

Federico Boffa

La rete di trasmissione e l'efficienza del mercato elettrico

1. Introduzione

A più di dieci anni di distanza dal suo avvio¹, la liberalizzazione dei mercati europei dell'elettricità non sembra avere prodotto gli effetti auspicati in termini di riduzione dei prezzi. Pur nella diversità delle interpretazioni del fenomeno, gli osservatori concordano nell'individuare nella rete di trasmissione l'«anello debole» del nuovo sistema liberalizzato². Infatti, a differenza delle fasi della generazione e della vendita, in relazione alle quali la struttura dei costi è tale da consentire un elevato livello di concorrenza, la rete è considerata un monopolio naturale; qualora fosse organizzata tramite il puro meccanismo di mercato, essa risulterebbe verosimilmente sottodimensionata e gestita in modo socialmente inefficiente (Joskow e Tirole, 2005), inducendo così significative perdite di benessere³.

Il legislatore europeo ha riconosciuto il ruolo cruciale della rete elettrica nei mercati liberalizzati ed ha predisposto un apparato normativo specifico teso a favorirne un'espansione adeguata (come parte integrante della strategia di Lisbona) ed un utilizzo ottimale. Tuttavia, come si illustrerà nel seguito, tali obiettivi, che costituiscono prerequisiti essenziali in vista di un mercato elettrico efficiente, sono stati solo parzialmente realizzati, anche a causa dell'imperfezione e delle lacune del suddetto apparato normativo.

Il lavoro si propone un duplice obiettivo: normativo e positivo. Dal punto di vista

¹ L'avvio della liberalizzazione europea può essere fatto risalire alla direttiva europea 96/92 sulla creazione del mercato unico dell'elettricità.

² Per un'analisi completa degli effetti del processo di liberalizzazione elettrica in Italia, si rinvia a Lanza e Silva (2006), mentre per una panoramica europea a Glachant e Finon (2003).

³ L'industria elettrica si inserisce quindi a pieno titolo fra le industrie a rete, quelle, cioè, in cui il collegamento fra produzione e utenza è garantito da una rete fisica. Per una trattazione più approfondita delle industrie a rete, si veda ad esempio Shy (2001).

normativo si esaminano le diverse opzioni di organizzazione e di regolazione del settore della trasmissione, individuando quelle ottimali. In particolare, si valuta l'attitudine dei vari meccanismi ad assicurare un livello di investimento in capacità aggiuntiva di rete adeguato, e un utilizzo della capacità esistente per quanto possibile efficiente. Dal punto di vista positivo si analizza la normativa attuale, in Italia e all'estero, relativa alla rete di trasmissione, sia per quanto concerne i nuovi investimenti in rete, sia, in modo più conciso, per la parte che riguarda l'allocazione della capacità esistente.

In particolare, il paragrafo 2 esamina a livello teorico il concetto di valore della rete, analizzando il beneficio sulla collettività derivante sia da un suo ampliamento marginale, sia da un'allocazione più efficiente della capacità di trasmissione già disponibile. La determinazione di quanto vale la rete elettrica consente in generale di stabilire sul piano teorico il compenso massimo che la collettività è disposta a riconoscere ad un investimento in rete di trasmissione. Il paragrafo 3 esamina proprio gli investimenti in capacità di trasmissione. Ci si propone di caratterizzare, teoricamente e mediante un'applicazione empirica, il livello ottimale di tale investimento, cioè quel livello in corrispondenza del quale è massimizzato il benessere per la collettività; di analizzare la normativa esistente, definendo quali soggetti siano incaricati di effettuare questo tipo di investimenti sia in Italia che all'estero, e sulla base di quali criteri tali investimenti vengano remunerati; di esaminare, dal punto di vista teorico, la regolazione ottimale dell'investimento in infrastrutture di rete, con particolare riferimento ai soggetti autorizzati all'investimento e alle modalità di remunerazione degli investimenti; di valutare l'adeguatezza della normativa attuale. Il paragrafo 4 illustra poi le metodologie di allocazione ottimali della capacità di trasmissione, sotto varie ipotesi

di struttura del mercato della generazione, per poi analizzare l'efficienza dell'impianto normativo italiano e delle sue recenti proposte di modifiche. L'appendice propone la formalizzazione dei due modelli – l'uno teorico e l'altro econometrico – brevemente descritti nel saggio.

2. Il valore della rete di trasmissione

La letteratura che investe le tematiche elettriche si è a lungo soffermata sulla questione del valore della rete di trasmissione. La questione si pone nei termini seguenti: in che cosa consiste e come si misura il beneficio indotto da un incremento della capacità della rete di trasmissione o da un suo più efficiente utilizzo?

Si tratta evidentemente di un problema che va ben oltre la questione definitoria: in effetti, diverse concettualizzazioni del valore della rete si traducono in variazioni nella remunerazione degli investimenti e nei criteri (nonché nel prezzo) di allocazione della rete esistente. Di conseguenza, il problema riveste una notevole rilevanza concreta per le tre tipologie di attori coinvolti nelle decisioni di investimento in rete elettrica: il *policy maker*, sia esso un organismo di regolazione oppure un'emanazione diretta dell'esecutivo, il cui obiettivo consiste nel valutare l'effettivo beneficio scaturente dal progetto al netto dei costi; gli investitori privati in infrastrutture di rete, i cui incentivi all'investimento dipendono da un lato dalla loro eventuale integrazione in altre fasi della filiera elettrica (ad esempio, generazione, o vendita), dall'altro dalle modalità con le quali le linee *merchant* vengono regolate e remunerate; infine, le imprese di generazione, le cui decisioni di investimento in impianti e di produzione sono influenzate dalla capacità, dal prezzo e dai criteri di allocazione della capacità di trasmissione⁴.

⁴ Le imprese di generazione considerano in generale queste variabili alla stregua di parametri, a meno che ad esse non sia consentito l'investimento nell'ampliamento della capacità di trasmissione.

Le due principali variabili che incidono sul valore economico della rete sono rappresentate dall'adeguatezza della sua capacità e dall'efficienza dei criteri di allocazione⁵. Quanto all'adeguatezza della capacità, occorre preliminarmente evidenziare come la rete possa essere strutturata con diverse modalità. In particolare, possono esistere uno o più nodi, dove un nodo è definito come un'area geografica all'interno della quale non esistono strozzature nella rete: in altri termini, in ogni nodo, ciascun consumatore può essere collegato a ogni impresa appartenente a quel nodo, anche nei momenti di picco della domanda. I nodi sono collegati fra loro da una rete di interconnessione, saturata in presenza di domanda elevata. Un'interconnessione perfetta lungo tutto l'arco della rete determina la presenza di una struttura mono-nodale, in cui la rete non è mai saturata; in questo caso, un semplice aumento della capacità, non accompagnato da modifiche nei criteri della sua allocazione, è superfluo, e dunque non apporta alcun valore. Al contrario, in una struttura di rete caratterizzata da una molteplicità di nodi, che implica un mercato estremamente segmentato a livello geografico, l'investimento in trasmissione tende ad innalzare in modo significativo il benessere complessivo.

Quanto poi capacità ed efficienza dell'allocazione incidano sul valore dipende dalla quantificazione dei benefici che ciascuna delle due variabili apporta. I benefici sono di due tipi: miglioramento dell'efficienza produttiva e dell'efficienza allocativa del sistema. Infatti, una rete più ampia o più efficientemente gestita consente alle imprese in grado di produrre a costi inferiori, in conseguenza di un vantaggio tecnologico o organizzativo, di raggiungere anche consumatori geograficamente più lontani (maggiore efficienza produttiva); inoltre, essa

permette di allargare l'area di concorrenza, in quanto consente anche ad imprese geograficamente distanti di competere fra loro (maggiore efficienza allocativa).

Muovendo da questi presupposti, è possibile determinare sul piano teorico il valore della rete elettrica, derivante dall'aggregazione dei benefici sull'efficienza produttiva e sull'efficienza allocativa.

Nel presente paragrafo, si analizzano, ad un maggior livello di dettaglio, le tipologie di benefici e le condizioni sotto le quali si manifestano, riferendosi dapprima al caso di aumento della capacità di trasmissione (ipotizzandone un'allocazione efficiente sotto condizioni piuttosto generali), e, in seguito, al miglioramento dell'efficienza nella sua allocazione, mantenendone costante la capacità.

