



UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA
DIPARTIMENTO DI SCIENZE ECONOMICHE ED AZIENDALI
"M.FANNO"

CORSO DI LAUREA IN ECONOMIA E MANAGEMENT

PROVA FINALE

**"DEI MONOPOLI NATURALI:
IL CASO DELLA RETE ELETTRICA ITALIANA"**

RELATORE:

CH.MO PROF. GRECO LUCIANO GIOVANNI

LAUREANDO/A: HOXHA ALGERT

MATRICOLA N. 1065193

ANNO ACCADEMICO 2015 – 2016

Indice

Introduzione	5
1 Il settore elettrico e la teoria economica	7
1.1 Breve storia dell'energia elettrica	7
1.2 Il ruolo dello stato nell'economia del secolo scorso	8
1.3 Introduzione dei concetti di concorrenza perfetta e fallimenti di mercato	9
1.4 Perdita netta di benessere, intervento pubblico e liberalizzazioni	11
1.5 Mercati con barriere tecnologiche all'ingresso	14
1.6 Le imprese a rete	16
2 Regolamentare le imprese a rete	19
2.1 Accesso one way e accesso two way	19
2.2 Un quadro di sintesi	21
2.3 Introduzione e definizione della regolamentazione	21
2.4 Ruolo e funzione del regolatore	23
2.5 Riflessione sulla tariffa di first best	24
2.6 Rate of return regulation	25
2.7 Price cap model	26
2.8 Modelli di Yardstick competition	29
2.9 Modelli misti	31
3 La rete elettrica italiana	33
3.1 Cenni storici sul settore elettrico italiano	33
3.2 Il sistema regolatorio italiano	34
3.3 Le formule del sistema italiano	35
3.4 Trattamento dei Costi Operativi	36
3.5 Trattamento dei Costi in conto Capitale	37
3.6 Regolamento della qualità del servizio di distribuzione	37
3.7 Regolamento della qualità del servizio di trasmissione	38
Conclusione	39
Bibliografia	41

Introduzione

L'intento di questo lavoro di ricerca è quello di indagare due settori particolari dell'economia italiana: la trasmissione e la distribuzione dell'energia elettrica. La rete elettrica è stata e rimane un elemento cruciale nello sviluppo dell'economia del Bel Paese. Sarebbe perciò importante cercare di capire come essa sia gestita e quale sia stato il suo percorso storico. Il lavoro sarà così strutturato: dopo aver fornito alcuni brevi accenni sull'affascinante storia dell'elettricità, mi prefiggo di riuscire a fornire una semplice ma chiara panoramica sul ruolo che lo Stato ha assunto nell'economia del secolo scorso. Cercherò di illustrare le ragioni che sono state alla base delle decisioni dell'autorità pubblica in materia di energia, anche quando queste siano state miopi. Prima di poter andare avanti nell'analisi di questo settore riproporrò alcuni dei risultati ottenuti nell'ambito delle scienze della finanza quali la concorrenza perfetta, i fallimenti di mercato, la perdita netta di benessere e le barriere all'ingresso. Questo servirà da preludio per permettere di immergersi nell'immenso mondo dei fallimenti di mercato. Grazie a queste nozioni infatti, si potranno capire facilmente i limiti e le problematiche tipiche di un mercato che opera in condizioni di monopolio oppure di oligopolio. L'attenzione si sposterà immediatamente sui monopoli naturali, assetti particolari di mercato, che configurano la fattispecie propria delle condizioni economiche in cui opera un'impresa che gestisce la rete elettrica. Si cercherà quindi di spiegare la necessità economica dell'intervento pubblico in questo settore e verranno discusse alcune possibili soluzioni, sottolineando che quella più adeguata al network di nostro interesse è la regolamentazione. Prima di avventurarci in questo nuovo argomento però, alla fine del primo capitolo verrà ritagliato uno spazio per introdurre le imprese a rete e spiegare le loro peculiarità economiche. Si arriverà così a comprendere che queste imprese costituiscono un sottoinsieme particolare dei monopoli naturali, precisamente quel sotto insieme di cui fa parte anche la rete elettrica. Una volta fatto questo inciso, il secondo capitolo dell'elaborato approfondirà il tema della regolamentazione delle imprese a rete in generale e in particolar modo la regolamentazione delle reti elettriche. Si forniranno quindi tre possibili modelli che il regolatore può decidere di adottare nella sua attività. Questi modelli sono anche gli stessi che nel corso della storia hanno riscosso il maggior successo anche se ormai uno di loro è stato completamente abbandonato. Si descriveranno il funzionamento di questi metodi, i loro vantaggi e anche gli svantaggi. Il capitolo si concluderà con il modello che più si avvicina a quello che è stato adottato in Italia: il modello misto fra il *price cap* e il *rate of return*.

Con il terzo capitolo possiamo finalmente addentrarci nella questione nazionale. Questo capitolo si aprirà con un'infarinatura generale di quello che è stata la storia del percorso regolatorio italiano. Si introdurrà dunque la figura dell'Autorità nazionale e gli obiettivi che ne sono alla base. A questa

parte ne seguirà una più ricca di dettagli che introdurrà i tre regolamenti presenti nel sistema italiano: due di questi tendono a regolamentare gli input mentre il terzo si focalizza sugli output. Il lavoro si chiuderà con una riflessione sui risultati tangibili raggiunti fino ad oggi e su quelle che sono le sfide per il futuro.

1. Il settore elettrico e la teoria economica

1.1 Breve storia dell'energia elettrica

L'energia elettrica rappresenta oggi giorno uno dei motori principali della vita moderna. Essa è il cuore pulsante delle nostre città, senza la quale la vita, per come noi la conosciamo, sarebbe impossibile. Essa è essenziale per la produzione di beni nelle fabbriche, per il trasporto di questi beni in giro per il mondo e spesso anche per il loro consumo finale. Basti pensare, in questo senso, allo *smartphone* nelle tasche di ognuno di noi oppure ai computer di ogni genere.

La storia di questo elemento, indispensabile nel normale svolgersi delle nostre vite, è tanto antica quanto unica. Infatti i primi studi "scientifici" sull'energia elettrica risalgono addirittura all'antica Grecia con Talètè di Milèto e quella strana sostanza chiamata "èlektron", conosciuta oggi come ambra. Egli infatti, per primo si accorse della sua capacità di attrarre piccoli pezzi di paglia se veniva strofinata con un panno di lana. Molti sono, da allora, i nomi di scienziati e studiosi prestigiosi che hanno dedicato la propria vita e le proprie ricerche a questa forma di energia capace di attirare due corpi insieme. Franklin, Volta, Galvani, Coulomb, Faraday, Ampère e Ohm solo per citarne alcuni che hanno contribuito a svelare tutti i misteri celati dietro le forze attrattive degli elettroni, a capire come sfruttare questa energia e in caso di necessità a come proteggersi da essa. Dopo la geniale invenzione di Edison, la lampadina, la strada del successo di massa era praticamente spianata. Nacque così, poco tempo dopo, a New York il primo impianto di illuminazione pubblica a incandescenza (1882), impianto al quale seguirono quelli di Milano e Torino pochi anni dopo.

Gli anni passarono in fretta e l'elettrificazione delle città divenne sempre più intensa e sempre più necessaria per tenere il passo con i tempi. Il bisogno e la produzione di energia elettrica crebbero esponenzialmente mentre le grandi fabbriche aumentarono la produzione e le dimensioni dei loro stabilimenti. Negli stessi anni ci fu un boom del bisogno di elettrificazione. Infatti non bastava produrre energia, essa doveva anche essere messa a disposizione di tutti quelli che ne avevano bisogno. Così il processo di elettrificazione ebbe inizio e si cominciò a costruire una rete di distribuzione che attraversasse tutto il paese e fornisse tutte le città di energia elettrica. Poi il mondo passò attraverso due guerre mondiali in seguito alle quali niente sarebbe più stato come prima. Tante nazioni si trovarono di fronte al problema della ricostruzione e della rinascita delle città. L'Italia, al pari degli altri paesi, dovette rimettere in produzione i suoi generatori, riconvertire la produzione delle grandi fabbriche da produzioni belliche a produzioni civili e ricostruire le reti di trasporto. Grazie al Piano Marshall e ad una iniezione di capitale il paese era pronto a cavalcare l'onda del "boom economico". All'inizio del secolo la produzione di energia elettrica nel Bel Paese

era stata in mano ad imprenditori privati, mentre lo stato si impegnò nella costruzione di centrali elettriche ed altre infrastrutture per favorire la distribuzione capillare. Questo stato di cose rimase pressoché invariato fino agli inizi degli anni sessanta con l'istituzione di un Ente Nazionale per l'Energia Elettrica (E.N.E.L.).

1.2 Il ruolo dello stato nell'economia del secolo scorso

Da lì e per molti anni successivi il settore elettrico come molti altri, fu di unico dominio dello stato. Si trattava di un mercato monopolizzato pubblicamente da un ente/impresa verticalmente integrata e senza possibilità di accesso per i privati. Lo stato copriva tutta la filiera: produzione, trasmissione, distribuzione e fornitura. ENEL gestiva sì le infrastrutture, ma vendeva anche i servizi finali, in condizione di esclusiva. E' solo negli ultimi vent'anni che il ruolo dello Stato nell'economia è stata ripensata e spesso ridisegnata. Nonostante il ruolo centrale, che questi aveva assunto nel garantire la stabilità sociale e la crescita economica e industriale soprattutto dopo la Seconda Guerra Mondiale, i bisogni del Mercato e le carenze del sistema pubblico hanno spinto all'affermarsi di liberalizzazioni e di regolamentazioni di questi mercati (Aloe G.V. 2013).

Al giorno d'oggi quasi tutti concordano nel dire che l'economia di mercato è la forma migliore e più efficiente di organizzazione sociale. Più dibattuto, invece, resta il ruolo che lo Stato deve assumere in questa conformazione sociale. Storicamente si erano creati due schieramenti distinti ed opposti. Da una parte c'era chi auspicava che lo Stato si riservasse un ruolo minimo (sicurezza pubblica, diritti di proprietà, governo della moneta e politica tributaria) lasciando piena libertà all'iniziativa economica dei privati. Dall'altra invece, come successe in Italia nel secondo dopoguerra, ebbe più successo l'idea di uno Stato interventista (Mario Sebastiani, 2015). In questa seconda visione lo Stato interviene attivamente nell'imporre regole al mercato e a volte lo sostituisce, proprio come avvenne con l'Ente Nazionale di Energia Elettrica (E.N.E.L.) per alcuni decenni. La ragione di questa scelta era in parte anche strategica in quanto un'impresa di Stato così grande e ricca poteva aiutare il paese in una rapida ed intensa crescita. Essa poteva perseguire interessi nazionali e sociali in grande scala, cosa che altre imprese non potevano permettersi. Si trattava sì di un'*asset*, strategico, che però troppo spesso è stato depauperato del suo patrimonio e ha lavorato in condizioni di inefficienza. Lo Stato usava l'immagine delle grandi aziende statali, come Enel, da testimonial per il proprio intento di garantire a tutti gli italiani uno stato di welfare sempre maggiore. Ovviamente questa era una situazione che non poteva perdurare a lungo.

Verso la fine degli anni '80 del secolo scorso la politica si accorse e ammise che un sistema di welfare a 360° era insostenibile in quanto avrebbe richiesto una tassazione troppo onerosa per i cittadini. Così si è cercato di trovare un nuovo modello da applicare all'economia, che tenesse in

considerazione non solo i c.d. fallimenti di mercato ma anche i fallimenti di Stato. Non è facile capire cosa si intenda precisamente con questo nuovo concetto. In una definizione fornita dal professore Mario Sebastiani (2015-2016) i fallimenti di Stato sono “gli insuccessi di interventi pubblici che vorrebbero porre rimedio ai fallimenti di mercato”. Ammettendo l’esistenza di tali fallimenti il mondo industrializzato passò ad una visione più moderna dell’economia in cui bisogna soppesare i costi comparati dei fallimenti del mercato e dello stato e individuare caso per caso la soluzione ottimale.

