

PERCORSI

Economia

I lettori che desiderano informarsi
sui libri e sull'insieme delle attività della
Società editrice il Mulino
possono consultare il sito Internet:

www.mulino.it

Riforme elettriche tra efficienza ed equità

a cura di

Alberto Clò, Stefano Clò e Federico Boffa

SOCIETÀ EDITRICE IL MULINO

Il volume è il frutto di un progetto ideato e condiviso dai curatori e dall'Acquirente Unico SpA e realizzato grazie al suo sostegno.

ISBN 978-88-15-25338-5

Copyright © 2014 by Società editrice il Mulino, Bologna. Tutti i diritti sono riservati. Nessuna parte di questa pubblicazione può essere fotocopiata, riprodotta, archiviata, memorizzata o trasmessa in qualsiasi forma o mezzo – elettronico, meccanico, reprografico, digitale – se non nei termini previsti dalla legge che tutela il Diritto d'Autore. Per altre informazioni si veda il sito www.mulino.it/edizioni/fotocopie

4.

Regolare il cambiamento: l'impatto delle fonti rinnovabili e dell'innovazione tecnologica sulle reti

di Valeria Termini

1. *Premessa*

Una rivoluzione è in corso nel settore energetico. La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e la generazione distribuita sul territorio hanno assunto proporzioni di rilievo, modificando il modello centralizzato che si era consolidato nel secolo scorso. È una trasformazione che consegue le politiche dei governi, volte a ottemperare agli impegni assunti sulla riduzione delle emissioni di gas a effetto serra nell'atmosfera e a diversificare le fonti primarie per ridurre la dipendenza energetica dai pochi paesi che dispongono di fonti fossili. Le politiche si sono poi coniugate con la diffusione di nuove tecnologie di produzione e con la successiva riduzione dei costi di investimento per l'uso delle fonti alternative, dapprima con l'utilizzo di *input* prodotti nei paesi dell'estremo Oriente, in particolare in Cina, successivamente in Europa, dove tipico è l'esempio dei pannelli fotovoltaici utilizzati per la produzione di energia da fonte solare.

La trasformazione investe l'intera filiera industriale del settore, dal produttore al consumatore finale, attraversando tutte le fasi intermedie e i soggetti in esse coinvolti: dall'uso delle tecnologie, l'organizzazione della produzione di energia elettrica, dimensione e localizzazione geografica dei produttori, alle funzioni della rete di trasmissione ad alta tensione, ai mercati per la vendita all'ingrosso dell'energia elettrica, ovvero i meccanismi di formazione del prezzo nelle borse elettriche, alle reti di distribuzione a media e bassa tensione e le funzioni dei distributori, ai venditori, fino al ruolo dei consumatori; i quali, potendo disporre essi stessi direttamente dell'energia prodotta in loco con l'uso delle nuove fonti rinnovabili, in particolare fotovoltaiche ed eoliche, si trovano d'improvviso a poter svolgere un ruolo attivo, producendo l'elettricità necessaria al proprio consumo, quando disponibili vento e sole, e a venderne la quantità sovrabbondante trasferendola in rete e trasformandosi così occasionalmente da consumatori in produttori/venditori e dando luogo al neologismo di *prosumer*.

Alcune parti di questa rivoluzione sono ben presenti all'attenzione degli operatori e delle istituzioni del settore. Tra queste il ridimensionamento della produzione dei grandi impianti termoelettrici e la criticità provocata dalle nuove componenti ai conti economici delle imprese tradizionali, ma anche l'impatto che politiche di forte incentivazione alla produzione da fonti rinnovabili hanno prodotto sugli assetti competitivi. Sono ben noti anche gli effetti e i costi di una minore programmabilità della produzione elettrica – quando determinata da fattori ambientali come sole e vento che sono prevedibili solo in orizzonti temporali molto ravvicinati – sulla sicurezza del sistema e conseguente necessità di far fronte con nuovi strumenti alla flessibilità richiesta per salvaguardare da possibili interruzioni di corrente e, di conseguenza, anche l'impulso all'innovazione che queste nuove esigenze attivano. È nota, infine, la necessità di adeguare i comportamenti dei diversi soggetti: i consumatori verso una gestione più consapevole, efficiente e dinamica dei consumi e le imprese verso una completa riorganizzazione del loro ruolo industriale, necessariamente chiamate a innovare, offrendo servizi del tutto nuovi e aderenti alle esigenze che si rendono via via manifeste in un processo di trasformazione schumpeteriana.

Altri aspetti dello straordinario cambiamento imposto dallo sviluppo delle fonti rinnovabili sono invece meno evidenti, ancora oggetto di osservazione e studio da parte di ricercatori, istituzioni e operatori del sistema. La sfida è di grande interesse, anche sul piano teorico, poiché è in atto una dinamica di trasformazione inedita e repentina di un mercato regolato, alla quale concorrono innovazione tecnologica, regolazione e politiche che interagiscono con i comportamenti di difesa dei soggetti meno dinamici e le pratiche aggressive di nuovi operatori. Ma la sfida investe soprattutto la dimensione concreta, economica, industriale e organizzativa di un settore, vale ricordarlo, la cui rilevanza continua a essere cruciale per lo sviluppo industriale e per la quotidianità dei cittadini.

Tra i tasselli che sono ancora oggetto di analisi e richiedono un approfondimento vi è l'impatto sulle reti di distribuzione, che si snodano capillarmente sul territorio nello spazio della filiera che va dalla rete di trasmissione nazionale, dalla quale il distributore trae l'elettricità ad alta tensione, fino al contatore dove i venditori hanno stipulato contratti di vendita con i consumatori. L'obiettivo di questo capitolo è proprio quello di identificare gli straordinari cambiamenti che investono il ruolo e le nuove funzioni della distribuzione al crescere della produzione da fonti rinnovabili e della generazione distribuita sul territorio, per iniziare a ragionare sui nuovi servizi richiesti ai distributori ed eventualmente ai nuovi soggetti che si affacciano in forma competitiva sul mercato in relazione alle nuove tecnologie elettroniche/informatiche disponibili. Questo *background* consente di portare qualche elemento di riflessione sulle nuove regole che si rendono necessarie per garantire che non si formino barriere all'ingresso dovute a posizioni mono-

politiche pregresse, perché siano stimolati i processi innovativi, ma la sicurezza del sistema non sia messa in crisi dalla rapida evoluzione dei processi di cambiamento e, infine, perché i benefici dell'innovazione raggiungano i consumatori.

In questa ottica e con questi obiettivi è in corso la riflessione dei regolatori europei sulla necessità di adeguare il tessuto delle regole al nuovo contesto riconsiderando il perimetro delle attività da lasciare al libero funzionamento del mercato e di quelle per le quali è invece necessario affinare la regolazione.

In quanto segue il paragrafo 2 considera l'impatto dell'integrazione delle fonti rinnovabili sul sistema elettrico con particolare riferimento alle reti di distribuzione a bassa e media tensione e alle infrastrutture ad esse connesse; il paragrafo 3 esamina i nuovi profili della regolazione alla luce del cambiamento delle funzioni e dei nuovi servizi richiesti a distributori e nuovi soggetti sul mercato, con particolare riferimento al percorso di riforma avviato in Italia; infine nel paragrafo 4 è proposto qualche cenno di conclusione.

2. L'impatto dell'integrazione delle nuove fonti rinnovabili sul sistema elettrico e sulle reti di distribuzione

Tra i Paesi dell'Unione Europea (UE), l'Italia vive in prima linea gli effetti della trasformazione in atto. L'impatto di questi cambiamenti, infatti, è dirompente in particolare nei paesi che hanno avuto una maggiore accelerazione nella quota di nuove fonti rinnovabili sul totale dell'energia prodotta, tra i quali spiccano l'Italia, dove la potenza installata del fotovoltaico è cresciuta del 27% in tre anni¹, la Germania, che mostra un andamento analogo, e in misura minore ma rilevante anche Spagna e Danimarca.