Si consideri dunque inizialmente l'analisi dei benefici dell'ampliamento della capacità della linea. Si ipotizzerà che l'allocazione della capacità di rete disponibile venga effettuata, sia in precedenza che in seguito all'incremento di capacità di rete, secondo i criteri previsti da una particolare tipologia di disegno di mercato, le cui proprietà saranno illustrate nel seguito, identificata come *Standard Market Design* (SMD), secondo la definizione di Schweppe *et al.* (1988). Lo SMD possiede la proprietà, desiderabile per la presente analisi, di garantire la massima efficienza nell'allocazione della capacità di trasmissione, peraltro nell'ipotesi cruciale di un mercato della generazione perfettamente concorrenziale. Esso è caratterizzato da un mercato centralizzato basato su meccanismi d'asta e da un sistema di prezzi nodali. Un operatore di sistema (SO) gestisce un mercato *spot* dell'energia, e alloca la capacità di trasmissione, eventualmente scarsa, con un meccanismo d'asta. Dunque, in ciascun

⁵ Si tralasciano nel presente contributo i benefici non economici di un aumento della capacità di trasmissione, fra i quali il principale consiste nella maggior sicurezza e affidabilità nelle forniture.

nodo ogni generatore individua una propria funzione di offerta, che specifica la quantità massima che questi è disposto a produrre per ogni livello di prezzo, e ogni acquirente una funzione di domanda, che identifica la disponibilità a pagare di ciascun consumatore per ogni livello di quantità acquistata. In seguito, in ciascun nodo, il SO ordina in modo crescente le offerte di vendita, così da generare una funzione di offerta nodale, e in modo decrescente le offerte di acquisto, così da generare una funzione di domanda nodale.

In seguito computa il profilo di dispacciamento più economico⁶, sotto il vincolo della fattibilità del profilo stesso (dati i vincoli fisici sulla rete di trasmissione), in modo tale da bilanciare la domanda e l'offerta in ciascun nodo di produzione e di domanda. Il prezzo di equilibrio in ciascuno dei nodi corrisponde all'intersezione fra la domanda e l'offerta a quel nodo. Quando la rete di trasmissione risulta congestionata (cioè, date le funzioni di domanda e di offerta nei diversi nodi, la limitatezza della capacità di rete implica che imprese efficienti ma «lontane» dai consumatori siano spiazzate da imprese che cedono energia a prezzo più alto, ma sono geograficamente «vicine»⁷ ai consumatori), l'efficienza richiede che i prezzi di equilibrio varino nei diversi nodi: i prezzi sono maggiori là dove l'importazione è vincolata, mentre risultano inferiori dove è l'esportazione a risultare vincolata. In tal modo, i prezzi riflettono la scarsità e forniscono altresì un segnale di prezzo «localizzato». Dunque, mediante questo sistema di mercato decentralizzato basato su aste, viene stabilito un insieme di prezzi – uniformi all'interno di una stessa zona – e un profilo di dispacciamento⁸.

Stabilite le ipotesi di lavoro, si tratta ora di derivare condizioni sotto le quali l'aumento della capacità della linea di trasmissione sia in grado di generare benefici sulla collettività.

Occorre in primo luogo sottolineare come l'effetto positivo sulla concorrenzialità indotto da un incremento della capacità di trasmissione non dipenda necessariamente dall'effettivo flusso nella nuova linea. Dunque, i transiti della nuova linea non forniscono di per sé una misura rilevante al fine del computo dei benefici. In particolare, il flusso all'interno della nuova linea fornisce un'indicazione corretta del valore economico della rete soltanto nell'ipotesi di concorrenza perfetta nel mercato della generazione, come illustrato da Hogan (1992) secondo il quale il beneficio derivante dall'ampliamento della capacità di trasmissione fra due nodi è rappresentato dalla differenza fra i ricavi di congestione riferiti ai due nodi in questione prima e dopo l'intervento sulla rete. I ricavi di congestione sono la differenza fra i prezzi dei due nodi: tale differenza è nulla quando la linea di trasmissione non è satura, mentre è positiva in caso di saturazione della capacità di trasmissione.

Lo svolgimento dell'analisi in situazione di partenza di concorrenza perfetta non consente ovviamente a Hogan di cogliere l'«effetto competitivo» della linea addizionale, ma evidenzia il beneficio in termini di efficienza produttiva, che si esplicita nella riduzione del differenziale di prezzo fra i due nodi, mediante la sostituzione di impianti più costosi della zona che importa con impianti meno costosi della zona che esporta (per gli impianti più economici del-

⁶ Cioè, tale da comportare una spesa complessiva per il bene elettricità al livello più basso possibile.

⁷ Date le funzioni di domanda e di offerta nei diversi nodi, la limitatezza della capacità di rete implica che le imprese efficienti ma «lontane» dai consumatori siano spiazzate da imprese che cedono energia a prezzo più alto, ma sono geograficamente «vicine» ai consumatori perché si trovano nello stesso nodo del consumatore, o in un nodo la cui interconnessione al nodo del consumatore non risulta congestionata.

⁸ L'analisi viene svolta nell'ipotesi implicita che le perdite sulla rete di trasmissione siano trascurabili.

la zona esportatrice viene infatti meno il vincolo di rete). A corollario della conclusione di Hogan avremo che in presenza di funzioni di costo e di domanda omogenee fra due nodi, l'aumento della capacità di trasmissione non comporta alcun beneficio, e questo indipendentemente dal livello di concorrenzialità delle due zone.

Borenstein *et al.* (2000) abbandonano l'ipotesi di concorrenza perfetta e dimostrano che in uno scenario di potere di mercato nel settore della generazione non solo l'incremento nella capacità di trasmissione genera benefici in termini competitivi, ma il beneficio della nuova linea di trasmissione sulla concorrenza dipende solo parzialmente dal suo utilizzo. In particolare, è sufficiente la «minaccia» costituita dalla disponibilità di capacità di trasmissione (e non l'effettivo utilizzo, ovvero il flusso sulla nuova linea), per indurre un equilibrio più competitivo. Ne deriva che, nelle situazioni in cui la capacità di rete è molto limitata, è sufficiente un ridotto incremento per generare benefici rilevanti, mentre, in presenza di una capacità di rete già notevole, i benefici di interventi incrementali sono più ridotti. Borenstein *et al.* concludono che limitare l'analisi ai transiti effettivi sulla nuova rete porta a «decisioni di *policy* inappropriate». Nella parte applicata, basata su una simulazione dei benefici che scaturirebbero in seguito all'ampliamento della capacità di trasmissione fra Nord e Sud della California, utilizzano quale criterio di misura del valore della rete la differenza fra il *surplus* totale simulato prima e dopo l'incremento della capacità di interconnessione. In altri termini, i metodi tradizionali basati sull'analisi dei flussi prima e dopo l'interconnessione non tengono conto dell'effetto «minaccia» indotto dalla semplice presenza di un'adeguata linea di trasmissione.

I risultati di Borenstein *et al.* sono corroborati dall'analisi di Stoft (1997) e da quella di Madlener e Wohlgemuth (1999), che mostrano che l'effetto competitivo indotto

dalla capacità di trasmissione si riduce sia al diminuire del livello di potere di mercato nei diversi nodi prima dell'interconnessione (l'interconnessione non può aumentare la concorrenzialità del mercato in presenza di mercati già competitivi!), sia all'aumentare della simmetria (tenendo conto della domanda) nei vari nodi. Infatti, se le imprese produttrici sono presenti in tutte le zone, con una capacità in ciascuna zona proporzionale alla domanda di quella zona, allora l'esito del mercato interconnesso riproduce esattamente, in termini di concorrenzialità, l'esito di ciascuno dei mercati nodali; se invece esistono asimmetrie fra i due mercati che si vanno interconnettendo, l'interconnessione aumenta l'omogeneità, e, con essa, il benessere.

Dal contributo di Madlener e Wohlgemuth si evince la nozione di sostituibilità fra impianti di generazione e rete. Infatti, partendo da distribuzioni di capacità asimmetriche fra le diverse zone, è possibile rendere omogeneo il grado di concorrenzialità del mercato sia uniformando la capacità di generazione sia ampliando la capacità di interconnessione. Da qui nasce la considerazione per cui il valore della rete dipende in modo cruciale dalla localizzazione degli impianti.

Pur se talvolta in modo implicito, tutti i contributi finora analizzati ipotizzano che il criterio più adeguato per esprimere il valore della rete consista nella variazione di *surplus* totale prima e dopo l'ampliamento della linea (in concorrenza perfetta, la variazione di *surplus* viene catturata dal differenziale nei prezzi nodali). Si noti che l'utilizzo del criterio della variazione del *surplus* non dipende in alcun modo dall'ipotesi di SMD; è invece la modalità di computo del *surplus* stesso a dipendere dall'ipotesi di SMD.

