: none"> • UGD MT e BT (> 1 MW) • Trader (UGD MT e BT fino a 1 MW)
<i>Funzionamento in isola di porzioni di rete</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Migliorare esercizio di reti con frequenti interruzioni prolungate estese 	MSD_D	<ul style="list-style-type: none"> • UGD MT e BT (> 1 MW) • Trader (UGD MT e BT fino a 1 MW)

Tabella 8: Servizi locali che il DSO acquista su MSD_D per risolvere criticità sulla rete di distribuzione nel Dispacciamento Locale del DSO [36]

3.2.3. Profilo di scambio AT/MT Programmato

In questo modello il DSO è tenuto al mantenimento del profilo di scambio programmato a livello di nodo o in dimensione zonale, nei confronti del DSO.

In nessun caso vengono forniti servizi di sistema al TSO.

Lo sbilanciamento all'interfaccia AT/MT che il DSO deve garantire deve approssimare lo zero attraverso la variazione delle risorse presenti sulla propria rete: i sistemi di produzione/prelievo connessi alla rete di distribuzione MT e BT rispondono direttamente al DSO, quest'ultimo deve garantire al TSO piano di esercizio sulla base di previsioni accurate della domanda e della produzione, in modo che il TSO possa effettuare il dispacciamento centrale a livello di sistema assumendosi la responsabilità dei generatori e dei carichi collegati alle reti di trasmissione.

Nel caso in cui si presentino variazioni significative tra previsione e dati effettivi misurati in tempo reale i DSO invieranno a gli impianti controllabili un set point di potenza attiva da impostare per ridurre lo sbilanciamento.

Analogamente a quanto ipotizzato nel modello 2, anche in questo caso i DSO possono acquistare i servizi locali necessari a risolvere problemi in punti specifici della rete tramite chiamata diretta, stabilendo un prezzo amministrato senza ricorrere al mercato.

Al DSO spetta la verifica dei limiti di transito sia in fase di programmazione che in tempo reale dovuti alla presenza di generazione distribuita nei mercati elettrici.

Il mantenimento di un profilo programmato per la generazione distribuita afferente ad una cabina primaria (CP) o ad una zona di riferimento, potrebbe essere conseguito dai DSO prevedendo l'utilizzo di franchigie che potranno poi essere annullate successivamente, prevedendo di penalizzare gli impianti che producano sovraccarico o sottoproduzione per la rete.

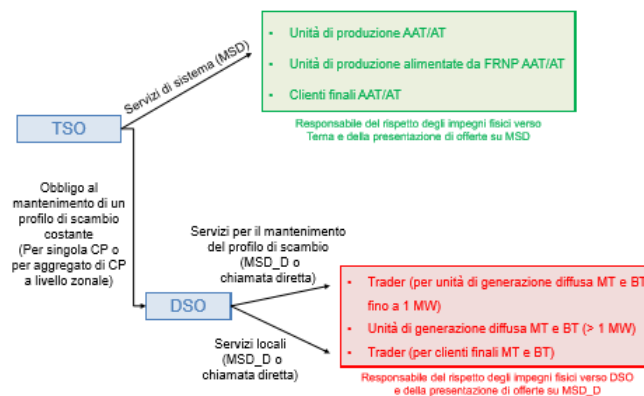


Figura 12: Profilo di scambio programmato

Risorsa	Tipologia	Mercato	Utente del dispacciamento abilitato alla fornitura di servizi
<i>Risorse in fase di programmazione</i>	<ul style="list-style-type: none"> Garantire il profilo programmato in fase di programmazione 	MSD_D	<ul style="list-style-type: none"> UGD MT e BT (> 1 MW) Trader (UGD MT e BT fino a 1 MW)
<i>Risorse per il bilanciamento</i>	<ul style="list-style-type: none"> Risoluzione di congestioni sulla rete di distribuzione Garantire il mantenimento del profilo programmato 	MSD_D	<ul style="list-style-type: none"> UGD MT e BT (> 1 MW) Trader (UGD MT e BT fino a 1 MW)
<i>Regolazione della tensione mediante assorbimento/erogazione di potenza reattiva</i>	<ul style="list-style-type: none"> Controllare il profilo di tensione lungo linea 	MSD_D	<ul style="list-style-type: none"> UGD MT e BT (> 1 MW) Trader (UGD MT e BT fino a 1 MW)
<i>Regolazione della tensione mediante riduzione della potenza attiva</i>	<ul style="list-style-type: none"> Controllare il profilo di tensione lungo linea se la regolazione di potenza reattiva non è sufficiente 	MSD_D	<ul style="list-style-type: none"> UGD MT e BT (> 1 MW) Trader (UGD MT e BT fino a 1 MW)
<i>Servizio di demand response e di interrompibilità del carico</i>	<ul style="list-style-type: none"> Aumentare la flessibilità nella gestione della rete anche rispetto al mantenimento di un profilo programmato 	MSD_D	<ul style="list-style-type: none"> UGD MT e BT (> 1 MW) Trader (UGD MT e BT fino a 1 MW)
<i>Disponibilità all'utilizzo del telescatto</i>	<ul style="list-style-type: none"> Risolvere sovraccarichi di rete qualora le risorse per il bilanciamento non fossero sufficienti o sia necessaria un'azione più rapida 	MSD_D	<ul style="list-style-type: none"> UGD MT e BT (> 1 MW) Trader (UGD MT e BT fino a 1 MW)
<i>Funzionamento in isola di porzioni di rete</i>	<ul style="list-style-type: none"> Migliorare esercizio di reti con frequenti interruzioni prolungate estese 	MSD_D	<ul style="list-style-type: none"> UGD MT e BT (> 1 MW) Trader (UGD MT e BT fino a 1 MW)

Tabella 9: Servizi locali offerti su MSD_D

3.2.4. Considerazioni sui modelli di dispacciamento

Il primo modello ha il vantaggio di permettere l'utilizzo degli stessi meccanismi che sono già previsti ad oggi per il dispacciamento degli impianti tradizionali, ma estendendoli anche alla generazione da FER non programmabili e, più in generale, a tutta quella distribuita.

L'unica criticità è la definizione dei requisiti tecnici necessari per la partecipazione di queste risorse, delle modalità con cui dovrebbe avvenire l'approvvigionamento e degli obblighi imposti sulla fornitura, in particolare se per il dimensionamento della rete si sia utilizzato l'approccio fit & forget.

Il principale svantaggio si presenta nella difficoltà gestionale che il coinvolgimento di tanti utenti nel MSD potrebbe provocare, in particolare per la misurazione e la verifica della fornitura dei servizi.

Nel caso di dimensionamento della rete di distribuzione con un approccio diverso dal fit & forget il TSO potrebbe non essere in grado di acquistare nel MSD i servizi della generazione distribuita per il conflitto tra servizi locali e servizi di sistema causati dai vincoli sull'esercizio della rete di distribuzione.

Proprio il fatto di poter evitare possibili conflitti tra rete di distribuzione e di trasmissione è invece il principale vantaggio del secondo modello, in cui il DSO gestisce le risorse locali

rendendole in grado di rendersi utili alla garanzia della sicurezza del sistema nel suo complesso.

Inoltre, con questo approccio, viene garantita la creazione di mercati più ampi tramite la possibilità per i DSO di estendere il proprio raggio di azione ad un'intera zona anziché alla singola CP.

La generazione distribuita, con questo modello, potrebbe beneficiare di nuove modalità di ricavo derivanti dall'offerta di servizi di sistema e locali.

Questo aspetto risulta particolarmente interessante soprattutto nell'ottica di una diminuzione degli incentivi sull'energia che va prevista progressivamente mano a mano che le tecnologie diventano mature nel mercato.

Uno svantaggio è invece individuabile nella creazione di un MSD_D parallelo al MSD che necessiterebbe di tempi di svolgimento molto stretti pur coinvolgendo nel suo funzionamento un gran numero di utenti.

Nel terzo modello la generazione distribuita è chiamata a mantenere un profilo programmato e pari a quello indicato nella previsione del giorno precedente, con conseguente semplicità gestionale.

Lo svantaggio che si potrebbe presentare con l'implementazione di questo metodo dipende dalla scarsa disponibilità di risorse a cui i DSO potrebbero attingere per garantire il mantenimento di un profilo costante.

Questo aspetto comporterebbe di conseguenza la necessità di installazione di sistemi di accumulo per compensare la mancata disponibilità di capacità e permettere di conseguenza l'equilibrio istante per istante.

Inoltre le risorse locali non potrebbero presentare uno sfruttamento ottimale non potendo contribuire alla fornitura di servizi di sistema.

In questo modo il TSO beneficerebbe di un numero di utenti minore ai quali poter richiedere servizi di dispacciamento.[36]

Un contributo importante ad una migliore programmabilità della produzione è possibile grazie all'aggregazione di più impianti alimentati da FER in ambiti territoriali omogenei, tenendo in considerazione la capacità di trasporto della rete.

Considerare tutti gli impianti all'interno di un unico cluster anziché effettuare le previsioni ed il dispacciamento in riferimento ai singoli generatori alimentati da fonte rinnovabile sia eolica che fotovoltaica, prescindendo da tecnologia e taglia, porterebbe almeno due vantaggi:

- permette di sfruttare positivamente la correlazione negativa tra la produzione da fonte eolica e quella da fonte solare;
- aumenta il ventaglio di impianti utilizzabili è dovuto alla loro numerosità ed alla distribuzione geografica. [33]

Le considerazioni appena esposte sono state verificate da diversi studi presenti in letteratura.

In particolare viene analizzata la variabilità nel breve periodo della producibilità da fotovoltaico, condizione potenzialmente limitante allo sviluppo su larga scala di questa tecnologia.

Considerare un gruppo di impianti distribuiti sul territorio anziché tener conto di un singolo generatore permette di diminuire significativamente il valore della variazione che questa tecnologia presenta per la sua natura intrinseca.

Analoghe considerazioni possono essere effettuate per la generazione alimentata da eolico.

In [42] viene illustrata un'analisi effettuata su gruppi di impianti fotovoltaici ed eolici aggregandoli secondo aree geografiche di ampiezze variabili e caratterizzate da parametri diversi.

I risultati sono stati analizzati utilizzando anche un semplice metodo di approssimazione per stimare il costo delle riserve aggiuntive necessarie per gestire la variabilità sub-oraria che si presenta.

Gli autori concludono evidenziando che i costi di gestione della variabilità a breve termine degli impianti fotovoltaici sono drasticamente ridotti tramite la diversità geografica che si riscontra all'interno delle zone.

