

# POLITECNICO DI MILANO

Facoltà di Ingegneria Industriale

Corso di Laurea in  
Ingegneria Energetica



Valutazione dell'efficienza del comportamento proattivo del TSO  
nell'adeguamento della rete di trasmissione elettrica  
a fronte di nuova potenza installata da fonte convenzionale ed eolica

Relatore: Prof.ssa Elena Maria FUMAGALLI

Co-relatore: Ing. Angelamaria GROPPI

Tesi di Laurea di:

Alessandro GABRIELE Matr. 752136

Carmen PIAZZESE Matr. 750165

Anno Accademico 2010 – 2011



Ringrazio la Professoressa Elena Fumagalli e l'Ingegnere Angelamaria Groppi per l'aiuto concreto e la grande disponibilità.

Dedico questo lavoro a Beatrice e alla mia famiglia.



# Indice Generale

INDICE GENERALE .....	5
SOMMARIO .....	11
ABSTRACT .....	13
INTRODUZIONE .....	15
1 ESPANSIONE DELLA RETE DI TRASMISSIONE ELETTRICA: ANALISI DELLA LETTERATURA .....	19
1.1 Analisi della letteratura teorica .....	19
1.2 Analisi della letteratura empirica .....	20
1.2.1 Separazione verticale .....	21
1.2.2 Quadro regolatorio .....	24
1.2.3 Contesto istituzionale .....	25
1.3 Proposte per un'espansione ottimale in un mercato liberalizzato .....	26
1.4 Conclusioni .....	28
2 GLI INVESTIMENTI SULLA RETE DI TRASMISSIONE ELETTRICA IN ITALIA .....	31
2.1 Assetto del sistema elettrico italiano liberalizzato .....	31
2.2 Quadro regolatorio per gli investimenti nella rete di trasmissione .....	35
2.3 Contesto istituzionale per la realizzazione della rete elettrica .....	38
2.3.1 Fase preliminare .....	39
2.3.2 Fase attuativa .....	45
2.4 Analisi quantitativa .....	47
2.4.1 Attitudine ad investire in rete .....	48
2.4.2 Assegnazione dei diritti di transito e congestioni .....	51
2.5 Conclusioni .....	58
3 FOCUS SULL'ENERGIA DA FONTE RINNOVABILE .....	61

3.1	Sviluppo delle fonti rinnovabili.....	61
3.2	Fonti rinnovabili non programmabili: l'eolico .....	65
3.2.1	Crescita e diffusione negli anni .....	66
3.3	Fonti rinnovabili: meccanismi di incentivazione.....	69
3.4	Normativa relativa agli impianti eolici .....	72
3.5	Conclusioni.....	76
4	ANTICIPAZIONE DEGLI INVESTIMENTI: MODELLI ESEMPLIFICATIVI .....	79
4.1	Metodo di analisi .....	79
4.1.1	Assunzioni e definizioni .....	80
4.1.2	Comportamento reattivo e proattivo .....	82
4.2	Realizzazione e validazione modelli .....	85
4.2.1	Connessione di un impianto termoelettrico .....	86
4.2.2	Connessione di un campo eolico .....	91
4.3	Confronti e conclusioni.....	99
5	APPLICAZIONE A DUE CASI REALI.....	101
5.1	Caso termoelettrico.....	101
5.1.1	Scelta dell'elettrodotto Trino-Lacchiarella .....	101
5.1.2	Modellizzazione del sistema elettrico della zona Nord .....	103
5.1.3	Estensione del modello al periodo di interesse .....	109
5.1.4	Calcolo della probabilità limite .....	115
5.2	Caso eolico .....	122
5.2.1	Scelta dell'elettrodotto Benevento II-Foggia .....	122
5.2.2	Modellizzazione del sistema elettrico .....	124
5.2.3	Estensione del modello al periodo di interesse .....	128
5.2.4	Calcolo dei costi di congestione .....	132
5.2.5	Calcolo della probabilità limite .....	138
5.3	Conclusioni.....	144
6	CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE.....	147
	BIBLIOGRAFIA .....	153

**I capitoli da 1 a 5.1 sono stati elaborati dai due co-autori.  
La sezione 5.2 è stata elaborata esclusivamente da Alessandro Gabriele.**

## Elenco delle Figure

Figura 1.1 - Modelli di Vertical Unbundling .....	23
Figura 1.2 - Rappresentazione perdita di benessere .....	25
Figura 2.1 - Schema del mercato elettrico .....	32
Figura 2.2 - Mercato zonale italiano .....	34
Figura 2.3 - Domanda di energia elettrica, PIL ed intensità energetica .....	41
Figura 2.4 - Potenza nuove centrali termoelettriche (A) e potenza prevista (B).....	43
Figura 2.5 - Schema riassuntivo fase preliminare .....	45
Figura 2.6 - Schema riassuntivo fase attuativa.....	47
Figura 2.7 - km di AT/AAT in AC dell'RTN .....	49
Figura 2.8 - Investimenti sull'RTN.....	49
Figura 2.9 - Valore immobilizzazioni materiali di Terna .....	50
Figura 2.10 - Andamento dell'Investment rate .....	51
Figura 2.11 - Rendita di congestione mensile in Italia.....	52
Figura 2.12 - Rendita di congestione annuale in Italia.....	52
Figura 2.13 - Numero medio di zone di mercato in Italia.....	53
Figura 2.14 - Rendita congestione media annua normalizzata .....	55
Figura 2.15 - Rendita di congestione mensile normalizzata .....	56
Figura 2.16 - Andamento PUN medio annuo.....	56
Figura 2.17 - Produzione di energia elettrica in Italia.....	57
Figura 2.18 - Andamento annuo dei CCT zonali .....	58
Figura 3.1 - Potenza eolica e Fotovoltaica installata (MW).....	62
Figura 3.2 - Dati cumulati totali delle richieste di connessione ancora valide al 30/04/2011.....	64
Figura 3.3 - Evoluzione della numerosità e della potenza degli impianti eolici .....	67
Figura 3.4 - Distribuzione della numerosità e della potenza degli impianti eolici .....	68
Figura 3.5 - Distribuzione % delle ore di utilizzazione .....	69
Figura 4.1 - CUy e CWy atualizzati.....	81
Figura 4.2 - Sequenza temporale degli investimenti per TSO reattivo .....	83
Figura 4.3 - Sequenza temporale degli investimenti per TSO proattivo.....	83
Figura 4.4 - Esempio di una rete a due nodi con CCGT .....	86
Figura 4.5 - Esempio di curve di domanda e offerta orarie .....	88
Figura 4.6 - Andamento della probabilità limite di connessione per un CCGT .....	90
Figura 4.7 - Andamento della probabilità limite al variare di $d$ ed $\alpha$ .....	91
Figura 4.8 - Esempio di una rete a due nodi con campo eolico .....	92
Figura 4.9 - Esempio di curve di domanda e offerta orarie .....	94
Figura 4.10 - Andamento della probabilità limite di connessione per un eolico .....	97
Figura 4.11 - Andamento della probabilità limite al variare di $d$ e del Fattore di carico .....	98

Figura 4.12 - Andamento della probabilità limite al variare di $d$ ed $\alpha$ .....	98
Figura 5.1 - Interconnessione tra Piemonte e Lombardia.....	102
Figura 5.2 - Curva di offerta zona Nord per l'ora di riferimento .....	104
Figura 5.3 - Curva di offerta semplificata della zona Nord per l'ora di riferimento (incluse offerte non riconosciute) .....	106
Figura 5.4 - Curva di offerta semplificata zona Nord-Est .....	107
Figura 5.5 - Curva di offerta semplificata zona Nord-Ovest .....	107
Figura 5.6 - Schema zona Nord .....	109
Figura 5.7 - Andamento della potenza efficiente installata .....	113
Figura 5.8 - Andamento del fabbisogno di energia elettrica .....	114
Figura 5.9 - Andamento dell'import di energia elettrica dall'estero .....	114
Figura 5.10 - Schema rappresentativo della zona Nord per le 17.00 del 17/12/2008.....	115
Figura 5.11 - Andamento della probabilità limite nello scenario 1 .....	118
Figura 5.12 - Andamento della probabilità limite nello scenario 2 .....	119
Figura 5.13 - Andamento della probabilità limite al variare di $d$ ed $\alpha$ per lo scenario1 .....	120
Figura 5.14 - Andamento della probabilità limite al variare di $d$ ed $\alpha$ per lo scenario2.....	120
Figura 5.15 - Andamento della probabilità limite per 1.298 e 325 h/anno.....	121
Figura 5.16 - Andamento della generazione da fonte eolica in Puglia.....	122
Figura 5.17- Percorso dell'elettrodotto a 380 kV "Benevento II – Foggia" .....	123
Figura 5.18 - Prezzi zonali delle ore 24 del 3 dicembre 2010 .....	125
Figura 5.19 - Schema zonale del Modello .....	126
Figura 5.20 - Curve di offerta reali delle ore 24 del 3 dicembre 2010 per la Zona Sud e per la Macrozona .....	127
Figura 5.21 - Curve di offerta semplificate delle ore 24 del 3 dicembre 2010 per la Zona Sud e per la Macrozona .....	127
Figura 5.22 - Andamento della potenza elettrica installata nelle due zone .....	131
Figura 5.23 - Andamento del fabbisogno di energia elettrica nelle due zone ..	131
Figura 5.24 - Produzione da fonte eolica nella zona Sud negli anni 2004-2009 .....	135
Figura 5.25 - Variazione percentuale delle componenti del Costo Ambientale rispetto al 2010 .....	137
Figura 5.26 - Andamento della perdita di benessere "Senza rinforzo" e "Con rinforzo".....	138
Figura 5.27 - Andamento della somma dei costi di congestione attualizzati, in funzione del ritardo nell'ingresso del rinforzo .....	139
Figura 5.28 - Andamento della probabilità limite nel caso reale eolico.....	140
Figura 5.29 - Andamento della probabilità limite nel caso reale e nel caso teorico .....	141