In realtà, poiché l'elettricità è evidentemente un bene intermedio, una caratterizzazione completa degli effetti complessivi di *shock* nel mercato elettrico (quali, appunto,

un aumento nella capacità di rete) dovrebbe tenere conto del *surplus* totale indotto dall'aumento della capacità di rete nei settori a valle dell'elettricità, rispetto ai quali, cioè, l'elettricità rappresenta un *input*. Qualora i settori a valle operassero in concorrenza perfetta, i due approcci – cioè la considerazione del solo *surplus* nel settore elettrico *versus* la considerazione del *surplus* nel complesso di settori rispetto ai quali l'elettricità rappresenta un *input* – genererebbero risultati analoghi, mentre nel caso in cui le industrie «energivore» operassero in situazione di potere di mercato, una variazione di *surplus* nel settore a monte verrebbe amplificata nei settori a valle. Si determina in tal modo un effetto moltiplicatore, il cui impatto sul benessere è positivo qualora il *surplus* a monte aumenti, negativo qualora invece detto *surplus* si riduca. A conclusione di questa analisi, è possibile affermare che l'esito pro-concorrenziale connesso all'allentamento dei vincoli di trasmissione genera miglioramenti al benessere complessivo specialmente in quelle filiere produttive nelle quali le imprese nei diversi stadi godono di posizioni di potere di mercato.

Si consideri ora l'analisi degli effetti generati da modifiche nei meccanismi di allocazione della capacità di trasmissione, mantenendo in questo caso costante la capacità di trasmissione disponibile. Tali meccanismi si possono classificare sulla base del livello di efficienza che sono in grado di generare⁹. Dunque, il passaggio ad un diverso criterio allocativo genera un beneficio pari alla differenza di *surplus* complessivo, se positiva, fra i due meccanismi in questione. Un passaggio a meccanismi caratterizzati da maggiore efficienza, pertanto, aumenta il *surplus*, mentre una transizione verso criteri di minore efficienza genera una diminuzione di *surplus*. In che cosa consiste l'efficienza di un meccanismo allocativo? Così

come nel caso dell'incremento della capacità di rete, anche la modifica dei criteri di allocazione della stessa incide da una parte sull'efficienza produttiva (impianti con costi di produzione elevati possono essere rimpiazzati da altri con costi di produzione minori), dall'altra sull'efficienza allocativa (ampliamento dell'area di concorrenza). I criteri esaminati nel presente contributo sono i vari criteri in genere utilizzati per la risoluzione delle congestioni, sia interne che transfrontaliere. Si tratta in particolare di aste, implicite ed esplicite, dell'accoppiamento o dello sdoppiamento dei mercati, del ridispacciamento, dell'allocazione pro-quota, o secondo criteri di priorità indipendenti dagli esiti di mercato. Ad essi, si aggiunge un meccanismo di allocazione asimmetrico, illustrato in Boffa (2006).

Ad esempio, i meccanismi di allocazione della capacità di trasmissione pro-quota, ovvero quelli in base ai quali a ciascuna impresa viene assegnata una quantità predefinita di capacità di trasmissione, indipendentemente dal prezzo di vendita, inducono un livello di *welfare* inferiore rispetto ai sistemi nei quali, al contrario, la preferenza viene accordata alle imprese che offrono la propria produzione ad un prezzo inferiore. Infatti, l'allocazione basata sul prezzo stimola una maggiore competizione fra le imprese e, inoltre, esclude quelle imprese con elevati costi di produzione. Ne deriva che il passaggio da un meccanismo di allocazione pro-quota ad uno basato sul prezzo di offerta della capacità di produzione genera un incremento di benessere.

3. Investimenti in capacità di trasmissione

L'analisi dell'efficienza delle norme relative alla costruzione di capacità di trasmissione deve essere effettuata in relazione ad un

⁹ All'atto pratico, la determinazione del livello di efficienza dei diversi meccanismi in questione non è univoca e richiede comunque una certa sperimentazione dei risultati.

benchmark di ottimo che, in questo caso, è rappresentato dal livello di investimento che verrebbe scelto da un pianificatore, la cui sfera di intervento è limitata esclusivamente all'ambito della trasmissione (dunque il pianificatore non può intervenire nel settore della generazione).

In un qualsiasi mercato che soddisfa le ipotesi tradizionali della letteratura econo-

mica relativa agli investimenti, cioè costi marginali crescenti o costanti e benefici marginali decrescenti, il livello di investimento ottimale nel mercato – derivante dalla massimizzazione della differenza fra benefici totali e costi totali – si ha in corrispondenza dell'uguaglianza fra beneficio marginale e costo marginale relativamente a quella attività, come mostra la figura 1.

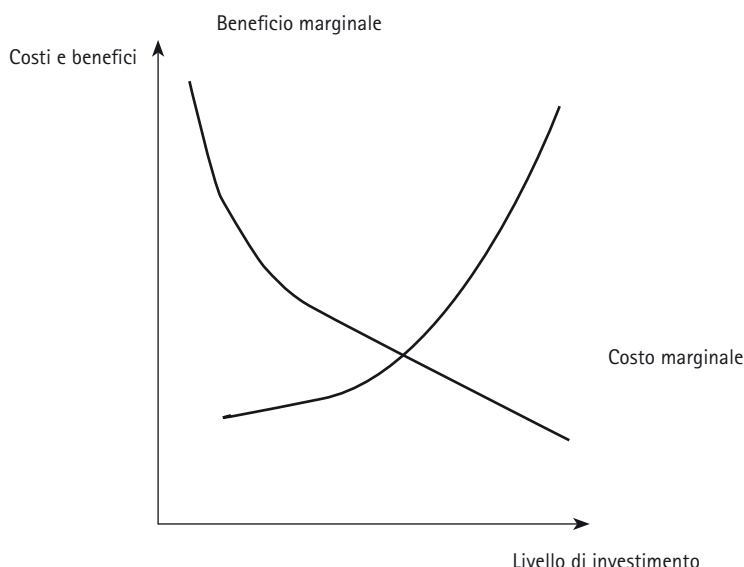


Fig. 1. Costi e benefici marginali dei livelli di investimento.

La struttura di costo della rete di trasmissione, tuttavia, differisce rispetto alle ipotesi tradizionali, in quanto caratterizzata da rilevanti economie di scala, ed ingenti costi fissi per ciascuna delle linee di trasmissione che si intende costruire. Ne derivano funzioni di costo non monotone ed estremamente irregolari, un esempio delle quali può essere derivato dalla figura 2, che rappresenta i costi e i benefici marginali riferiti all'ampliamento della rete di trasmissione.

In questo caso, poiché la condizione di ottimo non può essere individuata nell'uguaglianza fra costi e benefici marginali, l'in-

vestimento ottimale che verrebbe effettuato da un pianificatore, dato dalla massimizzazione della differenza fra costi e benefici, deve essere computato direttamente riferendosi ai dati di beneficio e di costo totali.

Come illustrato nel precedente paragrafo, il beneficio dell'investimento in capacità di rete si identifica nel *surplus* totale addizionale generato dall'investimento. Pertanto, il *benchmark* di efficienza è rappresentato dal livello di investimento in corrispondenza al quale la differenza fra *surplus* totale addizionale generato e costo dell'investimento risulta massimizzata.

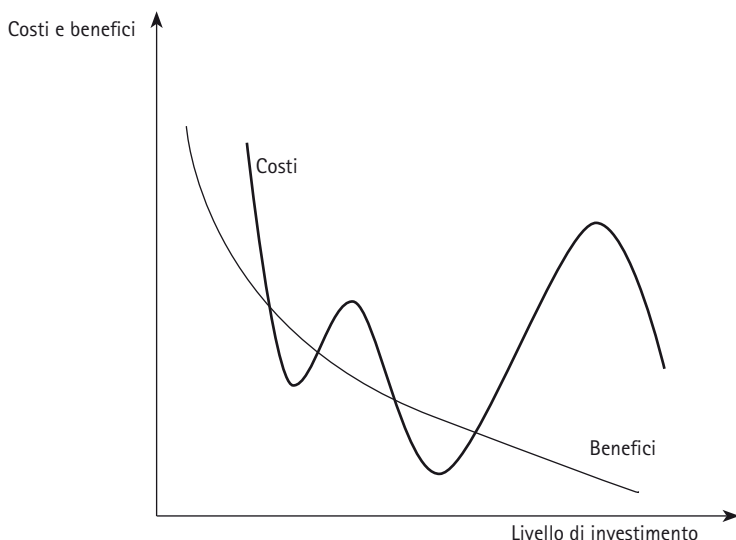


Fig. 2. Costi e benefici marginali dell'ampliamento della rete di trasmissione.