Lo sviluppo delle nuove fonti rinnovabili e della generazione di energia elettrica distribuita si ripercuote in prima istanza in un uso delle reti di distribuzione locale diverso da quello per cui sono state progettate. Come si rileva nei dati recenti di Eurelectric [2013], infatti, in Europa tra l'80% e il 90% dell'energia elettrica prodotta da fonti solari ed eoliche è connessa direttamente a una rete di distribuzione a media o bassa tensione; e una proporzione simile è registrata dall'International Energy Agency in ambito globale. La diffusione di queste nuove fonti provoca un completo rivolgi-

¹ La crescita della produzione da fonti rinnovabili distribuita sul territorio in Italia è consistente. L'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili nel 2012 è stata di 92 TWh su un totale nazionale di 299 TWh; di questi 32 TWh sono prodotti da impianti alimentati da fonti solari e eoliche. Per il 2013 le previsioni sono di 37 TWh da solare e fotovoltaico, su 288 TWh di produzione nazionale. Dal 2011 al 2013 gli impianti fotovoltaici sono cresciuti da 400mila unità, con potenza installata di circa 12,5 GW, a oltre 550 mila unità, con potenza installata di oltre 17,6 GW (elaborazione dati AEEGSI).

mento della funzione svolta dai distributori (di seguito DSO, *distribution system operators*). I quali fino ad oggi si erano limitati a trasmettere in modo per lo più passivo e unidirezionale i flussi di energia elettrica dalla rete di trasmissione ad alta tensione ai consumatori finali, trasformandola in media e bassa tensione, mentre con la diffusione delle nuove fonti intermittenti e della generazione distribuita saranno chiamati a svolgere un diverso ruolo, più attivo. Infatti, come osservato, non tutta l'energia generata da impianti alimentati da fonti rinnovabili è utilizzata in loco, ma una quota crescente viene rimessa dagli stessi consumatori nelle reti di distribuzione di bassa e media tensione per rivenderla; i distributori devono attuare così l'inversione di flussi attraverso *inverter* e elevare la tensione per consentire che l'elettricità sia trasportata poi nelle reti ad alta tensione per essere infine venduta, dopo essere stata nuovamente trasformata in media, bassa tensione. Come conseguenza i distributori dovranno gestire una quota crescente di flussi bidirezionali di energia elettrica e si troveranno per la prima volta a dover loro stessi garantire l'equilibrio fisico tra domanda e offerta sulla rete attraverso una gestione efficace e in tempo reale dei flussi in entrata e in uscita.

Per contribuire alla sicurezza del sistema, in futuro i DSO dovranno, da un lato, intensificare le modalità di coordinamento con l'operatore della rete di alta e altissima tensione (di seguito TSO, *Transmission System Operator*); dall'altro aumentare progressivamente l'interazione con i consumatori «attivi», in grado di modulare il proprio consumo di energia elettrica con tempi di reazione molto brevi, per attivare all'occorrenza meccanismi di flessibilità e di aggiustamento anche da parte della domanda, con il contributo eventuale di nuovi soggetti, «aggregatori» dei consumi. I distributori saranno inoltre tenuti a convogliare informazioni puntuali al TSO sulle curve di carico dei consumatori e, compito assai complesso, a fornire previsioni sull'energia che sarà immessa in rete dalle fonti locali di generazione, allo scopo di permettere al TSO di fare una pianificazione equilibrata dei flussi di energia elettrica in entrata e in uscita e minimizzare i costi di sistema dovuti a eventuali sbilanciamenti fisici tra domanda e offerta. Questi processi richiedono l'uso di nuove tecnologie «intelligenti», nuove funzioni dei distributori e un opportuno adeguamento delle reti di distribuzione.

Con questi cambiamenti e con i costi e le potenzialità di una transizione necessaria si confronta oggi la regolazione. L'esame di questi tasselli mostra infatti il passaggio dell'intera filiera energetica verso un nuovo paradigma, dove l'autonomia dei consumatori si coniuga con la molteplicità dei punti di produzione e con la necessaria revisione dei criteri di sicurezza del sistema che richiede un'impostazione dinamica della regolazione. Il quadro è reso più complesso dal fatto che tutto ciò si inserisce nel percorso europeo di armonizzazione delle regole dei paesi membri, i quali mostrano un'evoluzione simile del settore, ma soluzioni assai differenziate tra loro. La stessa organizzazione del mercato poggia su modelli istituzionali differenti; il numero e la

dimensione dei DSO sono diversi da paese a paese: da 883 distributori attivi in Germania (dei quali 780 con meno di 100.000 consumatori connessi e di conseguenza considerati piccoli ed esenti dai criteri di *unbundling* stabiliti da una direttiva europea)² ai 342 distributori della Spagna (di cui 336 piccoli), ai 148 della Francia (143 piccoli), 128 in Austria (di cui 117 piccoli), 21 in Gran Bretagna (4 piccoli); fino alle situazioni di Grecia, Irlanda, Slovenia in cui al contrario è presente 1 solo distributore. In Italia ci sono oggi 151 distributori dei quali 124 servono meno di 100.000 consumatori [CEER 2013].

Nella prospettiva di una revisione della regolazione secondo criteri comuni e standard europei accettati dai Paesi membri non si può non ricordare, infine, che nell'UE è sì in corso un processo di armonizzazione delle regole e delle procedure per abbattere le frontiere nazionali e costruire un mercato unico dell'energia, che negli auspici della Commissione e del Consiglio europeo avrebbe dovuto attuarsi entro il 2014, ma le strategie di politica energetica e le scelte sull'utilizzo di fonti primarie alternative (tra nucleare, carbone, gas, nuove e vecchie fonti rinnovabili) sono di pertinenza esclusiva dei governi nazionali. In sistemi fortemente interconnessi l'esito dell'adeguamento della regolazione sul quale si avvia la riflessione non è dunque per nulla scontato.

Prima di considerare la regolazione è utile richiamare con qualche dettaglio gli aspetti salienti delle modificazioni che intervengono nell'organizzazione del sistema. Come già accennato, questo non si limita ad un diverso ruolo delle imprese di distribuzione e a un nuovo uso delle reti. Altri aspetti che sono trattati in diversi capitoli del volume vanno tenuti in debito conto per una visione olistica del regolatore che deve comprendere l'azione di promozione dell'innovazione, ma anche garantire che i benefici del cambiamento raggiungano i consumatori e che il sistema offra la necessaria sicurezza nel medio/lungo periodo.

Una prima caratteristica del cambiamento riguarda *i parametri economici* della produzione alimentata dalle nuove fonti rinnovabili. Questi sono influenzati dalla composizione dei costi (tra i costi variabili la materia prima – sole e vento – è gratuita), insieme a un rilevante sostegno pubblico; gli incentivi incidono sulla concorrenzialità delle nuove fonti rinnovabili nei confronti degli impianti tradizionali alimentati da fonti fossili; i quali vengono così progressivamente esclusi dalla copertura di larga parte del profilo della domanda, anche in ragione dell'accesso prioritario alle reti disposto dalle direttive europee per l'energia prodotta dalle nuove fonti rinnovabili³. Questo fenomeno di spiazzamento si accentua in sistemi nei quali la liberalizzazione

² Direttiva 2009/72/EC e direttiva 2003/54/EC, *Common rules for the internal market in electricity and repealing*.

³ Per un approfondimento si rimanda al contributo di S. Clò nel presente volume.

ha introdotto una borsa per la vendita all'ingrosso dell'energia elettrica con meccanismi di asta al margine per la formazione del prezzo e di *merit order* per la selezione degli impianti, come avviene in larga parte dei Paesi europei, tra i quali l'Italia. Con i meccanismi di borsa nelle ore diurne gli impianti alimentati da fonti eoliche e fotovoltaiche si aggiudicano la maggior parte della domanda.

In sintesi, l'insieme di questi elementi fa sì che la generazione da nuove fonti rinnovabili presenti un immediato vantaggio economico e di conseguenza, quando disponibile, riduca l'utilizzo degli impianti tradizionali che risultano spiazzati dalla competitività dei primi; d'altro canto, tuttavia, questo processo accresce gli oneri di sistema che la nuova produzione rischia di far gravare sul prezzo finale dell'energia elettrica pagato dai consumatori per coprire le nuove esigenze di sistema. Ciò incide naturalmente anche sul costo della disponibilità ad operare degli impianti tradizionali nelle ore in cui la copertura della domanda residua è lasciata scoperta dalle fonti rinnovabili; incide pure sulle decisioni di investimento nelle reti, un punto su cui torneremo, come ben evidenziato da un recente studio dell'Agenzia internazionale dell'energia [IEA 2013]⁴.

Questo profilo economico delle nuove fonti mal si combina con la seconda caratteristica del cambiamento e cioè *con l'intermittenza fisica della produzione* di energia elettrica da nuove fonti rinnovabili, la cui curva di offerta si concentra in alcune ore del giorno (o della notte per l'eolico) e impone l'esigenza di garantire la sicurezza del sistema e la continuità dell'offerta di energia elettrica facendo ricorso alla produzione degli impianti tradizionali o a nuove forme di flessibilità del sistema. Ciò impone che sia valorizzata anche la capacità di produzione – e non solo l'energia messa in rete – e siano studiati nuovi mercati della flessibilità per garantire la sicurezza del sistema⁵.

In altri termini, se da un lato la generazione da nuove fonti rinnovabili, quando disponibile, può abbassare il prezzo di vendita dell'energia elettrica all'ingrosso poiché utilizza una materia prima (solare ed eolica) a costo zero, dall'altro le caratteristiche della curva di offerta delle nuovi fonti e la loro intermittenza rendono tanto più necessaria la disponibilità di impianti da fonti tradizionali, in attesa che il mercato offra nuove forme di flessibilità e strumenti a costi accettabili per l'accumulo dell'energia elettrica da attivare

⁴ «Global investment in the power sector amounts to \$17 trillion through to 2035, with over 40% in transmission and distribution networks» [IEA 2013]; Consultare anche Eurelectric [2014b] secondo cui: «European electricity networks will require €600 billion investments by 2020. Two thirds of these investments will take place in distribution grids. By 2035, the distribution share of the overall network investment is estimated to grow to almost 75%, and to 80% by 2050».