1.3 Introduzione ai concetti di concorrenza perfetta e fallimenti di mercato

Il primo teorema dell’economia del benessere ci assicura che un sistema economico di mercato

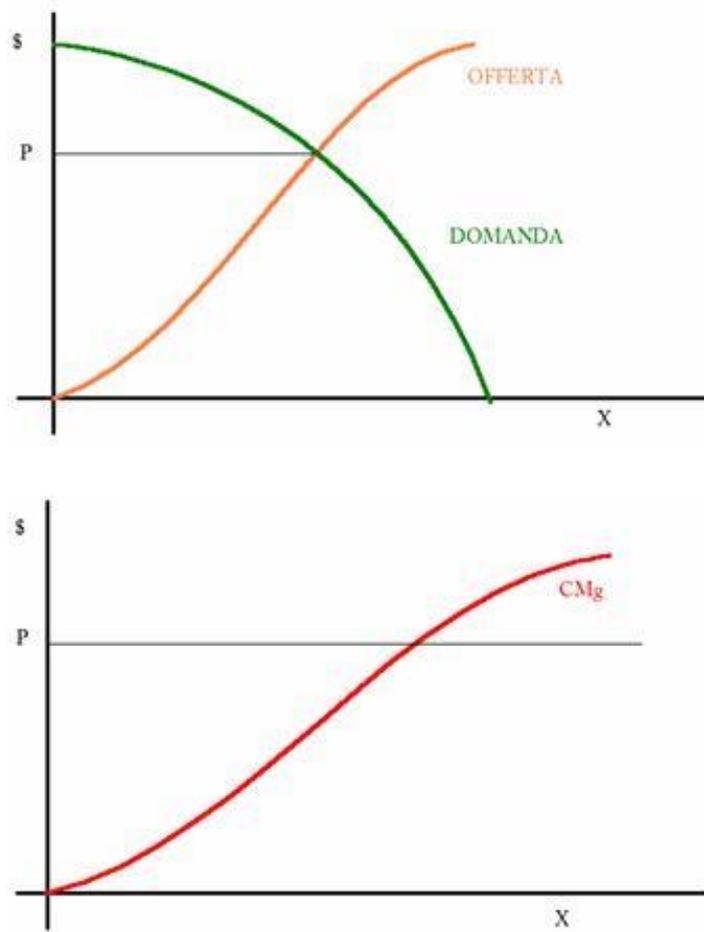


Figura 1 (fonte: wikipedia.org, 2016)

Le scelte delle famiglie di consumo (risparmio, lavoro ecc.), quindi le quantità domandate di beni e offerte di fattori produttivi, sono caratterizzate dall’eguaglianza tra saggio marginale di sostituzione e rapporto tra i prezzi di mercato dei beni

Le scelte delle imprese di produzione, quindi le quantità offerte di beni e domandate di fattori produttivi, sono caratterizzate dall’eguaglianza del costo marginale al prezzo di ciascun bene (Greco L., 2015)

caratterizzato da: 1. concorrenza perfetta tra i soggetti economici operanti su tutti i mercati 2. un mercato per ciascun bene; determina allocazioni di equilibrio economico generale Pareto-efficienti. Ci troveremmo in questo caso nella migliore delle situazioni possibili. Andando più nel dettaglio si capisce che affinché ci sia un mercato a concorrenza perfetta c'è bisogno di avere tanti venditori e tanti compratori che non abbiano la possibilità di influenzare individualmente il prezzo. Inoltre serve che i beni sul mercato siano perfetti sostituti, non ci siano i costi di transazione che compratori e venditori siano perfettamente informati e alcune altre condizioni. Per completezza, anche se non indispensabile per la ricerca qui presentata, ricordiamo che affinché la seconda ipotesi del PTEB sia realizzata è necessario che non esistano né Beni Pubblici (non escludibili e non rivali) né esternalità (positive o negative che siano).

Queste condizioni sono molto rare da trovare nel mondo reale, per questo spesso si parla di fallimenti di mercato. Quindi, tornando alla prima ipotesi, quella sulla concorrenza perfetta, notiamo subito che essa risulta violata qualora uno dei *player* possa esercitare pressioni sul prezzo, facendolo aumentare o diminuire a proprio piacimento. Il professore viennese Roland Goerlich (2015) definisce questa abilità di influenzare il prezzo di mercato, al fine di ottenerne un vantaggio, come potere di mercato. Quando qualcuno può esercitare potere di mercato si configura una

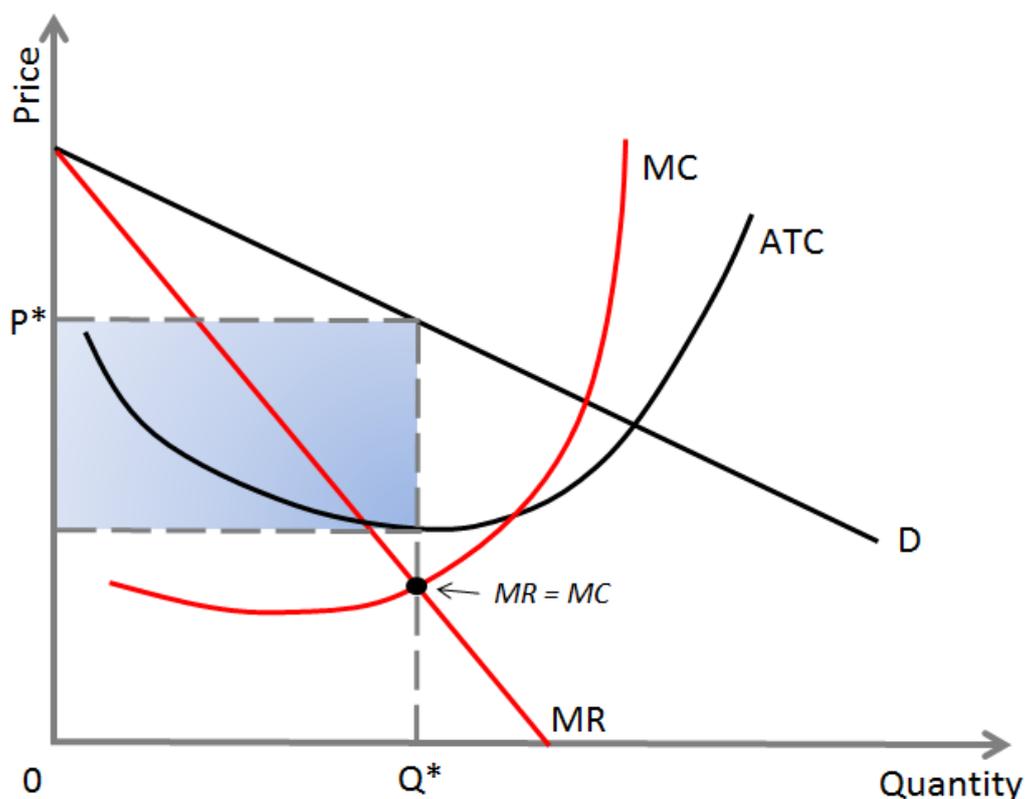


Figura 2 (Wikipidio.org, 2016)

La quantità di prodotto che massimizza il profitto in presenza di potere di mercato viene determinata dall'intersezione della curva di costo marginale con quella di ricavo marginale. Il prezzo di mercato applicato è il prezzo individuato sulla curva di domanda che corrisponde alla quantità di equilibrio di monopolio.

situazione di monopolio/oligopolio in quanto il player dominante ha interesse ad essere l'unico operatore nel mercato o che il loro numero sia il minore possibile. Nello stesso elaborato sopracitato si precisa che tale potere dipende dalla struttura e non dalle regole di un mercato competitivo. Per questa ragione bisogna distinguere l'esistenza di potere di mercato, che potrebbe essere involontaria, dall'abuso di potere che risulta sempre volontario e colpevole. Va detto che esistono numerosi metodi per misurare la presenza o meno del potere di un determinato *player* in un determinato mercato. L'indice di Hirschman-Herfindahl (HHI) e quello di Lerner sono sicuramente due dei più conosciuti. Il primo, parte dalla quota di mercato di un *player* per arrivare a capire se ci sia una distorsione o meno, mentre il secondo calcola il sovrapprezzo rispetto al prezzo di concorrenza perfetta per arrivare alla stessa conclusione. Quando uno o più produttori sono capaci di esercitare pressioni sul prezzo, il numero di *players* nel mercato si riduce, questo in generale è negativo perché salta il meccanismo della competizione. Una volta definito cosa sia il potere di mercato e come si misuri, possiamo ricercarne le cause ed analizzarle.

La limitazione del numero di operatori economici e quindi la fonte del potere di mercato è da ricercarsi in quelle che vengono chiamate barriere all'ingresso di un determinato mercato. Si tratta di "ostacoli" che impediscono o quantomeno rendono difficoltoso l'accesso ai nuovi operatori in un determinato mercato. Tali barriere possono essere "non tecnologiche" o "tecnologiche". Nella prima ipotesi rientrano tutte le limitazioni legali della concorrenza, gli accordi tra operatori che limitano la concorrenza e gli assetti di diritti sulle risorse produttive (Greco L., 2015). Nella seconda ipotesi, invece, il settore si caratterizza per la presenza di economie di scala o di scopo, cioè un settore che presenta sub-additività della funzione di costo (De Feo G. e Del Monte A., 2012). Un particolare caso di mercato che presenta economie di scale è quello che viene definito Monopolio Naturale. Questa conformazione di mercato si caratterizza per essere efficiente al massimo solo quando è presente un unico operatore sul mercato. Questo è dovuto al fatto che i costi medi si riducono sempre all'aumentare delle dimensioni di un impianto. Pertanto i costi medi sono minimi quando un unico operatore soddisfa l'intera domanda. Ma torneremo ad analizzare questo caso quando introdurremo le imprese a rete, che per definizione operano in condizioni di monopolio naturale e rappresentano il fulcro della ricerca svolta.

1.4 Perdita netta di benessere, intervento pubblico e liberalizzazioni

Occorre precisare che la situazione di oligopolio o monopolio non è mai auspicabile per il semplice motivo che in un mercato così organizzato c'è perdita di benessere netto. La teoria economica è infatti concorde nel dire che un'economia è efficiente quando il benessere della società come insieme è massimizzata. Tale benessere si misura come la somma tra il surplus del consumatore ed

il surplus del produttore (Goerlich R. 2015). La peculiarità più importante dell'equilibrio in concorrenza perfetta è quella di massimizzare questo valore, ne consegue che la presenza di un potere di mercato distorce questo equilibrio e quindi non permette di massimizzare il benessere netto. Si parla in questi casi di *deadweight loss*, perdita netta di benessere. Infatti, per quanto il benessere del produttore aumenti in caso di monopolio/oligopolio, non basterà mai a pareggiare la perdita che ha avuto il consumatore. Quindi si può dire che la società nel suo complesso sta peggio rispetto al caso di concorrenza perfetta. E' soprattutto in funzione di questa perdita di benessere che si giustifica l'intervento dello stato nell'economia moderna. Gli interventi statali infatti servono o dovrebbero servire solo allo scopo di correggere le disfunzioni e restituire alla società la parte di benessere che si verifica in assenza di concorrenza. Nella Figura 3 questo effetto è descritto graficamente.

Mentre cercare di risolvere le inefficienze di un mercato con barriere all'ingresso non tecnologiche

La DWL del monopolio

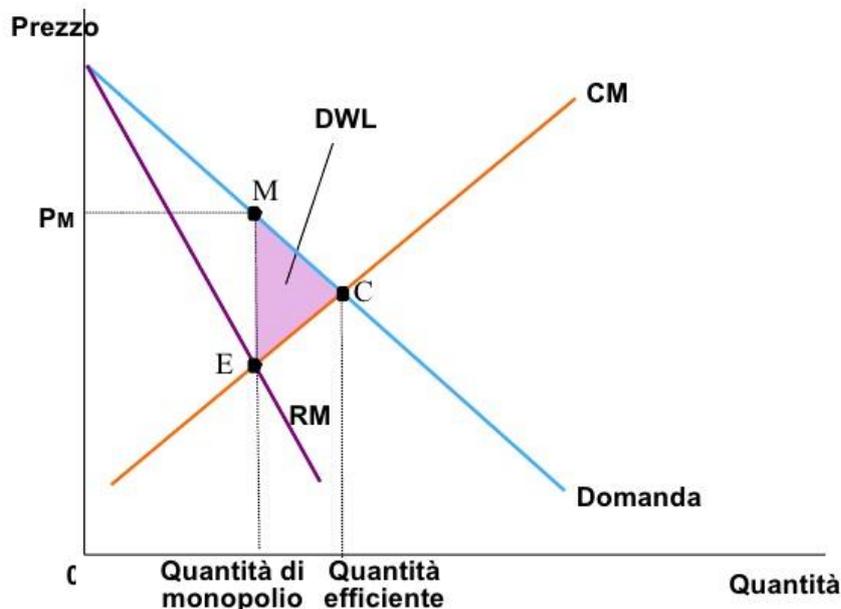


Figura 3 (www.slideshare.it, 2016)

Il prezzo stabilito in questo mercato è più elevato di quello che sarebbe in concorrenza perfetta e la quantità prodotta è minore. L'area del triangolo MEC rappresenta la perdita di benessere dovuto all'inefficienza dei mercati. Essa non viene recuperata in nessun modo, rispetto alla situazione di concorrenza perfetta è semplicemente persa. Da qui il bisogno di correggere il mercato con l'intervento pubblico.