Il livello ottimale di investimento in infrastrutture di trasmissione può essere stimato mediante l'impiego di una combinazione di strumenti statistico-econometrici e di tecniche di simulazione. Per l'Italia, Boffa e Pingali (2006) hanno elaborato un modello (si rinvia all'Appendice) di stima dei benefici derivanti dall'ampliamento della capacità di trasmissione interzonale fra Nord e Centro-Nord nel mercato elettrico italiano. Si è considerato un investimento di entità tale da consentire di eliminare la strozzatura che, a fine 2004, separava in due zone – il Nord e il Sud – il mercato elettrico italiano. La quantificazione dei benefici del potenziamento della rete ha richiesto l'approfondimento della funzione obiettivo di Enel. Infatti sembra ragionevole non adottare, nel caso di Enel, l'ipotesi tradizionale di massimizzazione del profitto. Tale scostamento rispetto al paradigma dell'impresa neoclassica è legato a due ordini di motivi: in primo luogo, Enel è parzialmente di proprietà pubblica e quindi, in linea di

principio, dovrebbe essere più sensibile al benessere complessivo; in secondo luogo, il timore di una stretta regolatoria in un mercato recentemente liberalizzato quale quello elettrico potrebbe spingere le imprese a comportamenti all'apparenza «sociali», che in realtà rispondono ad una logica di massimizzazione del profitto di lungo periodo. Pertanto, il modello ipotizza che la funzione obiettivo di Enel sia una combinazione lineare fra massimizzazione del profitto e massimizzazione del benessere. Il peso relativo di ciascuno dei due argomenti della funzione obiettivo viene stimato all'interno del modello¹⁰.

La stima della funzione obiettivo mostra che il peso del benessere sociale nella funzione obiettivo di Enel ammonta a circa il 36%, mentre il restante 64% viene assorbito dal profitto di breve periodo. Il beneficio indotto dall'investimento è invece stimato in 6 milioni di euro per il mese di maggio 2004 (70 milioni di euro se la stima è proiettata

¹⁰ Si noti a tal proposito che il modello di stima è flessibile, nel senso che profitto e benessere vengono stimati, ed esiste la teorica possibilità che dalla stima risulti che il benessere abbia un peso nullo, e dunque la funzione obiettivo si riconduca alla sua forma standard.

sull'arco dell'intero anno). In conclusione, il beneficio è senz'altro maggiore del costo, per qualunque valore ragionevole del costo di costruzione dell'ampliamento di rete.

3.1. I soggetti incaricati dell'investimento

Una volta individuato l'investimento ottimale che un pianificatore predisporrebbe, occorre calarsi nella realtà, nella quale le scelte sono inevitabilmente decentrate a decisori che reagiscono agli stimoli derivanti dal sistema di regole nel quale operano, sotto la supervisione di un regolatore con informazione e poteri limitati. In questo scenario, occorre dunque individuare i soggetti titolati ad investire in capacità di rete, e l'assetto istituzionale entro il quale tali attori devono operare.

La regolazione del settore elettrico sta generalmente muovendo verso un tipo di regolazione strutturale, secondo la definizione di Sappington (1982). Si tratta di una tipologia di regolazione nella quale il regolatore, piuttosto che influenzare direttamente le scelte d'impresa (come accade invece nel caso della cosiddetta «regolazione di condotta»), si occupa del disegno di mercato, cioè definisce la cornice, fatta di regole e di assetti istituzionali, entro la quale gli attori del mercato si muovono. In altri termini, il regolatore determina la struttura di mercato, e, con essa, il sistema di incentivi fronteggiati dalle imprese e dai consumatori.

La regolazione strutturale richiede un'attenta e sofisticata calibrazione degli incentivi e si rivela particolarmente complessa nel caso della rete di trasmissione. L'intervento esclusivo sul disegno di mercato implica in generale una maggiore decentralizzazione delle decisioni, in grado di generare potenziali problemi di coordinamento in un sistema quale quello della rete elettrica; all'in-

terno dello stesso, infatti, gli investimenti in rete necessitano di un elevato grado di coordinamento, sia fra loro sia in relazione agli investimenti nel parco di generazione. Il disegno di mercato, pertanto, deve tenere conto della necessità di coordinamento delle decisioni e della loro riconduzione a criteri di efficienza per il sistema e non (o non necessariamente) di profittabilità per il singolo imprenditore.

Sulla base di queste osservazioni, è stata proposta, in letteratura, una molteplicità di disegni di assetto proprietario/gestionale della rete elettrica, per ognuno dei quali corrisponde un diverso meccanismo di fissazione del prezzo. I vari disegni di mercato differiscono altresì in relazione alla tipologia di soggetti deputati all'effettuazione dell'investimento. In estrema sintesi, si possono classificare due tipologie di investitori. La prima è costituita da una società di trasmissione, sotto il controllo del regolatore, che riunisce proprietà e gestione della rete e che provvede agli investimenti in rete; in questo caso, corretti incentivi agli investimenti devono essere garantiti da un adeguato meccanismo di remunerazione degli investimenti, sul quale si tornerà nel seguito, oppure da una stretta vigilanza del regolatore¹¹. L'opzione alternativa è rappresentata da un investitore privato, il cosiddetto *merchant*, che intraprende l'investimento e non si occupa della gestione della rete di trasmissione, se non per la porzione dallo stesso costruita.

L'ombrello di *merchant* racchiude una pluralità di modalità di remunerazione degli investimenti e di regole che li disciplinano, in modo più o meno dettagliato. In alcune fattispecie il *merchant* è regolato in modo puramente strutturale, mentre in altre si affianca al disegno di mercato un'azione diretta da parte del regolatore sulle variabili oggetto di scelta dell'investitore. In partico-

¹¹ In questo caso, ci troviamo sul confine fra la regolazione di condotta e quella strutturale.

lare, la regolazione di condotta¹² può vertere sulla decisione di investimento, e sulle tariffe di accesso alla linea. L'intervento regolatorio sulla decisione di investimento, che trae teorica giustificazione dalle imperfezioni che caratterizzano il mercato della trasmissione elettrica, si esplica in genere sotto forma di verifica sulla capacità; in termini, cioè, di autorizzazione ad un'istituzione centrale, in genere di natura regolatoria, volta a individuare l'investimento, quanto a tempistica e/o dimensioni.

La verifica sulla capacità può assumere la forma di una tradizionale analisi costi-benefici, oppure può configurarsi come una gara per aggiudicare il diritto a costruire e gestire la linea¹³. Si tratta di una forma di asta di Demsetz¹⁴, nella quale le imprese interessate propongono le caratteristiche del proprio progetto di investimento e il regolatore seleziona la proposta ritenuta migliore sulla base di determinati criteri, fra i quali, *in primis*, la capacità della linea progettata. L'organizzatore dell'asta aggiudica il progetto al concorrente che ha proposto l'investimento di dimensioni maggiori. All'asta sulla capacità possono affiancarsi strumenti volti a vincolare il *merchant* all'utilizzo dell'intera capacità da questi costruita. Si tratta in particolare dei diritti finanziari sulla capacità di trasmissione, ovvero dei diritti che l'investitore deve necessariamente vendere agli utilizzatori (sia a monte, sia a valle della filiera) in aste disegnate dal regolatore, nonché della cosiddetta *must offer provision*, che impone all'investitore di mettere a disposizione l'intera capacità di trasmissione costruita.

Per quanto invece riguarda la regolazione delle tariffe, ove prevista, essa si può con-

figurare in due principali fattispecie: una regolazione di struttura, in cui si prevede un'asta sull'ammontare del ricavo regolato, nella quale risulterà vincente e si aggiudicherà il progetto l'investitore che richiede il minimo concorso «pubblico» al finanziamento, oppure una regolazione di condotta che disciplina direttamente la tariffa che l'investitore deve applicare.

3.2. Disegni di mercato della trasmissione e incentivi: la regolazione europea e italiana e gli elementi di criticità

Nella pratica regolatoria, le due strutture di rete, la società di rete regolata, e la possibilità di investimenti *merchant* continuano a coesistere, pur se la prima risulta ancora nettamente prevalente a livello europeo.

La legislazione comunitaria in materia, attualmente in vigore, si basa sostanzialmente su tre fonti normative: la direttiva 96/92, relativa alla liberalizzazione del mercato energetico, la direttiva 2003/54 di accesso al mercato elettrico e infine il regolamento 1228/2003, che riguarda le interconnessioni con l'estero.

Nel caso di società di trasmissione regolata, la normativa comunitaria stabilisce l'analisi costi-benefici quale *condicio sine qua non* alla realizzazione dell'opera, e la remunerazione del capitale investito quale forma di compenso all'investimento. Pertanto le società di trasmissione regolate non ricevono la remunerazione di mercato, cioè basata sui ricavi di congestione, ovvero sul differenziale dei prezzi nodali. La *ratio* della regola verte sul fatto che ogni investimento efficiente diminuisce le imperfezioni nella

¹² La regolazione di condotta è definita, come precedentemente menzionato, come intervento diretto da parte del regolatore sulle variabili di scelta dell'impresa.