⁵ Per un approfondimento si rimanda ai contributi di Biancardi e Pagano; Cassetta e Monarca nel presente volume.

in tempo reale quando necessario. Come conseguenza, nella transizione i costi di bilanciamento crescono, in attesa di poter disporre di nuovi modelli di previsione più avanzati, che mettano in grado di migliorare la prevedibilità e la programmazione dell'offerta anche delle nuove fonti intermittenti⁶.

La terza caratteristica delle nuove fonti rinnovabili, la localizzazione sul territorio, incide invece direttamente sulle reti e sulle funzioni dei distributori. La dispersione della generazione di energia elettrica sul territorio può richiedere infatti che la rete sia estesa per connettere impianti in località non ancora servite per mancanza di insediamenti abitativi o produttivi (è il caso tipico degli impianti di produzione eolica collocati su crinali montuosi); richiede inoltre una maggiore capacità di trasporto resa necessaria dai flussi di energia derivanti dai nuovi impianti di generazione che si allacciano alle reti di distribuzione, in particolare se l'energia prodotta non è consumata sul posto⁷.

Infine un quarto aspetto, di carattere più tecnico ma importante per la qualità del servizio finale a tutti gli utenti, è la necessità di garantire adeguati profili di tensione lungo le reti di distribuzione anche in presenza di flussi variabili di energia prodotti da impianti a fonte rinnovabile. L'esigenza di *calibrare i profili di tensione* in modo che in ciascun punto della rete il livello di tensione (o voltaggio) ricada nei limiti previsti dalle norme tecniche internazionali sulla *qualità del servizio di distribuzione*⁸ e la conseguente necessità di potenziamenti delle linee di distribuzione e delle stazioni di trasformazione di voltaggio può comportare investimenti rilevanti⁹.

Dai processi descritti, emerge chiaramente che l'integrazione di una larga quota di fonti solari ed eoliche implica diversi cambiamenti per le reti di distribuzione e le infrastrutture ad esse connesse. A ciò è riconducibile in

⁶ In particolare, l'esigenza posta dalla estesa penetrazione dell'energia prodotta da impianti alimentati da nuove fonti rinnovabili intermittenti – eolico e fotovoltaico – si concretizza in un aumento della ripidità delle rampe di presa di carico sia al mattino sia alla sera, in coincidenza con la discontinuità dell'offerta in particolare della fonte solare, e con un minor margine per il *baseload* tradizionale nelle ore notturne a causa della maggior produzione eolica in queste ore. Per gli aspetti che investono il rapporto tra produttori da fonti tradizionali e nuove fonti si rinvia al contributo di S. Clò nel presente volume.

⁷ AEGSI, Delibera 28 marzo 129/2013/I/eel. In Italia la maggiore parte dell'energia prodotta da impianti di generazione distribuita, cioè 15.072.414 MWh su un totale di 21.789.381 MWh, non viene destinata all'autoconsumo.

⁸ Secondo gli standard tecnici europei (norma CENELEC 50160), la tensione deve essere sempre compresa tra +190% e -10% del livello nominale (230 V per le reti a bassa tensione) in modo da garantire il corretto funzionamento degli apparecchi. La presenza di impianti di generazione distribuita tende a elevare i livelli di tensione, con rischi di sovratensione che possono comportare guasti agli apparecchi elettrici degli utenti connessi nelle vicinanze.

⁹ I costi di potenziamento della rete di distribuzione sono differenziati: in Francia e in Germania, ad esempio, sono calcolati tra i 70 e i 200 euro per kW di nuova potenza addizionale da fonti intermittenti, come stimato da Lodl *et al.* [2010], Dena [2010], CRE [2012] e IEA [2013].

parte l'esigenza di adattare e potenziare le reti di distribuzione ma anche l'opportunità di offrire nuovi servizi, ad esempio per rispondere alle richieste che derivano da nuove possibilità di elettrificazione di usi finali attualmente funzionanti con altre forme di energia, come nei trasporti¹⁰. Si tratta di servizi che possono essere offerti sia da soggetti esistenti, sia da nuovi soggetti che si affacciano sul mercato o da altri operatori della filiera energetica e per i quali ai distributori è richiesto un ruolo di «facilitatori neutrali», come è stato definito dai Regolatori europei, in un mercato che si vuole mantenere competitivo [CEER-ACER 2014].

Da un punto di vista operativo, e nell'ottica del regolatore, tre nuove funzioni chiave investono i DSO: 1) una gestione attiva della rete per accommodare i nuovi andamenti di domanda e offerta di energia elettrica e monitorare il loro equilibrio in rete; 2) la raccolta e la gestione di una grande quantità di dati, resi disponibili grazie alle nuove tecnologie informatiche (in particolare con l'uso di «contatori intelligenti» e delle *smart grids*, reti in grado di stabilire una comunicazione bidirezionale con utenti e produttori per acquisire dati puntuali di consumo e di potenza e per inviare in tempo reale comandi o segnali). L'enorme volume di dati che si rende così disponibile e che deve essere gestito riguarda informazioni di natura sia tecnica che commerciale, non solo quindi per disporre le misure necessarie al bilanciamento dei flussi in tempo reale e per la gestione delle congestioni; gli stessi dati ottenuti grazie allo *smart metering*, sono anche dati commerciali che nel tempo possono aumentare la trasparenza dei mercati di vendita al dettaglio, eliminando la prassi di conguagli tardivi delle bollette a beneficio dei consumatori e migliorare la consapevolezza dei consumatori stessi, i quali possono partecipare alla flessibilità del sistema rispondendo a segnali di prezzo, riducendo la domanda di elettricità nei momenti di picco, specie se organizzati nelle forme opportune da nuovi soggetti «aggregatori» dei consumi. 3) Infine, per il DSO si prospetta necessario il coordinamento con il gestore della rete di trasmissione ad alta tensione (TSO) e lo scambio di dati e informazioni per garantire la sicurezza del servizio, evitare congestioni di rete, rispettare i vincoli di tensione e coordinare la pianificazione degli sviluppi di rete e dei flussi di potenza altamente variabili in entrambe le direzioni (non più solo dalla trasmissione alla distribuzione ma anche in direzione contraria)¹¹.

Queste funzioni richiedono un delicato adattamento della regolazione perché sia potenziato il nuovo ruolo dei DSO e delle loro nuove attività (al-

¹⁰ È il caso dei veicoli elettrici ma anche nelle nuove forme di riscaldamento efficiente a «pompe di calore» alimentate ad energia elettrica.

¹¹ Secondo l'ultimo piano di sviluppo della rete elettrica nazionale presentato da Terna [marzo 2014], circa un quarto delle stazioni di trasformazione alta/media tensione, di interfaccia tra la rete nazionale di trasmissione e le reti di distribuzione, ha avuto fenomeni di flusso inverso (dalla distribuzione alla trasmissione) per più del 5% del tempo.

cune da regolare, come il rapporto tra DSO e TSO, altre da affidare quanto più possibile a criteri di mercato, come la gestione di strumenti di alta tecnologia informatica); richiedono che siano definiti standard comuni per garantire l'interoperabilità dei mercati in ambito europeo, rispettando le differenze organizzative dei Paesi membri, ma anche che siano definiti criteri per evitare che i gestori delle reti di distribuzione possano erigere barriere competitive nei confronti di altri operatori che offrono i nuovi servizi ancillari; richiede inoltre che la flessibilità sia valorizzata a prezzi trasparenti e competitivi.

Nuovi *trade-off* investono direttamente l'adeguamento delle tariffe di distribuzione per remunerare i nuovi servizi e la definizione di criteri dinamici per gli incentivi all'innovazione e la remunerazione degli investimenti nelle reti, in grado di tener conto del nuovo ambiente industriale.

3. Le regole: criteri, obiettivi e criticità della transizione

Questo insieme di discontinuità nell'organizzazione della filiera elettrica implica un ruolo dei regolatori, ai quali competono diversi ambiti di intervento per facilitare la transizione e la trasformazione del sistema, con l'obiettivo di rendere il contesto economicamente e tecnicamente sostenibile e sicuro; da un lato, senza invadere il campo delle politiche industriali delle aziende e, dall'altro, senza arretrare rispetto ai livelli di concorrenzialità e di tutela del consumatore raggiunti per il settore.

Nel nuovo assetto il regolatore può contribuire in almeno tre direzioni per promuovere un uso efficiente delle reti.