Figura 5.30 - Andamento della probabilità limite al variare del ritardo (d) e del costo di anticipazione ( $\alpha$ ) .....	142
Figura 5.31 - Andamento della probabilità limite nel caso studio e al netto del Costo Ambientale .....	143
Figura 5.32 - Andamento della probabilità limite al variare del numero di ore rappresentative .....	143

## Elenco delle Tabelle

Tabella 1.1 - Differenza tempi di realizzazione .....	26
Tabella 2.1 - Sovraccarichi per la rete di trasporto .....	40
Tabella 3.1 - Target minimi al 2020 del PAN .....	65
Tabella 3.2 - Numerosità e potenza degli impianti eolici in Italia .....	66
Tabella 4.1 - Schema riassuntivo dei costi sociali .....	84
Tabella 4.2 - Esempio di potenze prodotte dai generatori connessi alla rete .....	87
Tabella 4.3 - Funzione di distribuzione di un generatore eolico .....	92
Tabella 4.4 - Esempio di potenze prodotte dai generatori connessi alla rete .....	94
Tabella 5.1 - Variazioni percentuali di offerta, domanda ed import di energia elettrica rispetto al 2008 .....	111
Tabella 5.2 - Variazioni percentuali di offerta, domanda ed import di energia elettrica rispetto al 2008 (Scenario 1) .....	112
Tabella 5.3 - Variazioni percentuali di offerta, domanda ed import di energia elettrica rispetto al 2008 (Scenario 2) .....	113
Tabella 5.4 - Rendita e costo di congestione orari (rete senza rinforzo) .....	116
Tabella 5.5 - Variazioni percentuali di offerta, domanda, import di energia elettrica, e potenza eolica installata negli anni precedenti al 2010 .....	129
Tabella 5.6 - Potenza eolica installata nella zona Sud, dati in MW .....	130
Tabella 5.7 - Variazioni percentuali di offerta, domanda, import di energia elettrica, e potenza eolica installata negli anni successivi al 2010 .....	130
Tabella 5.8 - Componenti del benessere economico e perdita di benessere nell'ora di riferimento. ....	133
Tabella 5.9 - Remunerazione per la mancata produzione eolica, perdita di benessere totale e sue componenti nel 2010. ....	134
Tabella 5.10 - Remunerazione per la mancata produzione eolica, perdita di benessere totale e sue componenti negli anni 2004-2009 .....	136
Tabella 5.11 - Remunerazione per la mancata produzione eolica, perdita di benessere totale e sue componenti negli anni 2011-2013 .....	137



## Sommario

La rete di trasmissione è essenziale per il buon funzionamento del sistema elettrico, dalla generazione al consumo finale. Recenti studi hanno dimostrato che la separazione verticale è necessaria ma non sufficiente per indurre l'espansione ottimale della rete da parte dell'operatore della stessa. Risulta necessario, infatti, anche un opportuno schema di incentivi sia di tipo regolatorio sia di tipo istituzionale.

In Italia è presente sia la separazione verticale sia un adeguato sistema incentivante ma, nonostante ciò, si riscontrano delle difficoltà nei processi di *siting* che dilatano la differenza temporale tra la costruzione di un nuovo impianto di generazione e l'adeguamento della rete. Allo scopo di risolvere tale problema, in letteratura, viene proposto un comportamento proattivo dell'operatore di rete, che implica l'anticipazione delle procedure di *siting* necessarie per la realizzazione degli investimenti.

Con questo lavoro di tesi si realizzano due modelli per valutare l'efficienza del comportamento proattivo: il primo nel caso di nuova generazione da fonte convenzionale e il secondo nel caso di generazione da fonte eolica. Viene, quindi, proposta l'applicazione a due casi di particolare interesse estratti dal contesto italiano: la realizzazione della linea Trino-Lacchiarella e della linea Benevento II-Foggia.

**Parole chiave:** Investimenti in Trasmissione Elettrica, Comportamento Proattivo, Connessione di un Impianto Termoelettrico, Connessione di un Campo Eolico.



## Abstract

The transmission network is fundamental for the correct operation of the electric system from energy generation to the final use.

Recent studies have outlined that a vertical separation is a necessary, but not a sufficient condition for an optimal expansion of the transmission network. An appropriate incentive framework, both regulatory and institutional, is necessary in order for the network's operator to achieve the desired result.

Although both the vertical separation and an appropriate incentive system are applied in Italy, difficulties in siting procedures have to be pointed out. As a consequence, the delay between building a new power plant and adapting the network can be large. Previous work suggests that the network's operator should adopt a proactive behavior, which means he could anticipate the siting procedures for the investment.

In order to compare the efficiency of the proactive behavior two models have been realized in this thesis. The first model analyzes the connection of a new generation plant from a conventional source, the second one the connection of a new generation plant from a windpower source. Moreover, an application is carried out, with reference to two particularly interesting Italian cases: the realization of the Trino-Lacchiarella line and the Benevento II-Foggia line.

**Keywords:** Electric Power Transmission Investments, proactive behavior, connection of windfarm, connection of thermoelectric power plant.



## Introduzione

Lo sviluppo delle infrastrutture di rete nasce dall'esigenza di superare le problematiche riscontrate nel funzionamento della Rete di Trasmissione Nazionale e prevenire le criticità future legate alla crescita del fabbisogno di energia elettrica, all'evoluzione del parco di generazione e al superamento di possibili limiti alla competitività del mercato elettrico italiano.

L'espansione del sistema di trasmissione è necessaria per velocizzare la connessione dei nuovi impianti e per aumentare la capacità di trasporto intrazonale e interzonale al fine di risolvere le congestioni e accogliere tutta l'energia elettrica immessa in rete dagli impianti di produzione ed in particolare da quelli alimentati da fonti rinnovabili non programmabili.

Questa necessità appare piuttosto urgente in alcune aree del Paese caratterizzate da elevati potenziali di generazione e da scarso carico elettrico locale. Già oggi, infatti, vi sono reti elettriche realmente sature (alcune dorsali appenniniche caratterizzate dalla presenza di numerosi impianti, per lo più eolici, e carichi limitati o nulli) e, pertanto, non in grado di veicolare tutta la produzione elettrica potenzialmente immessa.

Il modo attraverso cui è possibile un'espansione di rete ottimale è tutt'oggi tema di ricerca. Se, da un lato, la liberalizzazione e l'unbundling verticale nel settore dell'energia elettrica hanno favorito la concorrenza, dall'altro hanno fatto sorgere problemi legati al coordinamento tra le diverse attività produttive costituenti la filiera elettrica. In particolare, risulta critica l'assenza di un efficace coordinamento tra generazione e trasmissione. Queste ultime sono attività complementari e come tali dovrebbero essere coordinate per assicurare uno sviluppo ottimale della rete di trasmissione. Tale coordinamento è reso più difficile dalla libertà, da parte degli investitori privati, nello scegliere la localizzazione e la tecnologia impiantistica. In particolare, gli investitori privati si trovano avvantaggiati nel realizzare impianti che possano garantire un breve tempo di ritorno economico. Le scelte, quindi, spesso ricadono su opere caratterizzate da veloci tempi di realizzazione. Al contrario, l'esistenza di difficoltà di *siting* e la lunga durata dei processi autorizzativi possono rallentare molto l'entrata in esercizio di nuova capacità di trasmissione. Questo può provocare un aumento del divario temporale tra la realizzazione di nuovi impianti in generazione e trasmissione con una ricaduta negativa sul mercato dell'energia. Alla luce di quanto appena detto, la letteratura propone che il gestore della rete si comporti in maniera 'proattiva', anticipando le decisioni di investimento in nuova generazione. Risulta interessante, quindi, approfondire questa proposta andando a costruire dei modelli per valutare l'efficienza di un

comportamento proattivo, da parte dell'operatore di rete, ed applicarli poi a casi reali di interesse pratico.