può essere facile per l'autorità pubblica, lo stesso non può dirsi dei mercati con barriere all'ingresso tecnologiche. Infatti, nel primo caso, il governo dovrebbe semplicemente attuare delle politiche di promozione della concorrenza e delle liberalizzazioni. Con la parola liberalizzazione in economia ci si riferisce alla cancellazione di restrizioni legali per i privati fino ad allora operanti in un

determinato mercato. In alcuni contesti questo processo è spesso chiamato deregolamentazione. Tali politiche includono privatizzazioni ed eliminazione di barriere legali, di regolamentazioni e di informazioni asimmetriche (Goerlich R. 2015). Così facendo nuovi *player* farebbero il proprio ingresso e la quota di mercato di quelli già presenti andrebbe riducendosi. Pian piano la capacità degli oligopolisti di influenzare il prezzo andrebbe scemando e quindi verrebbe meno il loro potere di mercato. L'accesso di nuovi *player* sarà consentito fintantoché i profitti dei produttori tenderanno a zero, raggiungendo cioè la condizione di concorrenza perfetta. Non stupisce quindi che negli ultimi anni diversi governi si siano impegnati in questa direzione. I tentativi del legislatore nazionale di liberalizzare determinati settori vanno interpretati come intenzione di abbassare il potere di mercato di alcune "caste" e trasferire parte del profitto da loro trattenuto verso il consumatore. Basta qui citare il caso delle farmacie con i farmaci da banco, i quali sono stati sottratti dall'esclusività delle stesse e la cui commercializzazione è oggi permessa anche nei supermercati. Passando invece ad un livello più macroscopico è facile notare che anche l'Unione Europea spinge per una maggiore liberalizzazione dei mercati interni. A conti fatti questo risulta un trend inarrestabile che investe sempre più settori. Basti pensare ad uno degli ultimi richiami che sono stati fatti all'Italia per quanto concerne le concessioni delle spiagge balneari. Infatti nel Bel Paese le aste di assegnazione di questi beni pubblici non sono quasi mai state fatte nell'ultimo secolo. Le concessioni assegnate più di 50 anni fa ad un determinato privato sono state continuamente rinnovate, facendo cadere l'intero mercato in una condizione di tanti piccoli monopoli locali. Questo ha portato negli anni ad enormi mancati guadagni sia da parte dello Stato sia della società intera. D'altra parte non è necessario andare così lontano dal nostro argomento principale per notare questa deriva di liberalizzazione dei mercati europei. Con le direttive approvate negli anni '96 -'98, in materia di energia, l'Unione mirava proprio a liberalizzare i settori della filiera elettrica che presentano tutti i connotati necessari alla concorrenza perfetta, che però venivano assegnati legalmente in esclusiva a poche società. Rientrano in questa categoria, e quindi non presentano sub-additività dei costi, produzione e *retail* di corrente elettrica. Infatti, se è vero che un tempo la struttura dei costi fissi o irrecuperabili di un generatore elettrico lo rendeva difficile da aprire alla libera concorrenza, questo ostacolo non era più tale alla fine del secolo scorso. Una volta recepite le direttive di derivazione europee, con il decreto Bersani e le leggi successive, l'Italia ha cominciato ad aprire il mercato dell'energia elettrica ai privati, concedendo loro la possibilità di produrre energia elettrica (generazione) da immettere nella rete nazionale e la facoltà di vendere al consumatore finale il servizio al posto dello Stato (*retail*). Considerando che il processo di liberalizzazione ha avuto inizio solo alla fine degli anni '90, in poco meno di 20 anni la produzione

del bene, le attività di vendita al dettaglio, quelle di marketing e di *customer care* sono state sottratte al monopolio ENEL e rese accessibili a chiunque liberamente.

1.5 I mercati con barriere tecnologiche all'ingresso

Per quanto riguarda i mercati con barriere tecnologiche all'ingresso la situazione si fa più complicata. Infatti le barriere tecnologiche determinano costi fissi e costi irrecuperabili che sono sostenibili solo in configurazioni di mercato con poche imprese o con una sola. Per semplicità e convenienza analizziamo il caso di un mercato che opera efficientemente quando c'è un'unica impresa attiva. Questo perché la rete elettrica su cui ci concentreremo maggiormente nel resto dell'elaborato, è proprio un caso di monopolio naturale. Infatti, la trasmissione e la distribuzione dell'energia elettrica, sono mercati che operano in condizioni ottimali quando esiste un'unica

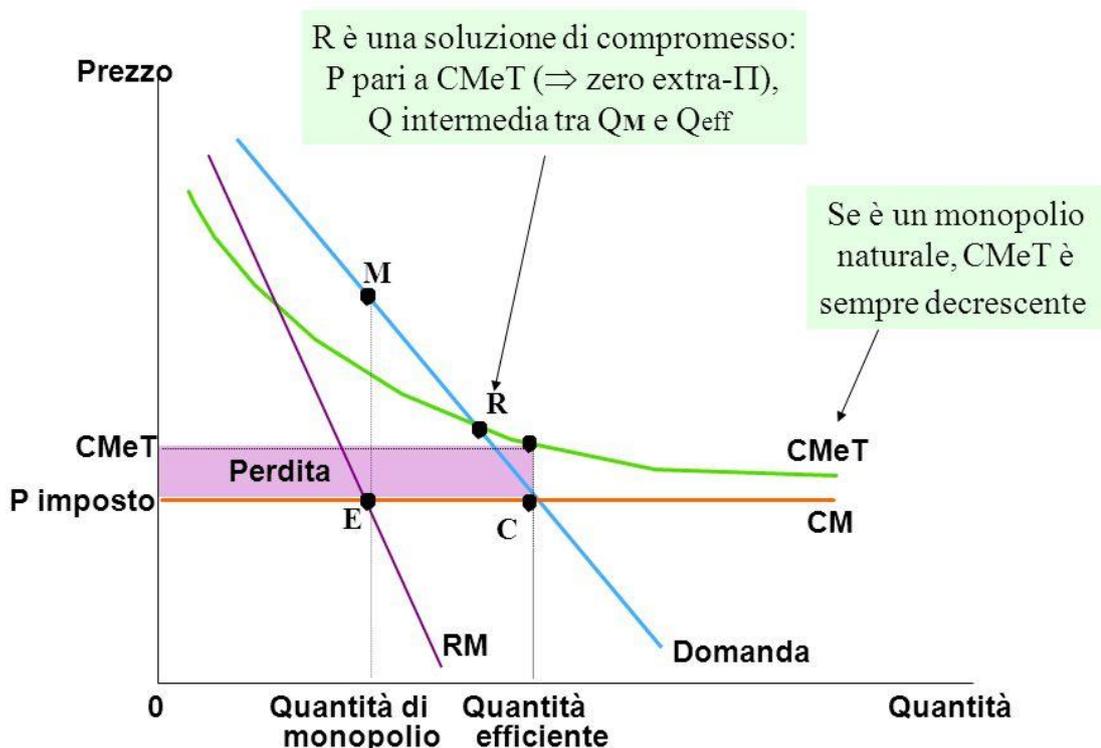


Figura 4 (www.slideshare.it, 2016)

Esistono due possibili esiti in un monopolio naturale:

Tariffa di first best: $p=CM$. La perdita dell'impresa (pari ai costi fissi) viene coperta o da un trasferimento pubblico finanziato dalla fiscalità generale oppure attraverso un canone pagato dai consumatori indipendentemente dal consumo (tariffa in due parti)

Tariffa di second best: $p=CMe$. L'impresa copre i costi producendo meno che nel caso precedente. L'allocazione di second best non è Pareto-efficiente $PR > CM - c'$ è perdita di benessere sociale rispetto al first best (Greco L. 2015)

impresa che gestisce il network e spartisce i costi di mantenimento su tutti consumatori senza che ci sia concorrenza. Questo è vero, come si accennava precedentemente, in quanto è la soluzione che minimizza i costi medi. Visto anche quanto detto fino ad ora però, sappiamo che un monopolista a lungo andare distorce il mercato ed alza il prezzo più del dovuto. Quindi c'è bisogno dell'intervento dell'autorità pubblica che deve correggere la disfunzione esattamente come avveniva per i settori con barriere non tecnologiche. La differenza è che questa volta lo Stato non si può limitare a promuovere alcune politiche di qualsiasi genere, ma deve intervenire attivamente nel mercato stabilendo dei criteri di operatività. L'autorità governativa può agire fondamentalmente in tre modi: 1) nazionalizzare l'impresa che offre il servizio e renderla un'impresa pubblica, 2) bandire aste per assegnare il mercato, 3) regolamentare il mercato. La prima soluzione proposta è quella che l'Italia ha adottato fino agli anni Novanta in materia di trasmissione/distribuzione della corrente elettrica, nazionalizzando di fatto tutto il settore. Questa soluzione permette di perseguire importanti scopi sociali che non susciterebbero l'interesse del privato. In questa missione però il manager pubblico potrebbe dimenticarsi delle condizioni di economicità, che ogni azienda deve rispettare. Egli potrebbe investire somme sproporzionate allo scopo di incrementare i posti di lavoro offerti ai cittadini, al fine di ottenerne consenso popolare. Così facendo però si corre il gravissimo rischio di depauperare l'impresa dei suoi capitali. Questa è una delle ragioni che hanno portato all'abbandono di questo modello in materia energetica e a considerarlo inadeguato.

La seconda soluzione invece prevede la messa all'asta di una concessione di monopolio per alcuni anni per un determinato settore. A questa asta sono chiamati a partecipare tutti i soggetti privati interessati al business. Il soggetto vincitore dell'asta risulta colui che propone il prezzo del servizio più basso garantendo un livello di qualità del servizio/bene pari a quello deciso dall'autorità governativa. Quando il numero di partecipanti all'asta è abbastanza grande il risultato rasenta quello che si sarebbe ottenuto in caso di concorrenza perfetta in quanto c'è stata una concorrenza per il mercato. La difficoltà principale di questo modello consiste nell'individuare la giusta durata che deve avere la concessione. Infatti, da una parte bisogna garantire dei periodi di concessione medio-lunghi cosicché il vincitore-concessionario possa investire per rinnovare la rete e ottenere una remunerazione dei propri investimenti. Allo stesso tempo però tale concessione non deve essere troppo lunga, altrimenti il concessionario avrebbe alti incentivi ad aumentare il prezzo del bene in quanto opera in condizioni di monopolio. Questo rischio è ancor più plausibile in quanto l'elettricità è un bene a domanda rigida. Con la soluzione dell'asta, inoltre, si va incontro a due principali svantaggi: quello di poter vedere la rete elettrica deteriorata negli anni per mancanza di investimenti, in quanto il privato non è interessato a farlo visto che non ne ha la proprietà, e quella dell'incompletezza del contratto che si stabilisce tra Stato e privato.

Infine la terza opzione sarebbe quella della regolamentazione. Di questo però ci occuperemo più approfonditamente nel secondo capitolo in quanto è il modello che in Italia (come in altri paesi europei, ossia Austria, Germania, Francia ecc.) è stato applicato per il settore elettrico di trasmissione e distribuzione.

1.6 Le imprese a rete

Prima di proseguire nella nostra analisi del settore elettrico occorre qui richiamare qualche concetto della teoria economica per identificare le peculiarità delle imprese a rete, la cause della necessità dell'intervento pubblico per regolamentarle e le difficoltà a cui lo Stato va incontro nel farlo. Le imprese a rete sono quelle imprese caratterizzate dal bisogno di un'infrastruttura fisica necessaria per la distribuzione di un particolare servizio. Esempi della vita comune possono essere i cavi elettrici per l'energia elettrica, i binari per il transito dei treni o il doppino in rame per la comunicazione telefonica (Vitali G. 2009). Quello che normalmente succede è che una prima impresa che produce servizi vendibili solo attraverso un network si impegna nella sua costruzione, molto dispendiosa, per poi vendere in condizioni di monopolio il proprio prodotto. Qualora questa prima impresa generi grandi profitti, altre imprese tenteranno di entrare nel mercato. Questi nuovi potenziali *player*, però, abbandonerebbero subito le loro ambizioni se fossero chiamati a costruire una nuova infrastruttura e competere con quella già esistente. Questo significa che il settore della rete presenta una forte barriera all'ingresso non tecnologica data dai costi ingenti di costruzione della rete che si trasformano poi in costi fissi della gestione ordinaria. Sono proprio questi costi che rendono l'impresa proprietaria del network di fatto un monopolista naturale. Per definizione quindi il mercato di distribuzione del servizio opera in regime di monopolio naturale in quanto non vi è alcuna convenienza economica per altri player ad entrare nel mercato realizzando una nuova infrastruttura e competere con quella già esistente (Vitali G. 2009). Ci potrebbe essere invece una convenienza economica a produrre il bene che viaggia sulla rete se si avesse accesso alla rete già esistente a condizioni economiche eque. Nasce quindi il bisogno di rendere libero l'accesso ad una rete privata, ovviamente dietro compenso. Questo può essere fatto solo mediante l'intervento dell'autorità pubblica. Comunemente le imprese a rete vengono definite "*public utilities*" proprio per questa funzione "pubblica" che svolgono, mentre la rete è chiamata "*essential facility*" in quanto essenziale anche per l'attività di imprese che non la posseggono. Il mercato che si crea intorno ad una rete, dunque, è composto generalmente di due segmenti. Il segmento a monte che si occupa dei servizi infrastrutturali e quindi gestisce l'accesso alla rete, ed il segmento a valle che si occupa principalmente di produzione e vendita di servizi che transitano sulla rete (Sebastiani M. 2015). Arrivati a questo punto però è necessario fornire un criterio di discriminazione che ci aiuti a

capire quando una impresa che possiede la rete debba assicurare ai concorrenti l'accesso al network indipendentemente dalla propria volontà e quando invece essa non lo deve fare. Sarebbe infatti assurdo pensare che un'impresa che costruisce binari, che vanno dalla propria fabbrica al proprio magazzino, deve rendere libero l'accesso a questa rete. Meno assurdo sarebbe pensare che se ENEL SpA si impegna a realizzare una nuova rete in fibra ottica in tutto il paese, l'accesso a tale rete debba essere permesso a tutti gli altri gestori internet interessati.

Per una definizione chiara e completa di quando un network sia anche un *essential facility*, cioè quando tale rete deve permettere l'accesso indiscriminato al mercato a tutti gli operatori che lo desiderano, bisogna ricorrere alla giurisprudenza. Per prima ad esprimersi in materia, infatti, è stata la giurisprudenza americana e successivamente è intervenuta anche quella europea (Sebastiani M. 2015). Secondo la giurisprudenza affinché si possa parlare di *essential facility* è necessario che il network in considerazione presenti tre caratteristiche oggettive: condivisibilità, non-sostituibilità e non-duplicabilità. Per condivisibilità si intende che l'infrastruttura debba essere tale da poter essere utilizzata in contemporanea da più operatori, senza che vi sia un blocco del primo operatore. In tal caso il rifiuto a contrarre da parte del gestore della rete può essere giustificato solo da ragioni "oggettive". La non sostituibilità fa riferimento all'essenzialità dell'infrastruttura. La Corte Europea di Giustizia con la sentenza C-7/97 del 26 novembre 1998 afferma che una infrastruttura per essere considerata essenziale deve essere "di per sé, indispensabile per l'esercizio dell'attività, cioè non deve esistere alcuna *facility* che possa realmente o parzialmente sostituirsi a quella di cui si valuta l'essenzialità". L'interpretazione di queste parole presenta non poche difficoltà in ambito legale, però, per il nostro lavoro, basta avere un'idea generale di cosa voglia dire non sostituibilità affinché ci aiuti a comprendere ancora meglio perché la rete elettrica entri a pieno titolo nelle infrastrutture essenziali e necessiti quindi di una regolamentazione. Infine abbiamo la non duplicabilità. Con questo requisito la giurisprudenza non fa altro che precisare ed evidenziare il bisogno che l'industria in considerazione debba presentare i caratteri tipici di un monopolio naturale, cioè la sub-additività dei costi.