Tali costi poi non si discostano sostanzialmente da quelli riscontrati nella gestione della variabilità a breve termine che sono stati ottenuti con impianti eolici similmente situati nella stessa regione.

3.3. Il caso tedesco

La Germania, come la maggior parte degli stati europei, si trova oggi a dover riformare le regole alla base del mercato elettrico nazionale ed europeo.

L'obiettivo da raggiungere è la decarbonizzazione progressiva dell'economia, da raggiungere entro il 2050.

Le conseguenze che si prevedono sono dei cambiamenti talmente radicali da giustificare il termine *Energiewende*, "svolta energetica".

In Germania si prevede di raggiungere la decarbonizzazione tramite politiche che permetteranno di creare un mix di produzione di energia elettrica dominata da impianti alimentati da fonti rinnovabili.

In particolare l'*Energiewende* prevede di non utilizzare più energia proveniente da impianti nucleari già dal 2022 e di mantenere il consumo di carbone e lignite ad un livello molto basso.

Si prevede che si riesca a ridurre la domanda della metà entro il 2050b e di soddisfare la parte rimanente attraverso energia rinnovabile.

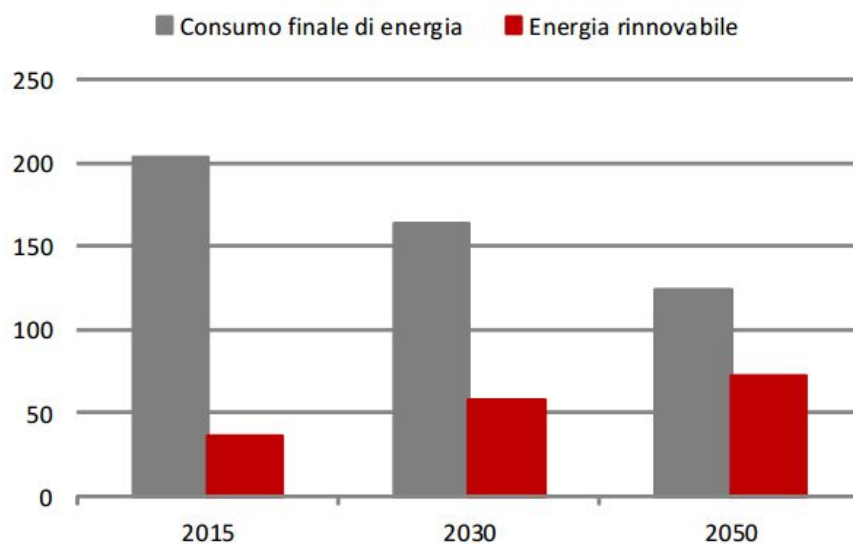


Figura 12: Consumo finale e produzione di energia rinnovabile in Germania, 2015-2050 (Mtep) [44]

Se in passato il sistema elettrico ed i relativi mercati erano disegnati in modo da avere sempre a disposizione capacità, largamente programmabile, che era in grado di adattarsi alla variazione di domanda, oggi gli obiettivi di salvaguardia ambientale già presentati richiedono una presenza sempre più rilevante in percentuale di generatori che utilizzino fonti rinnovabili.

Questa transizione richiede unità, tanto di generazione quanto di consumo, il più possibile flessibili e la presenza di sistemi di accumulo per far fronte alla variabilità dovuta alla presenza di eolico e fotovoltaico.

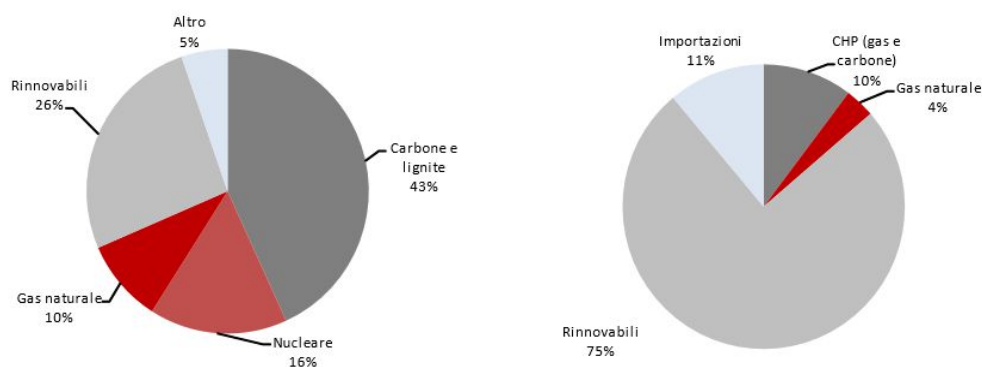


Figura 13: Mix di generazione elettrica in Germania, 2014 e 2050 (%) [44]

Nel panorama illustrato diventa fondamentale ridisegnare le regole che disciplinano il mercato elettrico.

Nel 2014 [43] in Germania è stato pubblicato il libro verde che ha posto in primo piano il rafforzamento del mercato elettrico e l'introduzione del mercato delle capacità.

Nell'estate 2015 è seguito il libro bianco che al suo interno illustra le linee guida per la realizzazione del primo dei due obiettivi, il rafforzamento del mercato elettrico, detto "mercato elettrico 2.0".

Il mercato che si prospetta sarà energy-only, che significa senza la presenza di un mercato delle capacità.

Il governo tedesco si ripropone di poter soddisfare i fabbisogni di adeguatezza e sicurezza del sistema elettrico tramite diversi strumenti:

- segnali di prezzo inviati in maniera da far percepire all'utente il costo dell'energia che si appresta a consumare in modo corretto;
- integrazione sempre più forte e stabile con i mercati elettrici dei paesi confinanti;
- sfruttamento di risorse flessibili sia dal lato dell'offerta che da quello della domanda;
- costituzione di una riserva strategica di capacità tenuta separata dal mercato.

La realizzazione di questo modello prevede tre linee di azione che vengono presentate di seguito.

Prima linea di azione: rafforzamento del meccanismo di mercato

La prima condizione che indirizza gli sforzi del governo tedesco è riuscire a garantire che i mercati dell'energia siano lasciati liberi di fornire segnali di prezzo.

In questo modo si intende favorire la remunerazione della capacità che si rende necessaria per garantire l'adeguatezza e la sicurezza del sistema elettrico nel suo complesso.

Il problema che potrebbe presentarsi sarebbe la remunerazione dei costi fissi degli impianti programmabili.

In linea con i presupposti di un mercato energy-only tali costi dovrebbero essere coperti tramite picchi di prezzo per un certo numero di ore durante l'anno.

I picchi vengono accentuati all'aumentare della generazione da fonti intermittenti e smussati invece dal ricorso significativo a risorse di flessibilità.

Anche il ricorso a contratti di lungo termine per la vendita di almeno una parte della produzione contribuisce alla remunerazione della capacità programmabile.

Attualmente il parco di generazione è sovradimensionato e si prevede un'uscita progressiva di quote di capacità sia nucleare che termoelettrica.

In queste condizioni il governo tedesco prevede che il mercato possa mantenere l'adeguatezza della fornitura tramite segnali di prezzo.

Un'altra condizione di fondamentale importanza è l'assenza di interferenze regolatorie con il mercato, quindi la nuova legge dovrà prevedere esplicitamente la determinazione libera dei prezzi.

L'autorità regolatrice avrà poi il compito di tutelare gli operatori che vendono la propria energia in condizioni di scarsità di offerta sul mercato riflettendone la condizione nel prezzo, ma dovrà vigilare su condotte illegittime di abuso della propria posizione nel mercato.

Per quanto riguarda il bilanciamento, il governo punta a migliorare l'aderenza dei costi al valore dell'energia di bilanciamento, al fine di garantire la sicurezza al minor costo possibile.

In Germania tutti i produttori ed i consumatori fanno parte di un gruppo di bilanciamento (sistema decentrato) in cui il responsabile è un fornitore oppure un trader.

Tale figura ha il compito di mantenere istante per istante l'equilibrio tra energia immessa ed energia prelevata.

Quest'obbligo deve essere assolto a partire dal mercato del giorno prima e da quello intragiornaliero per poi far ricorso in via residuale all'energia di bilanciamento.

Ad oggi gli scostamenti afferibili a ciascun gestore sono valorizzati solo sulla base del valore dell'energia utilizzata per il bilanciamento.

La riforma prevede che i responsabili del bilanciamento sostengano non solo i costi dell'energia, ma anche una parte di quelli della capacità del bilanciamento, anche se non venga poi effettivamente impiegata.

Finora i costi per la capacità venivano invece socializzati attraverso le tariffe di rete.

Seconda linea di azione: fornitura di energia flessibile ed efficiente

Il punto più innovativo previsto dalla riforma è dato dai meccanismi di incentivazione all'ottenimento di risorse flessibili sia dal punto di vista della domanda sia da quello dell'offerta.

Le modifiche necessarie passano attraverso la riforma dei mercati delle riserve:

- segmentando l'offerta oraria anziché prevedere blocchi di ore
- aumentare la frequenza delle aste da giornaliera a settimanale.

Queste modifiche sono in grado di favorire la flessibilità anche di quegli operatori che non riescono a programmare con largo anticipo la propria disponibilità e che non possono offrire servizi di lunga durata.

Questo provvedimento è pensato soprattutto per favorire la partecipazione della domanda.

Un altro versante da disciplinare sono tanto i diritti quanto gli obblighi dei soggetti aggregatori di domanda, i quali hanno la funzione di identificare la capacità flessibile che i consumatori da essi coordinati possono offrire e di organizzare l'offerta stessa sul mercato.

Nell'ottica di garantire una sempre maggiore concorrenza nell'offerta dei servizi alla base della demand response si introduce l'obbligo per i responsabili dei gruppi di bilanciamento di far accedere gli aggregatori che lo richiedono.

Tale misura vuole favorire la partecipazione anche di aggregatori indipendenti da fornitori e trader.

Dal punto di vista delle tecnologie il governo punta prima di tutto sulla mobilità elettrica.

A questo proposito le infrastrutture di ricarica vengono classificate all'interno della normativa, definendo diritti ed obblighi dei gestori.

L'accesso non dovrà essere discriminatorio per i clienti finali e si dovrà incoraggiare l'utilizzo di segnali di prezzo per la gestione ottimale della flessibilità della domanda di energia dei veicoli.

Anche la cogenerazione trova spazio nella nuova regolamentazione.