In primo luogo, con la definizione di *tariffe per l'uso della rete* che riflettano i costi e siano quindi in grado di inviare segnali di prezzo agli utilizzatori della rete responsabilizzandoli sulle esigenze di equilibrio fisico del sistema; tariffe siffatte possono anche promuovere una risposta «virtuosa» da parte di consumatori/produttori e aumentare la flessibilità del sistema verso un nuovo *demand side management* grazie a un uso sapiente delle nuove tecnologie. Questo intervento è stato avviato in Italia dall'Autorità nel 2011 e si configura all'interno di un più ampio obiettivo, volto a ridefinire la gestione delle reti di distribuzione, e dunque le attività di dispacciamento e di bilanciamento, per valorizzare le potenzialità delle nuove fonti e delle nuove tecnologie anche attraverso *il coinvolgimento degli impianti alimentati da fonti rinnovabili ai fini della sicurezza del sistema*. Ciò implica una importante discontinuità rispetto al passato, poiché prima del nuovo approccio i servizi di dispacciamento potevano essere offerti esclusivamente dagli impianti alimentati da fonti tradizionali, secondo i codici del TSO; gli impianti alimentati da fonti rinnovabili intermittenti non potevano pertanto contribuire alle

attività necessarie al corretto funzionamento della rete, mentre godevano di procedure favorevoli e di priorità nell'accesso alla rete di distribuzione.

In secondo luogo, è allo studio dei regolatori europei l'analisi dei *criteri di remunerazione degli investimenti nelle reti*, per evitare che si creino incentivi distorti ai distributori nel nuovo contesto. Questi infatti, in un'ottica aziendale, possono trovarsi stretti nel *trade-off* delle scelte tra la convenienza ad attuare investimenti fisici per l'estensione della rete e quella a concentrare gli sforzi finanziari su investimenti in innovazioni tecnologiche che, migliorando le prestazioni della rete con nuovi strumenti che rendono le reti *smart* e aumentando la flessibilità del sistema, possono rendere ridondanti gli investimenti per l'estensione della rete¹². Nella impostazione avviata dal regolatore italiano, di cui si dirà con maggiore dettaglio, i criteri tariffari devono far prevalere un'ottica di lungo periodo negli investimenti per la sicurezza del sistema e promuovere al contempo la sperimentazione selettiva di progetti innovativi.

In terzo luogo, in previsione dei nuovi servizi di cui si è fatto cenno, al regolatore compete il compito di riconsiderare *il perimetro delle funzioni svolte dai DSO soggette a regolazione*, distinguendo il terreno dei *servizi di monopolio* da quelli di *natura commerciale*. Come si rileva in tutti i Paesi dove le fonti eoliche e solari sono in crescita, infatti, un insieme importante di nuovi servizi sono resi necessari dalla crescita della quota di fonti intermittenti nella produzione di energia elettrica e sono resi possibili dalla disponibilità di nuove tecnologie elettroniche sul mercato, ad esempio dalla disponibilità di strumenti informatici per la attivazione in remoto degli impianti o di dispositivi per la rilevazione dei dati in tempo reale che registrano i profili di carico giornaliero dei consumatori consentendo di migliorare la programmazione dei flussi. La revisione del perimetro di azione dei distributori soggetto a regolazione è all'ordine del giorno dei regolatori europei e anche americani¹³; da un lato infatti non può essere consentito al distributore di erigere barriere all'entrata per l'offerta dei nuovi servizi approfittando della propria posizione di *incumbent*, ma allo stesso tempo la regolazione non deve invadere il campo di nuovi soggetti e nuove funzioni

¹² Un primo segnale regolatorio in questo senso è stato dato nel settore del gas con la deliberazione 537/2013/R/gas in tema di *smart metering*: la remunerazione dell'infrastruttura di comunicazione necessaria per lo *smart metering* gas non verrà più basata sulla valorizzazione degli *asset* di proprietà dell'impresa, rendendo quindi indifferenti dal punto di vista tariffario scelte *make or buy* per queste infrastrutture informatiche e di comunicazione. Un ulteriore passo è stato compiuto con l'avvio di sperimentazioni di *smart metering* multiservizio (gas, elettricità, acqua, teleriscaldamento e altri servizi in logica *smart city*) con la deliberazione 393/2013/R/gas.

¹³ Questo aspetto è stato oggetto di un recente confronto tra regolatori europei e americani, nel corso dell'11th US-EU Energy Regulators Roundtable, l'incontro annuale fra CEER and NARUC Regulators, tenutosi a Boston il 13-14 maggio 2014.

reperibili sul mercato, frapponendo regole che rischiano di appesantire procedure e costi, disincentivando le dinamiche di innovazione.

Come emerge chiaramente già dalle prime annotazioni esposte, questo insieme di cambiamenti comporta costi consistenti operativi e di capitale, sia per il sistema nel suo complesso, sia per i singoli operatori chiamati a effettuare investimenti adeguati.

In ambito teorico la letteratura suggerisce che la regolazione sia modificata [Cossent *et al.* 2011] perché: 1) questi costi siano allocati in modo efficiente, ma siano anche distribuiti con criteri trasparenti tra i soggetti che beneficiano dei vantaggi ad essi connessi; 2) i costi stessi siano minimizzati attraverso soluzioni efficienti di mercato; 3) l'innovazione sia favorita da regole e meccanismi di incentivazione selettivi, trasparenti e certi, che tuttavia tengano conto del rischio insito in investimenti innovativi, in un ambiente soggetto a mutamenti imprevedibili e repentini del modello di sviluppo. In questa ottica, sembra utile valutare i primi passi della regolazione, che si muove prevalentemente in ambito tariffario, nei confronti dei tre piani menzionati, con particolare riferimento a: 1) i criteri per il dispacciamento e il riconoscimento dei costi per il nuovo uso delle reti; 2) i criteri per la remunerazione degli investimenti e dell'innovazione e 3) i criteri per la ridefinizione del perimetro dei DSO, in considerazione dei nuovi servizi offerti.

3.1. Nuove regole di dispacciamento: segnali di prezzo e struttura delle tariffe

Come più volte richiamato, la produzione di energia elettrica con impianti alimentati dalle nuove fonti rinnovabili richiede ai DSO un uso attivo e assai più complesso della rete, a partire dalla possibilità offerta ai consumatori/produttori di connettersi alla rete di distribuzione per vendere l'energia prodotta in quantità superiore alle esigenze di autoconsumo. A loro volta, tuttavia, questi nuovi impianti devono essere messi nelle condizioni di partecipare alla nuova attività di programmazione della rete richiesta ai distributori, per essere valorizzati sia dal punto di vista tecnico che economico, consentendo di utilizzare al meglio le nuove potenzialità offerte per la gestione in sicurezza della rete. Ciò vale anche per gli impianti di piccole dimensioni, connessi a reti di bassa e media tensione, dal momento che la somma delle potenze installate in rete da questi ultimi ha superato ormai in Italia i 27 GW¹⁴.

L'elevata penetrazione degli impianti alimentati da fonti solare e eolica – il cui profilo di carico è ancora non del tutto prevedibile nell'arco della

¹⁴ Si tratta di un livello di potenza straordinariamente rilevante se si considera che il prelievo di potenza sul sistema elettrico italiano, nel 2012, è stato variabile tra un massimo di 54,1 GW e un minimo di 20,9 MW (elaborazione dati AEEGSI 2013c).

giornata e non del tutto noto nella localizzazione territoriale anche se sono stati avviati importanti investimenti per migliorare le previsioni – da un lato rende critica la costituzione di margini di riserva adeguati, dall'altro riduce fortemente i carichi residui della domanda da soddisfare con impianti alimentati da fonti tradizionali. La imperfezione delle informazioni si riverbera anche nella difficoltà di compiere previsioni da parte dell'operatore della rete di trasmissione nazionale ad alta tensione (TSO), il quale tende a sottostimare l'apporto potenziale delle nuove rinnovabili nell'attività di approvvigionamento delle risorse per la fase di programmazione del mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) e a mantenere di conseguenza margini di riserva più elevati, riversando sul sistema i costi operativi di un dispacciamento non ottimale.

Per la copertura dei nuovi costi operativi la letteratura e l'esperienza suggeriscono l'uso di tariffe di connessione alle reti e di regole che coinvolgono i produttori delle nuove fonti rinnovabili nella responsabilità e nei costi di bilanciamento per la sicurezza del sistema [Pérez-Arriaga 2010; Lo Schiavo *et al.* 2013]¹⁵; suggeriscono anche la possibilità di comprimere non più solo il consumo (come tradizionalmente già si faceva) ma anche la produzione locale per esigenze di flessibilità dettate dalla sicurezza del sistema¹⁶. Sia a livello europeo che nazionale si stanno studiando i criteri per remunerare con tariffe adeguate le nuove attività dei DSO, in modo che corrispondano ai costi, siano distribuite in modo corretto tra gli utilizzatori della rete e corrispondano a condizioni economicamente sostenibili [Pérez-Arriaga *et al.* 2013; CEER 2013; ERGEG 2009a].