¹³ Spesso le forme effettivamente adottate rappresentano un ibrido fra le due tipologie.

¹⁴ L'asta di Demsetz, definita asta di concorrenza per il mercato, è un'asta finalizzata all'aggiudicazione di un servizio esercito in condizioni di monopolio naturale. Demsetz (1968) mostra che, in presenza di un numero illimitato di imprese partecipanti, e sotto ipotesi standard sulla funzione di costo, l'asta porta ad un prezzo efficiente.

rete di trasmissione, e dunque fa decrescere nel complesso i ricavi da congestione. Ne deriva che un'impresa che già opera nel mercato della trasmissione non avrebbe certo incentivo ad intraprendere un investimento costoso, e che per di più diminuisce i suoi ricavi attesi futuri. Una simile struttura di remunerazione per la società di trasmissione regolata genererebbe forti disincentivi all'investimento, che si tradurrebbero in un livello di investimento significativamente sub-ottimale.

Per gli investimenti *merchant*, invece, la remunerazione di mercato induce in generale¹⁵ incentivi appropriati, poiché la diminuzione dei ricavi di congestione generata dall'investimento non va a incidere negativamente sul profitto del *merchant* (supponendo che questi non fosse precedentemente operante nel settore), bensì sul profitto della società di trasmissione, che peraltro non ha in tal caso alcun ruolo nella determinazione dell'investimento. Pertanto, la remunerazione di mercato degli investimenti *merchant* non genera disincentivi all'investimento.

Anche in Italia, gli investimenti *merchant* coesistono con quelli regolati effettuati dalla società che gestisce il sistema di rete (nella terminologia anglosassone definita il *Transmission System Operator*, o TSO). Ad oggi, questi ultimi risultano nettamente prevalenti, ma l'investimento *merchant* rappresenta un'innovazione che potrebbe in futuro dispiegare il proprio potenziale. La sua recente introduzione si è resa necessaria per una serie di ragioni, fra le quali le crescenti difficoltà incontrate nella realizzazione di nuovi investimenti, dovute da una parte a procedure autorizzative ancora lunghe e complesse, dall'altra alla spesso intransigente opposizione locale.

In generale, il disegno di mercato della rete di trasmissione italiana presenta notevoli criticità, evidenziate nel paragrafo successivo, e in particolare un sistema di incentivazione degli investimenti regolati del tutto inadeguato, che, in effetti, ha portato a risultati nel complesso insoddisfacenti. Di fatto, la responsabilità dei nuovi investimenti è ancora attribuita a Terna (ex GRN), che redige un «Piano di Sviluppo della Rete Elettrica Nazionale», nel quale si riportano gli interventi più urgenti, che i proprietari di rete dovrebbero realizzare. In seguito alla fusione fra proprietà e gestione della rete, che ha determinato la transizione del GRN da istituzione *super partes* ad impresa in tutto e per tutto, si è creato l'evidente rischio di conflitti di interesse.

Partendo proprio dagli investimenti regolati, la legge n. 290/03 relativa alla struttura del compenso per gli investimenti in rete ha confermato il principio per cui la remunerazione è slegata dal valore economico dell'investimento addizionale, come definito nel secondo paragrafo del presente lavoro, ed è invece basata su una tariffa unitaria che dipende dal momento della giornata in cui la rete viene utilizzata¹⁶, moltiplicata per il transito effettivo all'interno della linea. Come sopra menzionato, agli investimenti regolati si è recentemente aggiunta, con la legge 290/03 seguita dal decreto attuativo del ministero delle attività produttive del 21 ottobre 2005, l'opportunità di investimento *merchant*. In Italia, l'investitore *merchant* viene remunerato dalla differenza di prezzo ai due nodi: si tratta dunque di una remunerazione a tutti gli effetti *market based*.

Il sistema italiano si è dimostrato inefficace nel garantire l'adeguatezza della rete di trasmissione. Il disegno di mercato non si è rivelato in grado di incentivare gli atto-

¹⁵ Con tutte le cautele del caso. Si vedano a tal proposito Joskow e Tirole (2005).

¹⁶ In particolare, la giornata è divisa in quattro fasce, caratterizzate al loro interno da profili di consumo relativamente omogenei.

ri coinvolti nell'investimento in capacità di rete a realizzare la quantità ottimale di investimenti. Questa è probabilmente una delle ragioni del differenziale positivo fra i prezzi dell'elettricità italiani e quelli degli altri maggiori paesi europei. La performance insoddisfacente può essere attribuita ad una serie di criticità del mercato italiano, fra cui tre sembrano essere le principali.

Innanzitutto, manca nel sistema italiano una rigorosa analisi costi-benefici preliminare all'adozione degli investimenti regolati. Occorrerebbe invece, preliminarmente all'adozione di qualsiasi investimento, calcolarne con precisione¹⁷ e secondo parametri predeterminati e non discrezionali i benefici complessivi, aggregando i benefici economici e quelli non-economici, e determinando i benefici economici secondo i principi di valore della rete e con l'utilizzo di tecniche statistiche e econometriche. In particolare, si dovrebbero realizzare quelle infrastrutture di rete in relazione alle quali la differenza fra il valore della rete prima e dopo l'investimento sia maggiore dei costi sostenuti. Quando più progetti, che si escludono vicendevolmente, superano il test dell'analisi costi-benefici precedentemente condotta, occorre selezionare quello in relazione al quale la differenza fra costi e benefici risulta massimizzata. In secondo luogo, occorre riconsiderare la remunerazione regolata italiana, che non incentiva l'investimento ottimale in capacità di rete, in quanto non è collegata ai benefici sociali generati dall'investimento stesso. Infine, la presenza di un prezzo uniforme per gli acquirenti di energia, indipendente dal prezzo nodale, indebolisce il segnale incorporato nel prezzo del bene. Come conseguenza di ciò, l'opposizione delle comunità locali ad un elettrodotto produce un effetto diffuso sull'intero territorio nazionale. L'auspica-

bile sistema di prezzi nodali, lato acquisto, consentirebbe alle regioni che ospitano i nuovi investimenti di trarre da essi consistenti benefici¹⁸; si internalizzerebbe nella comunità locale il beneficio dell'investimento, presumibilmente riducendo in tal modo le resistenze locali a progetti in grado di aumentare il benessere. La metodologia alternativa di internalizzazione del beneficio, tramite sconti alle comunità che accettano di ospitare la linea, per quanto apprezzabile, non sembra in grado di rimpiazzare *tout court* il meccanismo basato sul segnale di prezzo.

4. L'allocazione della capacità di trasporto

Il valore della rete, come precedentemente ricordato, dipende non solo dalla sua capacità, ma anche dall'insieme di regole che ne disciplinano l'utilizzo. Un utilizzo efficiente della rete presuppone innanzitutto che la capacità della rete sia posta sempre a disposizione e utilizzata qualora vi sia domanda per il suo utilizzo (e quindi, qualora il suo utilizzo risulti economicamente efficiente); inoltre, che l'allocazione sia garantita ai soggetti in grado di generare, mediante l'utilizzo della rete, i benefici maggiori per la collettività (si tratta dei generatori che vendono la propria produzione al prezzo inferiore); infine, che il criterio allocativo incentivi i generatori ad adottare strategie virtuose anche nel mercato della generazione¹⁹. A tal fine, è necessario ideare un disegno di mercato nel quale le due fasi – generazione e trasmissione – siano interrelate.

La letteratura in generale suddivide i criteri di allocazione della capacità di trasmissione a seconda che siano o meno basati su meccanismi di mercato che prevedono in generale aste per l'assegnazione della capacità

¹⁷ Naturalmente con tutti i limiti che derivano dall'incertezza tipica del mercato.

¹⁸ Ovviamente, nell'ipotesi che gli investimenti siano effettivamente efficienti dal punto di vista economico.

¹⁹ Ovviamente, ciò in ultima analisi giova al benessere complessivo.

(DeVries, 2001). Nel caso dell'asta implicita (il meccanismo con cui vengono gestite le congestioni interzonalari nello SMD), la capacità viene assegnata alle imprese che offrono la propria produzione ad un prezzo inferiore; nel caso, invece, dell'asta esplicita, la capacità è assegnata alle imprese disposte a pagare il prezzo maggiore per ottenerla. Mentre nell'asta implicita la capacità viene in generale allocata ai soggetti in grado di generare il maggior beneficio per la collettività, l'asta esplicita presenta l'inconveniente di essere maggiormente esposta all'esercizio di potere di mercato da parte degli operatori dominanti, che, aggiudicandosi la capacità di interconnessione, possono precludere ai rivali un accesso vitale per poter competere efficacemente.