Il lavoro di tesi inizia con un'analisi dalla letteratura in merito agli investimenti in trasmissione elettrica ed, in particolare sui fattori che guidano verso un'espansione ottimale della stessa. Un elevato grado di unbundling verticale, la presenza di chiari e mirati incentivi di tipo regolatorio e la capacità del contesto istituzionale di fornire tempi certi per i processi di *siting* (localizzazione dell'opera e fase autorizzativa) dei progetti sono condizioni necessarie e sufficienti per evitare o ridurre i ritardi nell'adeguamento della rete e le conseguenti congestioni. Si conclude con alcune delle proposte, presenti in letteratura, sulla possibilità di modificare il processo decisionale per la realizzazione degli investimenti in trasmissione. Di queste una in particolare verrà approfondita nel lavoro di tesi.

Il secondo capitolo si propone di analizzare, alla luce di quanto detto in letteratura, gli aspetti regolatori ed istituzionali che contraddistinguono il caso italiano, in merito agli investimenti in capacità di trasmissione. Si verifica l'esistenza delle condizioni che portano ad una espansione ottimale della rete ma anche gli ostacoli, le difficoltà e le tempistiche che contraddistinguono l'iter autorizzativo necessario per la realizzazione degli investimenti. Questa analisi qualitativa viene affiancata da un'analisi quantitativa che, attraverso alcuni indici significativi, mostra gli effetti positivi della regolazione incentivante ma anche il perdurare di notevoli ritardi nella realizzazione delle opere prioritarie.

Segue, nel terzo capitolo, una panoramica sulle fonti rinnovabili, l'eolico in particolare, e sul loro impatto nella programmazione degli investimenti in trasmissione. Si pone l'attenzione anche sulle forme di incentivazione e di remunerazione in caso di mancata produzione. Tutto questo al fine di introdurre le differenze che si risconteranno, nei capitoli successivi, nel trattare il problema dell'anticipazione degli investimenti in trasmissione nel caso di nuova generazione da fonte convenzionale e da fonte eolica.

Partendo da due casi esemplificativi presenti in letteratura [1], vengono, quindi, realizzati e validati i modelli per valutare l'efficienza del comportamento proattivo (Capitolo 4) per passare poi, nel quinto capitolo, all'applicazione a due casi italiani di particolare interesse. L'obiettivo è quello di stimare i costi per la collettività associati ad un comportamento proattivo da parte dell'operatore di rete e di confrontarli con quelli associati ad un comportamento reattivo. Tale valutazione comparativa verrà studiata alla luce della variazione di diversi parametri, quali, ad esempio, la probabilità di messa in esercizio di nuovi impianti in generazione oppure il numero di ore durante le quali la rete è congestionata.



Questo lavoro di tesi nasce dall'idea di approfondire quanto iniziato da Bonvini e Galluzzi [2] apportando delle modifiche sostanziali al modello di calcolo e rendendo più accurata la rappresentazione dei casi reali. Si aggiunge, inoltre, un modello di calcolo realizzato nel caso di nuova capacità produttiva da fonte eolica e se ne porta a termine l'applicazione (nel precedente lavoro, presentato da Piazzese, ne erano solo state poste le basi). Il caso di interesse riguarda la realizzazione della linea Benevento II - Foggia, che si aggiunge quindi all'analisi del caso Trino - Lacchiarella, già descritto nel lavoro di Piazzese.

I risultati ottenuti sono promettenti e meritano senz'altro ulteriori approfondimenti. Inoltre, vengono toccati temi di carattere importante come il coordinamento tra investimenti in generazione e in trasmissione e l'accelerazione degli investimenti in rete. Tutto ciò è sempre più rilevante per il nostro Paese, soprattutto alla luce delle persistenti opposizioni locali alla realizzazione di infrastrutture e delle incertezze sullo sviluppo di nuova capacità di generazione da fonte rinnovabile, come verrà messo in evidenza nello stesso lavoro di tesi.



# **1 Espansione della rete di trasmissione elettrica: analisi della letteratura**

La generazione e la trasmissione dell'energia elettrica sono attività complementari e come tali devono essere coordinate per assicurare uno sviluppo ottimale della rete di trasmissione. In un mercato dell'energia liberalizzato come quello attuale, tale coordinamento è reso più difficile dalla libertà, da parte degli investitori privati, nello scegliere la localizzazione e la tecnologia impiantistica di generazione. In particolare, i privati si trovano avvantaggiati nell'investire su impianti che possano garantire in breve tempo il ritorno economico. Le scelte, quindi, ricadono spesso su opere caratterizzate da veloci tempi di realizzazione. Ciò implica un aumento del divario temporale tra la realizzazione di nuovi impianti in generazione e di nuove reti in trasmissione.

La differenza temporale, congiuntamente all'incertezza della realizzazione di nuova generazione, sono causa di difficoltà nella pianificazione della rete da parte del gestore e possono comportare fenomeni di congestione fino a quando la rete non verrà potenziata.

Il capitolo si propone di riassumere la vasta letteratura in merito all'espansione della rete di trasmissione, individuando quelli che sono i fattori che portano ad un sviluppo ottimale della rete stessa. Vengono, poi, presentati dei nuovi approcci, proposti in letteratura, al problema del mancato coordinamento tra la realizzazione degli impianti di generazione e quella delle opere in trasmissione.

## **1.1 Analisi della letteratura teorica**

Prima di tutto, in letteratura si trova un ampio consenso sui benefici che derivano da un'espansione ottimale della rete di trasmissione [3] [4] [5]:

- adeguatezza del sistema elettrico per la copertura del fabbisogno di energia;
- rispetto delle condizioni di sicurezza di esercizio ed affidabilità;
- miglioramento della qualità e continuità del servizio;
- connessione di nuovi impianti di produzione, in particolare da fonti rinnovabili, per favorire la diversificazione del mix energetico;
- possibilità di dispacciamento degli impianti più economici con conseguente riduzione dei costi di generazione.

Con la liberalizzazione del settore, l'espansione della rete ha come ulteriore beneficio quello di favorire la concorrenza tra i produttori, con effetto positivo sul prezzo dell'energia e sul potere di mercato [4] [6]. L'ampliamento della rete,

infatti, permette l'accesso ad un numero maggiore di impianti che offrono energia a prezzi diversi e stimolano la concorrenza, riducendo, così, il potere di mercato che un produttore può esercitare.

Molti autori concordano, poi, sul vantaggio della separazione verticale tra l'operatore in trasmissione e la generazione. I motivi sono essenzialmente due: l'operatore in trasmissione, se verticalmente integrato, può discriminare altri utenti della rete offrendo un servizio di bassa qualità ed, inoltre, può utilizzare gli incentivi per guidare l'espansione della trasmissione in modo che non coincida con quella ottimale per la collettività e proteggere, così, il proprio potere di mercato. Un incremento della capacità di trasmissione, infatti, da un lato, aumenta i suoi profitti come proprietario della rete ma può ridurre quelli che ha come proprietario della generazione [7].

Terzo aspetto determinante è la presenza di chiari e mirati incentivi di tipo regolatorio e la capacità del contesto istituzionale di fornire tempi certi per i processi di *siting* e di autorizzazione dei progetti [8].

Infine, la letteratura ha studiato come l'espansione della rete, in un mercato liberalizzato, possa essere realizzata anche da investitori privati: è il caso delle *merchant transmission lines*<sup>1</sup>. Dalla stessa letteratura emerge, però, che questo tipo di investimenti non portano ad una espansione ottimale della rete [9].

### 1.2 Analisi della letteratura empirica

Diversi lavori accademici hanno realizzato un confronto tra le basi teoriche, mediante le quali si può ottenere un'espansione ottimale della rete, e l'esperienza pratica sperimentata in alcuni Paesi. Questi studi hanno posto l'attenzione sugli aspetti che favoriscono gli investimenti in trasmissione.