In Italia l'AEEGSI ha attivato una pluralità di interventi, introducendo misure complementari tra loro nell'ambito di una revisione dell'intera disciplina del dispacciamento per integrare i nuovi impianti di generazione distribuita, in passato esclusi dalla fornitura di questi servizi, e per coordinare la nuova attività dei distributori con quella del gestore della rete di trasmissione nazionale. Per migliorare i sistemi di difesa del sistema e diminuire la necessità di interventi di alleggerimento del carico in caso di guasti sulla rete l'Autorità ha imposto l'installazione di dispositivi che limitano la disconnessione degli impianti allargando la fascia dell'intervallo di frequenza consen-

¹⁵ La deliberazione 281/2012/R/efr ha definito una prima regolazione del servizio di dispacciamento, anche nel caso di unità di produzione alimentate dalle nuove fonti rinnovabili intermittenti, in modo da introdurre una più efficiente allocazione dei costi di riserva e bilanciamento del sistema elettrico causati dalla variabilità delle immissioni di questi impianti (regolazione *cost reflective*).

¹⁶ Nell'ambito dei meccanismi di difesa, Terna ha definito un piano (chiamato RI.GE. DI, Riduzione della generazione distribuita) per la modulazione della potenza assorbibile da impianti di generazioni distribuita in condizioni di basso carico che si presentano, ad esempio, nei giorni festivi con elevata insolazione. Questo piano si affianca al piano tradizionale di *load shedding* del carico (chiamato PESSE, Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico).

tito (tra 47,5 Hz e 50,3 Hz), anticipando a livello nazionale le decisioni che si stanno formando a livello europeo nell'ambito della definizione dei nuovi Codici di rete (*Network Code*) europei.

Per corresponsabilizzare i produttori di impianti alimentati da nuove fonti rinnovabili ha imposto l'obbligo di prestare servizi di rete (ad esempio con la riduzione di potenza degli impianti eolici in caso di necessità) e dall'altro, per non trasferire i nuovi oneri di sbilanciamento sulla intera collettività dei consumatori, ha attribuito un valore di mercato allo sbilanciamento creato dalla differenza tra l'energia immessa in rete e quella programmata dagli impianti alimentati dalle nuove fonti intermittenti e ha posto tali oneri a carico dei responsabili dello sbilanciamento nel caso in cui questo sia superiore a una franchigia del 20% del programma vincolante per tenere conto della difficoltà di previsione della disponibilità della fonte di tali impianti¹⁷.

Infine, per far fronte alle esigenze di flessibilità del sistema imposte dalla nuova generazione, è in corso la valutazione dei diversi modelli teorici e operativi anche tra quelli messi a punto dal Politecnico di Milano in uno studio commissionato per definire modelli di offerta dei servizi di dispacciamento da parte dei distributori, allo scopo di valorizzare in modo efficiente le nuove potenzialità del sistema¹⁸. Tre modelli teorici sono stati presentati in consultazione per pubblico dibattito: il primo propone la soluzione di un *Dispacciamento centralizzato esteso*, nel quale la responsabilità della programmazione della rete resta centralizzata, in capo al TSO, e tutti gli utilizzatori della rete, compresi quelli alimentati dalle nuove fonti rinnovabili, possono presentare offerte sul mercato del dispacciamento (MSD). Il secondo modello propone un *Dispacciamento locale del DSO*, ovvero la separazione tra un nuovo mercato del dispacciamento locale dei distributori, nel quale offrono risorse gli impianti della generazione distribuita e intermittente, e il mercato del dispacciamento centrale (MSD), più orientato alla sicurezza del sistema in tempo reale e gestito dal TSO. Infine il terzo modello, di *Scambio alta tensione/media tensione programmato*, mantiene la soluzione centralizzata del dispacciamento operata dal TSO in alta tensione (MSD) e impegna i DSO nel compito di mantenere l'equilibrio delle risorse locali di media e bassa tensione in tempo reale con quelle programmate dal TSO. Le tre soluzioni presentano ognuna vantaggi e criticità, la cui valutazione è in corso.

In sede europea l'intervento per rivedere le tariffe della distribuzione presenta criticità e difficoltà di armonizzazione. È il tipico caso in cui la regolazione non è riducibile ad un unico modello, che deve essere specifico

¹⁷ Deliberazione AEEGSI 281/2012/R/ EFR del 5 luglio 2012. Sul tema cfr. la sentenza 9 giugno 2014, n. 2936, la Sezione Sesta del Consiglio di Stato, <http://www.qualenergia.it/sites/default/files/articolo-doc/Sentenza%20281.pdf> e comunicato stampa AEEGSI.

¹⁸ Cfr. AEEGSI, Documento di consultazione 354/2013/R/eel.

e rispondente al contesto e la differenza di contesti rende oggi il dibattito sul tema particolarmente vivace. Ricorrendo a un esempio assai semplice per dare conto della diversità delle condizioni di contesto, in zone in cui la domanda di elettricità si concentra nelle ore centrali del giorno, ad esempio per un uso intenso di impianti di climatizzazione, la curva di domanda è in sintonia con la penetrazione degli impianti da fonte solare; infatti la domanda è più intensa proprio nelle ore del giorno in cui la produzione rinnovabile è disponibile e la curva dei costi risente positivamente del minor costo variabile delle fonti rinnovabili. Nel complesso, questa condizione può in parte compensare l'aumento degli oneri di sistema provocato, come descritto nel precedente paragrafo, dall'integrazione dei nuovi impianti. In altre situazioni il profilo dei consumi può essere opposto. In Italia la concentrazione serale dei consumi produce un profilo di costi del tutto diverso.

Giova ricordare che gli interventi descritti pongono l'Italia all'avanguardia tra i paesi europei nella regolazione volta ad integrare la generazione di energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti solari ed eoliche e a valorizzare il contributo potenziale della generazione distribuita all'efficienza e alla sicurezza del sistema (per inciso, la diffusione ampia dei cosiddetti «contatori intelligenti» vede l'Italia in prima linea insieme alla Norvegia tra i paesi dell'Unione) [Eurelectric 2013]. In un'ottica di lungo periodo questo pone l'Italia tra le esperienze avanzate anche nell'ambito degli obiettivi di decarbonizzazione e di diversificazione delle fonti primarie di energia che la Commissione ha posto come prioritari nella strategia energetica europea al 2030.

3.2. *Criteri di remunerazione degli investimenti e incentivi all'innovazione*

Quanto sopra riguarda essenzialmente la gestione delle reti di distribuzione e i principi di revisione di regole e tariffe che consentono di migliorare efficienza e costi di gestione nel nuovo contesto. Si pone al contempo tuttavia l'esigenza di adeguare anche gli investimenti delle reti di distribuzione. Infatti, l'immissione diretta nelle reti di distribuzione di ampi flussi di energia da generazione distribuita pone il problema di adeguare la capacità della rete ad accogliere i nuovi flussi. In questa ottica, alla quantità dei nuovi flussi va poi aggiunta la dislocazione geografica delle nuove fonti che può incidere sul carico imposto alle reti di distribuzione. In Italia, ad esempio, a complicare il quadro si pone l'elevata concentrazione geografica nella distribuzione dei nuovi impianti di generazione sia in termini di potenza installata sia in termini di produzione¹⁹.

¹⁹ Infatti, mentre la penetrazione delle FER nelle regioni del nord è molto marcata (Piemonte 1.782 MW in potenza installata e 3.472 GWh di produzione, Lombardia 2.128

Vi sono diverse modalità per verificare l'adeguatezza della rete, dai risultati dei quali possono emergere limiti fisici della rete e di conseguenza la necessità per i DSO di effettuare nuovi investimenti [CEER 2014]. Solo Italia e Norvegia dispongono di un indicatore volto a verificare *ex ante* la capacità fisica della rete di distribuzione, ovvero, come definita dai Regolatori europei del CEER, «la quantità di produzione di energia elettrica che può essere connessa alla rete di distribuzione senza creare problemi alla qualità della tensione e alla sicurezza di altri utilizzatori della rete» [CEER 2013]. Un indicatore fisico più diffuso misura invece *ex ante* la massima immissione di energia elettrica *accettabile da parte del TSO* senza rischi di congestione ed è utilizzato da diversi Paesi europei, tra i quali Italia, Belgio, Germania, Portogallo, Lituania, Spagna, Olanda e Slovenia. Un terzo indicatore, infine, utilizzato da tutti i Paesi elencati, misura *ex post* l'elettricità che non è stata immessa in rete da impianti alimentati da nuove fonti rinnovabili per problemi alla sicurezza del sistema; indica in altri termini l'entità *ex post* del superamento dei limiti di rete.

Questi indicatori contribuiscono ad evidenziare le esigenze di adeguamento delle reti al crescere della penetrazione delle fonti intermittenti. Rimane assai complesso tuttavia quantificarne il valore. Questa difficoltà, insieme alle evidenti asimmetrie informative che dominano il terreno degli investimenti, in particolare in un ambiente tecnologico in rapida evoluzione, hanno indotto la teoria e la sperimentazione a riconsiderare i criteri di remunerazione degli investimenti²⁰ In quanto segue sono brevemente discussi criticità e proposte emerse dal dibattito in corso in relazione al finanziamento delle nuove tecnologie e all'adeguamento fisico delle reti di distribuzione.