2. Regolamentare le imprese a rete

2.1 Accesso one-way e accesso two-way

Una prima distinzione che si può fare nell'universo delle imprese a rete è quella tra rete ad accesso one-way e quelle ad accesso two-way. Distinguere subito i due mondi serve a fare ordine e a concentrarsi unicamente su quella parte che comprende il settore della rete elettrica. L'appartenenza di un determinato network tuttavia non può attribuirsi all'una o all'altra categoria senza prima considerare la struttura assunta dallo specifico mercato. Non si tratta di una distinzione in base al genere di mercato ma in base alla sua struttura. Nel caso italiano, visto che la concessione di trasmissione è stata concessa solo ad un'impresa e visto che di concessioni di distribuzione è stata concessa una per ambito locale, si può concludere che il modello migliore per descrivere la realtà è quella di imprese a rete ad accesso one way. Per poter comprendere cosa questo significhi bisogna prima fornire una descrizione delle due categorie.

Il professor Luigi Prosperetti (2008-2009) identifica nelle reti two way quelle realtà in cui chi è connesso alla rete dell'impresa A può voler comunicare con chi sia connesso a B e a C, e viceversa. Questo modello è sempre più diffuso nel settore della telefonia mobile fra i diversi operatori che si servono anche delle reti di proprietà degli altri fornitori per poter offrire i propri servizi ai clienti. Infatti, se un cliente della compagnia A vuole chiamare al telefono un cliente della compagnia B avrà bisogno delle reti di entrambe le compagnie per effettuare la sua chiamata. Le relazioni tra le reti in questo modello possono essere di concorrenza o di non concorrenza. Concorrenza ci può

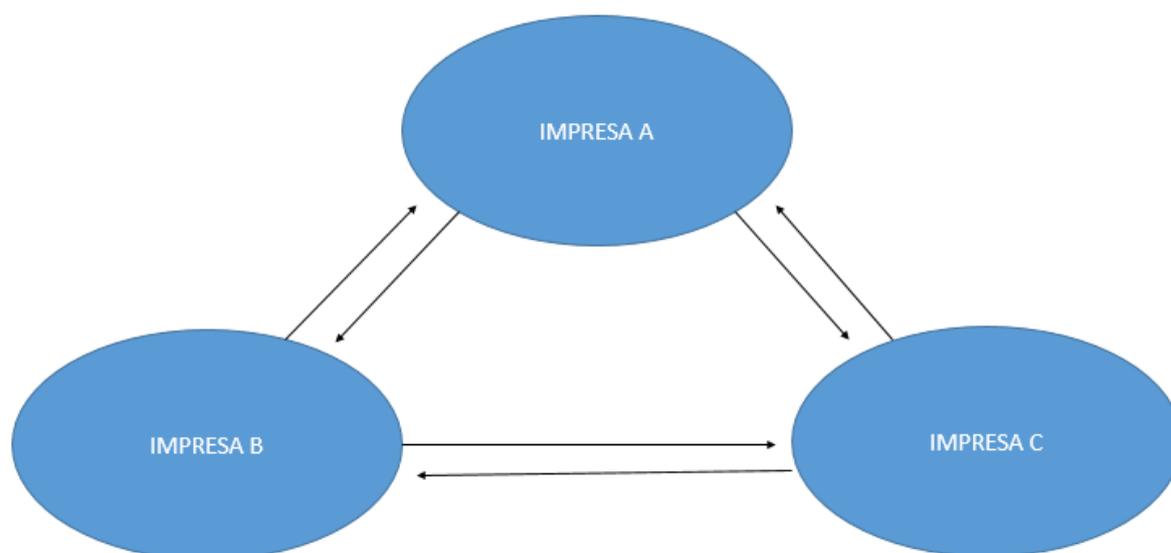


Figura 5 (fonte: elaborazione propria)

In figura si può vedere in modo schematico e semplificato il funzionamento delle imprese a rete two-way. Ciascuna impresa per operare necessita delle reti degli altri operatori. Le relazioni fra i diversi operatori possono essere di concorrenza o di non concorrenza.

essere per esempio quando l'operatore italiano A necessita della rete dell'impresa italiana B per permettere ai propri clienti di comunicare coi clienti dell'impresa B. Nonostante quindi si tratti di *player* concorrenti, viene permesso l'accesso della rete vicendevolmente al fine di offrire un prodotto di valore ai clienti di entrambe le compagnie.

La concorrenza viene meno, invece, qualora si tratti di *player* che agiscono su mercati separati e con impossibilità di attrarre i clienti altrui, proprio come avviene nel caso di operatori di telefonia italiani con operatori cinesi. In entrambi gli esempi appena descritti la regolamentazione del settore delle reti non risulta indispensabile. Infatti, le imprese, avendo bisogno di accedere l'una alla rete dell'altra, eviteranno comportamenti escludenti in quanto non razionali. Un problema che potrebbe presentarsi invece è quello degli accordi collusivi tra imprese ai danni del consumatore o ai danni di società terze. Per impedire che ciò avvenga, e per evitare che il prezzo dei servizi finali aumenti, è sufficiente ricorrere a delle semplici norme di antitrust come quelle che sono previste dagli ordinamenti europei e quindi anche da quello italiano (Prosperetti L. 2008-2009).

L'altro modello di imprese a rete è quello delle imprese ad accesso one-way. In questo caso una data impresa A che può essere produttrice di un bene/servizio (può anche non esserlo) e contemporaneamente ha il monopolio su una *essential facility* usata per vendere tale bene/servizio al consumatore. Tale *facility* per definizione risulta indispensabile anche alle imprese B e C, concorrenti di A, per vendere i propri servizi ai consumatori. Questo implica che mentre A non ha bisogno della collaborazione delle altre imprese per svolgere il proprio servizio, le altre imprese hanno bisogno della rete in possesso di A per svolgere la propria attività. Una situazione simile implica che il primo operatore possa anche discriminare gli altri operatori e permettere solo ad alcuni di essi di avere accesso alla rete. Così facendo, costringerebbe gli altri operatori ad abbandonare il mercato. Un simile atteggiamento si tradurrebbe in ingenti inefficienze per il mercato stesso e va quindi evitato. Questo modello descrive molto bene quello che succedeva nel settore italiano del network dell'energia elettrica. Un tempo la società ENEL, di proprietà dello stato, possedeva la rete elettrica italiana e contemporaneamente vendeva agli italiani l'energia elettrica. Ai tempi, quindi, una qualsiasi società per vendere energia elettrica al paese doveva ricevere il permesso da ENEL per accedere alla rete elettrica nazionale. Il problema veniva ovviato al tempo in quanto nessuna altra impresa poteva vendere corrente elettrica agli italiani. Oggi giorno, invece, il problema si pone in quanto le reti agiscono ancora in condizioni di monopolio mentre generazione e fornitura sono state liberalizzate. Un simile modello serve perciò a descrivere quelle realtà in cui una società che non possiede l'infrastruttura necessaria ma vuole vendere per esempio l'energia ai propri clienti. Per fare ciò ovviamente tale società ha bisogno di utilizzare la rete essenziale di un altro operatore. Quindi il rapporto di accesso è in questo senso *one-way*. In seguito,

quando si parlerà di regolamentazione e di vari metodi di regolamentazione bisognerà tenere a mente che parliamo di un settore in condizioni di monopolio naturale con una rete ad accesso *one-way*. Partendo, quindi, da questo modello di base si può già scorgere alcune delle inefficienze che esso produrrebbe nella realtà e si può quindi tentare di mettere a punto alcune soluzioni prima ancora di andare nel mondo reale. Oggi giorno, in Italia la rete elettrica nazionale di trasmissione è di proprietà di Terna SpA, mentre gran parte di quella di distribuzione è in mano a Enel Distribuzioni. Nel primo caso si tratta di un *player* terzo, indipendente e disinteressato, nel secondo caso, invece, parliamo di una società facente parte di un gruppo verticalmente integrato che opera su più settori della filiera elettrica. Essa, però, deve comunque garantire l'accesso alla rete indiscriminatamente a tutti coloro che, rispettando le leggi, ne hanno diritto. Il problema sorge in quanto Enel D. avrebbe un incentivo a non permettere tale accesso. Spetta dunque allo Stato farsi portatore degli interessi superiori e garantire un comportamento equo da parte del monopolista. Ma su questo torneremo più nel dettaglio in seguito.

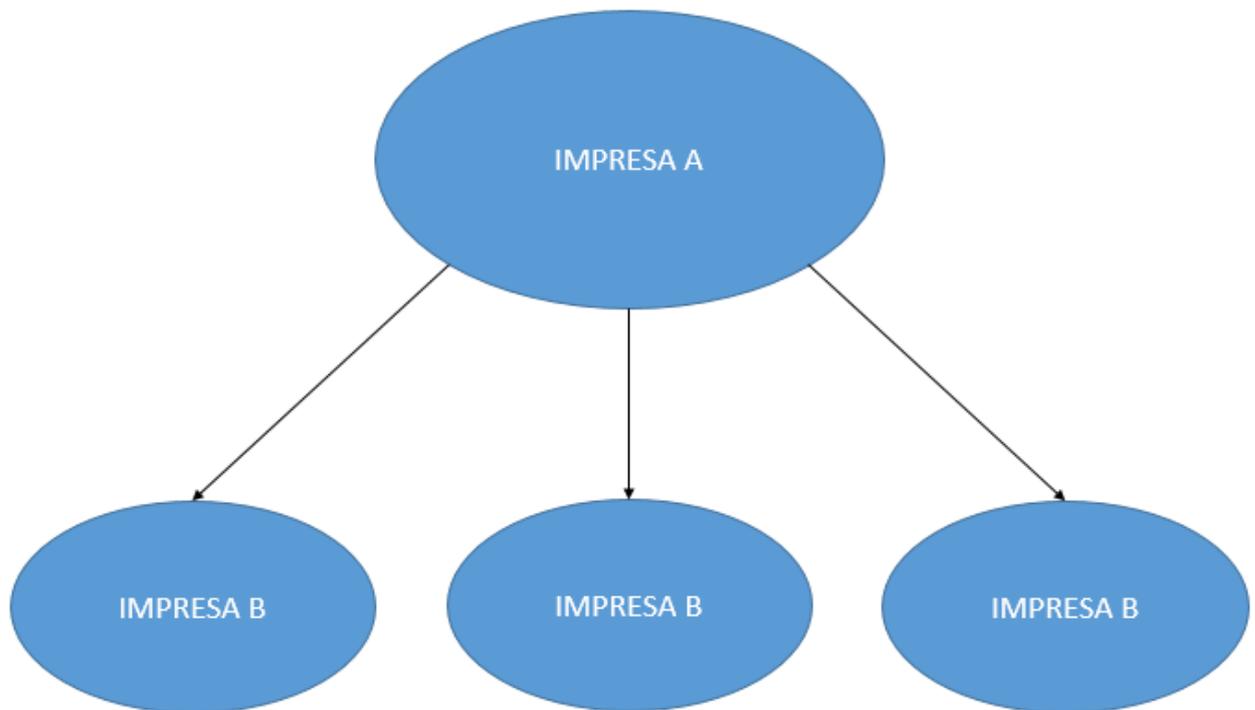


Figura 6 (fonte: elaborazione propria)

In figura si individua schematicamente il funzionamento delle imprese a rete con accesso *one-way*. L'impresa A che nello specifico è quella che possiede la rete opera sul mercato senza il bisogno del permesso delle altre imprese. Queste ultime invece necessitano della rete di A per poter svolgere la propria attività

2.2 Un quadro di sintesi

Riassumendo, fino a qui è stato detto che la trasmissione/distribuzione dell'energia elettrica sono due mercati caratterizzati dalla sub-additività dei costi che li rende monopoli naturali. Se si lasciasse che il mercato si autoregolasse si finirebbe per generare ingenti inefficienze di mercato. Sorge quindi la necessità di un intervento dello Stato per evitare un danno ai consumatori. Prima di decidere come intervenire, però, bisogna tenere a mente che questi settori sono caratterizzati dalla presenza di un network che è unico ed impossibile da replicare. Dopo aver scartato, quindi, la possibilità di nazionalizzare entrambe le reti o di organizzare una competizione per il mercato, mediante aste, nella maggior parte degli stati europei si è arrivati a capire che la soluzione migliore è quella di regolamentare.