Viene previsto un sostegno finanziario temporaneo per gli impianti esistenti (alimentati a gas) la cui redditività è messa a rischio dai bassi prezzi di mercato.

Tale condizione dovrà persistere fino a che non sarà il mercato stesso a fornire adeguati segnali incentivanti.

Altri fondi vengono infine stanziati per convertire gli impianti cogenerativi a carbone verso il gas.

Il peso crescente degli oneri di rete e di sistema sulla bolletta dei consumatori elettrici è uno dei rischi sottolineati dal governo, in quanto i segnali di prezzo potrebbero risultarne indeboliti.

Il problema diviene quindi quello di decidere come allocare le componenti di prezzo coerentemente con gli obiettivi della transizione energetica.

A questo proposito è orientata l'applicazione dinamica delle agevolazioni sugli oneri di rete per i consumatori di grandi dimensioni, che potrà quindi variare a seconda dell'ora e del giorno.

A partire dal 2022, per i nuovi impianti, ci sarà la rimozione dei benefici economici agli impianti generazione distribuita in termini di costi evitati di rete.

Questo provvedimento è dovuto al fatto che, all'aumentare della generazione distribuita, non ci sarà più una riduzione dei costi per le infrastrutture di trasporto, anzi si renderanno necessari oneri per rimborsare le reti.

Al fine di favorire la pianificazione degli interventi sulle reti, sia di distribuzione che di trasmissione, si prevede di considerare un volume di produzione eolica e solare del 3% più basso rispetto a quello previsto.

Sarà ancora garantita la priorità del dispacciamento, consentendo ai gestori di rete il ridispacciamento in caso di congestioni.

Terza linea di azione: ulteriori strumenti per la sicurezza

Il primo strumento, già in vigore, è una riserva di rete per fronteggiare congestioni di carattere locale.

Tale condizione è frequente durante il picco di domanda invernale e riguarda soprattutto la capacità situata a sud del Paese.

In un prossimo futuro si prevede anche la costituzione di una riserva "fredda" di capacità, al fine di garantire l'adeguatezza del sistema anche in situazioni di scarsità, nonché per favorire il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione.

Le capacità in questione non sono offerte sul mercato ma poste in stand by ed attivabili solo come ultime risorse da interpellare.

La capacità verrà selezionata per via negoziale dato che la potenza rilevante per la sicurezza del sistema che si trova a sud del Paese è scarsa rispetto al fabbisogno.

L'idea di fondo del governo tedesco è quella di poter fare a meno di un mercato delle capacità, facendo leva sulla forza incentivante dei segnali di prezzo che si creano all'interno del mercato e mantenendo comunque attive riserve di potenza di ultima istanza.

La situazione attuale è sicuramente di sovracapacità ma la prospettiva futura è quella di una forte diminuzione dovuta all'uscita di una fetta consistente di tale capacità, in modo più o meno spontaneo.

Se permanesse l'assenza di scarsità i segnali di prezzo all'interno del mercato sarebbero deboli ed i costi di mantenimento delle riserve fredde perderebbero di utilità.

Tali risorse invece, nell'intento del legislatore, dovrebbero veicolare una quota significativa di energia rinnovabile ed efficiente.

A seguito di una graduale eliminazione del sostegno finanziario pubblico diretto e della crescente integrazione delle presenti tecnologie nel mercato esiste un rischio significativo di ritardo nel conseguimento degli obiettivi di politica climatica.

[44]

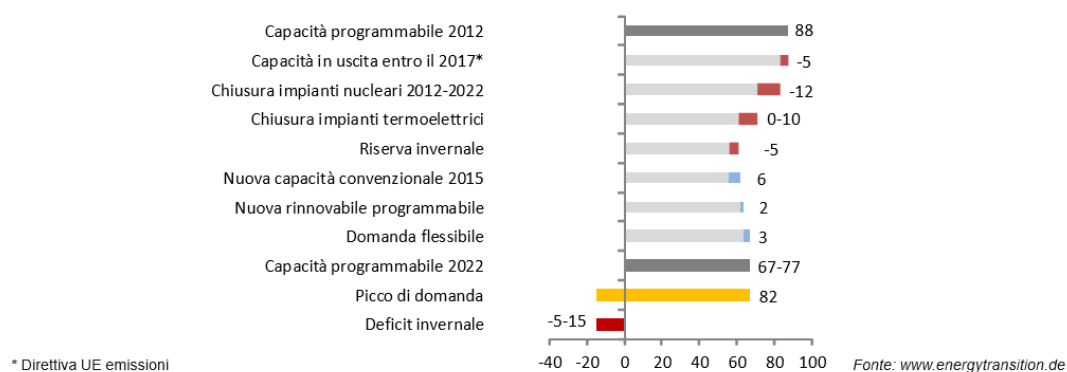


Figura 14: Adeguatezza del sistema elettrico tedesco nel 2012-2022 (GW) [44]

Capitolo 4

Utenza attiva

L'azione degli utenti che modifichino la propria richiesta di energia elettrica al sistema può contribuire in maniera significativa alla risoluzione di alcuni dei problemi introdotti dalla generazione distribuita: in primo luogo l'ottimizzazione dell'accoppiamento tra la curva di carico e quella di generazione. La flessibilità di produzione/consumo può essere gestita non solo a livello di singoli soggetti, ma anche secondo forme di aggregazione che rendano significativi i volumi in gioco.

4.1. Introduzione

Le sfide a cui il settore elettrico è chiamato mutano nel tempo: se nella seconda metà del '900 infatti l'obiettivo è stato rendere l'accesso alla rete elettrica via via più facile ed universale, ora il sistema si trova a dover gestire il bilanciamento continuo tra generazione, la cui quota distribuita sta rapidamente aumentando, ed utenza che richiede disponibilità di energia elettrica per utilizzi sempre più diversificati tra loro rispetto al passato.

Dal punto di vista della generazione i problemi maggiori sono posti dalla non (o meglio non a breve termine) programmabilità della quantità di energia ottenibile da fonti rinnovabili quali il fotovoltaico e l'eolico.

Al contempo la richiesta degli utenti sta aumentando soprattutto per il crescente utilizzo di energia elettrica anche per impieghi che, fino a poco tempo fa, erano soddisfatti quasi esclusivamente da altri vettori energetici, quali ad esempio il ricorso all'utilizzo di elettricità per il riscaldamento e, in un futuro ormai prossimo, per i trasporti.

Uno strumento efficiente per la risoluzione del problema può essere quello di agire, non più solo guardando alla regolazione della fornitura, ma gestendo anche il versante della domanda.

I consumatori possono infatti spostare nel tempo la propria richiesta di energia seguendo segnali di prezzo orientati a responsabilizzarli riguardo al diverso costo dell'energia nel corso della giornata.

In merito a questo non si pensi solo ai costi necessari a costituire una riserva tale da far fronte alla mancata produzione di impianti alimentati ad esempio da fotovoltaico o eolico in condizioni meteorologiche avverse, ma anche agli effetti sulla gestione della rete che si verificano in presenza di immissione massiccia di energia da impianti non programmabili, con gli annessi costi per garantire istante per istante la sicurezza e l'affidabilità del sistema.

Gli utenti sono quindi indotti, tramite segnali di prezzo, a spostare i propri consumi nel tempo in modo da sovrapporre il più possibile la curva di domanda a quella di produzione e ottenendo così diversi benefici:

- semplificare la gestione della rete riducendo i valori di picco e colmando le valli della curva di domanda, in modo da garantire un utilizzo ottimizzato dei nuovi impianti di generazione da fonti rinnovabili;
- ridurre gli impatti ambientali dovuti all'utilizzo di impianti termoelettrici necessari per coprire la domanda che non può essere altrimenti soddisfatta nei periodi di picco, in cui l'approvvigionamento da FER non è sufficiente, o nei momenti in cui non sia proprio possibile a causa delle condizioni meteorologiche;

- abbassare i propri costi per il consumo di energia attraverso sistemi tariffari o incentivi che premiano la flessibilità degli utenti e la loro capacità di adattare i consumi alle esigenze della fornitura.

L'utenza a cui i programmi di Demand Side Management si rivolgono non è unicamente la grande industria, che da sola può spostare grandi quantitativi di energia, ma i piccoli consumatori potranno partecipare aggregandosi per aumentare il proprio volume di flessibilità.

Proprio questa funzione di aggregazione potrà essere svolta dalle utility elettriche che nei prossimi anni ripenseranno al loro ruolo, non più di semplici intermediari nella vendita di energia elettrica, ma di fornitori di servizi legati all'energia che si stanno delineando in questo nuovo contesto.

4.2. Demand side management e Demand Response

Il Demand Side Management (DSM) viene definito come “un ampio insieme di azioni che possono essere intraprese dal cliente in risposta a condizioni particolari nel sistema energetico, quali periodi di congestione e di picco o prezzi elevati nel mercato elettrico”.

[45]

I primi studi risalgono già agli anni '70 quando sono stati proposti programmi che avessero l'obiettivo di variare la forma della curva di carico a seconda delle esigenze derivanti dalla gestione del sistema.

In particolare si individuano sei possibili obiettivi delle politiche di DSM, le prime quattro sono: l'abbassamento dei valori di picco, il riempimento delle valli, lo spostamento dei carichi e la forma flessibile dei carichi, tutti interventi volti a modificare il consumo di energia elettrica in particolari intervalli di tempo (che possono essere dell'ordine delle ore, giorni, stagioni).

Ulteriori obiettivi possono essere anche la conservazione strategica o la crescita strategica del carico volti all'ottenimento di un effetto di calo o crescita dei consumi con un effetto di lungo termine. [46]

Negli anni '80 è cresciuta l'attenzione nei confronti della gestione dei carichi soprattutto per i crescenti problemi dovuti ai sovraccarichi.

Le crisi energetiche di quegli anni hanno poi contribuito a focalizzare l'attenzione sull'efficienza energetica proponendo una riduzione permanente dei consumi e non solo uno spostamento temporale.

Dagli anni '90 si è assistito ad una profonda trasformazione dell'industria elettrica a causa della quale molte imprese del settore sono passate dall'aver una struttura per tradizione verticalmente integrata ad essere operatori in concorrenza all'interno di un mercato competitivo.

Per questo motivo hanno fatto il loro ingresso nel mercato sistemi per il controllo diverse dalle precedenti, quali ad esempio i programmi di DSM.