---

<sup>1</sup> Si tratta di linee di trasmissione remunerate al loro valore di mercato e per le quali la realizzazione non è soggetta all'azione incentivante di un regolatore. Questa può essere vista come una forma di competizione nel settore della trasmissione in cui investitori privati traggono profitto collegando due zone caratterizzate da prezzi zonali (o nodali) diversi. I vantaggi di questo approccio si riflettono sul fatto che si aumenta l'efficienza economica. Gli investitori privati hanno, infatti, interesse a costruire la linea con il minor sforzo economico possibile ed, inoltre, si riduce l'onere della regolamentazione della rete di trasmissione.

Attualmente, però, le *merchant transmission lines* sviluppate non sono molte [7]. Le motivazioni sono essenzialmente due: i progetti realizzabili sono pochi, in quanto la maggior parte dei progetti di espansione sono potenziamenti di linee già esistenti e non nuovi elettrodotti. Le *merchant transmission lines* rappresentano, invece, delle nuove interconnessioni tra zone di mercato. La seconda motivazione è il rischio, troppo elevato per investitori privati, a cui è soggetto il ritorno economico dell'investimento.

### 1.2.1 Separazione verticale

Dall'analisi dell'esperienza in Inghilterra ed in Galles, nonché nel PJM<sup>2</sup> (Stati Uniti), Joskow [6] conclude che, anche in un mercato liberalizzato, esistono degli ostacoli all'efficienza degli investimenti in rete. Questi ostacoli sono principalmente istituzionali e possono essere imputati a:

- integrazione verticale dell'operatore in trasmissione con la generazione;
- separazione dell'operatore del sistema da chi detiene la proprietà degli *asset* in trasmissione;
- mancanza di un chiaro quadro regolatorio che specifichi le responsabilità degli operatori di rete e di esplicite normative che garantiscano l'affidabilità del sistema elettrico.

In particolare l'autore suggerisce che, per una espansione ottimale della rete di trasmissione elettrica, il meccanismo regolatorio deve includere sia una regolazione *cost of service* che un meccanismo basato sulle *performance* (con incentivi e penalità).

Léautier e Thelen [7] allargano l'analisi a sedici diversi Paesi e confermano, essenzialmente, quanto detto da Joskow. Confrontando il livello di espansione della rete di trasmissione con le soluzioni adottate, in termini di grado di separazione verticale e di incentivi regolatori, gli autori trovano che la separazione verticale è condizione necessaria ma non sufficiente ad indurre l'espansione della rete. La condizione aggiuntiva viene individuata in un adeguato contesto regolatorio ed istituzionale.

Risulta importante, inoltre, capire se sia necessaria una piena separazione verticale o se sia sufficiente una separazione legale.

Un contributo in questo senso viene da Pollitt [10] che nel 2007 pubblica uno studio con l'obiettivo di andare a valutare i vantaggi e gli svantaggi di un effettivo *unbundling* proprietario della rete di trasmissione.

Come prima cosa, l'autore propone una classificazione dei gradi di separazione verticale [10]:

- ITSO, Independent Transmission System Owner and Operator;
- LTSO, Legally unbundled Transmission System Operator;
- ISO, Independent System Operator;

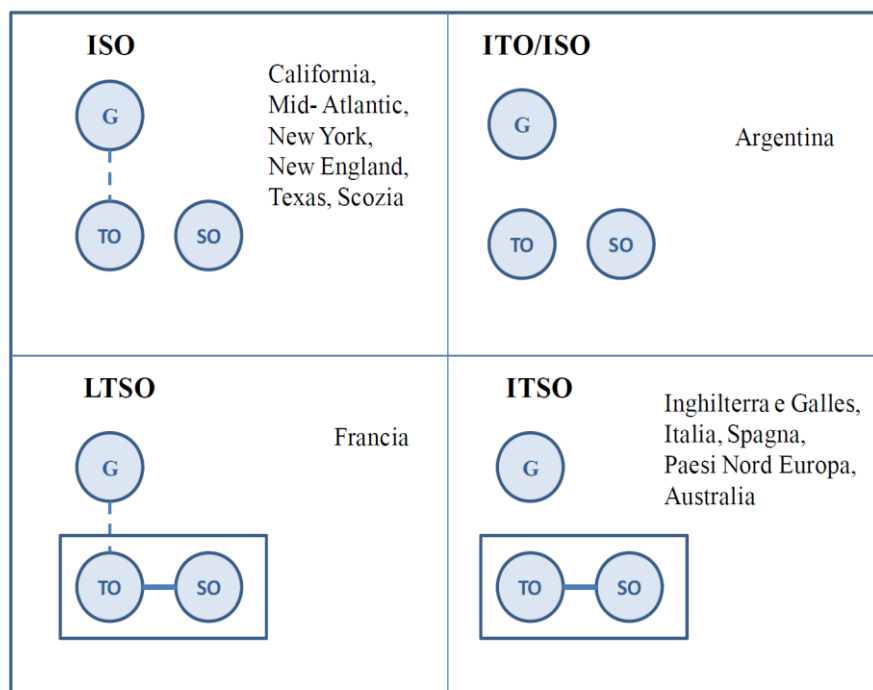
---

<sup>2</sup> Mercato elettrico composto dagli stati dell'Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia e District of Columbia.

- ISO-ITO, Independent System Operator and Transmission Owner;
- VI, Vertically Integrated utility.

Nel primo, ITSO, l'operatore della rete è completamente svincolato dal resto del sistema elettrico ed è anche proprietario della rete stessa. Questo modello risulta uno tra i più utilizzati in Europa, ne sono, infatti, esempio: Inghilterra, Spagna, Finlandia, Norvegia, Svezia ed Italia. Nel caso LTSO esiste un *unbundling* societario: l'operatore è separato, dal punto di vista societario, dal resto del sistema ma possiede e gestisce l'attività di trasmissione; è il caso della Francia. Questo soddisfa i requisiti delle attuali direttive dell'UE perché garantisce la separazione della gestione della trasmissione rispetto alla gestione di generazione, distribuzione e vendita, nonostante la proprietà rimanga unica. Nel modello ISO, si ha un *unbundling* proprietario in cui l'operatore del sistema non possiede i beni di trasmissione, ma li gestisce in modo autonomo. Questo caso è presente in diversi mercati dell'energia elettrica fuori dall'Europa (come in California ed in molti altri stati degli USA) mentre in Europa è presente in Scozia. L'ISO/ITO è un modello ibrido in cui sia l'operatore che il proprietario della rete di trasmissione sono indipendenti e separati dal punto di vista proprietario dal resto del sistema (caso Argentina). Infine, il *vertically integrated utility* è il modello verticalmente integrato, come quello che esisteva in Italia prima della liberalizzazione del mercato.

La figura 1.1 mostra che un *unbundling* proprietario della trasmissione (rispetto alla generazione) è presente solo nei modelli ITSO ed ISO/ITO.



**Figura 1.1 - Modelli di Vertical Unbundling**

(Fonte: [2] [7])

Inoltre, l'autore analizza i contesti in cui l'*unbundling* proprietario è già avvenuto e mette in evidenza che non è semplice valutarne l'effetto sul mercato elettrico. Infatti, la separazione può avvenire in concomitanza di privatizzazioni, di ristrutturazione del mercato della generazione e della distribuzione nonché dell'introduzione di politiche di regolazione incentivante. Diventa, quindi, complesso individuare gli effetti della separazione e fare delle valutazioni. Inoltre, per piccoli Paesi, dove la possibilità di concorrenza può essere limitata e le competenze specialistiche e manageriali sono scarse, i benefici della separazione rischiano di essere modesti in rapporto ai costi. Lo studio va ad analizzare, in particolare, le conseguenze reali della scelta del tipo di separazione verticale adottata per alcuni casi studio di Paesi rappresentativi. Dal lavoro emerge che la separazione proprietaria, nel sistema di trasmissione elettrico, è parte fondamentale della riforma del mercato dell'energia. Tuttavia non è possibile concludere che i modelli con *unbundling* proprietario siano effettivamente superiori per quanto riguarda l'adeguato sviluppo della rete.

### 1.2.2 Quadro regolatorio

Léautier e Thelen [7] hanno analizzato il comportamento del regolatore in diversi Paesi individuando differenti contesti regolatori con presenza di incentivi.

Si tratta di meccanismi di incentivi e penalità che legano i ricavi in trasmissione con una misura dei costi di congestione o del livello di investimento.

Dallo studio effettuato in [7] risulta che si possono distinguere tre diverse categorie di Stati in base al meccanismo di incentivi utilizzati:

- stati (o aggregazione di Stati) con “specifici” incentivi atti a ridurre la congestione. Un esempio, in tal senso, è quanto accade in Inghilterra dove i costi di congestione vanno a modificare direttamente i ricavi dell’ITSO;
- stati con incentivi “generici” per l’espansione della rete. E’ il caso del contesto regolatorio italiano, nel quale gli incentivi vengono dati sul capitale investito per lo sviluppo della rete (tra le altre cose, ai fini di ridurre le congestioni di rete);
- stati senza incentivi espliciti per l’espansione della rete. Questo modello viene adottato da Spagna, Paesi nordici e Nuova Zelanda.