Le aste illustrate possono essere effettuate congiuntamente nelle due zone parzialmente connesse (accoppiamento dei mercati), oppure separatamente in ciascun mercato (scoppiamento dei mercati). Chiaramente, nel caso di scoppiamento dei mercati, sono poi necessarie operazioni di coordinamento successive fra i diversi operatori di rete. L'accoppiamento induce maggiore efficienza rispetto allo sdoppiamento, in quanto consente un migliore coordinamento fra i flussi in direzioni opposte, così da rendere di fatto sempre disponibile l'intera capacità di trasmissione.

La selezione operata dal mercato si rivela in generale più efficiente di quella determinata dai meccanismi non di mercato, nei quali sono criteri arbitrari, o discendenti da considerazioni esterne al mercato elettrico, a determinare l'ordine di priorità. Fra di essi, si annoverano il metodo *pro-rata*, in base al quale la capacità di trasmissione viene allocata in proporzione alla capacità produttiva di ciascun operatore, oppure arbitrarie forme alternative di priorità di alcuni soggetti rispetto ad altri.

Fra i meccanismi di mercato in precedenza richiamati, ne esistono alcuni in grado di

raggiungere l'efficienza nel mercato della trasmissione (cioè, le imprese più efficienti ottengono il diritto di passaggio), e di permettere il completo utilizzo della capacità disponibile. Tuttavia, fra gli obiettivi di una buona gestione della capacità di trasmissione, è verosimile includere anche il buon andamento complessivo del sistema elettrico, e in particolare della generazione. Boffa (2006) ha elaborato, in un modello teorico, un meccanismo allocativo della capacità di trasmissione nel quale il mercato della generazione e quello della trasmissione vengono accoppiati, al fine di ridurre l'esercizio del potere di mercato nella fase di generazione tramite i criteri allocativi della capacità di trasmissione. Il modello mostra le proprietà di efficienza di un'asta implicita asimmetrica, nella quale l'allocazione di capacità di trasporto è funzione non soltanto dei prezzi ai quali i diversi operatori offrono di vendere l'energia, ma anche della quota di mercato dell'operatore in questione. In altri termini, l'assegnazione di capacità di trasporto ad un operatore con una quota di mercato rilevante nella generazione è subordinata all'offerta di prezzi di vendita dell'energia inferiori di un ammontare significativo rispetto a quelli dei concorrenti con una quota di capacità più limitata.

Il meccanismo si rivela più efficiente rispetto a quelli presenti in letteratura e adottati in pratica, illustrati all'inizio del paragrafo. La ragione sta nel collegamento virtuoso fra il mercato della generazione e quello della trasmissione, e nell'utilizzo dell'«arma» dell'allocazione della capacità di trasmissione per procurare un danno alle imprese che esercitano potere di mercato nella generazione, incentivandole così all'adozione di comportamenti concorrenziali.

4.1. I principi della regolazione europea e italiana e gli elementi di criticità

La disciplina degli scambi transfrontalieri, cioè delle interconnessioni fra diversi paesi dell'Unione Europea, è una materia partico-

larmente delicata, in ragione della scarsità della capacità di trasporto che collega i diversi paesi. In effetti, com'è ovvio, il problema dell'allocazione della capacità di interconnessione si fa particolarmente acuto in situazione di scarsità della capacità di trasmissione – ovvero, in presenza di congestioni. Proprio in queste circostanze, infatti, il criterio allocativo che stabilisce l'ordine di priorità determina di fatto una regola di razionamento, e dunque, l'esclusione di alcune imprese a vantaggio di altre.

I dati a disposizione mostrano chiaramente che linee di interconnessione transfrontaliere europee sono caratterizzate da congestioni pressoché permanenti e uniformemente localizzate. L'efficienza richiederebbe l'adozione di meccanismi di mercato coordinati. In Europa, il paradigma dei prezzi nodali sembra difficilmente raggiungibile, a causa dell'elevato livello di coordinamento fra i diversi gestori nazionali del mercato che esso implicherebbe. Un simile sistema centralizzato a livello europeo appare incompatibile con l'attuale esigenza da parte dei diversi gestori del sistema elettrico nazionali di mantenere i compiti di coordinamento.

Pertanto, nei diversi paesi europei, si è in generale optato per un sistema di aste decentrate, con le quali ciascun paese alloca una quota della capacità complessiva disponibile. Non si tratta, evidentemente, di un sistema efficiente, dal momento che tiene in considerazione solo ed esclusivamente i flussi tra coppie di paesi ma non gli effetti esterni che ciascuna transazione provoca sulle reti di soggetti terzi (come invece accadrebbe in un sistema centralizzato a livello europeo).

Non meno problematica risulta la definizione delle regole di utilizzo della rete di

trasmissione interna italiana. In Italia, il mercato *spot* (detto «mercato del giorno prima», o MGP) coesiste con un sistema di scambi bilaterali. Nel MGP, produttori e consumatori sono segmentati in una serie di zone. Ogni zona consiste in un'aggregazione di diversi nodi. I contratti bilaterali hanno priorità²⁰, e la capacità residua del collegamento viene messa a disposizione per i generatori che partecipano al MGP. Data questa capacità residuale, viene implementato il profilo di dispacciamento zonale (cioè, caratterizzato da un prezzo uniforme all'interno di ciascuna zona) più economico compatibile con i vincoli di rete.

Il sistema italiano presenta forti criticità e squilibri, che determinano un utilizzo inefficiente della capacità di trasmissione e di conseguenza causano perdite di benessere che potrebbero essere evitate con un disegno di mercato più appropriato.

Le principali criticità possono essere riassunte nelle seguenti. Innanzitutto, a livello di mercato interno, il privilegio assegnato ai titolari di contratti bilaterali, indipendentemente dal prezzo al quale i contratti vengono stipulati, non appare giustificabile sulla base di principi di efficienza economica. Una soluzione efficiente è rappresentata dal mercato obbligatorio, ovvero da un mercato nel quale non esiste la possibilità di stipulare contratti bilaterali, e tutti gli scambi di energia devono avvenire attraverso il mercato *spot*. In quest'ambito, la regola basilare per un mercato efficiente, che assegna la precedenza alle imprese che offrono di vendere al minor prezzo, è rispettata. In secondo luogo, a causa della persistenza di una situazione scarsamente concorrenziale nel mercato della generazione italiano (Boffa e Pingali, 2006), si potrebbe ipotizzare che l'allocazione della capacità di trasporto dipenda in qualche

²⁰ In genere, i contratti bilaterali utilizzano una porzione minima del collegamento; non capita, dunque, che i titolari di contratti bilaterali debbano essere razionati.

misura dal prezzo medio di vendita offerto dalla società in questione, nonché (inversamente) dalla quota di mercato di ciascun operatore, secondo le modalità sopra descritte. Una tale regola determinerebbe un incentivo forte per i generatori in grado potenzialmente di esercitare potere di mercato ad abbassare il prezzo, così da ottenere l'allocatione di una fetta più consistente della capacità di trasmissione disponibile. Un simile disegno consentirebbe di collegare in modo «virtuoso» il mercato della generazione a quello della trasmissione (Boffa, 2006). Infine, per quanto invece riguarda le transazioni transfrontaliere, è evidente che un sistema coordinato, gestito da un singolo TSO, gioverebbe all'efficienza, in quanto consentirebbe di utilizzare l'intera capacità di trasmissione disponibile. In questo senso, risulterebbe essenziale la creazione di un singolo TSO europeo incaricato di sovrintendere agli scambi transfrontalieri. Inoltre, l'utilizzo di un sistema di prezzi nodali, o di aste implicite, consente di selezionare le imprese nel mercato della trasmissione sulla base della loro efficienza. Infine, anche in questo caso, un criterio asimmetrico in base al quale alle imprese con maggiore quota di mercato è richiesto un prezzo medio di vendita più basso per aggiudicarsi il diritto di transito condurrebbe a maggiore efficienza, con riduzione dello sfruttamento delle posizioni dominanti, anche nel mercato della generazione.

5. Conclusioni

La rete di trasmissione è un elemento cruciale nel sistema elettrico. A maggior ragione in Italia, dove il parco di generazione non è localizzato in modo uniforme sul territorio, una rete sufficientemente capace e utilizzata in modo ottimale tende a rendere omogenei i prezzi di vendita dell'energia fra le varie aree, generando un aumento di efficienza che si traduce in maggior benessere per i consumatori. Anche la rete di interconnessione con l'estero è per l'Italia di importanza primaria, in quanto, consentendo

il trasporto dell'energia prodotta dalle fonti più economiche di alcuni paesi confinanti (ad esempio il nucleare francese), permette di ridurre i costi complessivi di approvvigionamento italiani.