In quest'ottica di mercato il concetto di DSM si è poi trasformato negli anni 2000 in partecipazione alla domanda, Demand Response (DR): la principale novità sta nel rendere protagonisti gli stessi utenti, e non più le sole società elettriche, che possono decidere di rendere flessibile la propria richiesta di energia al variare delle condizioni economiche a cui essa è fornita in logica di mercato.

Le tecnologie delle comunicazioni e dell'informazione sono ormai mature per essere utilizzate efficacemente sia nella fase di raccolta dei dati che nella successiva comunicazione, fornendo un monitoraggio in grado di essere da supporto alle decisioni del consumatore, rendendolo in grado di partecipare ai programmi di DR traendone benefici economici.[47]

In particolare si evidenzia che i costi marginali della produzione di energia elettrica sono variabili sia nel tempo che nel luogo, per la composizione stessa della gamma di generatori che il sistema utilizza nel suo complesso.

Il fatto che i prezzi invece siano determinati per periodi relativamente lunghi rispetto alla variazione del costo marginale, comporta che gli utenti non siano incentivati ad adeguare la loro richiesta a quanto richiederebbe un funzionamento ottimizzato della rete e dei generatori.

Attraverso la possibilità, non più solo teorica, di partecipare a programmi di DR l'utente può dare il suo contributo attivo alla risoluzione delle problematiche esposte in precedenza. [48]

4.2.1. Demand side management

I programmi di DSM possono essere divisi in due macro categorie:

- programmi di incentivi (diretti)
- programmi di prezzo (indiretti)

I programmi diretti si basano su incentivi mirati a remunerare con pagamenti, riduzioni in bolletta o sconti, gli utenti che si rendano disponibili a misure di controllo del carico, programmi di interruzione del carico, Capacity Market e servizi ancillari.

Nel caso di controllo diretto è possibile accedere da remoto alle apparecchiature che sono state rese disponibili al programma, potendone bloccare il funzionamento con un breve preavviso.

Nel secondo caso invece sono gli utenti stessi a dover provvedere alla riduzione o all'interruzione del carico, incorrendo in penalità nel caso in cui non rispondano alla richiesta.

I programmi di Capacity Market sono riservati a consumatori con la possibilità di impegnarsi a fornire riduzioni di una quantità di carico predeterminata a fronte di contingenze di sistema.

Tramite i servizi ancillari sono gli stessi consumatori a proporre delle offerte nello spot market su tagli possibili del proprio consumo, nel caso in cui questi vengano accettati essi vengono pagati al prezzo dello spot market per il loro impegno a rimanere in stand by.

I programmi indiretti invece si basano su tariffe dinamiche che variano a seconda del costo reale dell'elettricità con l'obiettivo di appiattire il più possibile la curva di domanda tramite l'offerta di prezzi bassi nei periodi di fuori picco e alzandoli poi nei periodi di maggior richiesta.

Le tipologie sono diverse: tariffe biorarie, Critical Peak Pricing e Real Time Pricing.

Nel primo caso le fasce orarie sono fissate a priori per lunghi periodi senza la possibilità di essere davvero rappresentative del costo variabile dell'energia.

Il Critical Peak Pricing aumenta di molto il prezzo dell'energia in periodi molto limitati di giorni o ore premiando invece i consumatori nel resto dell'anno.

Il Real Time Pricing invece è la forma più evoluta di aderenza tra prezzi e costi dell'energia, fissando un prezzo che gli utenti conosceranno da un giorno ad un'ora prima dell'effettivo utilizzo. [45]

4.3. Casi di studio

La letteratura propone diversi studi che mostrano come l'implementazione di politiche di DR siano un metodo rispettoso dell'ambiente e a basso costo per poter ampliare l'utilizzo di impianti a funzionamento intermittente senza dover costituire una riserva eccessiva al fine di garantire la sicurezza dell'approvvigionamento.

Proprio la costituzione di una riserva invece richiederebbe di mettere in funzione impianti più costosi ed inquinanti per sopperire al picco di energia richiesta.

I benefici quindi non sarebbero solo di tipo ambientale ma anche economico, la diminuzione dei costi di gestione di sistema potrà essere poi corrisposta in una diminuzione del costo dell'energia per gli utenti finali.

In [49] viene proposto uno studio sull'implementazione di un possibile programma orario che stabilisca un mix ottimale da punto di vista economico di domanda e offerta, pur nel rispetto di tutti i vincoli fisici e tecnici.

L'obiettivo dell'analisi è quello di massimizzare il surplus totale, somma di quello del produttore e del consumatore, variando la quantità di energia richiesta e prodotta ora per ora.

I risultati delle simulazioni, che prendevano in considerazione sia generatori tradizionali che alimentati da fonti rinnovabili e programmi di DR, mostrano la soluzione ottimale si assesta in condizioni in cui il surplus totale dei consumatori cresce, mentre quello dei produttori cala.

Il valore della crescita è sempre numericamente maggiore di quello relativo alla decrescita.

4.3.1. Italia

Uno studio [50] effettuato nella provincia di Trento, analizzando l'impatto delle tariffe Time Of Use (nel caso specifico Tariffa bioraria) sullo spostamento dei consumi e sul loro costo per l'utente finale, ha rilevato come le variazioni introdotte siano riuscite a spostare il picco di richiesta di energia mattutino mentre non siano riuscite a risolvere il problema serale.

L'autore evidenzia in particolare l'aspetto dell'informazione nei confronti dell'utente: se infatti la variazione di tariffa, nel caso in esame non era una scelta dell'utente ma un'imposizione del legislatore, i risultati sono al di sotto delle aspettative.

Questo può essere spiegato considerando la campagna informativa insufficiente, che ha raggiunto gli utenti solo tramite avvisi in bolletta e non tramite l'utilizzo di campagne comunicative più efficaci in grado di spiegare ai clienti i benefici ottenibili dal punto di vista del risparmio nei costi di fornitura ottenibili modificando le proprie abitudini di consumo.



Figura 15: Differenze sulla curva di domanda ottenute con l'applicazione di tariffe diverse [50]

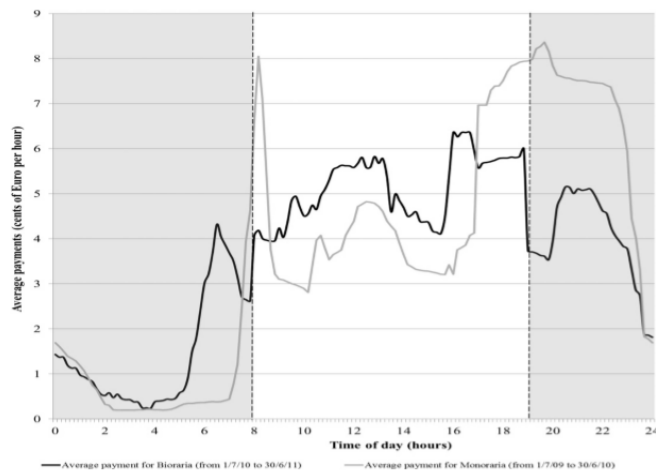


Figura 16: Pagamenti medi orari utilizzando le due tariffe [50]

4.4. Demand Response

La letteratura individua quattro principali obiettivi dello sviluppo della Demand Response:

- diminuzione del consumo totale di potenza, non solo per la minore richiesta dell'utenza, ma anche come conseguenza della riduzione delle perdite per trasmissione e distribuzione
- riduzione della generazione di potenza soprattutto per la minore necessità di provvedere alla costruzione di nuovi impianti di produzione ed alle infrastrutture collegate per coprire i picchi di richiesta
- spostamento e modifica dell'andamento della curva di domanda perché sia più aderente a quella di offerta, per permettere un'ottimale integrazione della produzione da FER nel rispetto dell'ambiente pur garantendo l'affidabilità dell'approvvigionamento
- eliminazione completa o almeno riduzione dei sovraccarichi. [51]

4.4.1. Benefici della DR

Il principale beneficio della DR sulla filiera elettrica è un più efficiente utilizzo delle risorse a disposizione, ottenuto mediante l'azione dei consumatori che decidano di modificare le proprie abitudini di consumo seguendo segnali di prezzo che siano conseguenza sia dei costi di produzione che dei servizi di rete.

Una richiesta minore nei periodi di punta comporta come prima conseguenza una necessità minore di investimenti per il potenziamento e/o l'ampliamento delle reti elettriche.

Anche il costo complessivo dell'energia ne beneficerebbe perché sarebbero sufficienti riserve minori, che verrebbero sostituite dalla flessibilità dell'utente, dalla sua disponibilità a spostare nel tempo la richiesta di energia.

La costituzione della riserva richiederebbe una spesa molto elevata perché sarebbe garantita dal funzionamento di impianti termoelettrici che, in condizioni di sistema con alta penetrazione di generazione distribuita, aumentano i propri costi unitari.

Infatti gli impianti alimentati da FER avrebbero priorità di dispacciamento sia perché hanno costi marginali inferiori, sia perché lo prevede la normativa di settore, quindi gli impianti tradizionali distribuirebbero i propri costi su una minore quantità di energia venduta e gli stessi costi sarebbero maggiori per il funzionamento intermittente a cui sarebbero costretti, peggiorandone nettamente il rendimento.

Il consumatore stesso ne trae beneficio perché non diminuisce il suo standard di benessere ma al contempo beneficia del vantaggio di vedersi diminuire il prezzo pagato per la stessa quantità di energia consumata.

La potenzialità di questi programmi è stimata per l'Europa ad un carico controllabile fino a 60 GW, lo spostamento di tale carico lontano dalle ore di punta permetterebbe una riduzione del 10% in tale periodo.

Può sembrare poco ma equivale circa alla potenza totale installata in due stati membri di media grandezza o ad un terzo della totale potenza installata in centrali a gas.

È importante tenere presente che, per alcuni dei soggetti coinvolti, i programmi di DR sono controproducenti, ad esempio per i produttori che utilizzino impianti per coprire i picchi di richiesta, essi infatti si troverebbero una richiesta inferiore e di conseguenza introiti inferiori, al punto tale da non poter, in alcuni casi, remunerare l'investimento iniziale.

I benefici quindi vanno valutati in un'ottica di sistema e non di singolo operatore.

La riduzione della richiesta, e di conseguenza della produzione, permette di ridurre i costi medi di generazione e in molti casi le emissioni.

Infatti una maggiore integrazione delle FER nel sistema elettrico, dovuta all'effetto dei programmi di DR, permette di produrre una quota sempre maggiore di energia a partire da fonti rinnovabili, ovviando ai problemi intrinseci di funzionamento intermittente e poco prevedibile.