La tecnologia è cruciale per l'adeguamento delle reti e la diffusione di *smart grid* è un passaggio importante per adeguare anche le reti di distribuzione alle nuove funzioni. Il termine è utilizzato in modo esteso e non sem-

MW di potenza e 4.111 GWh di produzione, Emilia Romagna 1.482 MW di potenza e 1.790 GWh di produzione) ad eccezione della Puglia (2.187 MW e 2.270 GWh) nelle regioni meridionali il fenomeno è molto meno rilevante. Questo è un ulteriore fattore che richiede un adeguamento della rete di distribuzione e una riflessione su come allocare i costi connessi [AEEGSI 2013b].

²⁰ «Non-discriminatory access to the distribution network determines downstream access to customers at retail level. [...] Moreover, legal and functional unbundling of distribution system operators was required, pursuant to Directive 2003/54/EC, only from 1 July 2007 and its effects on the internal market in electricity still need to be evaluated. The rules on legal and functional unbundling currently in place can lead to effective unbundling provided they are more clearly defined, properly implemented and closely monitored. To create a level playing field at retail level, the activities of distribution system operators should therefore be monitored so that they are prevented from taking advantage of their vertical integration as regards their competitive position on the market, in particular in relation to household and small non-household customers» [CEER 2014].

pre univoco; qui lo consideriamo nella accezione dei Regolatori europei, che hanno adottato una definizione condivisa, mantenuta costante dalla proposta iniziale del 2009 [ERGEG 2009b] e adottata anche nelle Comunicazioni della Commissione europea, secondo cui:

A smart grid is an electricity network that can cost-efficiently integrate the behavior and actions of all users connected to it – generators, consumers and those that do both – in order to ensure economically efficient, sustainable power systems with low losses and high levels of quality and security of supply and safety [ERGEG 2009b, 12]

Analogamente, la diffusione di contatori intelligenti (*smart meter*) –obbligatori in Italia e a oggi 34 milioni installati – costituisce un secondo passaggio importante verso la flessibilità del sistema e la gestione della domanda. Il «contatore intelligente» consente la tele-lettura puntuale dei consumi e fornisce le informazioni necessarie per la programmazione e la regolazione delle partite economiche, aspetto essenziale del funzionamento di un mercato *retail* liberalizzato. Inoltre, integrato con dispositivi che rendono disponibile al cliente i dati di consumo in tempo quasi reale, può diventare uno strumento importante per la gestione efficiente del carico, poiché offre ai consumatori la possibilità di rispondere a segnali di prezzo, riducendo il costo e la durata delle punte; infine può favorire il consumatore sia promuovendo la concorrenza (in quanto la telelettura dei consumi in tempo reale elimina la possibilità che siano erette barriere procedurali al cambio di fornitore) sia evitando la prassi poco trasparente e diffusa tra i venditori di formulare una stima dei consumi effettuati, cui seguono conguagli spesso onerosi.

Appare chiaro che le nuove tecnologie disponibili per promuovere la flessibilità del sistema riducono la necessità di investimenti fisici per ampliare la capacità di trasporto delle reti. In contesti regolatori, come quello italiano e di diversi altri paesi europei, in cui alle imprese di rete è concesso di trasferire i costi di investimento agli utilizzatori della rete, è difficile immaginare che le stesse imprese attuino investimenti in soluzioni innovative – ad esempio applicando tecnologie informatiche che aumentano la flessibilità e la possibilità di interazione in tempo reale con i consumatori – che consentano nel medio periodo di ridurre la capacità della rete [Pruggler e Bemberg 2011].

Un criterio teorico della regolazione per superare questo *trade-off* e comportamenti inefficienti nelle decisioni di investimento dei DSO, è quello di separare profitti e volumi nel riconoscimento della retribuzione dei distributori. È questa una delle raccomandazioni che si trova nel «decalogo» dei Regolatori europei per la promozione dell'innovazione sulle reti di distribuzione [ERGEG 2010], che suggeriscono, per superare il problema evidenziato, l'introduzione di una regolazione *output based*, ovvero l'erogazione di

incentivi commisurati ai risultati ottenuti in termini di efficienza per il sistema, accompagnata da meccanismi di premi e penalità rispetto a standard e obiettivi stabiliti a priori, allo scopo di superare l'atteggiamento conservatore dell'operatore di rete. Questa proposta sconta tuttavia una difficoltà insita nel valutare e quantificare i benefici introdotti per il sistema dagli investimenti e commisurare ad essi premi e penalità, anche a causa delle asimmetrie informative [Glachant *et al.* 2012]. Tale difficoltà ha portato al riconoscimento dei costi degli investimenti, nella maggior parte dei paesi europei, con criteri cosiddetti *input based*, basati cioè sul riconoscimento del costo medio ponderato del capitale – *weighted average cost of capital*, convenzionalmente WACC – secondo parametri definiti *ex ante*, per ogni periodo regolatorio, tipicamente ogni quattro anni.

A fronte di queste nuove sfide, l'AEEGSI ha rafforzato il proprio indirizzo di privilegiare l'uso di strumenti e incentivi *output based*²¹, volti a premiare il raggiungimento di obiettivi predefiniti, eventualmente penalizzando il mancato raggiungimento o l'ingiustificato ritardo. Si ha così l'estensione della *performance regulation*, un criterio già utilizzato dal regolatore italiano in relazione alla qualità del servizio.

Un secondo aspetto critico per il riconoscimento dei costi di investimento dei DSO e la qualità delle reti, riguarda la distinzione tra interventi volti a promuovere l'innovazione – l'innalzamento delle prestazioni e della qualità della rete attraverso soluzioni tecnologicamente avanzate (*smart*) – e interventi volti a garantire la normale sostenibilità economica degli investimenti in generale. Sul tema, la discussione tra i regolatori europei è in corso e ha investito di recente il confronto con quelli americani²². In un ambiente tecnologico in rapida evoluzione, l'investimento volto a promuovere nuove soluzioni è soggetto a incertezza e rischi particolari di *stranded costs*, che non devono tuttavia ostacolare i percorsi innovativi.

L'impostazione del regolatore italiano e di quello inglese che si sta diffondendo in Europa, è quella di procedere per stadi: finanziando cioè con una remunerazione particolarmente incentivante (*extra-WACC*) la fase iniziale di sperimentazione prototipale per progetti che sono approvati con criteri selettivi e passare successivamente in una seconda fase alla diffusione e industrializzazione su larga scala di alcuni di questi progetti, una volta accertati benefici e fattibilità dei singoli investimenti. Su questa via l'Autorità italiana ha promosso la sperimentazione selettiva con *extra-WACC* di sette progetti innovativi di *smart grid* da parte di sei DSO e di sperimentazioni di accumulo dell'energia elettrica (*electricity storage*) da parte del TSO²³.

²¹ Piano strategico triennale AEEGSI, Deliberazione 208/2012/A.

²² EPRI 2014.

²³ Per far fronte all'aumento delle nuove FER, in applicazione del decreto legislativo 93/11, l'AEEGSI con la delibera ARG/elt 199/11 ha previsto il riconoscimento ai fini

3.3. *Il perimetro della regolazione nell'offerta di nuovi servizi e l'interazione dei DSO con altri soggetti*

Ai DSO competono nuove funzioni di rete, quali il controllo della tensione, la gestione delle congestioni, un'interconnessione attiva con il TSO e il coordinamento tra i due gestori di rete, compreso lo scambio di informazioni e dati. Le nuove tecnologie e la generazione distribuita aprono lo spazio anche per nuovi servizi, che esulano dalla competenza specifica dell'operatore di rete. I nuovi servizi sono infatti sia di natura monopolistica di pertinenza dei DSO [Eurelectric 2014a] – e dunque regolati – sia di natura commerciale, e dunque potenzialmente svolti in concorrenza sul mercato, anche o preferibilmente da soggetti terzi. Tra i secondi figurano ad esempio l'offerta di strumenti e servizi di gestione del carico integrati con lo *smart metering*, purché rispondano a criteri stabiliti e possibilmente standardizzati e, col procedere della elettrificazione dei trasporti, strumenti e servizi per la ricarica delle batterie di veicoli elettrici nelle diverse soluzioni prospettate dal mercato – non solo nelle abitazioni, ma anche nei luoghi pubblici da parte di soggetti terzi che svolgono il ruolo di *recharge service provider*²⁴.