L'adeguatezza della rete è un tema corrente nei dibattiti di politica energetica, non solo in Italia ma anche a livello europeo: l'agenda di Lisbona dell'Unione Europea del marzo 2002 riconosce nell'interconnessione europea delle reti un obiettivo prioritario, ai fini dello stimolo alla concorrenza internazionale e della creazione di un mercato unico. Pur essendo ad oggi molto lontani dal mercato integrato europeo ipotizzato dalla strategia di Lisbona, la necessità di una rete adeguata e correttamente gestita, che riemerge periodicamente alla ribalta delle cronache dopo ogni episodio di *blackout*, viene unanimemente riconosciuta come condizione essenziale per una liberalizzazione efficace, in grado di generare una riduzione dei prezzi di vendita. Occorre dunque chiedersi in che cosa consista una rete adeguata e in che modo la si possa ottenere.

L'analisi svolta, dopo aver identificato la dimensione adeguata della rete mediante il raffronto fra il *surplus* generato dalla rete ed i suoi costi, dimostra la varietà di opzioni disponibili in merito a un disegno della struttura regolatoria che garantisca investimenti e gestione della rete di trasmissione adeguati. In generale, è possibile affermare che non esiste un unico paradigma al quale è necessario allinearsi; diversi modelli sono in grado di condurre ad una performance positiva del mercato. Tuttavia, alcuni disegni di mercato possono rivelarsi migliori di altri, in considerazione soprattutto delle variabili strutturali caratterizzanti il mercato in questione. In ogni caso, ciò che più conta è la coerenza interna delle strutture di regolazione, nonché la loro attitudine a generare negli attori di mercato incentivi virtuosi, cioè tali da orientarli verso strategie e scelte che conducono a livelli accettabili di benessere complessivo.

Riferimenti bibliografici

- Baldick R. e E. Kahn (1993), *Transmission Planning Issues in a Competitive Economic Environment*, in «IEEE Transactions on Power Systems», 8, 4.
- Boffa F. (2006), *Allocating Network Capacity*, Working Paper HERMES, Fondazione Real Collegio Carlo Alberto, Moncalieri, disponibile online http://www.hermesricerche.it/elements/wp_06_07_Boffa.pdf.
- Boffa F. e V. Pingali (2006), *Zonal Pricing in the Italian Electricity Spot Market*, Working Paper, disponibile online <http://www.depot.northwestern.edu/vpi801/Research/zonalpricing.pdf>.
- Bohn R.E., M.C. Caramanis e F.C. Schweppe (1984), *Optimal Pricing in Electrical Networks over Space and Time*, in «The Rand Journal of Economics», 15, 3, pp. 360-376.
- Borenstein S., J. Bushnell e S. Stoft (2000), *The Competitive Effects of Transmission Capacity in a Deregulated Electricity Industry*, in «The Rand Journal of Economics», 31, 2, pp. 294-325.
- Bushnell J. (1999), *Transmission Rights and Market Power*, in «Electricity Journal», 12, 8, pp. 77-85.
- Bushnell J. e S. Stoft (1996), *Electric Grid Investment Under a Contract Network Regime*, in «Journal of Regulatory Economics», 10, pp. 61-79.
- Crampes C. e J.J. Laffont (2001), *Transport Pricing in the Electricity Industry*, in «Oxford Review of Economic Policy», 17, 3, pp. 313-328.
- Demsetz H. (1968), *Why Regulate Utilities*, in «Journal of Law and Economics», 11, pp. 55-65.
- DeVries, L.J. (2001), *Capacity allocation in a restructured electricity market: technical and economic evaluation of congestion management methods on interconnectors*, in «Power Tech Proceedings, 2001 IEEE», Porto.
- Glachant, J.M. e D. Finon (a cura di) (2003), *Competition in European Electricity Markets: a Cross-Country Comparison*, Cheltenham, Edward Elgar Publishing.
- Green R. (1997), *Electricity transmission pricing: an international comparison*, in «Utilities Policy», 3, 6, pp. 177-184.
- Hogan W. (1998), *Nodes and Zones in Electricity Markets: Seeking Simplified Congestion Pricing*, in Chao H.P. e H.G. Huntington (a cura di), *Designing Competitive Electricity Markets*, London, Kluwer.
- Joskow P. e J. Tirole (2005), *Merchant Transmission Investment*, in «The Journal of Industrial Economics», 53, 2, pp. 233-264.
- Joskow P. (2005), *Transmission Policy in the United States*, in «Utilities Policy», 13, 2, pp. 95-115.
- Lanza S. e F. Silva (2006), *I servizi pubblici in Italia: il settore elettrico*, Bologna, Il Mulino.
- Laffont J.J. e J. Tirole (1993), *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*, Boston, MIT Press.
- Léautier T.O. (2000), *Regulation of An Electric Power Transmission Company*, in «The Energy Journal», 24, 1, pp. 61-92.
- Loeb M. e W. Magat (1979), *A Decentralized Method for Utility Regulation*, in «Journal of Law and Economics», 22, pp. 399-404.
- Lorenzoni A. (2001), *Institutional and Organizational Reform in the Italian Electricity Supply Industry: Reconciling Competition with the Single Tariff*, in Glachant J.M. e D. Finon (a cura di), *Electricity in Europe in the 21st Century: what Performances and what Game Rules?*, Cheltenham, Edward Elgar Publishing.
- Madlener R. e N. Wohlgemuth (1999), *Small is Sometimes Beautiful: the Case of Distributed Generation in Competitive Energy Markets*, Atti della prima conferenza austro-ceca-tedesca sulla liberalizzazione dei mercati energetici nell'Europa centrale ed orientale, Praga.
- Sappington D. (1983), *Optimal Regulation of a Multiproduct Monopoly with Unknown Technological Capabilities*, in «Bell Journal of Economics», 14, pp. 453-463.
- Schweppe F.C., M.C. Caramanis, R.D. Tabors e R.E. Bohn (1988), *Spot Pricing of Electricity*, Norwell, Kluwer Academic Publishers.

Shy O. (2001), *The Economics of Network Industries*, Cambridge University Press, USA.

Wilson R. (2002), *Architecture of Power Markets*, in «Econometrica» 70, 4, pp. 1299-1340.

Appendice: Il modello di stima del beneficio della rete di trasmissione

Di seguito viene sinteticamente esposto il modello econometrico utilizzato per la stima del valore economico legato al potenziamento della rete di trasmissione italiana, e in particolare dall'eliminazione della strozzatura che vincola il transito di energia fra Nord e Centro-Nord. Per brevità, verranno tralasciati numerosi dettagli, per i quali si rimanda a Boffa e Pingali (2006). La metodologia utilizza la comparazione tra gli esiti osservati nella Borsa elettrica nel mese di maggio 2004, con i prezzi simulati nel caso di assenza di vincoli di trasporto fra Nord e Centro-Nord.

Il modello di stima si basa su due ipotesi principali. In primo luogo, i generatori sono suddivisi in due macro-gruppi: una frangia competitiva, che offre la propria produzione nel MGP quando il prezzo ricevuto supera il costo marginale, ed Enel, che agisce alla stregua di un monopolista sulla domanda residuale. In secondo luogo, la funzione obiettivo di Enel è composta da due argomenti: il profitto e il benessere sociale. Pertanto, si abbandona l'ipotesi tradizionale di massimizzazione del profitto, per incorporare l'elemento della massimizzazione del benessere. Tale scelta è legata a due ordini di motivi: in primo

luogo, Enel è parzialmente di proprietà pubblica, e quindi, in linea di principio, dovrebbe essere più sensibile al benessere complessivo; in secondo luogo, il timore di una stretta regolatoria in un mercato recentemente liberalizzato quale quello elettrico potrebbe spingere le imprese a comportamenti all'apparenza «sociali», che in realtà rispondono ad una logica di massimizzazione del profitto di lungo periodo.

Con riferimento ai dati delle offerte dei singoli impianti sul mercato del giorno prima del maggio 2004, vengono stimate innanzitutto le funzioni di offerta della frangia competitiva nelle due zone di mercato del Nord e del Sud, in tutte le ore nelle quali il vincolo di transito ha determinato la separazione dei due mercati, e dunque ha generato due diversi prezzi nelle due zone.

L'interesse della stima verte sul parametro β , che indica la pendenza della funzione di offerta della frangia competitiva in ciascuna delle due macrozone e in ogni ora²¹, nella seguente equazione:

$$q_{bd} = \gamma + \beta p_{bd} + \delta factorprices_d + \theta_d + \varepsilon_{bd} \quad (1)$$

dove b identifica una data offerta nell'asta del MGP (mercato del giorno prima) del giorno d al prezzo p , mentre θ_d indica gli effetti fissi giornalieri. Dunque, q_{bd} identifica la quantità offerta da un'impresa appartenente alla frangia competitiva al prezzo p_{bd} . I prezzi dei combustibili (*factorprices*) rappresentano una variabile di controllo.