Proprio la facilitazione della gestione del bilanciamento tra produzione e richiesta aumenta sensibilmente l'affidabilità del sistema, anche nel breve termine, consentendo di poter costituire volumi di riserva minori.

Un altro aspetto importante riguarda il funzionamento delle reti di trasporto, infatti la presenza di molti piccoli impianti connessi in bassa e media tensione richiedono che la rete supporti flussi bidirezionali per consentire all'energia da essi prodotta di essere immessa nel sistema per poter essere venduta a ad altri utenti.

I programmi di DR permettono di alleggerire i vincoli di rete e di evitare interruzioni, oltre che fornire servizi per il supporto della tensione, il bilanciamento attivo e reattivo, la regolazione di frequenza e la correzione del fattore di potenza.[52]

L'effetto sulle perdite per effetto Joule è controverso: potrebbe diminuire in seguito ad un minore carico che debba scorrere nelle reti ma potrebbe aumentare se non vengano le reti dal momento che l'investimento non risulterebbe più necessario. [Linares?]

I consumatori, attraverso la DR, possono ottimizzare gli aspetti economici legati alla propria fornitura di elettricità, potendo ridurre i prezzi pagati, e/o ricevere incentivi. In particolare si può notare come la curva di domanda assuma un'elasticità senza precedenti, infatti la domanda di energia elettrica che tradizionalmente è sempre stata intrinsecamente rigida, seguirebbe ora segnali di prezzo.

I benefici per gli utenti non sono solo economici, ma l'aumentata consapevolezza dei propri consumi e dei relativi costi, è in grado di stimolare una maggiore attenzione all'impatto ambientale provocato dalle proprie consuetudini energetiche. [48]

4.5. Fattori per il successo dei programmi di DR

Perché i programmi di DR abbiano successo è necessario un gran coinvolgimento dei consumatori: in particolare la maggior parte di essi parteciperanno solo se la risposta ai segnali che provengono dal sistema sia automatica e se i benefici siano chiaramente individuabili ed adeguati ai loro vincoli.

Affinché gli utenti siano resi consapevoli delle possibilità in loro possesso sono necessari interventi dal punto di vista tecnologico, della struttura di mercato, della regolamentazione e della standardizzazione.

Come già evidenziato in [50] un fattore fondamentale perché gli utenti accedano a tali programmi è anzitutto l'informazione che ne viene fatta, tanto importante che nei casi in cui i programmi siano obbligatori non sempre gli utenti traggono tutti i benefici a loro disposizione, ma continuano a consumare come se ci fosse una tariffa di tipo flat.

La gestione ottimizzata dell'energia è già un comportamento abituale per le grandi industrie, esistono quindi programmi specifici per questo tipo di utenza.

Nel caso dei grandi consumatori commerciali la maggior parte dell'energia è utilizzata per la climatizzazione e, per l'implementazione della DR, si possono usare le strutture di gestione e controllo finalizzate all'efficienza energetica già presenti nelle strutture, soprattutto in quelle di nuova costruzione.

Per i piccoli consumatori sono necessarie soluzioni tecniche standardizzate in grado di integrare gli elettrodomestici che siano in grado di modulare l'utilizzo di elettricità, in base ai segnali di prezzo inviati tramite contatori intelligenti.

In particolare si approfondirà in seguito il ruolo che può assumere un aggregatore di consumi, il quale dovrà essere in grado di formare e gestire un insieme di consumatori che possano mettere a disposizione la propria flessibilità.

Dev'essere presa in considerazione non solo la quantità che ogni utente può mettere a disposizione ma anche la sua dislocazione spaziale, infatti in un panorama in cui sia presente una quota importante di generazione distribuita, assume forte rilevanza la gestione spaziale dei flussi di energia che scorrono nella rete.

A questo proposito assume rilevanza il ruolo dei DSO che possono fornire servizi per risolvere i problemi di sistema localizzati in siti specifici scegliendo quali impianti attivare o spegnere a seconda del luogo in cui sono situati.

Il mercato al momento prevede un volume minimo di flessibilità per un singolo utente per partecipare ai mercati dell'elettricità, questo ostacolo può essere superato dai piccoli consumatori tramite l'aggregazione fino al raggiungimento della quantità richiesta.

Dal punto di vista degli operatori di sistema è fondamentale che siano regolamentati gli introiti che derivano dalla DR, se infatti questi non fossero riconosciuti, gli operatori non sarebbero interessati ad acquistare la flessibilità in questione.

L'allocazione di costi e benefici richiede un'appropriata regolazione in modo che siano evidenti sia i benefici che le eventuali perdite economiche dovute ai programmi di DR, aspetto legato più alla produzione che alla distribuzione.

La standardizzazione delle tecnologie e delle modalità di partecipazione ai programmi di DR è un altro dei fattori che ne determinano il successo.

Questa condizione risulta particolarmente significativa soprattutto per i piccoli consumatori che, non essendo tecnici del settore, necessitano di strumenti di accesso facili, senza soluzione di continuità rispetto alle altre funzioni e standardizzate.

4.6. La figura dell'aggregatore

La normativa europea pone particolare rilievo alla figura dell'aggregatore dei consumi/produzioni: in un contesto in cui la produzione di energia da FER assume una quota sempre più rilevante all'interno del panorama energetico la presenza di aggregatori permette di avvicinare la curva di richiesta a quella di produzione, aspetto molto rilevante nel momento in cui la produzione non è più né costante né prevedibile precisamente e con anticipo dagli operatori di sistema richiedendo spesso l'utilizzo di risorse di riserva.[53]

Il compito di questa figura all'interno del mercato permetterebbe anche la stipulazione di "contratti con gli utenti per partecipare al mercato elettrico su mandato e per conto dei singoli operatori e, successivamente, governarne la produzione in modo da soddisfare gli impegni contrattuali. Fra le funzioni dell'aggregatore quasi automaticamente rientrerebbe anche la gestione attiva della domanda." [54]

Il decreto legge del 4 luglio 2014, n°102, in recepimento alla direttiva 2012/27/UE del parlamento europeo e del consiglio del 25 ottobre 2012, definisce l'aggregatore come "un fornitore di servizi che, su richiesta, accorpa una pluralità di unità di consumo, ovvero di

unità di consumo e di unità di produzione, per venderli o metterli all'asta in mercati organizzati dell'energia".[55] [56]

In diversi Paesi dell'Unione sono in atto già dai primi anni 2000 sperimentazioni sull'effetto dell'aggregazione dei consumi all'interno di programmi che valorizzino il ruolo attivo dei consumatori, in un mercato che richiede di essere riorganizzato per adattarsi alle nuove esigenze che il contesto attuale richiede. [57]

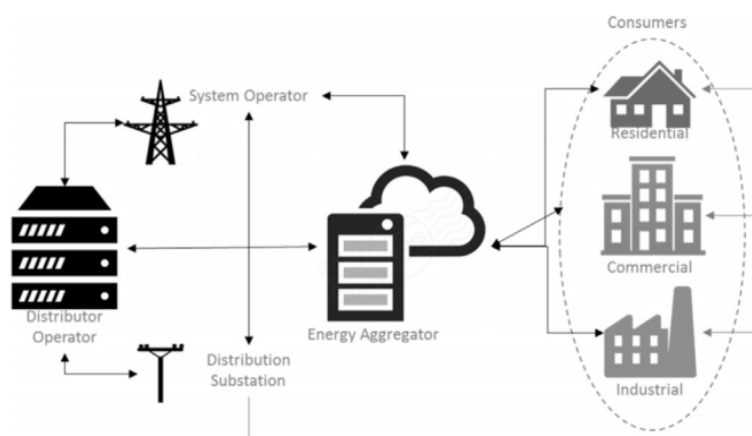


Figura 17: Schema di partecipazione alla DR [51]

Il ruolo degli aggregatori quindi è inserito nel meccanismo di partecipazione alla DR, il quale può essere schematizzato in questo modo: l'operatore di sistema definisce l'incremento o la diminuzione di volume che desidera in ogni intervallo di tempo, nella fase successiva lo comunica agli Energy Management Systems Aggregators (EMSA). Quest'ultimi, tenendo conto del numero di clienti che partecipano al programma ed alla loro disponibilità, calcolano il volume di flessibilità che sono in grado di offrire. La flessibilità degli utenti è quindi messa a disposizione degli operatori di sistema allo scopo di fornire a questi servizi ancillari e garantendo in cambio benefici economici ai clienti. [51]

In [58] viene presentata una metodologia volta ad ottimizzare la combinazione dei vantaggi ottenibili tramite generazione distribuita, stoccaggio di energia e DSM, in questo modo cresce il potenziale individuabile singolarmente in ognuna di esse.

L'algoritmo può essere utilizzato per perseguire l'ottimizzazione in tre differenti scenari:

- local scope: tiene conto della richiesta e della produzione di un singolo edificio senza considerarne altri nell'analisi
- microgrid: considera la disponibilità di un gruppo di edifici nelle vicinanze
- virtual power plant: si adatta a grandi gruppi di microgeneratori con capacità totale comparabile con quella di un impianto tradizionale.

La metodologia proposta segue tre passi:

- in primo luogo viene effettuata una previsione della domanda, e quindi del potenziale associabile ad ogni edificio
- in un secondo tempo le previsioni dei singoli sono aggregate all'interno di una pianificazione globale
- per ultimo, partendo dai dati di pianificazione globale come ingresso, vengono definiti dei programmi di funzionamento per ogni apparecchio dei singoli edifici.

L'obiettivo principale del programma è quello di fornire tutta l'energia richiesta dall'utente per garantirne le condizioni di comfort ottimizzando allo stesso tempo l'efficienza energetica.

L'utilizzo di aggregatori è proposto anche come strumento indispensabile per la gestione della ricarica di veicoli elettrici che si presume avranno di qui a breve un largo sviluppo. Se infatti si pensa alla richiesta di energia che la ricarica di ogni veicolo richiede e la si moltiplica per il numero di automobili elettriche che si presume saranno utilizzate in un prossimo futuro, si capisce bene come sia importante il volume di domanda al quale si fa riferimento.

Una tale quantità di energia, nel caso in cui la richiesta non venga non venga organizzata nel tempo, potrebbe provocare gravi problemi di bilanciamento nel sistema.