In sintesi, in questo ambito compito del regolatore è esaminare singolarmente le caratteristiche di uno spettro di attività «intermedie» e assai diver-

tariffari di progetti pilota relativi ai sistemi di accumulo tramite batterie sulla rete di trasmissione nazionale, tramite una maggiorazione della remunerazione pari al 2% per un periodo di 12 anni. Con la delibera 288/2012/R/eel l'Autorità ha poi definito la procedura e i criteri di scelta, attraverso una apposita Commissione di esperti, e con la Delibera 66/2013/R/eel ha ammesso alla sperimentazione sulla rete di trasmissione sei progetti pilota di sistemi di accumulo *energy intensive*, autorizzati dal Ministero dello Sviluppo economico, nell'ambito dell'approvazione del Piano di sviluppo 2011 di Terna. Le iniziative, che hanno il fine di ridurre la mancata produzione da FRNP causata da congestioni sulla rete, raggiungono una dimensione complessiva di 35 MW di potenza e riguardano alcune tratte della rete oggi particolarmente critiche, quali la direttrice «Campobasso-Benevento 2-Volturara-Celle San Vito» e la «Benevento 2-Bisaccia 380». Analogo indirizzo segue il regolatore britannico, OFGEM, che nell'ambito del nuovo approccio alla regolazione denominato RIIO (*Revenues Information Incentives Output*), ha promosso progetti di sperimentazione *smart grid* su scala nazionale finanziati tramite un apposito fondo (*Low-carbon Network Fund*).

²⁴ L'Autorità italiana, con la deliberazione 242/2010, ha per prima definito, a livello regolatorio, tre possibili modelli organizzativi (modello distributore, modello *service provider* in esclusiva e modello *service provider* in concorrenza) e ha avviato quattro sperimentazioni per il servizio di ricarica dei veicoli elettrici, tuttora in corso (deliberazione 66/11). Recentemente il Parlamento europeo ha approvato in prima lettura la direttiva *Alternative Fuels Infrastructure*, alla luce della quale il modello distributore deve essere ridimensionato. In Italia, il Ministero delle Infrastrutture e dei trasporti ha avviato un tavolo tecnico per la predisposizione e l'aggiornamento del Piano nazionale di ricarica dei veicoli elettrici (PNIRE), a cui partecipano, oltre all'Autorità, anche il Ministero dello Sviluppo economico, il Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e – in forma allargata – anche le regioni e l'ANCI.

sificate, che richiedono attenta considerazione. Tra queste la raccolta di dati sensibili di consumo, la loro proprietà e gestione in sicurezza, servizi che (in futuro) potranno migliorare in caso di disastri ambientali la affidabilità e la tenuta del sistema elettrico, consentendo interventi locali; attività infine che contribuiscono a migliorare l'efficienza energetica, offrendo strumenti di *demand and supply side management*, con l'aiuto di tecnologie elettroniche per il controllo remoto degli impianti anche domestici. Secondo alcuni, la domanda attiva, ovvero la partecipazione dei piccoli consumatori, compresi quelli domestici, al mercato dell'energia potrà essere facilitata mediante la figura innovativa dell'*aggregatore dei consumi*²⁵; questo soggetto potrà svolgere una funzione di mediazione fra i consumatori, i quali offrono la propria flessibilità di carico, e il mercato. Sono in discussione nella teoria e tra i regolatori le forme contrattuali, gli strumenti e soprattutto le caratteristiche dei soggetti che potranno utilmente svolgere il ruolo di aggregatori dei consumi, tra i quali si candida ad esempio un attore indipendente pubblico come l'Acquirente Unico italiano²⁶. I vantaggi per il consumatore di questo nuovo ruolo più attivo consisteranno innanzitutto nella maggiore consapevolezza dei modelli di consumo, che potrebbe generare usi finali dell'energia più efficienti e, di conseguenza risparmi nella bolletta elettrica.

La discussione sul perimetro dei servizi oggetto di regolazione è ancora aperta tra i Regolatori europei, la Commissione e gli *stakeholders*. Il terzo pacchetto energia (direttiva 2009/72/EC, art. 26) ha distinto in prima istanza i DSO di piccole dimensioni, che servono cioè meno di 100.000 consumatori, ai quali sarebbe consentito di attivare liberamente i nuovi servizi, mentre ai DSO di maggiori dimensioni si applicherebbe la regolazione di *unbundling* richiesta ai TSO. Poiché nulla osta tuttavia che soggetti diversi, appartenenti al settore informatico od altro trovino spazi operativi in queste attività, prevale l'orientamento che al DSO competa in ogni caso il ruolo di *facilitatore neutrale* rispetto ai nuovi servizi (ad esempio garantendo le informazioni necessarie ad operare). Tra i servizi regolati figurano invece le funzioni tipiche dell'operatore di rete (TSO), di cui si è detto, che assicurano il bilanciamento con azioni di contenimento sia sulla domanda che sull'offerta e di sicurezza del sistema.

²⁵ A questo riguardo sono interessanti i risultati del progetto di ricerca *ADDRESS. Active Distribution network with full integration of Demand and distributed energy RESourceS*, cofinanziato dalla Unione Europea nel Programma Quadro FP-7 (2007-2013) nell'area Energia, per lo sviluppo delle reti interattive di distribuzione dell'energia e per la realizzazione di un concreto quadro commerciale e tecnologico per lo sviluppo della Domanda Attiva nelle *smart grid* del futuro, con piena integrazione della generazione distribuita.

²⁶ Cfr. ad esempio il progetto dell'Università di Cornell, *Cornell Advanced Energy Systems Research*.

4. Conclusioni: i dilemmi del regolatore nel quadro del percorso di armonizzazione europea delle regole di distribuzione

In questo periodo di straordinario e affascinante rivolgimento delle tecnologie e dei comportamenti dei soggetti del sistema energetico di tutto il mondo, la trasformazione della filiera produttiva e la varietà dei nuovi servizi pongono al regolatore diversi dilemmi. Nella breve trattazione di questo capitolo ne emergono con chiarezza alcuni, relativi al nuovo funzionamento delle reti di distribuzione, che richiedono di innovare per i DSO una regolazione collaudata per altri frammenti della filiera, in sistemi che molto rapidamente sono in via di completa trasformazione. L'obiettivo è che la regolazione nel suo complesso dia il suo contributo affinché l'intero sistema, dall'industria ai consumatori, possa usufruire dei potenziali benefici di sostenibilità ambientale ed economica che derivano dalla diffusione delle nuove fonti rinnovabili e dall'applicazione delle nuove tecnologie *smart* al settore energetico. Ma la transizione e il cambiamento impongono costi ingenti, che in un settore regolato devono essere minimizzati e allocati in modo efficiente tra i diversi soggetti del sistema; richiedono scelte innovative da parte degli imprenditori e producono rischi per la sicurezza del sistema che devono essere gestiti con una visione olistica e di lungo periodo dai regolatori e dai governi. L'UE muove i suoi passi incerti in questa direzione, coniugando il cambiamento a obiettivi politici di integrazione dei mercati energetici e di abbattimento delle emissioni nell'atmosfera. Analoga sfida tuttavia è in corso negli USA e nel resto del mondo industrializzato dove le nuove fonti rinnovabili, pur in rapida ascesa, sono penetrate in proporzioni assai minori rispetto alla evoluzione europea.

I dilemmi evidenziati in questo capitolo riguardano diversi aspetti, anche specifici, che mettono alla prova criteri della regolazione che si sono consolidati nei decenni scorsi, caratterizzati da una relativa continuità del comparto industriale e richiedono una rivisitazione teorica e operativa in tempi molto brevi e in corso d'opera, per non creare freni e impacci al processo di innovazione in corso. Molti sono gli esempi. Un esempio riguarda la proprietà e la gestione di un enorme volume di dati, messi a disposizione dai nuovi strumenti elettronici e dalle nuove tecnologie, che portano un evidente potenziale miglioramento nella gestione del settore e nel prevenire situazioni di crisi; ai problemi di efficienza, tuttavia, si accompagnano aspetti delicati per la regolazione sotto il profilo della tutela della concorrenza, ma anche della *privacy*, se si tratta di dati commerciali sensibili, oppure della sicurezza, se si tratta di dati necessari ad intervenire in tempo reale per modificare ad esempio i profili della domanda in determinate zone e intervalli temporali, fino a toccare il tema trasversale e certamente nuovo per i regolatori dell'energia della *cyber security*. Un altro profilo di criticità riguarda la necessità di definire incentivi all'innovazione che siano neutrali rispetto al modello or-

ganizzativo che il mercato stabilirà per le specifiche funzioni, in un ambiente industriale in rapida trasformazione; un esempio molto semplice, affrontato di recente dal regolatore italiano, è quello della promozione di progetti pilota per infrastrutture per la ricarica delle batterie dei veicoli elettrici, in relazione al quale la scelta è stata quella di definire incentivi «tecnicamente neutrali», adattabili ai diversi modelli organizzativi che potranno prevalere sul mercato.