Poiché il “costo di congestione” è un fattore ritenuto importante nel guidare l’espansione della rete occorre chiarirne il significato e il modo di calcolarlo.

In un mercato liberalizzato, l’energia elettrica immessa o prelevata da ciascun operatore dovrebbe essere determinata dall’incontro tra la domanda e l’offerta secondo le normali regole di merito economico. L’energia elettrica, però, è scambiata su una rete di capacità limitata e ciò può comportare l’impossibilità di attuare tutti i programmi di immissione e prelievo definiti dall’esito del mercato. Si parla, dunque, di congestione ogni volta che le richieste di trasmissione superano i limiti di transito della rete<sup>3</sup>. Tali vincoli inducono una frammentazione del mercato (da prezzo unico a prezzi zionali o nodali), modificano il dispacciamento nella produzione e nella domanda e cambiano il bilancio economico dei diversi operatori.

L’impatto delle congestioni si può misurare, economicamente, in diversi modi. Un approccio rigoroso è quello di calcolare la variazione del benessere collettivo.

Definito il surplus dei consumatori come differenza tra la curva della domanda e i pagamenti (potenza acquistata per il prezzo dell’energia) e il surplus dei produttori come differenza tra i ricavi e la curva dell’offerta, il benessere

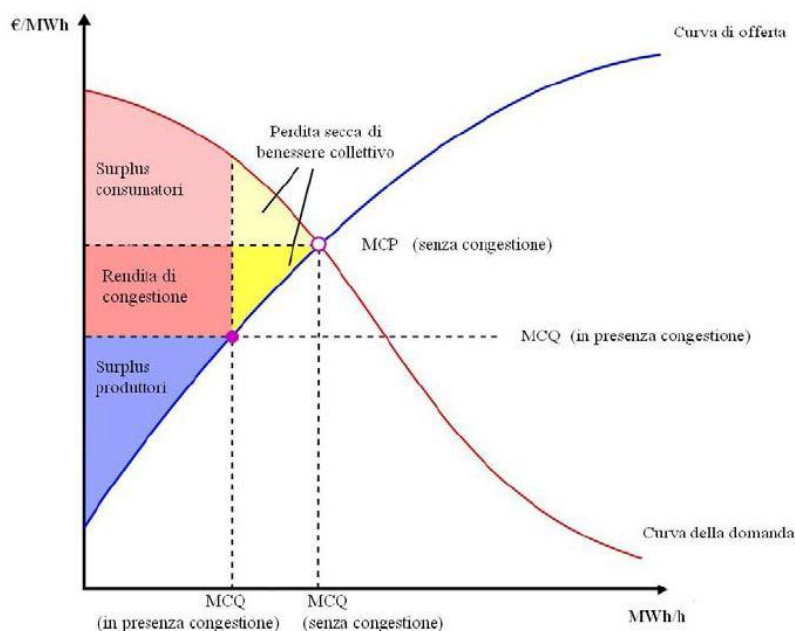
---

<sup>3</sup> Risulta interessante sottolineare che esiste un livello ottimale del costo di congestione, che è diverso da zero. Viceversa si avrebbe la condizione limite di sovrainvestimento: cioè di una rete dimensionata per rispondere a carichi di punta, che, però, rappresentano eventi limitati nel tempo.



collettivo è dato dalla somma di questi due termini (Figura 1.2). In caso di congestione la differenza tra quanto pagato dagli acquirenti e quanto ricevuto dai produttori prende il nome di *rendita di congestione* e viene assegnata all'operatore della rete di trasmissione entrando, così, a far parte del benessere collettivo.

L'esistenza di una congestione produce, oltre alla rendita di congestione, una riduzione dell'efficienza del mercato (o perdita secca di benessere) calcolabile come la differenza tra il benessere collettivo nel caso con congestione e nel caso senza congestione. Questa perdita, in letteratura, prende il nome di *costo di congestione* e corrisponde al costo di dover produrre parte dell'energia con impianti meno economici.



**Figura 1.2 - Rappresentazione perdita di benessere**  
(Fonte: [2])

Nella realtà, gli incentivi “specifici” o “generici”, come definiti da Léautier e Thelen, sono spesso legati a metriche più facilmente calcolabili, nella pratica, di quanto non sia la variazione del benessere. Un esempio su tutti: la rendita di congestione.

### 1.2.3 Contesto istituzionale

Non viene approfondito, in questo capitolo, il contesto istituzionale. La letteratura analizzata, infatti, non tratta approfonditamente questo aspetto in quanto strettamente legato alle caratteristiche del singolo Paese. Nel Capitolo 2

verranno, invece, analizzate tutte le fasi che caratterizzano la realizzazione degli investimenti in trasmissione in Italia, dalla pianificazione alla fase di cantiere.

### 1.3 Proposte per un'espansione ottimale in un mercato liberalizzato

Dopo aver analizzato i fattori determinanti per una espansione ottimale della rete, in questo paragrafo, si vogliono proporre alcune possibili soluzioni al problema dei ritardi nella programmazione e realizzazione degli investimenti in trasmissione, che traggono origine dalla recente letteratura.

L'insieme delle procedure che devono essere seguite dall'operatore di rete, per l'approvazione di ogni singolo progetto (sia esso un potenziamento o un nuovo elettrodotto), prende il nome di *siting* ed è caratterizzato da una serie di passi la cui durata temporale è influenzata da vari parametri, tra questi, ad esempio, la lunghezza della linea o la tipologia del progetto. L'autorizzazione necessaria alla cantierizzazione dell'opera può coinvolgere, oltre agli organi legislativi preposti, un numero variabile di enti pubblici/privati locali che ne potrebbero ostacolare o ritardare la realizzazione.

Attualmente, in Europa, il tempo necessario per la realizzazione di una linea elettrica di trasmissione può richiedere, mediamente, dai sette ai dieci anni [11] dei quali la fase di *siting* (localizzazione dell'opera e fase autorizzativa) ne richiede dai cinque ai sette.

La tempistica per la realizzazione di impianti di generazione è, invece, variabile da uno a sette anni (Tabella 1.1).

**Tabella 1.1 - Differenza tempi di realizzazione**

(Fonte: rielaborazione propria da [1])

Tecnologia di generazione	Tempo di realizzazione (anni)	Potenza di riferimento impianto (MW)
Turbina a gas (TG)	1	40
Impianto a carbone	4-5	600-1600
Ciclo combinato con TG (CCGT)	2	800
Centrale nucleare (PWR)	5-7	1600
Campo eolico onshore	2	25
Campo eolico offshore	2	100

La scelta della tecnologia e della taglia dell'impianto di generazione ha, quindi, un impatto diretto sui costi di congestione che si verrebbero a generare per effetto del mancato potenziamento della linea.

La soluzione proposta in letteratura è quella di anticipare la fase di *siting* in modo da ridurre, se non eliminare, l'arco temporale durante il quale l'impianto di potenza è connesso ma la rete non è ancora stata adeguata.

L'operatore di rete, quindi, nel perseguire l'ampliamento della rete, a fronte di nuovi investimenti sulla generazione, può assumere due comportamenti distinti: nel primo, *comportamento reattivo*, investe solo dal momento in cui ha certezze su dove e quando verrà realizzato un nuovo impianto; nel secondo, *comportamento proattivo*, anticipa la fase di *siting* in previsione di possibili scelte di investitori privati [1] in modo da ridurre le differenze temporali tra la realizzazione della rete di trasmissione e l'impianto di produzione. Ad oggi, gli operatori di rete adottano un comportamento di tipo reattivo.

Nella letteratura economica, i primi a proporre un modello per valutare l'efficienza dell'anticipazione degli investimenti in trasmissione sono Sauma ed Oren [12] nel 2006.