Se lo stesso volume viene pensato come quantità di domanda gestita da un aggregatore nell'ottica di partecipare ad un programma di DR l'effetto sarà completamente diverso. Potrà infatti essere organizzata la ricarica dei veicoli spalmandola nel tempo, andando a concentrarla negli orari di maggior produzione e minor richiesta ed evitandola quando la quota di energia disponibile sia scarsa.

In [59] vengono proposti alcuni modelli di dispacciamento legati a quest'aspetto dell'utilizzo di energia elettrica, mentre in [60] viene discussa la potenzialità di questo settore come fornitore di servizi ancillari all'intero sistema.

[61]

4.7. Le comunità dell'energia

Si è già detto precedentemente come la produzione da FER sia percepita in tutti gli stati europei come uno strumento necessario al raggiungimento degli obiettivi di tutela dell'ambiente che gli stessi Paesi si sono prefissati.

Oltre ai benefici per l'ambiente l'utilizzo di fonti rinnovabili permette di ridurre la dipendenza dai Paesi esportatori di fonti fossili, obiettivo fondamentale per la stabilità geopolitica dei Paesi che invece non possiedono questo tipo di riserva.

Insieme ai vantaggi è necessario prendere in considerazione anche le problematiche che questa modalità di produzione comporta, in particolare si rende obbligatoria un'evoluzione delle reti tradizionali (progettate per flussi monodirezionali) verso le smart grid (prevedono flusso bidirezionale sia di energia che di informazione).

Uno degli elementi che può favorire l'evoluzione in corso è la presenza sul territorio di Energy Community che possono essere definite come un "insieme di utenze energetiche che decidono di effettuare scelte comuni dal punto di vista del proprio fabbisogno energetico, al fine di massimizzare i benefici derivanti da questo approccio collegiale implementabile attraverso soluzioni di generazione distribuita e di generazione intelligente dei flussi energetici".

Si possono definire Energy Community on-grid quelle micro reti connesse al sistema energetico pubblico e off-grid quelle tipiche dei Paesi in via di sviluppo dove la rete elettrica pubblica non sempre è presente.

I benefici derivanti dalla presenza di Energy Community on-grid sono relativi sia alle singole utenze che fanno parte della comunità in questione sia all'intero sistema energetico.

Nella prima categoria si possono inserire il miglioramento della qualità e dell'affidabilità della fornitura di energia che derivano dalla riduzione sia del numero che della durata delle interruzioni, grazie anche ad una gestione efficiente dei guasti.

I vantaggi sarebbero anche economici in quanto l'approccio in questione garantisce la copertura del fabbisogno energetico delle utenze che vi partecipano al minimo costo, obiettivo raggiungibile un dispacciamento ottimizzato in tempo reale delle risorse locali tale da garantire un'adeguata riserva e da massimizzare l'autoconsumo.

Altri benefici riguardano anche la promozione dell'immagine green delle utenze energetiche che fanno parte dell'Energy Community.

Al contempo il sistema elettrico nel suo complesso si vedrebbe garantita una maggiore sicurezza dell'esercizio e un incremento di capacità nell'accogliere quantità crescenti di impianti alimentati da FER non programmabili.

Nel caso italiano in particolare assume rilevanza la diminuzione della dipendenza energetica dall'estero, percepita come uno dei principali obiettivi nella Strategia Energetica Nazionale, e lo sviluppo di filiere nazionali relative ai produttori delle tecnologie necessarie allo sviluppo delle Energy Community.

È possibile individuare tre diverse tipologie di aggregazione tra le utenze energetiche:

- utenze in ambito residenziale, come condomini o complessi residenziali
- utenze in ambito industriale, come i distretti industriali
- utenze in ambito terziario come centri commerciali, logistici, complessi ospedalieri.

Le utenze che afferiscono ad una stessa Energy Community possono far parte della stessa categoria o di categorie diverse.

Ciascuna utenza deve assumere un ruolo attivo per fornire il proprio contributo nella logica di una corretta gestione dell'energia.

I driver che favoriscono l'implementazione di queste strutture sono il miglioramento della qualità e dell'affidabilità della fornitura di energia e l'ottimizzazione della spesa per la fornitura dell'energia elettrica.

Il fattore affidabilità assume particolare rilevanza nel settore industriale e terziario nel caso di utilizzo intensivo dell'energia mentre è meno importante nel residenziale.

Il secondo driver è l'ottimizzazione della spesa per l'energia, ossia la possibilità di garantire alle utenze parte dell'Energy Community un costo di approvvigionamento dei vettori energetici inferiore rispetto alle modalità tradizionali.

Sulla base della caratterizzazione delle utenze energetiche si possono definire sei modelli di Energy Community:

- RES, modello residenziale, costituito da un condominio composto da più unità abitative
- TER-HEI, modello terziario, focalizzato sull'ottimizzazione dell'energia, costituito da un cluster di centri commerciali vicini
- TER-HQI, modello terziario, focalizzato al miglioramento della qualità e dell'affidabilità della fornitura di energia, tipicamente un complesso ospedaliero
- IND-HEI, modello industriale, che comprende un cluster di stabilimenti limitrofi con l'obiettivo di ottimizzare la spesa per l'energia
- IND-HQI, modello industriale, costituito da un cluster di stabilimenti vicini focalizzato al miglioramento della qualità e dell'affidabilità della fornitura di energia
- URBANO, modello urbano, riferito ad un complesso ospedaliero e condomini limitrofi

La realizzazione di una Energy Community necessita dell'adozione di diverse tecnologie abilitanti che riguardano la produzione e l'utilizzo dell'energia, la gestione, il controllo ed il monitoraggio dei flussi energetici ed infine la distribuzione di tali flussi e di quelli informativi.[62]

4.8. Le tariffe dell'energia elettrica

Le attuali tariffe dell'energia elettrica sono pensate per un'allocazione dei costi che garantisca il recupero delle spese e rifletta i costi di generazione e gestione del sistema riferita ad un'impostazione tradizionale di generazione in cui erano presenti solo pochi grandi impianti.

L'attuale quota crescente di generazione distribuita ed il nuovo ruolo attivo del consumatore nel fornire flessibilità al sistema nel suo complesso prevede oggi un ripensamento anche di queste tariffe per renderle più aderenti alle esigenze presenti.

La situazione nei diversi Paesi europei non è omogenea come è emerso da uno studio commissionato nel 2015 dalla Commissione Europea [63], nel dettaglio si possono individuare queste differenze:

- sulla base di diversi incentivi erogati e condizioni climatiche molto varie, cambiano i siti e le modalità di connessione, può esserci collegamento tramite DSO, TSO, situazione di off grid ad esempio per le isole ed autoproduzione
- le reti di distribuzione e di trasmissione operano a livelli diversi di tensione, hanno requisiti di progettazione, di riserva e di affidabilità diversi
- la natura stessa delle nazioni europee è molto varia dal punto di vista geografico, della densità di popolazione, del grado di industrializzazione, delle tipologie residenziali e di rete
- le politiche nazionali prevedono differenze di tariffe all'interno delle loro stesse regioni, un'uniformazione di queste diversità comporterebbe più equità e semplicità per i clienti finali ma percezione meno realistica del vero costo di distribuzione in riferimento alla localizzazione
- regolazione diversa per le attività delle DSO.

Generalmente i costi sono allocati utilizzando un canone fisso che tenga conto della tipologia di cliente e della capacità contrattualmente impegnata ed una parte variabile in relazione all'energia effettivamente consumata ed alla capacità massima utilizzata. [64]

4.9. Incentivi

Nel contesto presentato assumono rilevanza i sistemi di incentivazione che i diversi Paesi possono implementare.

La difficoltà maggiore consiste nel dover tener conto contemporaneamente di molti principi che a volte possono essere in contrasto tra loro.

La letteratura tra questi evidenzia l'efficienza, l'equità, la semplicità, la coerenza, la trasparenza, la stabilità e l'effetto addizionale.

Le tecnologie di smart metering e la possibilità di determinare i prezzi in tempo reale permette di rendere il costo dell'energia per l'utente sempre più aderente al costo effettivo dell'energia consumata non solo dal punto di vista della produzione ma anche della distribuzione.

Da un altro punto di vista però l'utilizzo di prezzi dinamici può comportare problemi di stabilità e trasparenza nelle tariffe domestiche.

Sono preferibili approcci che tengano conto di più aspetti contemporaneamente, una combinazione di tariffe, contratti e controllo diretto.

In particolare si possono individuare due tipologie di gestione: una basata sul prezzo e l'altra sul controllo del carico

Gestione basata sul prezzo

La teoria delle tariffe dinamiche all'interno di programmi di demand response viene discussa già dal 1989 in [65] per grandi utenti industriali.

Si possono distinguere due categorie: tariffe basate sulla dinamicità dei prezzi e tariffe che mirano a modificare in maniera specifica alcuni comportamenti degli utilizzatori di energia.

La prima opzione consente più libertà di gestione all'utente rispetto alla seconda e tra le diverse possibilità si possono elencare:

- tariffe Time-Of-Use (TOU);
- tariffe Real-Time (RTP)
- tariffe Critical Peak Pricing (CPP).

Tra gli incentivi che seguono invece la seconda modalità esistono:

- Peak Time Rebates (PTR);
- Interruptible Capacity Programs (ICAP);
- Emergency Demand Response.

Le opzioni qui presentate necessitano di una conoscenza precisa delle abitudini dei consumatori coinvolti e utilizzano premi e penalizzazioni per incentivarli a variare il loro comportamento.