2.3 Introduzione e definizione della regolamentazione

Cosa si intenda precisamente con la parola “regolamentare” lo si comprende dalle parole del professore viennese Roland Goerlich (2016). Egli dice che per regolamentazione si intende l'intervento dello Stato in un determinato settore dell'economia determinandone uno o più fattori quali prezzo, ricavi, qualità o quantità. Tale intervento è economicamente giustificato solo qualora la libera competizione non funzioni oppure sia legalmente esclusa, quindi, l'intervento deve essere finalizzato a ristabilire l'efficienza. Nel caso dell'infrastruttura elettrica regolare significa regolare i prezzi massimi di accesso alla rete e stabilire le regole tecniche ed economiche di accesso alla rete. Il primo processo citato viene comunemente chiamato processo di pricing. Il regolatore stabilisce cioè il prezzo massimo che l'impresa che gestisce la rete può applicare alle compagnie che utilizzano la rete, per una determinata unità di misura che transita nella rete. Questo prezzo solitamente non viene deciso deliberatamente, ma viene stabilito dopo avere eseguito un attento studio dei costi dell'impresa stessa. Una volta effettuato lo studio dei costi, bisogna scegliere un criterio da utilizzare per calcolare l'equa retribuzione per il gestore. Ovviamente nulla vieta che l'impresa gestrice della rete applichi prezzi addirittura inferiori a tale massimo. Per quanto concerne il secondo processo, invece, l'obiettivo è quello di rendere l'accesso libero e non discriminatorio (Sebastiani M. 2016). Quando le autorità pubbliche intervengono per regolamentare il settore dell'energia, oltre all'obbligo di essere lungimiranti, dovrebbero perseguire specifici obiettivi:

- proteggere gli interessi dei consumatori ed eliminare le inefficienze del monopolio;
- assicurare la sopravvivenza dei partecipanti dell'industria (copertura efficiente dei costi);
- assicurare uguali condizioni a tutti i partecipanti del settore evitando le discriminazioni;
- migliorare le condizioni per la competitività ove possibile (Roland Goerlich 2016).

Da questo si evince che regolamentare non sia per nulla banale o semplice. Infatti solo prendendo in considerazione i primi due obiettivi si capisce subito che il governo deve stare attento a bilanciare le obbligazioni sia delle compagnie regolate che quelle dei consumatori (Goerlich R. 2016). Nelle democrazie repubblicane, come la nostra, i Governi detengono il potere grazie al voto popolare. Potrebbe quindi succedere che l'autorità pubblica abbia la tentazione di favorire in modo sproporzionato il consumatore a scapito dei produttori. Questo avverrebbe nella speranza che poi, alle urne, i consumatori che sono in numero maggiore rispetto ai produttori, premiano il governo. Però, se la regolamentazione fosse troppo sbilanciata a favore dei consumatori, le aziende non riuscirebbero più a far remunerare i propri investimenti e quindi non avrebbero incentivi ad innovare o ristrutturare il network. Insomma, il regolatore deve avere una visione di lungo periodo e non si deve mai accontentare di scelte che guardino solo alle conseguenze nell'immediato. Le decisioni assunte dal regolatore devono essere capaci di riportare il settore, nel nostro caso dell'energia elettrica, alle condizioni economiche di concorrenza, facendo scendere i prezzi del monopolista. In più, però, queste decisioni devono permettere la sopravvivenza del "monopolista" e garantirgli un margine di profitto.

Se poi si guarda anche al terzo obiettivo, la realtà si complica velocemente. Non basta più tutelare le posizioni di tutti gli attuali partecipanti del mercato, ma bisogna prestare attenzione anche ai possibili futuri partecipanti. Cioè bisogna garantire la possibilità di accesso a chiunque abbia voglia di entrare nel mercato (a patto che sia in possesso della tecnologia necessaria per farlo) e tale accesso deve avvenire alle stesse identiche condizioni offerte agli altri operatori.

Infine, aggiungendo il quarto punto non si fa altro che ribadire che il regolatore deve fare tutto quello che si è detto fino a qui senza mai perdere di vista un altro suo obiettivo, cioè quello di rendere un determinato settore sempre più efficiente. Perciò, il regolatore ha anche il compito di disegnare degli incentivi per gli operatori, affinché questi diventino, nel tempo, sempre più efficienti. Aumentare l'efficienza, si traduce in una riduzione dei costi per le imprese e dunque ridurre il costo in bolletta per il cliente. Ecco spiegata la necessità per il pubblico di aumentare l'efficienza del settore. Per cercare di comprendere meglio cosa si intenda per meccanismi incentivati conviene proporre un esempio pratico. Se l'autorità si accorge che per diversi anni consecutivi la compagnia che gestisce il network è riuscita ad ottimizzare i propri costi riducendoli considerevolmente, ma applica ancora lo stesso prezzo massimo stabilito anni addietro, essa può decidere di abbassare il prezzo massimo di accesso. Una volta che il prezzo di accesso è stato abbassato, il monopolista vedrà i propri utili abbassarsi, e per evitare che ciò avvenga l'impresa potrebbe impegnarsi per diventare ancora più efficiente ed abbassare ancora i propri costi di gestione. Si verrebbe così a creare un circolo virtuoso tutto a favore dei consumatori. Ovviamente

disegnare simili incentivi è molto più complesso ma la logica utilizzata è simile a quella qui presentata. Grazie a questo semplice meccanismo, l'autorità continua a perseguire l'efficienza del mercato, mentre il gestore della rete è libero di coltivare il proprio profitto a patto che riesca di volta in volta ad ottimizzare l'uso delle risorse.

2.4 Ruolo e funzione del regolatore

Quanto detto fino a qua, ci serve per capire quanto complessa sia l'attività di un regolatore e quanto importante sia che tale autorità resti indipendente. Tale indipendenza deve configurarsi nei confronti sia dei governi, che rispondono a delle logiche di elezioni a maggioranza, sia degli operatori del mercato, che potrebbero essere miopi e focalizzarsi solo sul proprio profitto. Non ci si stupisce quindi che le direttive europee indichino specificatamente, in materia di energia, l'importanza di istituire per ciascun paese dell'Unione un'autorità regolatrice e che tale autorità sia indipendente. Il compito di regolare tali settori, ma lo stesso vale anche per altri, non può essere affidato semplicemente ai governi, in quanto questi potrebbero compiere scelte illogiche. In Italia, l'organismo che adempie alle funzioni regolatrici, è l'AEEGSI (Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico). Questo organismo è stato istituito nell'ormai lontano 1995, da allora ha subito svariate modifiche strutturali e ha prodotto regolamenti via via sempre più complessi e completi. Infatti, i criteri che devono stare alla base dell'azione dell'autorità, che sono stati analizzati precedentemente, non sono sempre stati a disposizione di chi ne avesse bisogno. Essi sono il frutto di tante ricerche e molta esperienza sul campo. Nei primi decenni del secolo scorso, per esempio, il concetto di regolamentare era molto meno lungimirante. Molti economisti erano, ai tempi, scettici sulla bontà del intervento pubblico volto a regolamentare il mercato della distribuzione di energia. Ancora oggi, come sempre avviene in questi casi, non tutti gli studiosi della materia sono d'accordo nel riconoscere l'importanza di regolare il settore elettrico. Essi sono pure in disaccordo sulla necessità di munirsi di un regolatore cui attribuire poteri importanti come quelli sopracitati. Queste posizioni contrarie sono giustificate da una generale convinzione, che l'intervento dello stato in economia conduca per definizione a distorsioni di mercato e perciò non sia mai auspicabile. Inoltre, essi pongono l'accento sulla possibilità che il regolatore possa diventare "*captured*", cioè finisca per sviluppare degli interessi propri nel mercato e cada, con la propria attività di regolatore, in conflitto di interessi. Ci limitiamo, qui, solo a citare l'esistenza di queste teorie senza approfondirle ulteriormente, perché nella pratica, quasi la totalità delle maggiori economie globali si è munita di un'autorità. Questo basta a comprendere l'importanza di tale organismo e contemporaneamente rende superato il dibattito se si debba o meno regolamentare. Quello che resta aperto, invece, è il dibattito su quale sia il metodo migliore per regolamentare il

settore. Cercando di dare una risposta a questo enigma e cercando di capire le ragioni che hanno spinto l'Italia a scegliere un determinato modello piuttosto che un altro, è propizio analizzare alcuni dei più importanti modelli che si sono sviluppati nella storia e cercare di determinarne i caratteri distintivi. Ad una breve discussione sull'impossibilità di raggiungere la tariffa di first best nei settori di nostro interesse, seguirà una presentazione dei tre modelli principali: il Rate of Return (RoR), il Price Cap e il modello di Yardstick Competition.

2.5 Riflessione sulle tariffe di first best

Nel primo capitolo abbiamo largamente spiegato che cosa sia la tariffa di first best e perché sia la migliore possibile, economicamente parlando. Sembrerebbe ovvio, quindi, pensare che quello che l'autorità deve fare è semplicemente individuare quanto valga questa tariffa ed applicarla. In presenza di tariffe di first best, infatti, il sacrificio che la collettività sostiene per produrre un'unità aggiuntiva, il costo marginale, è compensato dall'utilità aggiuntiva che ne ricava, misurata dal prezzo che è disposto a pagare (Greco L. 2015). Basterebbe dunque individuare il costo marginale dell'impresa gestrice ed imporre il prezzo d'accesso uguale ad esso. Questa semplice regola di pricing sembra perfetta sulla carta. Purtroppo, però, non è applicabile nel mondo reale, in quanto, come spesso avviene, la realtà è molto più complessa di qualsiasi modello noi possiamo costruire a tavolino. Il primo problema a cui si andrebbe incontro, con un simile criterio, è dovuto alle esternalità, sia positive che negative, che renderebbero complicatissimo il calcolo del costo marginale. Nel mondo reale non tutte le esternalità generate entrano a fare parte del prezzo e questo crea distorsioni del mercato e lo rendono inefficiente. Essendo, quindi, incapaci di calcolare il costo marginale esatto, sarà impossibile pervenire ad una tariffa di first best. Il secondo, e forse più importante problema, invece, riguarda la discordanza tra costo medio minimo e costo marginale tipico di un monopolio naturale. Il costo medio minimo, infatti, risulta essere maggiore del costo marginale nel punto di first best (Greco L. 2015). Qualora si optasse per una tariffa di first best, quindi, si massimizzerebbe sicuramente il surplus del consumatore, contemporaneamente, però, si accollerebbero delle perdite considerevoli all'impresa. Questi costi diventerebbero oneri per la collettività se lo Stato ritenesse di doversi fare carico del divario fra costi e ricavi, compensando l'impresa per la differenza. Nella fattispecie, quest'ultima strada diventa ancora più improbabile, in quanto essa si configurerebbe come erogazione di aiuti di Stato proibiti categoricamente dall'Unione Europea (Sebastiani M. 20116). Per queste ragioni, tutte le soluzioni che cercheremo di offrire con i seguenti modelli faranno sempre riferimento a tariffe di second-best.

2.6 Rate of Return regulation (RoR)

Il primo modello di regolamentazione che analizziamo prende il nome di Rate of Return ed è un modello *cost based*. Il Rate of Return regulation è un metodo di pricing che ha visto la luce per la prima volta negli anni quaranta del secolo scorso. Esso prevede che il prezzo di accesso venga stabilito sulla base dei costi totali unitari accertati dal regolatore, includendo un certo margine di utile fissato sulla base del WACC (Sebastiani M. 2016).

$$P = (OPEX + CIN * WACC) / Y$$

Utilizzare il RoR per trovare il prezzo unitario d'accesso significa semplicemente partire dai costi operativi, comprensivi di ammortamenti (OPEX) sommarli con il capitale investito remunerabile moltiplicato per il suo tasso di remunerazione (CIN*WACC) e dividere il tutto per la quantità prodotta (Y). Tutto questo procedimento, che a parole può sembrare complicato, si risolve nella semplice equazione qui proposta. Solitamente il metodo prevede che il prezzo sia aggiornato annualmente. Visto che i costi dell'impresa possono essere valutati solo *ex post*, mentre la regolazione deve fissare il prezzo per l'avvenire, si verifica uno sfasamento fra la base dei costi ed il prezzo. Il prezzo di un periodo, cioè, viene fissato con riferimento ai costi del periodo precedente. Questa regola di pricing può sembrare un buon metodo per regolare il mercato. Infatti, esso presenta una sostanziale trasparenza rispetto ai costi, in quanto questi ultimi sono facilmente reperibili nel bilancio d'esercizio. Il metodo risulta perciò essere facile da capire e facile da applicare, in quanto tutti gli elementi dell'equazione sono noti tranne il prezzo. In più, prendendo in considerazione solamente i costi sostenuti dall'impresa, si evita l'insorgere di extra profitti a danno dei consumatori (Sebastiani M. 2016; Goerlich R. 2016).