L'analisi condotta in [12] dimostra, in particolare, che l'aumento del benessere collettivo, associato agli investimenti in trasmissione, e la localizzazione degli investimenti per un'espansione ottimale della rete cambia se si tiene in considerazione la relazione tra gli investimenti in generazione e quelli in trasmissione. A differenza dei metodi esistenti per stimare l'impatto economico degli investimenti in rete, il modello sviluppato tiene conto degli effetti del potere di mercato e delle possibili strategie dei generatori in risposta agli ampliamenti della rete. La scelta dei progetti di espansione della rete avviene, quindi, anticipando le possibili reazioni dei produttori. Sauma ed Oren, nella loro analisi, assumono implicitamente che il costo di anticipazione sia nullo. Ciò non corrisponde, però, alla realtà perché, nel caso di comportamento proattivo da parte dell'operatore di rete, se l'investimento non viene realizzato, la spesa sostenuta per anticipare le procedure amministrative e gli studi preliminari necessari viene persa. Rious, Glachant e Dessante [1], nel 2010, propongono un metodo di analisi per valutare l'efficienza del comportamento proattivo, tenendo conto del costo di anticipazione. Il metodo viene, poi, applicato a due casi esemplificativi di situazioni che possono verificarsi nella realtà. Questa soluzione è quella che verrà approfondita nel lavoro di tesi (Capitolo 4) ed applicata a due casi reali, estratti dal contesto italiano, per valutarne l'efficienza. Un'altra proposta presente in letteratura è quella di Van der Weijde e Hobbs [13], i quali realizzano un modello a due stadi che tiene conto dei problemi inerenti la pianificazione degli investimenti in trasmissione. Il loro modello viene applicato alla rete di trasmissione della Gran Bretagna, rappresentata in maniera semplificata.

In [13] l'operatore di rete proattivo prende le sue decisioni sugli investimenti in due periodi di tempo diversi, ogni periodo è seguito dalla reazione del mercato alle decisioni prese (ad esempio i produttori valutano se e dove investire). Nel primo periodo di tempo l'operatore di rete ha un'incertezza maggiore mentre nel

secondo periodo può utilizzare le informazioni ottenute dal primo, di conseguenza le sue decisioni saranno condizionate da quelle già prese. Si può, quindi, stimare il valore delle informazioni e la possibilità di poter prendere una parte delle decisioni quando si avrà più certezza (secondo periodo di tempo) ma anche gli effetti negativi che possono derivare dal posticipare certe decisioni e dei vincoli che seguono dalle scelte fatte nel primo periodo di tempo. I risultati dimostrano che l'incertezza ha delle conseguenze economiche quantificabili ma che anche la possibilità di scelta senza vincoli ha il suo valore.

### 1.4 Conclusioni

Obiettivo del capitolo era un'analisi della letteratura sull'espansione della rete di trasmissione. Pur essendo presente una grande quantità di lavori accademici in merito, esiste un certo consenso su quelli che sono i messaggi principali. Proprio questi sono stati messi in luce in queste pagine.

Un'espansione ottimale della rete di trasmissione porta benefici di tipo tecnico ed economico all'intero sistema elettrico: migliora l'affidabilità e riduce il costo della generazione. In un mercato liberalizzato, inoltre, favorisce la concorrenza e riduce il prezzo dell'energia elettrica.

Per quanto riguarda i fattori che determinano una espansione ottimale della rete di trasmissione, dall'esperienza maturata in diversi Paesi si è constatato che un *unbundling* proprietario, tra chi detiene gli *asset* in trasmissione e la generazione è condizione necessaria ma non sufficiente per una espansione ottimale. Risulta essere altrettanto necessario un opportuno schema di incentivi e un efficace quadro istituzionale che disciplini le attività e gli investimenti in trasmissione.

Non esistono, però, delle indicazioni di validità generale in quanto va considerato il contesto in cui il meccanismo incentivante va inserito.

Nonostante siano presenti tutti i fattori necessari ad una espansione ottimale della rete può accadere che il livello di congestione si mantenga elevato. Bisogna tener conto, infatti, degli aspetti autorizzativi che precedono la realizzazione di un'opera di trasmissione. Quando le procedure di *siting* superano nettamente i tempi di autorizzazione e realizzazione di un impianto di generazione lo sviluppo della rete è di difficile gestione e il livello di congestione può rimanere elevato. La soluzione proposta in letteratura è quella di anticipare gli investimenti in trasmissione valutando la probabilità di connessione di un impianto di generazione e le zone di possibile criticità per la rete ed avviando, quindi, le procedure necessarie prima che si abbia la certezza che l'impianto di generazione venga realizzato.

Seguendo le indicazioni che provengono dalla letteratura, il prossimo capitolo va ad esaminare le caratteristiche del sistema elettrico italiano in termini di *unbundling*, di quadro regolatorio e di contesto istituzionale.



## 2 Gli investimenti sulla rete di trasmissione elettrica in Italia

Seguendo il percorso logico, tracciato nel Capitolo 1, si vuole esaminare la situazione in Italia in materia di investimenti sulla rete di trasmissione elettrica. In particolare, si valuta la presenza degli elementi, necessari per una espansione ottimale della rete, che derivano dalla letteratura di riferimento: separazione verticale tra il gestore della rete elettrica e la generazione, schema di regolazione incentivante e contesto istituzionale. Questa analisi qualitativa del contesto italiano è seguita, poi, da un'analisi quantitativa il cui scopo è valutare l'evoluzione della rete di trasmissione in Italia dal 2004 ad oggi.

### 2.1 Assetto del sistema elettrico italiano liberalizzato

Di seguito vengono descritti brevemente i passi che hanno portato all'*unbundling* proprietario in Italia e all'attuale struttura del Mercato elettrico.

Il processo di liberalizzazione del mercato elettrico italiano inizia col Decreto Legislativo 79/99, noto come Decreto Bersani, che recepisce la Direttiva Europea 96/92/CE recante le regole, per il mercato elettrico interno, finalizzate a liberalizzare la domanda, l'accesso alle reti e l'offerta. La Commissione Europea aveva deciso che l'intervento statale dovesse limitarsi alla regolamentazione e al controllo sulle tariffe, e che la libertà commerciale fosse vantaggiosa sia per le imprese che per i consumatori. Tale decreto portò alla separazione degli *asset* di trasmissione e di gestione della Rete di Trasporto Nazionale (RTN). Venne creato un operatore pubblico (*Independent System Operator*, ISO) denominato Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN), mentre il gruppo ENEL rimase proprietario della rete (*Transmission Owner*, TO) fondando Terna S.p.A.

Poi, con la legge 290/03, successivamente resa operativa con il decreto attuativo dell'11 maggio 2004, il Governo dispone, a causa anche della difficoltà di coordinamento tra proprietario e operatore della rete, la fusione tra il TO e l'ISO in un'unica figura.

Nasce, così, il *Transmission System Owner and Operator*, TSO.

Con la stessa Legge, inoltre, venne imposto l'*unbundling* proprietario in trasmissione proibendo alle società di generazione e/o distribuzione di possedere più del 20% dell'azioni del TSO e costringendo l'ENEL a vendere la maggior parte delle azioni di Terna.

Col Decreto Bersani venne affidata al Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (GME) l'organizzazione e la gestione economica del mercato elettrico italiano,

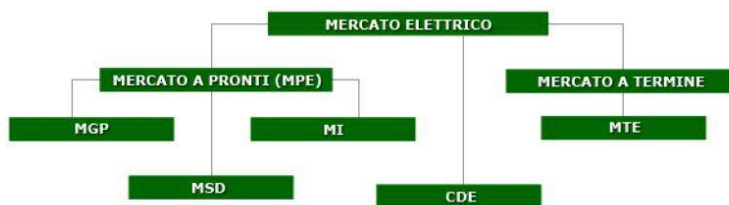
ovvero il mercato organizzato all'ingrosso dell'energia elettrica, comunemente conosciuto come "Borsa Elettrica".

La costituzione del GME si inquadra, quindi, nel contesto del processo di liberalizzazione del settore elettrico e il suo obiettivo è favorire lo sviluppo di un sistema elettrico nazionale concorrenziale.

Per gli scopi di questa tesi occorre descrivere meglio il ruolo del GME e la struttura del mercato elettrico italiano.

Il mercato all'ingrosso dell'energia elettrica si articola, dal 1 gennaio 2010, nel Mercato elettrico a pronti (MPE), nella Piattaforma per la consegna derivati energia (CDE) e nel Mercato elettrico a termine (MTE) (Figura 2.1).

Il mercato all'ingrosso è strutturato in maniera tale che le transazioni possano avvenire attraverso un mercato organizzato oppure sulla base di un sistema di scambi decentrati, basato su contratti bilaterali.



**Figura 2.1 - Schema del mercato elettrico**

(Fonte: GME, <http://www.mercatoelettrico.org>, consultato in Ottobre 2011)

Il mercato a pronti è a sua volta composto dal Mercato del Giorno Prima (MGP), dai Mercati Infragiornalieri (MI) e dal Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD).