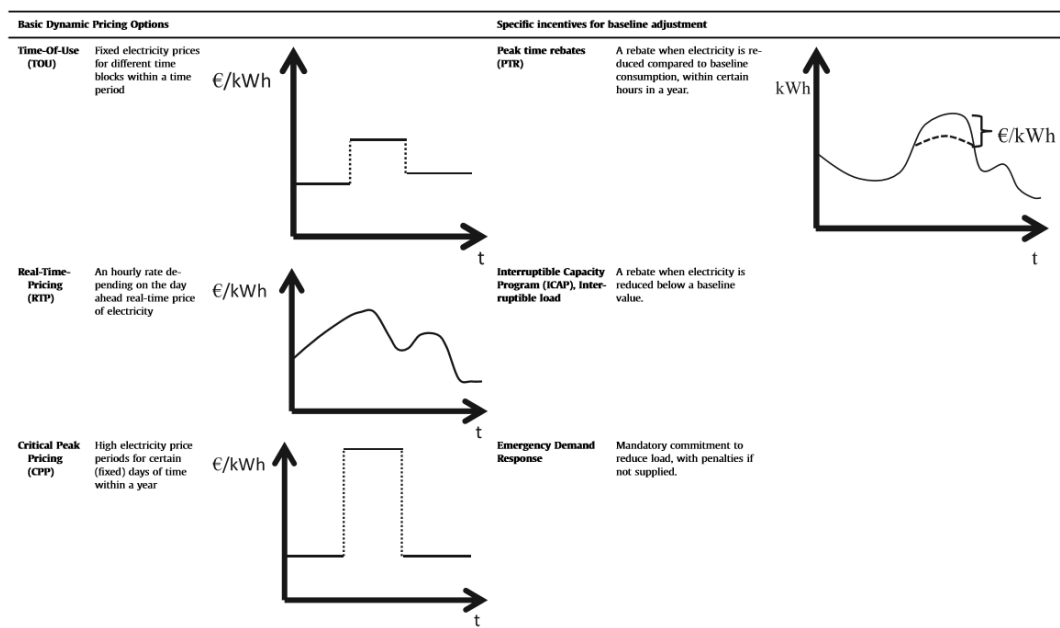


Figura 18: Tipologie di tariffe dinamiche [40]

Gestione basata sul controllo del carico

Il controllo diretto del carico prevede una flessibilità della fornitura contrattualizzata, vengono così introdotti dei precisi obblighi ed il consumatore non è libero di fare delle scelte in tempo reale.

Attraverso questi programmi l'operatore di sistema, l'aggregatore o il rivenditore aderisce tramite tecnologie di controllo automatico alla variazione del proprio carico.

Questo significa che le decisioni vengono prese a livello centrale e vengono scelti gli impianti ai quali aumentare, diminuire o addirittura spegnere il carico.

Il controllo del carico si presta quindi a situazioni in cui si renda necessario un intervento preciso e veloce come il controllo della tensione e la gestione di eventuali congestioni del sistema. [40]

Notification time before real-time	Appropriate incentives or control method for DER management	Related markets for electric flexibility trading¹	Appropriate DER
< One minute	Direct control	Frequency control (primary, secondary, tertiary reserves), voltage control	<i>EV, Continuous loads (heating/cooling, lighting), EES</i>
1–15 minutes	Direct control	Network restoration, voltage control	<i>EV, Continuous loads (heating/cooling), EES</i>
15–30 min	Direct control	Network restoration (HV/LV), Balancing market, Portfolio balancing	<i>EV, EES, CHP units Continuous loads (heating/cooling), dispatchable loads</i>
1 hour	Direct control, ICAP, Emergency demand response, Real time pricing, Peak time rebates, Critical Peak Pricing	Balancing market, Network Congestion Management	<i>EV, EES, CHP units Continuous loads (heating/cooling), dispatchable loads</i>
1 – 48 hour	Direct control, ICAP, Emergency demand response, Real time pricing, Peak time rebates, Critical Peak Pricing	Spot Market (Day ahead and Intraday market)	<i>EV, EES, CHP units Continuous loads (heating/cooling), dispatchable loads, PV units with storage</i>
Year ahead	Critical peak pricing, Time of use pricing	Deferring network investments (HV/LV), generation investment peak reduction	<i>EV, EES, CHP units Continuous loads (heating/cooling), dispatchable loads, PV units with storage</i>

Figura 19: Relazione tra i tempi di notifica e i programmi di gestione [40]

Capitolo 5

Conclusioni

5.1. Conclusioni

Nel presente lavoro è stato delineato un quadro del panorama energetico attuale: è evidente come sia presente una quota sempre maggiore di energia elettrica che viene prodotta tramite generatori alimentati da fonti rinnovabili che per lo più non sono programmabili.

Il risultato ottenuto dipende principalmente dalle politiche per la salvaguardia dell'ambiente che sono in via di attuazione in tutti i Paesi dell'Unione Europea in primis, ma anche nel resto del mondo.

Gli accordi stipulati a livello globale prevedono una progressiva riduzione delle emissioni di CO₂, e tale condizione è ottenibile solo mediante la dismissione delle fonti fossili che possono essere sostituite dalle rinnovabili, al fine di raggiungere gli obiettivi prefissati senza diminuire i livelli di benessere a cui i cittadini sono abituati per quanto riguarda l'utilizzo di energia.

La rivoluzione in corso coinvolge settori diversi tra i quali la produzione di energia elettrica, termica e la mobilità.

I benefici ottenibili non riguardano solo questioni ambientali ma anche economiche, politiche e sociali.

Le FER infatti risultano strettamente legate al territorio in cui gli impianti sono collocati, favorendo l'occupazione diretta, indiretta e indotta.

Un altro fattore di grande considerazione è la possibilità per tutti i Paesi poveri di fonti fossili di rendersi meno dipendenti da Nazioni tradizionalmente esportatrici di risorse quali petrolio e gas.

L'effetto risultante è una maggiore stabilità geopolitica, basti pensare a questo proposito alle continue tensioni tra Unione Europea e Russia o Paesi Arabi e Africani.

Ogni volta il tema della fornitura energetica è stato al centro delle trattative per la risoluzione di conflitti di rilevanza internazionale.

Se i benefici, come sopra illustrato, non mancano, è vero anche che l'attuale mix generativo pone delle problematiche del tutto nuove, non sempre di facile ed immediata risoluzione.

Il sistema elettrico sta passando da una configurazione fortemente centralizzata, in cui sono presenti pochi generatori di grande taglia, ad una molto più distribuita, costituita da tanti piccoli impianti alimentati da FER.

Se quindi i siti di generazione aumentano in numero e sono distribuiti capillarmente nel territorio, si rendono necessari investimenti importanti per l'adeguamento delle reti alla nuova configurazione.

Nel caso degli impianti eolici spesso le infrastrutture devono essere fisicamente estese per poter raggiungere luoghi disabitati e non industrializzati che, per tale motivo, non siano già connessi al sistema globale.

Gli impianti fotovoltaici invece, presentano il vantaggio di essere collocati principalmente sopra ai tetti di edifici già raggiunti dalla fornitura di energia.

Dal punto di vista tecnico però le infrastrutture devono essere comunque potenziate per consentire alle reti di poter sopportare flussi di corrente bidirezionali, necessari per trasferire l'energia elettrica dai generatori a tutti gli utilizzatori e anche di reimmettere in rete quella parte di energia prodotta dai piccoli impianti che non venga autoconsumata in loco.

Una delle principali criticità deriva dalla natura stessa delle FER, la cui produzione non risulta prevedibile in modo preciso se non con brevissimo anticipo rispetto al momento effettivo della generazione di energia.

Negli ultimi anni sono perciò stati sviluppati modelli di previsione sempre più accurati, nonostante ciò le FER non sono ancora sufficientemente programmabili per garantire la continuità e l'adeguatezza della fornitura elettrica.

Gli impianti termoelettrici tradizionali risultano quindi, almeno per il momento, ancora indispensabili per coprire la richiesta di energia nei periodi in cui la produzione da fonti rinnovabili non sia sufficiente o addirittura sia nulla, a causa di condizioni metereologiche avverse.

Gli stessi impianti tradizionali si trovano però a poter vendere un quantitativo di energia minore rispetto al passato, sia a causa della priorità di dispacciamento prevista per gli impianti alimentati da FER, che per l'erogazione continua di incentivi e per l'abbassamento dei prezzi dell'elettricità che questi nuovi generatori possono offrire dal momento che il costo della materia prima utilizzata è pressoché nullo (si pensi al costo di sole e vento).

Conseguentemente si pone il problema della remunerazione dei costi dei grandi impianti che si può risolvere in due modi: tramite la costituzione di mercati della capacità oppure alzando il prezzo dell'energia nei periodi di picco ad un valore tale da poter recuperare tutte le spese.

La prima opzione prevede di remunerare i generatori non solo per l'energia venduta ma anche per la messa a disposizione della propria capacità produttiva, compresa quella che poi non venga effettivamente richiesta.

Alcuni Stati, tra cui ad esempio la Germania, sono contrari a tale soluzione e preferiscono invece la seconda opzione, e cioè, che gli impianti termoelettrici remunerino i propri costi solo tramite prezzi di picco, stabiliti secondo meccanismi di mercato.

Per poter ridurre ulteriormente la necessità di grandi impianti produttivi e limitare o spostare nel tempo gli investimenti per il miglioramento delle infrastrutture elettriche, si può agire favorendo l'installazione di sistemi di accumulo e implementando programmi per rendere l'utenza attiva, come ad esempio quelli di Demand Response.

I sistemi di accumulo, di recente introduzione, consentono di valorizzare ulteriormente le FER in quanto permettono di stoccare l'energia prodotta in eccesso e di poterla utilizzare poi in condizioni di scarsità.

I programmi di Demand Response sono strutturati in modo tale da indurre gli utenti a spostare nel tempo i propri consumi, seguendo adeguati segnali di prezzo inviati dal sistema in tempo quasi reale.

Il singolo utente però, non sempre controlla volumi significativi di consumo, e in ogni caso non gli è agevole essere reattivo ai segnali di prezzo, in tale contesto assume sempre maggiore importanza il ruolo dell'aggregatore dei consumi/della produzione.

Questo soggetto compare già, sia nella normativa europea che in quella italiana, ed il compito assegnatogli è quello di gestire efficacemente gli impianti sotto il suo controllo al fine di far aderire il più possibile la curva di richiesta di energia elettrica a quella di produzione.

L'efficacia di questi strumenti è stata ampiamente sperimentata e dimostrata in letteratura, questi programmi abbinati a sistemi di accumulo permettono di diminuire nettamente la necessità di costituire delle riserve di produzione, abbattendo i costi di gestione del sistema nel suo complesso.

Un altro strumento che può diminuire la capacità di riserva necessaria al singolo sistema nazionale, è quello di migliorare l'interconnessione tra le infrastrutture degli Stati nazionali all'interno dell'Europa sia dal punto di vista tecnico che economico permettendo quindi un agevole scambio di energia.

Inoltre sono in fase di studio nuovi modelli di dispacciamento dell'energia al fine di integrare in maniera ottimale nel sistema elettrico i piccoli impianti che costituiscono la generazione distribuita.

La normativa europea oggi si orienta a favorire un apporto sempre maggiore di energia proveniente da piccoli impianti e si propone l'obiettivo di implementare tutte le misure necessarie al fine di garantire la sicurezza dell'approvvigionamento.