Purtroppo il modello non presenta solo lati positivi. Esso, infatti, in prima istanza pecca di troppa semplicità. Nello specifico questo metodo presenta almeno cinque importanti svantaggi:

- 1) Questa regola crea pochissima incentivazione all'efficienza che invece era uno degli obiettivi primari del regolatore moderno. L'impresa in un contesto di RoR, si vede sempre remunerati i costi effettivamente sostenuti, quindi non ha nessun interesse reale a ridurre tali costi;
- 2) L'impresa operante in un contesto dove vige il RoR può essere incentivata a sovrainvestire per aumentare, non tanto il suo tasso di remunerazione, che è fisso, quanto l'ammontare totale dei profitti. Questo avverrebbe ovviamente a scapito dei consumatori che pagherebbero prezzi più elevati. Con questo, non si intende dire che gli investimenti non vadano fatti, tutt'altro. Qui si sta parlando di investimenti senza creazione di valore per i

clienti. Per esempio, se si decidesse di fare le tratte della rete elettrica in oro invece che con i cavi normali. Questo sperpero di risorse non crea nessun beneficio per i clienti, ma nonostante questo, l'impresa gestrice sarebbe remunerata. Questa potrebbe diventare una tentazione di uso improprio delle risorse;

- 3) La mole di informazioni che serve al regolatore per applicare questo criterio è ingente. Infatti, l'autorità deve costantemente monitorare i costi dell'impresa e, ove necessario, cambiare le tariffe (inflazione alta etc.). Un lavoro ingente come questo si traduce in uno spreco di un grande ammontare di denaro pubblico, con cui si finanzia il regolatore;
- 4) L'autorità è costretta ad assumere dei comportamenti intrusivi nei confronti dell'impresa regolata, in quanto deve monitorare la sua operatività giorno per giorno. E questo intervento massiccio dello Stato, nell'attività dei privati, non è sintomo di una economia solida e funzionale;
- 5) Infine, in questo modello, il pericolo di un'autorità "captured" è elevato in quanto i profitti dell'impresa regolata dipendono in gran parte dalla frequenza dei monitoraggi da parte del regolatore. Si crea, cioè, un forte incentivo da parte dell'impresa a corrompere l'autorità, la quale potrebbe perdere di vista i propri obiettivi e sviluppare un interesse tutto suo, quello di arricchirsi;

A causa di queste disfunzioni ingenti il metodo è stato abbandonato e non viene quasi più utilizzato. Da qui in poi la ricerca in materia ha preso sempre più piede e le persone che si sono impegnate nella ricerca di nuovi criteri, più efficaci e più efficienti, sono state numerose. Nonostante questo, però, il RoR resta importante, in quanto, i metodi sviluppati successivamente partono da questi svantaggi per cercare di correggerli e disegnare così metodologie migliori.

2.7 Price Cap model

La logica di una regolamentazione basata solo sui costi dell'impresa venne definitivamente superata con successo negli anni Ottanta, quando si cominciò a parlare di modello price cap che, tradotto letteralmente, vuol dire prezzo con un limite massimo. Il nuovo modello venne definito incentive-based, per distinguerlo dal modello cost-based di prima, in quanto basato sull'introduzione nel sistema di incentivi all'efficienza. Il regolatore si accorse, infatti, che permettere di remunerare tutti i costi delle imprese regolate era controproducente. L'idea innovativa di questo modello sta proprio nell'essere riuscito a comprendere che le imprese regolate dovevano impegnarsi per ridurre i propri costi nel corso del tempo. Il compito del regolatore, però, non doveva diventare quello di decidere come le imprese dovevano svolgere la propria attività. Si pensò allora che l'autorità pubblica poteva

individuare un tasso di efficientamento che fosse verosimile e lo imponesse a tutte le imprese regolate di periodo in periodo. In questo modo, ogni impresa avrebbe potuto decidere da se come e dove ritrovare l'efficienza richiesta e soprattutto si consentiva loro di aumentare la propria efficienza oltre quella richiesta al fine di aumentare i propri profitti.

$$P_t = (1 + RPI - X) * P_{t-1}$$

L'equazione proposta descrive l'andamento del prezzo massimo che le imprese possono imporre in un sistema dove vige la regola del price-cap. Essa ci dice che il prezzo al tempo t (P_t) è uguale a 1 più un indice dell'inflazione (RPI retail price index) meno un fattore di crescita della produzione scelto dall'autorità (X factor) il tutto moltiplicato per il prezzo del periodo precedente. Questo significa che ogni anno il prezzo massimo d'accesso deve diminuire, tenuto conto dell'inflazione, dello stesso tasso di crescita della produzione stabilito dal regolatore. Nello specifico, il modello prevede che il regolatore operi per periodi regolatori che possono durare dai 3 ai 5 anni. Questo è propedeutico se si vuole che le imprese abbiano il tempo necessario per ristrutturare la propria componente dei costi. Contemporaneamente, si garantisce loro un lasso di tempo sufficiente a produrre profitti sostanziosi, rendendo così interessante la possibilità di migliorare l'utilizzo delle risorse. Con un criterio di pricing simile, nulla vieta che possa succedere che le imprese non riescano a rispettare il target prefissato, e quindi presentino dei costi superiori a quelli che possono coprire con il prezzo massimo permesso. In questi casi è fatto loro divieto di applicare tariffe superiori a quelle prestabilite e quindi chiuderanno il periodo in perdita. Se la situazione di inefficienze dovesse perdurare per più periodi, l'impresa si troverebbe nelle condizioni di dover abbandonare l'attività. Nella vita reale, ogni paese prevede degli ammortizzatori per queste situazioni e concedono alle imprese in difficoltà dei tempi dilazionati per recuperare l'efficienza. Ciò detto, però, nulla vieta che un paese non si munisca di meccanismi del genere e lasci il mercato "autoregolarsi". Una versione alternativa, ma identica a quella del price-cap, è quella del revenue-cap. In questa versione, il regolatore non fa altro che, invece di preoccuparsi del prezzo massimo che si può applicare, regolare i ricavi massimi che ciascuna impresa può fare. Siccome le differenze sono minime, tralasciamo ai fini di questo lavoro, una spiegazione esaustiva di questo modello. Infatti, basta pensare, che la differenza tra ricavi e prezzo è una semplice operazione aritmetica conoscendo il numero di utenti.

Il price cap è sicuramente una regola di pricing più complessa e completa del RoR. Essa tenta di superare alcuni dei limiti del suo predecessore e infatti presenta tre vantaggi nuovi:

- 1) la conoscenza da parte del regolatore di informazioni dettagliate e continuative, circa i costi dei soggetti regolati, non è richiesta; diventa in questo modo più snello e molto meno invasivo il lavoro del regolatore;
- 2) incentiva comportamenti efficienti da parte delle imprese come è stato largamente esposto;
- 3) il sistema così gestito è molto meno esposto, nella sua interezza, al rischio di sovrainvestimento rispetto al criterio del rate of return. L'incentivo in questo caso è proprio il contrario, ridurre i costi al minimo.

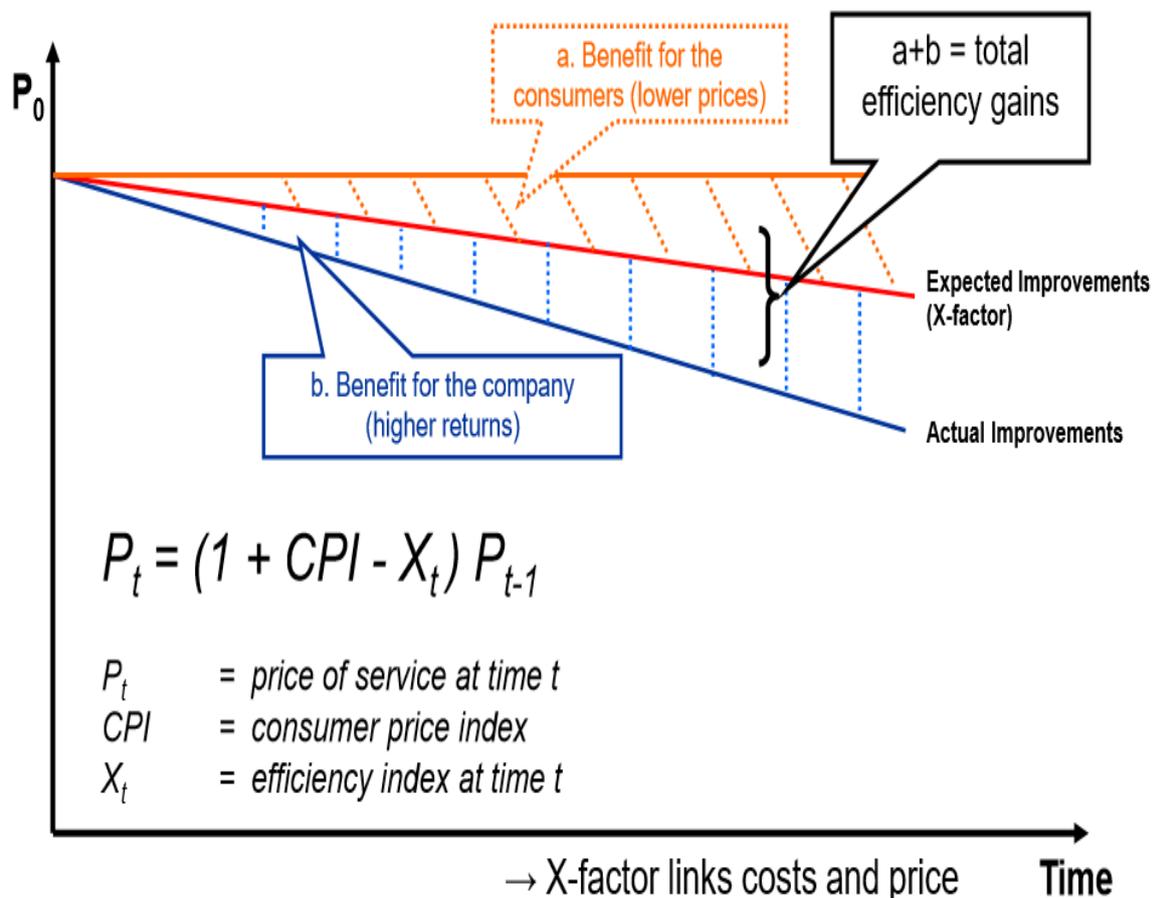


Figura 7 (Goerlich R. Slides of the course 2015/2016)

Il grafico illustra perfettamente il funzionamento di un modello di Price Cap. Quando inizia il primo periodo, il regolatore prende per dato il prezzo vigente sul mercato e a partire da questo impone alle imprese un target di efficientamento da raggiungere entro la fine del periodo suddetto. Questo si traduce in un limite massimo del prezzo che le imprese possono applicare che va decrescendo da un periodo all'altro. Con questa tecnica tutte quelle imprese che riescono a diventare, nello stesso periodo, più efficienti di quello che chiede l'autorità possono comunque applicare la tariffa massima proposta dall'autorità ed aumentare così i propri profitti. In questo senso, le imprese sono incentivate a fare sempre meglio del target imposto in un determinato periodo. Ma se loro riescono a diventare più efficienti, allora il regolatore ne prende atto e nel periodo successivo metterà ancora un indice di aumento di produttività positivo. E mentre le imprese diventano sempre più efficienti (per aumentare i propri profitti) il prezzo per il consumatore si riduce continuamente di periodo in periodo.

Questa metodologia porta con sé anche degli svantaggi. Il primo rischio che si corre con un sistema come questo è quello del "gaming". Questo significa che le imprese hanno un grande incentivo ad aumentare il più possibile i propri costi nell'anno in cui il regolatore raccoglie i dati per decidere il

prezzo-tetto valido per il periodo successivo. In questo modo, il prezzo massimo per tutto il periodo successivo, risulterà molto elevato mentre le imprese potranno facilmente ridurre i propri costi ed aumentare notevolmente la propria fetta di profitti. Il secondo ed il più importante rischio è quello di deterioramento della qualità. Infatti, questo modello nella sua versione qui descritta incentiva fortemente le imprese ad abbassare sempre più i costi. Però, bisogna ricordarsi, che questo potrebbe anche essere fatto a scapito della qualità della fornitura offerta. In particolare, un esempio potrebbe essere quello di un'impresa che rifiuta di fare nuovi investimenti o riparazioni alla rete elettrica allo scopo di abbassare i suoi costi. Così facendo, però, essa compromette il buon funzionamento dell'intero sistema. Questo non viene preso in considerazione dal modello di price-cap semplice. Solamente nelle versioni successive si comincia a parlare dell'importanza di garantire anche dei livelli di qualità minimi nella fornitura di energia elettrica. È perciò necessario adottare, insieme alla regolamentazione tramite price cap, anche una regolamentazione sulla qualità della fornitura, per proteggere il consumatore da eventuali pericoli. Per inciso, il modello di regolamentazione applicato in Italia a Terna e alle varie compagnie che si occupano di distribuzione è composto anche da una parte sulla qualità. Invece, questa parte è ancora assente in altri ordinamenti europei come quello austriaco.

Il criterio di price-cap dopo la sua prima versione è stato ampliato e perfezionato. Una delle novità più interessanti che sono state aggiunte al modello base è l'introduzione di una fascia di oscillazione della dinamica della produzione intorno a quella prevista e posta a base del price cap all'inizio del periodo regolatorio (+/- 5% dal livello previsto di produzione). Se lo scostamento del risultato dell'impresa regolata resta all'interno di questa fascia, eventuali costi o benefici restano propri dell'impresa. Se, invece, si sconfinava questa fascia il price cap può essere rivisto in corso di periodo regolatorio (Sebastiani M. 2016). Le alternative introdotte sono tante quanti i paesi che applicano il price cap, diventerebbe quindi dispersivo elencarle tutte. Ci basta qui ricordare che il sistema di regolamentazione dei paesi europei è pubblico e chiunque sia interessato a conoscerne i dettagli lo può fare accedendo al sito dell'autorità. In queste pagine web si trovano tutte le informazioni necessarie e nella maggior parte dei casi esse sono reperibili anche in inglese.

Grazie alle diverse modifiche e alle svariate aggiunte a quello di base il price cap resta uno dei criteri più completi ed efficaci al momento. Il modello che vedremo ora cerca sì di andare oltre questo modello, però, è ancora poco utilizzato nel mondo reale e questo rende difficile una sua valutazione completa. Vale però la pena vedere di che si tratti e verso che direzione la ricerca si stia muovendo.