Nel MGP avviene la quasi totalità delle transazioni di compravendita di energia elettrica e si scambiano blocchi orari di energia per il giorno successivo, gli operatori partecipano presentando offerte nelle quali indicano la quantità ed il prezzo massimo/minimo al quale sono disposti ad acquistare/vendere. Le offerte sono accettate, dopo la chiusura della seduta di mercato, sulla base del merito economico e nel rispetto dei limiti di transito dettati dalle capacità finite delle linee di trasmissione.

In Italia si è deciso di adottare un modello zonale del mercato per risolvere le congestioni interzonali direttamente sul MGP. Da tale tipo di modello di mercato si ha la formazione di diversi prezzi zonali che concorrono alla formazione del Prezzo Unico Nazionale (PUN) definito come media, pesata sui consumi, dei differenti prezzi zonali.

I MI consentono agli operatori di apportare modifiche ai programmi definiti nel MGP attraverso ulteriori offerte di acquisto o vendita.



Le offerte di acquisto e vendita vengono selezionate sulla base dello stesso criterio di merito economico. A differenza dell'MGP le offerte di acquisto accettate sono valorizzate al prezzo zonale.

Infine, nell'MSD il gestore della rete (Terna) si approvvigiona delle risorse necessarie alla gestione e al controllo del sistema (risoluzione delle congestioni intrazonali, creazione della riserva di energia, bilanciamento in tempo reale). Sull'MSD Terna agisce come controparte centrale e le offerte accettate vengono remunerate al prezzo presentato (*pay-as-bid*).

L'MTE è, invece, la sede per la negoziazione di contratti a termine dell'energia elettrica con obbligo di consegna e ritiro mentre nel CDE vengono eseguiti i contratti finanziari derivati sull'energia elettrica conclusi sull>IDEX<sup>4</sup>, relativamente ai quali l'operatore abbia richiesto di esercitare l'opzione di consegna fisica sul mercato elettrico, dell'energia sottostante il contratto stesso.

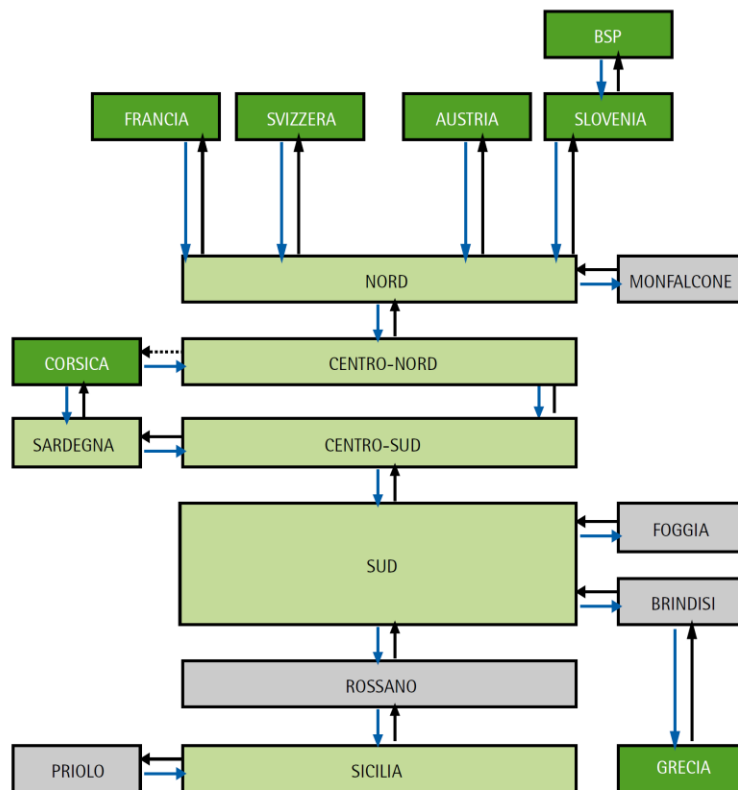
Come già detto, la frammentazione del mercato zonale è finalizzata alla gestione del fenomeno delle congestioni di rete.

L'individuazione di tali zone, e la conseguente suddivisione, nasce dall'analisi di Terna della struttura della rete esistente, dai flussi di potenza, dalla dislocazione delle centrali di produzione.

Le zone vengono distinte in virtuali estere (in verde scuro in figura), se rappresentano i punti di interconnessione con l'estero, virtuali nazionali (in grigio), se rappresentano i punti di interconnessione con i poli di produzione limitata, o zone geografiche (attualmente sei), se rappresentano le suddivisioni fisiche del territorio italiano (Figura 2.2).

---

<sup>4</sup> Segmento del mercato degli strumenti finanziari derivati di Borsa Italiana S.p.a. in cui sono negoziati gli strumenti finanziari derivati sull'energia elettrica.



**Figura 2.2 - Mercato zonale italiano**  
(Fonte: Relazione annuale 2010 GME [14])

In particolare si possono distinguere due tipi di congestione: quelle interzonali, cioè tra diverse zone di mercato, e quelle intrazonali, cioè quelle interne alle zone di mercato. Le prime sono quelle che influenzano direttamente il PUN poiché limitano lo scambio tra le zone con un costo minore di energia verso quelle confinanti con costo maggiore. La risoluzione di tali congestioni presenta un riscontro diretto sull'MGP.

La risoluzione delle congestioni intrazonali ha, invece, un impatto sugli esiti dell'MSD. In questo caso Terna interviene modificando le immissioni ed i prelievi di energia rispetto al programma risultante dall'MGP in modo tale da garantire l'equilibrio fisico della rete. Sebbene le risoluzioni di congestione intrazonali non abbiano un diretto impatto sull'MGP, e conseguentemente sul PUN, non significa che queste non abbiano alcun tipo di influenza nel mercato elettrico. Tutte le congestioni ed inefficienze del sistema sono sempre motivo di un aumento del prezzo finale dell'energia attraverso la componente *uplift* a carico dei consumatori.

## 2.2 Quadro regolatorio per gli investimenti nella rete di trasmissione

In Italia la regolazione del settore elettrico e del gas è affidata all'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG), un'autorità indipendente, istituita con la legge 14 novembre 1995 n. 481, con funzioni di regolazione e di controllo.

L'Autorità ha il compito di perseguire le finalità indicate dalla stessa legge istitutiva con cui si vuole "*garantire la promozione della concorrenza e dell'efficienza*" nei settori dell'energia elettrica e del gas, nonché "*assicurare adeguati livelli di qualità*" dei servizi.

L'Autorità ha competenza nella determinazione delle tariffe base per i servizi regolati, intese come prezzi massimi al netto degli oneri fiscali e loro aggiornamento con il metodo del "*price cap*"<sup>5</sup> (ovvero "*limite massimo della variazione di prezzo vincolata per un periodo pluriennale*"). Inoltre, definisce le disposizioni concernenti la produzione e l'erogazione dei servizi da parte dei soggetti esercenti, dei livelli generali e specifici di qualità dei servizi e dei meccanismi di rimborso automatico agli utenti e consumatori in caso del loro mancato rispetto [15].

A partire dalla sua costituzione, l'Autorità si è mossa lungo queste linee direttrici, avviando un ampio processo di razionalizzazione e modifica del quadro regolatorio del settore elettrico e gas, che dura tuttora.

Con un primo insieme di interventi, l'Autorità ha posto le basi del futuro assetto del settore elettrico e del gas definendo tariffe maggiormente aderenti ai costi di produzione e di erogazione dei servizi e prevedendo specifici meccanismi incentivanti che hanno determinato un progressivo recupero di efficienza produttiva degli operatori.

L'esigenza di sostenere lo sviluppo competitivo dei mercati si è tradotta in una forte attenzione da parte dell'Autorità verso lo sviluppo delle reti, necessarie sia per garantire livelli di offerta sufficienti a consentire il pieno dispiegarsi della concorrenza nei mercati, sia per assicurare un servizio adeguato al cliente finale. È stata prevista, allora, una maggiore remunerazione sul capitale investito, riconosciuta sia agli investimenti di sviluppo della capacità di trasporto, volti a ridurre le congestioni tra zone di mercato o intrazonali, sia agli investimenti volti a incrementare la *Net Transfer Capacity* (NTC) sulle frontiere elettriche (Delibera 348/07).

Più precisamente [16]:

---

<sup>5</sup> Il metodo del *price cap* pone un vincolo alla crescita annua delle tariffe pari alla differenza fra tasso programmato di inflazione e aumento della produttività conseguibile dall'impresa esercente il servizio, più altri fattori eventualmente riconosciuti in tariffa quali i recuperi di qualità del servizio.