La copertura dei costi degli investimenti necessari per adeguare le reti di distribuzione al nuovo contesto e di sfruttare al meglio le potenzialità offerte dalle nuove tecnologie del settore elettronico/informatico, impone all'attenzione un «dilemma» di carattere più generale. Il profilo dei costi riconosciuti agli operatori richiede infatti un delicato bilanciamento tra l'esigenza di contenere il prezzo dell'energia per il consumo finale nell'immediato e quella di promuovere e rendere economicamente sostenibili innovazioni di sistema che produrranno effetti positivi nel medio periodo. I criteri della regolazione si stanno spostando gradualmente da un orientamento basato sui costi riconosciuti a uno incentrato sulla definizione dei risultati e dei benefici ottenuti, dove premi e penalità riguardano il raggiungimento di obiettivi definiti *ex ante* e il rispetto dei tempi stabiliti. In una situazione di rapido cambiamento e innovazione tecnologica lo sforzo innovativo deve trovare riconoscimento e la diffusione industriale delle sperimentazioni di successo deve essere economicamente sostenibile. Ma il processo di revisione di criteri consolidati non può che essere graduale, per garantire la certezza delle regole che è essenziale al finanziamento di investimenti ingenti e di lungo periodo.

Un altro aspetto critico riguarda la necessità di modificare i criteri tariffari per consentire al DSO di svolgere con efficienza i nuovi ruoli di gestione delle reti di distribuzione imposti dall'integrazione nella filiera elettrica dalle nuove fonti e dalla riorganizzazione della produzione nelle forme della generazione distribuita, minimizzando i costi di sistema che un aggiustamento inefficiente farebbe ricadere su consumatori e imprese. Si tratta da un lato di valorizzare il contributo potenziale delle nuove fonti rinnovabili, ma anche di coinvolgere chi utilizza la rete nella responsabilità e nei costi che il nuovo contesto potenzialmente offre.

Al regolatore è richiesto invece un passo indietro nella ampia area di servizi potenzialmente di mercato, *a latere* dei cambiamenti in atto nella distribuzione, che si prospetta attrattiva di nuovi soggetti.

Infine, in ambito europeo, la principale criticità riguarda il fatto che queste nuove frontiere intercettano il percorso di armonizzazione delle regole dell'Unione che, come ricordato, negli obiettivi della Commissione prevedeva l'unificazione dei mercati dell'energia entro il 2014. Questa esigenza si confronta tuttavia con una realtà organizzativa e istituzioni molto variegata, diverse da paese a paese; nel caso esaminato, sia nel numero dei

distributori e di conseguenza nell'organizzazione del mercato, sia nella dimensione, sia infine nei servizi offerti nella filiera – basta richiamare, come esempio molto semplice, il fatto i distributori di alcuni paesi membri sono a diretto contatto con i consumatori nella vendita al dettaglio, altri invece si rapportano solo ai venditori, i quali coprono a valle l'ultimo segmento della filiera energetica. Come conseguenza di questa complessità istituzionale sembra emergere finalmente tra i Regolatori europei un orientamento condiviso, ancora da definire puntualmente, secondo il quale alcuni principi devono essere rispettati dalla regolazione dei Paesi membri e criteri comuni definiti per le connessioni transfrontaliere, mentre sono lasciati margini di autonomia ampia alle scelte locali per quanto attiene altri aspetti della specifica organizzazione del mercato. Per il segmento della distribuzione che qui si è considerato ciò corrisponde al fatto che i DSO, tipicamente parte locale nella filiera di produzione e vendita dell'energia elettrica, ad oggi esulano dalle competenze dirette dell'agenzia dei regolatori europei (ACER), i cui compiti sono incentrati principalmente sui rapporti transfrontalieri tra i paesi membri.

È del tutto evidente d'altra parte che criteri condivisi e di standardizzazione che garantiscano l'interoperabilità dei sistemi nazionali e offrano garanzie perché non si creino barriere al mercato, sono essenziali e non possono non rientrare nella sfera di attenzione delle istituzioni europee. Tra i principi condivisi è la centralità delle regole di un servizio pubblico, ovvero la affidabilità, sostenibilità, trasparenza e infine semplicità e centralità dei consumatori nell'azione e nei comportamenti dei DSO.

Riferimenti bibliografici

- AEEGSI (Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico)
- 2007 *Determinazione della remunerazione dell'attività di dispacciamento dell'energia elettrica e definizione di meccanismi di premi e penalità ad incentivazione della società Terna SpA nella medesima attività*. Delibera n. 351/07.
- 2010 *Condizioni per il dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili*. Delibera ARG/elt 5/10.
- 2011 *Disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione*. Delibera ARG/elt 199/11.
- 2011 *Valutazione e graduatoria dei progetti pilota relativi a reti attive e smart grids*. Delibera ARG/elt 12/11.
- 2013a *Pubblico dibattito per la riforma delle modalità di approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento, con particolare riferimento agli impianti di generazione distribuita e agli impianti alimentati dalle fonti rinnovabili non programmabili*. DCO 354/2013/R/eel.

2013b Studio condotto per l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, allegato al DCO 354/2013/R/eel: *Possibili modalità innovative di approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento da fonti rinnovabili non programmabili e generazione distribuita*, di M. Delfanti e V. Olivieri, Politecnico di Milano, Dipartimento di Energia.

2013c *Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita per l'anno 2013*. Delibera 129/2013/I/eel.

2014 *Rapporto monitoraggio generazione distribuita*. Del. 427/2014/I/eel.

Ault, G., Frame, D., Hughes, N. e Strachan, N.

2008 *Electricity Network Scenarios for Great Britain in 2050. Final Report for OFGEM. LENS Project*, Ref. n. 157a/08.

CEER

2011 *Status Review of regulatory approaches to smart electricity grids*, Ref. C11-EQS-45-04.

2013 *Status Review of DSO unbundling*, Ref. C12-UR-47-03.

2014 *Status Review of regulatory approaches to smart grids* Ref. C13-EQS-57-04.

CEER-ACER

2014 *European Energy Regulation: A Bridge to 2025*, Public Consultation Paper.

CRE (Commission de Régulation de l'Énergie)

2012 *Consultation Publique de la Commission de Régulation de l'Énergie du 6 Mars*, Paris, CRE.

Cossent, R., Gomez, T. e Frias, P.

2009 *Towards a future with large penetration of distributed generation: is the current regulation of electricity distribution ready? Regulatory recommendations under a European perspective*, in «Energy Policy» 37(3).

Cossent, R., Olmos, L., Gomez, T., Mateo, C. e Frias, P.

2011 *Distribution network costs under different penetration levels of distributed generation*, in «European Transactions on Electrical Power», 21(6).

Delfanti M., Lo Schiavo L. e Olivieri V.,

2010 *The Italian regulatory framework for developing smart distribution grids*, in «International Journal of Emerging Electric Power systems», 13(5).

Dena (German Energy Agency)

2010 *Grid Study II – Integration of Renewable Energy Sources in the German Power Supply System from 2015-2025 with an Outlook to 2025*.

EPRI

2014 *The integrated grid. Realizing the full value of central and distributed energy resources*.

ERGEG

2009a *Status Review of DSO Unbundling with Reference to Guidelines of Good Practice on Functional and Informational Unbundling for Distribution System Operators*, Ref. E09-URB-20-05.

2009b *Position paper on Smart Grids*, Consultation document, Ref. E09-EQS-30-04

2010 *Position paper on Smart Grids, an ERGEG Conclusions Paper* Ref. E10-EQS-38-05.

Eurelectric

2013 *Power Distribution in Europe Facts & Figures*.

2014a *Flexibility and Aggregation. Requirements for their interaction in the market*.

2014b *Electricity Distribution Investments: What Regulatory Framework Do We Need?*

- Glachant, J.M., Khalfallah, H., Perez, Y., Rious, V. e Saguan, M.
 2012 *Implementing Incentive Regulation and Regulatory Alignment with Resource Bounded Regulators*, EUI Working Papers RSCAS 2012/31.
- IEA
 2013 *World Energy Outlook*, Paris, OECD/IEA.
- Lo Schiavo, L., Delfanti, M., Fumagalli, E. e Olivieri, V.
 2013 *Changing the regulation for regulating the change: Innovation-driven regulatory developments for smart grids, smart metering and e-mobility in Italy*, in «Energy Policy», 57(C).
- Lödl, M., Witzmann, R. e Metzger, M.
 2010 *Comparison of Energy Storage and Grid Enforcement in Low-Voltage Distribution Grids with a High Degree of Decentralised Generation*, Berlin, VDE-Kongress, VDE Verlag.
- OFGEM
 2008 *long-term Electricity Network Scenarios, Final report*, Ref. n. 157/08.
 2012 *Handbook for implementing the RIIO model*.
- Pérez-Arriaga, I.
 2010 *Regulatory Instruments for Deployment of Clean Energy Technologies*, EUI Working Papers RSCAS 2010/25.
- Pérez-Arriaga, I., Ruester, S., Schwenen, S., Batlle, C. e Glachant, J.
 2013 *From Distribution Networks to Smart Distribution System*, Think report. Topic 12.
- Prügler, N. e Bremberger, C.
 2011 *Grid regulation in Austria: smart grids incentives or disincentives?*, in «e&i Elektrotechnik und Informationstechnik», 128(10).
- Terna
 2012 *Dati statistici sull'energia elettrica in Italia*, Roma.
 2014 *Piano di sviluppo*, Roma.