2.8 Modelli di Yardstick competition

Quello di cui si tratterà in questo paragrafo sono dei modelli di regolazione con incentivi fondati sulla concorrenza comparativa tra le imprese. L'idea innovativa rispetto ai precedenti modelli è che imprese che operano in contesti e condizioni simili dovrebbero presentare strutture di costi molto simili (Sebastiani M. 2016). Si cerca, quindi, un modo per vincolare il livello dei prezzi delle imprese regolate a livello dei costi delle imprese, simili per contesti dimensioni e settore, più efficienti. Lo scopo è quello di non permettere alle compagnie di avere costi remunerati superiori alla media dei costi del gruppo di comparabili che si prende in considerazione (Goerlich R. 2016). L'equazione di riferimento per questo modello, infatti, non fa altro che imporre i costi medi della compagnia (AC_i) come la media ponderata dei costi medi di tutte le altre imprese simili.

$$AC_i = \sum (AC_j) / (n-1), \quad j \neq i$$

L'incentivo per le imprese regolate, in questo caso, è quello di riuscire a scendere sotto la media del settore in modo da poter trattenere gli utili. Pensandoci bene, però, se tutte le imprese pensassero allo stesso modo, esse cercherebbero di diventare tutte leggermente più efficienti della media. Così facendo la media stessa si abbassa e, quindi, se le imprese vogliono continuare a generare profitti, devono continuare ad ottimizzare l'uso delle risorse. Si viene così a ricreare quel circolo virtuoso di efficientamento individuato nel price cap che fanno anche di questo un modello *incentive based*.

Questo criterio di regolazione presenta vantaggi notevoli ed interessanti quali un fortissimo incentivo ad un miglioramento dinamico dell'efficienza e una relativamente piccola quantità di informazioni necessaria. Purtroppo, però, non esiste nessun paese al momento che si sia dotato di un modello di *Yardstick* puro. La Norvegia e i Paesi Bassi sono due casi pratici che hanno introdotto nel proprio sistema dei principi che si avvicinano a quelli sopradescritti ma preservano ancora dei tratti del *price cap*. I regolatori di questi paesi, già da un po' di anni, si avvalgono di tecniche di *benchmarking* per valutare la bontà del proprio sistema. Nel tentativo di costruire delle comparazioni significative, in questo settore, si va incontro a due grossi difficoltà a cui bisogna prestare attenzione. La prima e la più scontata, è la difficoltà di individuare un campione di rappresentativi sufficientemente larga. Come si può immaginare non sono tante le imprese che sono comparabili in questo settore e la stessa definizione di comparabili può risultare molto difficile. Basti pensare che, una volta individuate due compagnie simili per dimensioni di business, esse possono presentare comunque strutture di costi completamente diverse. Questo avverrebbe se, per esempio, una operasse in pianura, dove la popolazione è raccolta in centri e l'altra in montagna, dove la popolazione è più dispersa. La seconda difficoltà, invece, è quella di raccogliere informazioni preziose da soggetti che hanno tutto l'interesse a tenere simili informazioni riservate.

Anche qualora si riuscisse a superare questi primi ostacoli, il modello presenta insiti in sè degli svantaggi considerevoli. Il regolatore è infatti chiamato a monitorare le imprese di anno in anno con fare intrusivo nello svolgimento dell'attività di impresa. Inoltre, un simile modello, potrebbe spingere i *player* a sottoinvestire nel tentativo di ridurre i costi. Quindi, anche in questo caso, si presenta la necessità di affiancare alla regolamentazione un documento che stabilisca i livelli minimi di qualità accettabili.

2.9 Modelli misti

Esistono, infine, anche i modelli misti. Questi modelli non fanno altro che mettere insieme elementi tipici di un sistema con quelli di un altro sistema. Come abbiamo visto, questo avviene in Norvegia e Paesi Bassi. Pure in Italia, il sistema adottato è un sistema misto. Per la precisione, come vedremo nel terzo capitolo, si utilizza per una parte dei costi il RoR e per la restante parte il price cap. Nel modello italiano, oltre a questi due criteri, troviamo un terzo criterio che valuta la remunerazione anche in base alla qualità del servizio. Un modello simile è uno dei più completi che si possa ambire ad avere, ed il nostro regolatore è a livello europeo uno dei più esperti. Quanto detto è comprovato dal fatto che paesi come l'Austria, da qualche anno a questa parte, stanno collaborando con la nostra autorità per capire come implementare un regolamento sulla qualità nel proprio paese.

3. La rete elettrica italiana

3.1 Cenni storici sul settore elettrico italiano

Quando si parla di energia elettrica in Italia, lo si deve fare a partire da ENEL. Questa società, fino a qualche decennio fa, era il padrone assoluto di tutto il mercato elettrico italiano. Essa si occupava di generazione di energia elettrica e di trasmettere questa energia mediante i cavi ad alta tensione attraverso tutto il paese. I trasformatori utilizzati per abbassare la tensione della corrente, prima di immetterla nelle reti di distribuzione, facevano anche parte del patrimonio della società. Pure la rete di distribuzione era in mano ad ENEL, così come lo era il diritto di vendere in esclusiva agli italiani l'energia elettrica. Questo sistema di monopolio di stato cominciò a mutare a partire dal '95. In quello stesso anno il 14 novembre, con la legge nr. 481, venne istituita per la prima volta nel paese l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG, poi divenuta AEEGSI dopo aver assunto anche il compito di gestire il settore idrico), (www.autorita.energia.it, 2016). Questo organismo gode, fin dalla nascita, di un'indipendenza assoluta sia dal governo che dalle imprese regolate. L'indipendenza dell'autorità è sancita nell'articolo 2 comma 5 della suddetta legge. Nello stesso comma si precisa che “per i settori dell'energia elettrica e del gas, al fine di tutelare i clienti finali e garantire mercati effettivamente concorrenziali, le competenze ricomprendono tutte le attività della relativa filiera” (<http://www.autorita.energia.it>). Il legislatore attribuì, quindi, a questo nuovo organismo l'obiettivo di promuovere l'efficienza e la concorrenza nell'intera filiera della corrente elettrica. In questa ricerca non si è particolarmente interessati alle sorti della generazione e della vendita dell'energia elettrica che pure sono competenza dell'autorità. Basta qui ricordare, che ormai, da più di un decennio, questi due settori sono stati completamente liberalizzati e vi possono prendere parte tutti i *player* idonei a farlo. Inoltre, successive leggi hanno messo dei tetti alla quota di mercato massima che un'unica impresa può soddisfare in questi settori. Per questa ragione, ENEL, oltre ad essere stata privatizzata (parzialmente), ha dovuto cedere a terzi interi rami della propria azienda.

Più interessante, ai fini di questo lavoro, invece, è la sorte che è toccata agli altri due settori della filiera: trasmissione e distribuzione. Per quanto concerne il servizio di trasmissione, dopo un primo tentativo fallimentare, si decise di scorporare la rete dall'ex società di stato e di cederla ad una nuova compagnia che non fosse attiva negli altri tratti della filiera, la Terna- Rete elettrica SpA. Questo delicato passaggio si concluse definitivamente solo quando ENEL cedette completamente la rete in proprio possesso e contemporaneamente azzerò la propria partecipazione in Terna. Da quel momento in poi, unica proprietaria e gestrice della rete di trasmissione è diventata quest'ultima. Novità assoluta nel panorama italiano è stata l'introduzione di regole tecniche ed economiche di

accesso al servizio di trasporto. Nonostante la relativa giovane età della regolamentazione, nel nostro paese, il regolatore italiano ha messo appunto regole e meccanismi in materia di rete elettrica che qualificano il paese a tutti gli effetti come una *best practice* a livello europeo (Polo M., Cervigni G. et al. 2014). Pure la rete di distribuzione fu sottratta all'ex monopolista di stato, ma questa fu ceduta ad una nuova società, la ENEL Distribuzione SpA, che fa sempre parte del gruppo ENEL. Si trattò, a differenza di prima, solo di un *unbundling* manageriale atto a proteggere il mercato da atteggiamenti discriminatori.

Oltre a occuparsi della ristrutturazione dell'intero mercato italiano, l'autorità è impegnata anche nel redigere i regolamenti che le nuove società monopolistiche delle reti devono rispettare nello svolgimento del proprio business. Da una parte, quindi, l'autorità regola l'attività di Terna SpA e si assicura che il suo operato non sia discriminatorio per nessun *player* e dall'altra fa lo stesso per l'attività di Enel Distribuzioni SpA. Contemporaneamente l'autorità stabilisce il prezzo unitario che le due compagnie possono applicare ai propri clienti. Per completezza bisogna aggiungere che queste due compagnie non posseggono interamente le due reti citate. Esistono, infatti, anche altri *player* che devono essere regolamentati. Nel caso della trasmissione, le altre imprese sono detentrici di circa il 2% della rete nazionale a fronte del 98 di Terna. Invece, nel caso della distribuzione, questa percentuale sale a poco più del 25, a fronte del 75% di Enel Distribuzioni. Queste percentuali sono minoritarie e per questa ragione nel prosieguo del lavoro parleremo solo delle due compagnie principali. Resta comunque vero che le conclusioni che trarremo sono valide anche per le altre compagnie in quanto operano nello stesso panorama di quelle principali.

3.2 Il sistema regolatorio italiano

Il primo periodo regolatorio in Italia ha inizio nel 1999 ed ha durata quadriennale. La stessa durata è stata mantenuta anche per tutti i periodi successivi. Nel percorso normativo l'Autorità italiana ha assunto un approccio additivo. Dopo aver definito un assetto di regole per il primo periodo, in quelli successivi, non ha fatto altro che aggiungere dettagli nuovi e perfezionare quelli esistenti a seconda di come si è sviluppata la realtà da regolare. La funzione più importante del nostro regolatore è sicuramente quella di definire il sistema di remunerazione degli operatori di trasmissione e distribuzione. Per sistema di remunerazione si intende il criterio da utilizzare nel definire il prezzo massimo di accesso alla rete che gli operatori regolati (Terna e Enel Distribuzioni) possono applicare agli operatori che chiedono di avere accesso alla rete. Tale accesso deve essere sì libero e non discriminatorio, però, non deve essere gratuito. Il sistema tuttora vigente nel nostro paese si fonda su una legge del 2003 che emanava le disposizioni per il periodo regolatorio successivo.

Questo regolamento è lo stesso per entrambi i settori regolati, quindi, lo si presenterà insieme per i tratti comuni e differenzieremo qualora questo si renda necessario. Nello specifico, come si diceva già nel precedente capitolo, il nostro paese ha adottato un sistema misto. Questo significa che, in Italia, si utilizza un sistema *incentive based*, precisamente proprio il *price-cap* solo per i costi operativi (OPEX). Per i costi in conto capitale (CAPEX), invece, si utilizza un sistema *cost based* e precisamente il RoR. Con questo dualismo, si cerca di prendere i vantaggi di entrambi i modelli e contemporaneamente si cercano di inibire i loro svantaggi. Un sistema misto, come quello italiano, permette di sfruttare sia la capacità del *price-cap* nell'incentivare la riduzione dei costi di gestione dell'infrastruttura, sia la capacità di stimolare gli investimenti infrastrutturali nello sviluppo/adequamento delle reti tipico del RoR (Polo M. Cervigni M. et al, 2014). A riprova del fatto che siamo all'avanguardia, in tema di regolamentazione delle reti, il nostro sistema comprende anche una regolazione incentivante sugli output. Quest'ultima permette all'autorità di stabilire dei livelli di qualità del servizio e poi remunerare con premi o comminare penalità in base alle performance degli operatori, rispetto a target stabiliti. Storicamente, questa terza parte si rendeva particolarmente necessaria nel nostro paese dove la fornitura elettrica non era sempre garantita 24h su 24. Una situazione simile si traduceva per i cittadini in forti disagi e per le imprese in perdita di valore. L'idea del regolatore, quindi, è stata quella di incentivare le imprese a garantire la fornitura ininterrotta di corrente e punire quelle imprese che non riescono a raggiungere l'obiettivo.

3.3 Le formule del sistema italiano

Esattamente come avveniva nei modelli base, nel secondo capitolo, anche il modello adottato dall'AEEG è descritto dalle formule matematiche qui riproposte. La prima formula descrive come calcolare i costi operativi riconosciuti per il *price cap*.

$$COR_{12} = [COE_{10} \cdot \frac{\overline{Q_{11}}}{Q_{10}} + \frac{4}{9} \cdot PS1_{06} \cdot (1 + RPI_{07} - X_{NPR}) \cdot \prod_{i=08}^{10} (1 + RPI_i) + \frac{8}{9} \cdot PS2_{10}] \cdot \prod_{i=11}^{12} (1 + RPI_i)$$

La seconda, invece, descrive come **si identificare** il WACC da moltiplicare al capitale investito remunerabile per il RoR.

$$WACC_{pretax} = \frac{1 + \left[\frac{k_e \times \frac{E}{E+D} + k_d \times \frac{D}{D+E} \times (1-t)}{1-T} \right]}{(1 + rpi)} - 1$$

La complessità di queste formule proibisce di fare dei ragionamenti numerici o quantitativi, in questa sede, per questa ragione si eviterà di dare una definizione di tutte le lettere e le sigle che vi compaiono. Per la stessa ragione, si è evitato anche di riportare la modalità di calcolo dei premi e delle penalità per il raggiungimento degli obiettivi di qualità. Ci si limiterà a fare dei ragionamenti e delle considerazioni economiche su entrambe le classi di costi (OPEX e CAPEX) e sul regolamento della qualità. Così facendo vedremo più nel dettaglio il funzionamento reale di una regolamentazione.