Dal momento che la somma delle potenze installate assume un valore significativo, anche i piccoli impianti devono essere messi nelle condizioni di poter fornire servizi di rete, nel caso in cui questi non siano in grado di fornire detti servizi deve essere prevista la loro partecipazione agli oneri di rete.

L'AEEGSI ha colto l'importanza dell'integrazione della generazione distribuita nel sistema elettrico tanto da commissionare al Politecnico di Milano uno studio finalizzato all'elaborazione di nuovi modelli di dispacciamento.

In conclusione risulta evidente come il panorama della generazione elettrica si stia rapidamente evolvendo, permettendo da una parte il raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità ambientale e di stabilità geopolitica, dall'altra introducendo nuove criticità che la normativa europea si appresta ad affrontare seguendo le linee guida di efficienza del sistema ed equità sociale.

Tale trasformazione appare peraltro irreversibile e costituisce un'occasione per l'Unione Europea di assumere un ruolo di leader mondiale, non subendo il cambiamento, ma promuovendolo e gestendolo in maniera efficace.

5.2. Bibliografia

- [1] DIRETTIVA 2009/28/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE, no. 5. 2009, pp. 16–62.
- [2] M. dello Sv. Economico and Ministero dell'ambiente e della tutela del mare, "Strategia Energetica Nazionale: per un'energia più competitiva e sostenibile," 2013.
- [3] L. Berlen, "Alla ricerca dell'indipendenza energetica. Il caso tedesco e l'Italia," pp. 2012–2015, 2016.
- [4] A. Parlamentare, "Ministero dello Sviluppo Economico Strategia Energetica Nazionale 2017 Audizione Parlamentare," 2017.
- [5] V. Termini, "Regolare il cambiamento: l'impatto delle fonti rinnovabili e dell'innovazione tecnologica sulle reti," 2014.
- [6] Ministero dello Sviluppo Economico, "La Situazione Energetica Nazionale nel 2015," 2015.
- [7] G. Boyle and Open University., "Renewable energy," p. xi, 452 , 2004.
- [8] M. Capra, "Ministero dello Sviluppo Economico Il Ministero dello Sviluppo Economico," pp. 1–26, 2016.
- [9] ENEA, "Pathways to deep decarbonization in Italy," 2015.
- [10] L. De Santoli, "Sviluppo di sistemi intelligenti per la de-carbonizzazione dell'energia: smart energy systems e smart grid," .
- [11] ENEA, "Analisi trimestrale del Sistema energetico Italiano N. 0/2016," 2016.
- [12] Eurelectric, "General Guidelines fot Reinforcing the Cooperation Between TSOs and DSOs," *Eurelectric*, 2015.
- [13] Eurelectric, "Tso – dso data management report >," *Eurelectric*, 2015.
- [14] "Innovative DSOs are needed in a Decentralised Energy System," 2016.
- [15] M. Caprabanca, "Overcapacity , adeguatezza e flessibilità Il punto di vista del Gestore della Rete," 2014.
- [16] AEEGSI, *RAPPORTO 428/2014/VEEL*. 2014.
- [17] GSE, "Modalità operative per il riconoscimento dell le tariffe a copertura dei costi sostenuti dal GSE per le attività di gestione, verifica e controllo relative ai meccanismi di incentivazione e sostegno delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica," pp. 1–11, 2014.
- [18] J. Stern, "Dalla liberalizzazione all'interventismo pubblico: la gestione dei cambiamenti climatici e il ruolo degli operatori di sistema," 2014.
- [19] D. Finon and F. Roques, "Marekt coordination vs public coordination nei sistemi elettrici europei: la duplice sfida della sicurezza delle forniture e della decarbonizzazione," 2014.
- [20] L. A. Piterà, "Le tecnologie e la regolamentazione," 2016.
- [21] *D.Lgs 93/11*. 2011.
- [22] AEEGSI, "2012 288/2012/," pp. 1–15, 2012.
- [23] AEEGSI, "Delibera 642/2014/R/EEL," pp. 1–8, 2014.
- [24] AEEGSI, "Delibera 574/2014/R/EEL," vol. 2006, pp. 1–26, 2014.
- [25] D. Fürstenwerth, "Electricity Storage in the German Energy Transition," *Study by Agora Energiewende*, no. December 2014, 2014.
- [26] H. Saboori and R. Hemmati, "Maximizing DISCO profit in active distribution networks by optimal planning of energy storage systems and distributed generators," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 71, no. December 2016, pp. 365–372, 2016.
- [27] S. F. Santos, D. Z. Fitiwi, M. R. M. Cruz, C. M. P. Cabrita, and J. P. S. Catal??o, "Impacts of optimal energy storage deployment and network reconfiguration on renewable integration level in distribution systems," *Appl. Energy*, vol. 185, pp. 44–55, 2017.
- [28] F. Boffa, D. Piacentino, and C. Poletti, "Interconnessione e integrazione dei

- mercati elettrici europei,” 2014.
- [29] EC, “New Electricity Market Design: a Fair Deal for Consumers.”
- [30] A. Nodari, “Cosa cambia con il clean energy package?,” 2017.
- [31] “Clean energy for all Europeans A FAIR DEAL FOR CONSUMERS.”
- [32] European Commission, “Launching the public consultation process on a new energy market design,” p. 17, 2015.
- [33] ANEV, “Strategie e metodi per la riforma del mercato elettrico italiano,” 2015.
- [34] ENEA, “L’efficienza nel settore delle reti energetiche,” 2011.
- [35] AEEGSI, “REGOLAZIONE TARIFFARIA DELL’ ENERGIA REATTIVA PER LE RETI IN ALTA E ALTISSIMA TENSIONE E PER LE RETI DI,” 2016.
- [36] M. Delfanti and V. Olivieri, “Politecnico di Milano - Dipartimento di Energia,” 2013.
- [37] AEEGSI, *Testo coordinato con le integrazioni e modifiche apportate dalla deliberazione 79/2015/R/eel*. 2015, pp. 1–16.
- [38] AEEGSI, “302/2014/r/,” pp. 1–12, 2014.
- [39] AEEG, “Del 522/2014,” vol. 11, pp. 1–18, 2014.
- [40] C. Eid, P. Codani, Y. Perez, J. Reneses, and R. Hakvoort, “Managing electric flexibility from Distributed Energy Resources: A review of incentives for market design,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 64, pp. 237–247, 2016.
- [41] AEEGSI, “354/2013/R/Eel,” pp. 1–7, 2013.
- [42] A. Mills and R. Wiser, “Implications of Wide-Area Geographic Diversity for Short-Term Variability of Solar Power,” *Energy*, no. September, pp. 1–10, 2010.
- [43] Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, “An Electricity Market for Germany’s Energy Transition,” *White Pap. by Fed. Minist. Econ. Aff. Energy*, 2014.
- [44] M. Cirillo and M. Dalena, “Energia verde e mercato elettrico in Germania,” *NewsI. del GME*, 2015.
- [45] J. Torriti, “Demand side management: potenzialità, barriere, politiche,” 2014.
- [46] A. S. Chuang and C. W. Gellings, “Demand-side Integration in a Restructured Electric Power Industry,” pp. 1–10, 2008.
- [47] N. G. Paterakis, O. Erdinç, and J. P. S. Catalão, “An overview of Demand Response : Key-elements and international experience,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 69, no. September 2015, pp. 871–891, 2017.
- [48] A. Losi, “Partecipazione alla domanda: il nuovo paradigma per l’industria elettrica,” 2016.
- [49] S. Behboodi, D. P. Chassin, N. Djilali, and C. Crawford, “Interconnection-wide hour-ahead scheduling in the presence of intermittent renewables and demand response: A surplus maximizing approach,” *Appl. Energy*, vol. 189, pp. 336–351, 2017.
- [50] J. Torriti, “Price-based demand side management: Assessing the impacts of time-of-use tariffs on residential electricity demand and peak shifting in Northern Italy,” *Energy*, vol. 44, no. 1, pp. 576–583, 2012.
- [51] A. M. Carreiro, H. M. Jorge, and C. H. Antunes, “Energy management systems aggregators: A literature survey,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 73, no. February, pp. 1160–1172, 2017.
- [52] A. (University of C. Losi, M. (Enel D. Lombardi, S. (Enel D. Di Carlo, and R. (Enel D. D’Avino, “Active Demand: The Future of Electricity,” *ADDRESS Interact. energy. Program. FP7 - Coop. / Energy*, p. 36, 2011.
- [53] J. Söderbom, “Adapting Smart Grids to Different Markets,” 2010.
- [54] G. B. Zorzoli, “Una riforma ineludibile,” pp. 84–87, 2005.
- [55] “Decreto efficienza energetica, decreto legislativo 4 luglio 2014, n.102 aggiornato alle modifiche del decreto legislativo 141/2016,” 2016.
- [56] Parlamento Europeo, “Direttiva 2012/27/EU sull’efficienza energetica,” p. L 315/1-56, 2012.
- [57] X. Mamo, “Smart Grid Activities,” *IEEE*, no. April, pp. 1–31, 2009.
- [58] A. Molderink, V. Bakker, M. G. C. Bosman, J. L. Hurink, and G. J. M. Smit, “A three-step methodology to improve domestic energy efficiency,” *Innov. Smart Grid Technol. Conf. ISGT 2010*, pp. 1–8, 2010.
- [59] C. Peng, J. Zou, L. Lian, and L. Li, “An optimal dispatching strategy for V2G

- aggregator participating in supplementary frequency regulation considering EV driving demand and aggregator ' s benefits q," *Appl. Energy*, vol. 190, pp. 591–599, 2017.
- [60] S. Sarabi, A. Davigny, V. Courtecuisse, Y. Riffonneau, and B. Robyns, "Potential of vehicle-to-grid ancillary services considering the uncertainties in plug-in electric vehicle availability and service/localization limitations in distribution grids," *Appl. Energy*, vol. 171, pp. 523–540, 2016.
- [61] Eurelectric, "Designing fair and equitable market rules for demand response aggregation," no. March, 2015.
- [62] D. Chiaroni, M. Chiesa, and V. Chiesa, "Definizione di comunità dell'energia," 2016.
- [63] AF - Mercados EMI, "Study on tariff design for distribution systems," p. 652, 2015.
- [64] "Electricity Distribution Network Tariffs CEER Guidelines of Good Practice," no. January, 2017.
- [65] A. K. David and Y. C. Lee, "Dynamic tariffs: Theory of utility-consumer interaction," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 4, no. 3, pp. 904–911, 1989.