I risultati orari della stima di β sono illustrati nella figura 3.

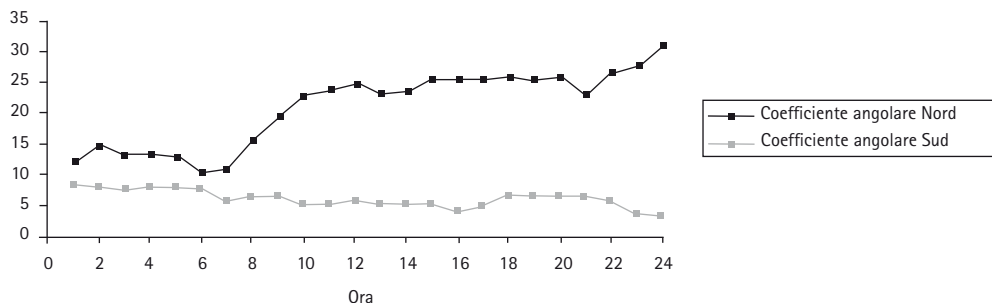


FIG. 3. Coefficienti angolari della funzione di offerta della frangia, 2006 (in euro/MWh).

Fonte: Boffa e Pingali (2006).

²¹ I comportamenti della frangia competitiva possono variare di ora in ora, per una serie di ragioni, fra le quali le chiusure quotidiane degli impianti.

Dalla pendenza della funzione di offerta della frangia competitiva e dalla quantità di equilibrio, fissa e anelastica in ragione del disegno di mercato elettrico italiano, si può ricavare la funzione di domanda residuale fronteggiata da Enel in ogni ora in ciascuna delle due macrozone, in presenza di saturazione della capacità di trasmissione.

È verosimile supporre che Enel sia a conoscenza della funzione di offerta della frangia competitiva a meno del termine di errore. Quest'ipotesi, unitamente ai risultati ottenuti con la precedente stima, ci consente di stimare il peso relativo del profitto e del benessere sociale nella funzione obiettivo di Enel. Nel dettaglio, si tratta di stimare l'equazione seguente:

$$\max_{P_n, P_s} \alpha (P_n Q_n + P_s Q_s - C(Q_n) - C(Q_s)) + (1-\alpha) (-P_n Q_n^{spot} - P_s Q_s^{spot}) \quad (2)$$

dove α rappresenta il peso relativo del profitto (e, per contro, $1-\alpha$ identifica il peso relativo

del benessere), Q_n (rispettivamente Q_s) indicano le quantità vendute da Enel nel Nord (rispettivamente nel Sud), ed, infine, Q_n^{spot} (rispettivamente Q_s^{spot}) si riferisce alla quantità complessiva venduta da tutti gli operatori a Nord (rispettivamente, a Sud). Il computo dei costi è effettuato utilizzando stime messe a disposizione da Ref.

L'ipotesi del modello è che α possa variare a seconda dell'ora. Ciò è legato in primo luogo al fatto che, qualora Enel abbia un obiettivo di profitto fisso, la massimizzazione del benessere del consumatore richiede di applicare una sorta di regola di Ramsey, nel senso di praticare prezzi più bassi nelle ore in cui la domanda residuale è più elastica (cioè, nelle ore in cui la presenza della frangia è più forte), e prezzi più elevati nelle ore di minore elasticità. Una simile strategia, di fatto, comprimerebbe il profitto della frangia competitiva a vantaggio dei consumatori, mantenendo al contempo costante il profitto di Enel.

I risultati della stima oraria di α sono presentati nella figura 4.

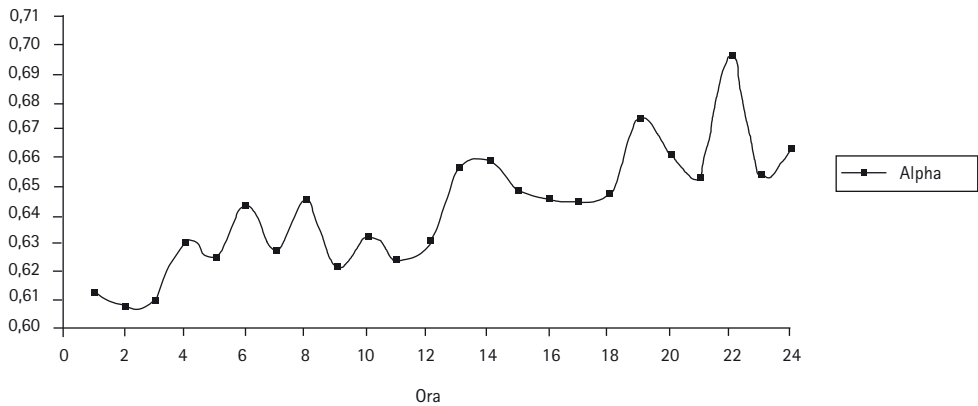


Fig. 4. Alpha, 2006 (in euro/MWh).

Fonte: Boffa e Pingali (2006).

A questo punto, note la funzione di offerta della frangia competitiva e la funzione obiettivo di Enel, è possibile simulare i prezzi in un mercato integrato, ovvero con un unico prezzo di equilibrio) senza vincoli di transito fra Nord e Sud, nell'ipotesi di costanza sia della funzione di offerta

della frangia sia della funzione obiettivo di Enel. I prezzi simulati nel mercato integrato per il mese di maggio 2004 sono riportati nel seguente grafico, dove vengono confrontati con i prezzi realmente osservati in ciascuna delle due macrozone in presenza di congestione nella trasmissione (fig. 5).

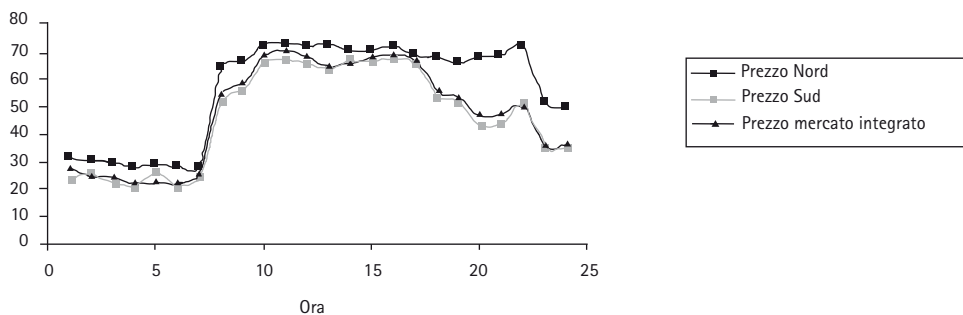


Fig. 5. Prezzi registrati e prezzi simulati, 2006 (in euro/MWh).

Fonte: Boffa e Pingali (2006).

Sulla base dei risultati ottenuti, è possibile quantificare il risparmio medio in termini di spesa

complessiva in ciascuna ora, come risulta dalla figura 6.

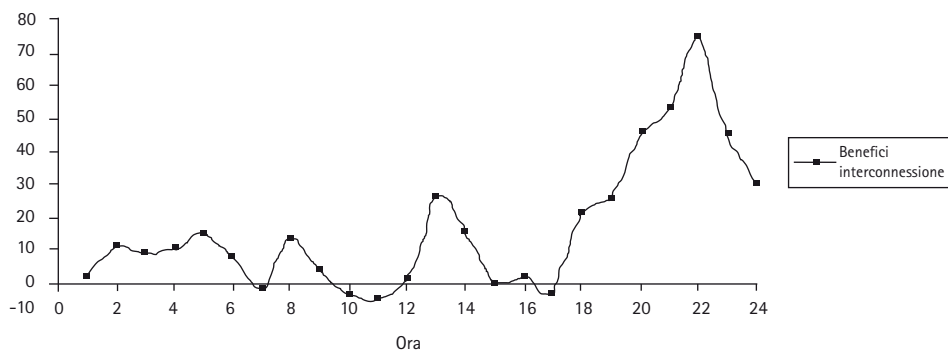


Fig. 6. Benefici monetari medi orari, 2006 (in migliaia di euro).

Fonte: Boffa e Pingali (2006).

Infine, l'aggregazione dei risparmi medi orari consente di computare il risparmio totale, che

corrisponde all'incremento di benessere, espresso nella tabella 1.

Tab. 1. Benefici monetari dell'interconnessione, 2004 (in euro/MWh).

	Ora	Beneficio
Beneficio massimo	Ore 22: 17 Maggio	€ 159,599
Beneficio massimo	Ore 17: 7 Maggio	€ 49,598
Beneficio complessivo mensile	Maggio 2004	€ 6.148,771

Fonte: Boffa e Pingali (2006).