3.4 Trattamento dei costi operativi

I costi operativi di riferimento vengono adeguati all'inizio di ciascun periodo regolatorio. Non entrano a far parte dei costi operativi quelle voci di costo già altrimenti remunerate o non remunerabili. Con questo si intendono gli oneri finanziari, costi pubblicitari e di marketing, oneri processuali e oneri straordinari e alcuni altri (Polo M., Cervigni F., et al, 2014).

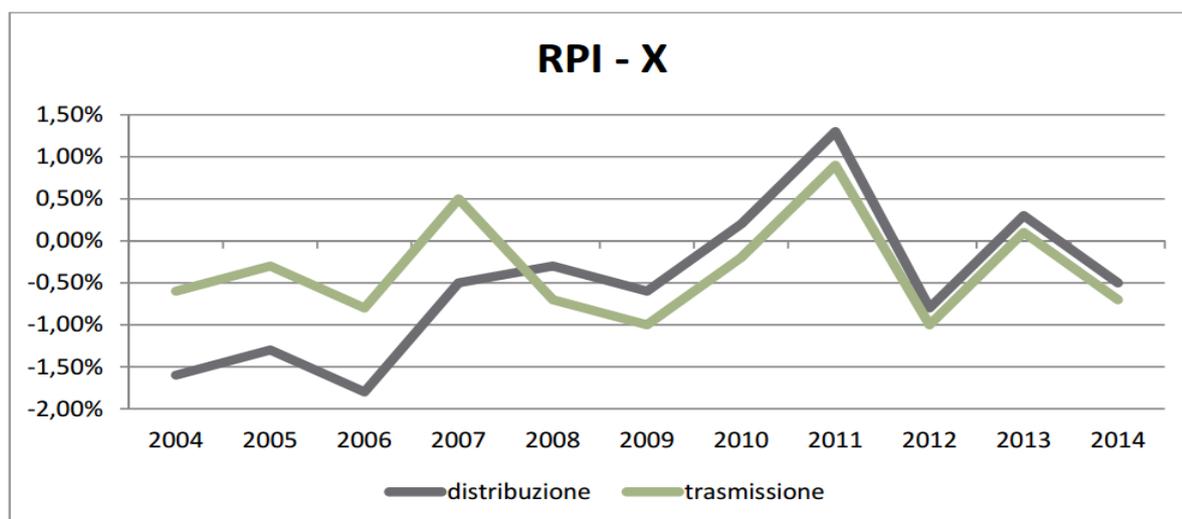


Figura 8 ((Polo M., Cervigni F., et al, 2014)

I valori positivi nel grafico sono da attribuirsi all'inflazione e non alla mancanza di miglioramento della produzione.

Le voci considerate dal regolatore sono estratte direttamente dai bilanci di esercizio dell'anno precedente, creando uno sfasamento di due anni, tra periodo regolato e costi di riferimento. Le

imprese regolate, sapendo quale anno è quello monitorato per l'individuazione del prezzo valido, per il periodo successivo potrebbero essere tentate di servirsi del *cost padding*. Con questa parola inglese si intende quel fenomeno per cui le imprese incrementano deliberatamente i costi nell'anno di monitoraggio al fine di ricavarne dei benefici negli anni successivi. Tuttavia, non esistono evidenze di ciò in Italia, perché, trattandosi di imprese grandi, sarebbe difficile aumentare significativamente i costi per un solo anno. Inoltre, queste imprese sono fortemente monitorate dai mercati finanziari che si accorgerebbero immediatamente se tale pratica venisse usata. Nel grafico, infine, possiamo osservare l'andamento dell'X factor sottratto all'inflazione per la distribuzione e per la trasmissione. **Correggi didascalia**

3.5 Trattamento dei costi in conto capitale

Il capitale investito regolatorio si compone di immobilizzazioni nette e capitale circolante netto che al netto di “fondo pensione elettrici” e fondo TFR costituisce la Regulated Asset Base (RAB). Il valore delle immobilizzazioni nette è calcolato tramite il costo storico rivalutato. Il sistema italiano presenta, come si è già detto, uno sfasamento di due anni fra l'anno di riferimento dei costi e le tariffe approvate. Questo intoppo è dovuto al fatto che le tariffe vengono stabilite all'inizio dell'anno n, mentre i bilanci per l'anno n-1 vengono redatti verso aprile. Per questa ragione, il regolatore utilizza i dati dei bilanci per l'esercizio n-2. Questa discordanza porta con sé un problema di adeguata remunerazione ovviamente. Per ovviare a questo problema l'Autorità ha inserito una maggiorazione forfettaria dell'1% alla remunerazione prevista per i nuovi investimenti. In più, l'autorità ha introdotto anche una revisione biennale del WACC, a causa dell'elevata variabilità del rendimento del BTP decennale, utilizzato come riferimento per il tasso privo di rischio nella formula del WACC. In questo modo, si cerca di far aderire il più possibile gli input regolatori alle effettive condizioni di mercato (Polo M., Cervigni F., et al, 214). Esiste, infine, un problema di valutazione del tasso di inflazione di riferimento. In questi ultimi anni, infatti, l'autorità ha utilizzato tassi maggiori di quelli attesi. Questo comporta dei problemi di sotto-remunerazione del capitale il che potrebbe rendere il settore stesso poco appetibile per nuovi investimenti. A lungo andare, questo trend potrebbe diventare pericoloso e dirottare ingenti somme verso altri mercati o addirittura verso l'estero.

3.6 Regolamento della qualità del servizio di distribuzione

Il primo problema che bisogna affrontare nell'impostare una regolamentazione della qualità in questo settore è quello di definire come essa si calcoli. Nel caso della distribuzione in Italia, la

qualità si misura in termini di continuità del servizio e ripristino rapido del servizio in caso di interruzione. Più precisamente, si è scelta come unità di misura il numero medio di minuti di fornitura persi, in eccesso ai tre minuti, per utenza in caso di interruzioni inattese. A questo indice è stato poi aggiunto, negli anni, un secondo indice. Questo secondo indice misura la frequenza delle interruzioni di breve e lunga durata (Polo M., Cervigni F., et al, 2014). Bisogna precisare che il compito del regolatore è solo quello di assicurarsi che i livelli minimi vengano raggiunti, nulla può dire, invece, su come le imprese debbano disporre delle proprie risorse per raggiungere il target. Per potersi occupare di questo aspetto essenziale, l'Autorità è stata insignita dei poteri di monitoraggio, verifica e incentivazione di indici di output. Uno dei primi passi nella costruzione di questa regolamentazione è stata la designazione degli standard minimi da garantire ai clienti di bassa tensione. A questi standard è stato associato uno schema con premi e penalità per le imprese che si trovano al di sopra o al di sotto delle soglie prestabilite. Successivamente un sistema identico è stato prefissato anche per i clienti di media tensione. Come è già stato detto, nel settore, operano imprese con condizioni molto diverse tra di loro. Sarebbe, quindi, ingiusto imporre a tutte queste imprese le medesime condizioni. Per ovviare a questo problema, i livelli di qualità sono stabiliti dall'Autorità ogni anno e per ciascuna impresa. Esiste però un obiettivo superiore a cui si sta lavorando intensamente, quello di ridurre le differenze tra gli ambiti territoriali (Polo M., Cervigni F., et al, 2014).

3.7 Regolamento della qualità del servizio di trasmissione

Esattamente come avveniva per la distribuzione, esiste un regolamento della qualità anche per il settore della trasmissione, il quale prevede, come prima, dei premi in caso di raggiungimento degli obiettivi e delle sanzioni qualora gli obiettivi non vengano raggiunti. Le sanzioni sono di tipo pecuniario e vanno a risarcire direttamente i clienti colpiti dalla disfunzione della rete. Fino al 2011, gli indici usati per calcolare la qualità del servizio erano tre: l'ENSR (energia non fornita), l'NDU (numero disalimentazioni per utente) e la quota utenti senza disalimentazione. Dall'anno successivo, si è deciso di usarne solo uno, l'ENSR. Per completezza si precisa che tale indice è stato sdoppiato in l'ENSR-TERNA e l'ENSR-TELAT. Quindi, un indice per Terna e un indice per l'altro proprietario di reti di trasmissioni (Polo M., Cervigni F., et al, 2014).

Conclusioni

Sono passati poco più di vent'anni dal giorno in cui l'Italia decise di cominciare a regolamentare il proprio settore elettrico. Ai tempi, fu un novità assoluta e i timori sorti dallo scorporo di Enel furono tanti. Sono bastati due decenni per rendersi conto che si trattò, invece, di una scelta lungimirante. La libera concorrenza in alcuni tratti della filiera ha permesso creazione di posti di lavoro e creazione di valore per i consumatori. Pure le tecniche messe a punto negli anni dal regolatore si sono rivelate vincenti. Per farsi un'idea di che effetti la regolazione abbia prodotto per i consumatori, basta fare una analisi della composizione di una bolletta elettrica. Le imposte, il prezzo dell'energia e gli oneri di sistema sono cresciuti vertiginosamente negli ultimi anni. Si parla di aumenti, sia in termini assoluti, che in termini reali. La quarta componente della bolletta, invece, il trasporto/distribuzione, ha subito una diminuzione di quasi il 10% in termini assoluti. L'incidenza delle tariffe di rete sul prezzo al cliente finale è scesa da oltre il 30% a meno del 15% (Polo M., Cervigni F., et al, 2014). Si tratta di risultati ottimi e bisogna darne atto. Ciò detto, però, non bisogna fermarsi qui. Il perfezionamento delle reti è imprescindibile nel percorso di sostenibilità ambientale, che il nostro paese ha deciso di intraprendere, insieme ai suoi partner europei. In questi anni, il settore è stato capace di attrarre grandi investimenti per l'ammodernamento delle reti. Nel futuro, però, restano ancora tante le cose da fare. In cima a tutte spicca l'importanza di integrare meglio la generazione rinnovabile. Si tratta di progetti impegnativi e i soldi che serviranno saranno tanti. Il ruolo dell'Autorità diventerà cruciale nell'assicurare che ciò avvenga. Ci sarà bisogno, infatti, di assicurare agli operatori di settore una remunerazione del capitale investita adeguata (Polo M., Cervigni F., et al, 2014). In questi anni, le imprese hanno realizzato che, ogni volta che fanno investimenti di qualità, il ritorno in termini economici c'è. Tale consapevolezza aiuterà sicuramente ad affrontare meglio le sfide del futuro.

C'è, infine, un elemento che non abbiamo citato ancora, in questo elaborato, che, però, ha avuto un ruolo cruciale nel rendere questa una storia di successo. Si tratta del mantenimento delle condizioni di stabilità del quadro regolatorio. Grazie a questo elemento le imprese hanno avuto tempo per adeguarsi alle novità introdotte dal regolatore. Quest'ultimo ha contribuito a rendere il futuro del settore prevedibile e senza troppi sbalzi. Grazie a queste fluttuazioni minime le imprese non hanno avuto paura di investire. Bisognerebbe, quindi, tenere a mente questo elemento anche negli anni a venire. Pure i conflitti tra autorità e imprese regolate non sono stati importanti, l'intero sistema è stato dominato da un clima di collaborazione fondamentale anche per gli anni a venire.

Bibliografia

- Aloè, G.V. , 2013. La liberalizzazione e la privatizzazione dei servizi di pubblica utilità: il mercato del gas naturale e il caso ENI, relazione finale CLT, LUISS Guido Carli, Diritto di Impresa e management
- Sebastiani M., 2015-16. Appunti dalle lezioni di economia della regolamentazione, Università degli studi di Roma Tor Vergata, Dipartimento di economia, diritto e istituzioni
- De Feo G., Del Monte A., 2012. Regolamentazione strutturale delle imprese a rete, Università degli Studi di Pavia, Dipartimento di Scienze economiche e aziendali
- Vitali G., 2009. Liberalizzazione e privatizzazione dei settori a rete: il caso dell'energia elettrica, Consiglio nazionale delle ricerche, Istituto di ricerca sull'impresa e lo sviluppo
- Marian M., 2006. Economia politica Mod1: nota integrativa 5, Università Ca' Foscari di Venezia, Dipartimento di Scienze Economiche
- Greco L. 2015. Scienze delle finanze lezione 2, lezione 3, Università di Padova, Dipartimento di Scienze Economiche e Aziendali
- Goerlich R., 2015. International Public Utility Management: lecture notes 1,2,3, School of Business, Economics and Statistics, University of Vienna.
- Polo M. Cervigni M. D'Arcangelo F. M. Pontoni F., 2014, La regolazione delle reti elettriche in Italia, Università Bocconi Centro IEFE, Milano
- Lo Schiavo L., et Vailati R., 2009. THE ITALIAN INCENTIVE REGULATION FOR IMPROVING THE CONTINUITY OF ELECTRICITY TRANSMISSION, Autorità per l'energia elettrica e il gas
- Newbery D. M., 1997. Privatisation and Liberalisation of Network Utilities, Department of Applied Economics, Sidgwick Avenue, Cambridge CB3 9DE, England
- Benedettini S. et Pontoni F., 2013. ITALIAN REGULATION OF ELECTRICITY DISTRIBUTION AND ITS IMPACT ON EFFICIENCY, INVESTMENTS AND INNOVATION: A QUALITATIVE ASSESSMENT, Università Bocconi Centro IEFE, Milano
- <http://www.autorita.energia.it>
- <http://enel Distribuzione.enel.it>
- <http://www.terna.it>
- <http://www.slideshare.it>
- <http://www.wikipedia.it>
- <http://www.museoelettrico.com>
- <http://www.treccani.it/>