- gli investimenti di sviluppo della capacità di trasporto volti a ridurre le congestioni tra zone di mercato e le congestioni intrazonali, ma anche gli investimenti volti ad incrementare la *Net Transfer Capacity* (NTC) sulle frontiere elettriche hanno diritto a una maggiorazione del 3% per 12 anni;
- gli investimenti relativi al Piano di difesa hanno diritto ad una maggiorazione del 2% per 12 anni.

Con la delibera 11 giugno 2010 (ARG/elt 87/10) l'Autorità, in attuazione delle disposizioni previste dalla delibera 19 dicembre 2008, ARG/elt 188/08, finalizzate a promuovere l'entrata in esercizio di nuove infrastrutture di trasmissione strategiche per lo sviluppo della concorrenza, ha attivato un meccanismo di incentivo per il gestore della RTN.

Tale meccanismo prevede che questi possa ottenere il riconoscimento della maggiorazione sulla remunerazione delle immobilizzazioni in corso (LIC), relative a specifici interventi di sviluppo della rete, a fronte dell'impegno a garantire l'entrata in esercizio di tali investimenti entro scadenze prestabilite. L'Autorità ha previsto che il meccanismo di incentivi si applichi a decorrere dal periodo di regolazione 2012-2015 e, solo in via sperimentale, al periodo 2008-2011.

In particolare, sono stati previsti due schemi incentivanti complementari ad accesso facoltativo [17]:

- un meccanismo di riconoscimento delle maggiori remunerazioni sulle LIC, basato sulla verifica del raggiungimento di obiettivi annuali di sviluppo proposti dall'impresa e approvati dall'Autorità;
- un meccanismo relativo a ogni singolo intervento, che riconosce premi/penalità in funzione dell'anticipo o del ritardo rispetto alla data obiettivo prevista per il completamento di ogni singolo progetto rientrante tra quelli di investimento approvati dall'impresa; qualora l'impresa incorra in penalità, è tenuta anche alla restituzione delle maggiori remunerazioni riconosciute sulle LIC.

Il 21 Luglio 2011 (ARG/elt 101/11) viene deliberato l'accertamento dell'incentivazione all'accelerazione degli investimenti di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale, di cui all'articolo 8 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas dell'11 giugno 2008 (ARG/elt 87/10). Nell'articolo 8 vengono definite le modalità di applicazione dell'incentivazione all'accelerazione degli investimenti. In particolare si legge che "Entro il 31 gennaio di ciascun anno l'impresa (Terna) comunica all'Autorità lo stato di raggiungimento delle *milestone* e degli interventi e i costi sostenuti con riferimento all'anno precedente, fornendo all'Autorità la documentazione

comprovante il conseguimento” e che poi l’Autorità accerta il raggiungimento di suddetti obiettivi.

L’incentivazione si applica secondo le seguenti specifiche:

- “l’Autorità, per ciascun anno di validità del meccanismo, verifica nell’anno  $n$ , la quota di raggiungimento delle *milestone* nell’anno  $n-1$ , calcolando tale quota sulla base del valore convenzionale di ciascuna di esse rispetto al valore complessivo delle *milestone* dell’anno così come previsto nella proposta approvata ai sensi degli articoli 4 e 7 del presente provvedimento”;
- “qualora la quota di cui al precedente punto risulti uguale o superiore al 70%, all’impresa è riconosciuta l’incentivazione per l’accelerazione con riferimento alle immobilizzazioni in corso al 31 dicembre dell’anno  $n-2$ ”.

Con la Deliberazione n. 101/11, a fronte dell’accertato raggiungimento della soglia del 70% di cui sopra, l’Autorità prevede di riconoscere l’incentivazione con riferimento alle immobilizzazioni in corso al 31 dicembre 2008 a valere sulla remunerazione riconosciuta per l’anno 2010. Inoltre, l’Autorità conferma l’incentivazione già ricompresa nel riconoscimento tariffario 2011 con riferimento alle immobilizzazioni in corso al 31 dicembre 2009.

Per quanto riguarda, invece, la regolazione della qualità del servizio, anch’essa importante per gli investimenti in trasmissione elettrica, vengono di seguito introdotti gli indicatori adottati nel terzo periodo regolatorio (2008-2011). La Deliberazione, ARG/elt 341/07, del 27/12/2007, ha introdotto gli indicatori e lo schema di incentivi e penalità per Terna al fine di ridurre le disalimentazioni sulla RTN e prevenire o mitigare incidenti rilevanti. Gli indicatori sottoposti al meccanismo di premi/penalità sono:

- ENSR, Energia Non Fornita di Riferimento;
- NDU, Numero Disalimentazioni per Utente;
- QSD, Quota di utenti Senza Disalimentazioni.

Nella Deliberazione n. 341/07 si legge che “l’indicatore *Energia non fornita di riferimento* è pari all’ammontare annuo di energia non fornita per tutti gli eventi che abbiano interessato, anche parzialmente, la Rete di Trasmissione Nazionale, esclusa la rete già di proprietà di Enel Linee Alta Tensione S.r.l. e successivamente acquisita da Terna”.

“L’indicatore *Numero di disalimentazioni per utente RTN* è pari al numero medio di disalimentazioni, lunghe o brevi, subite dagli utenti direttamente connessi alla RTN 2008, per tutti gli eventi che abbiano interessato, anche parzialmente, la medesima RTN 2008 in ciascuna Area Operativa di Terna”. Infine, “La *Quota di utenti RTN senza disalimentazioni* è pari al rapporto tra il

numero di utenti, di qualunque tipo e direttamente connessi alla RTN 2008, che nel corso dell'anno non hanno subito alcuna disalimentazione e il numero complessivo di utenti, di qualunque tipo, direttamente connessi alla RTN 2008". Nella stessa Deliberazione vengono forniti dei livelli di partenza e dei livelli obiettivo per questi indicatori. Per ognuno, sia per il 2010 che per il 2011, Terna ha diritto a un incentivo nel caso in cui i livelli effettivi degli indicatori di qualità del servizio di trasmissione siano migliori dei livelli obiettivo. Viceversa, nel caso di mancato raggiungimento di tali obiettivi, ha l'obbligo di versare una penalità nel conto "Qualità dei servizi elettrici".

### **2.3 Contesto istituzionale per la realizzazione della rete elettrica**

Terna, in base al Decreto Ministeriale del 20 aprile 2005, gestisce le attività di trasmissione e dispacciamento al fine di assicurare che il servizio sia erogato in sicurezza, affidabilità e continuità nel breve e lungo periodo. Lo stesso decreto predispone che, per assicurare un adeguato sviluppo della RTN, la concessionaria delle attività di trasmissione e dispacciamento compili un Piano di Sviluppo (PdS) annuale nel quale deve specificare come intende raggiungere i seguenti obiettivi:

- potenziare la rete adeguandola al fabbisogno energetico attuale e alla previsione di domanda nell'arco di tempo preso come riferimento;
- potenziare le reti di interconnessione con l'estero;
- minimizzare le congestioni interzonali;
- soddisfare richieste di connessione alla RTN degli aventi diritto;
- intervenire sulle RTN per richieste formulate da società proprietarie o concessionarie della medesima rete.

Pianificare e realizzare gli investimenti in trasmissione rappresenta una sfida complessa non solo dal punto di vista dell'analisi decisionale ma, una volta scelto di investire sulla rete, ci si scontra con un lungo percorso che può raggiungere facilmente periodi compresi tra i 7 ed i 10 anni. Numerose sono le variabili che portano a tale tempistica e molto spesso, come si evince dallo studio del PdS di Terna degli ultimi anni, si hanno slittamenti nella conclusione delle opere.

I rallentamenti si possono classificare, a seconda delle cause che li hanno generati, in una delle seguenti categorie:

- problematiche tecniche;
- problematiche legate alla localizzazione;
- problematiche legate alle opposizioni locali.

Tuttavia, non è semplice individuare con assoluta evidenza le responsabilità degli slittamenti: molto spesso le cause sono molteplici e l'interpretazione risulta complessa. L'iter realizzativo dovrebbe, come obiettivo, garantire il più possibile trasparenza al percorso decisionale verso la realizzazione dell'opera.

La legge 239/04, "Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia", indica quale siano le tappe da seguire durante questo processo. Attualmente, per ogni singolo progetto, si possono distinguere due fasi: la fase preliminare e la fase attuativa vera e propria [11].

### **2.3.1 Fase preliminare**

La fase preliminare rappresenta il momento in cui il gestore della rete individua la necessità di rafforzare la connessione tra due porzioni di rete. Tali opere, non ancora localizzate e senza una chiara definizione di tracciato, vengono inserite nel Piano di Sviluppo redatto annualmente dal gestore della rete.

Andando ad analizzare i PdS di Terna si possono individuare i fattori che guidano l'operatore di rete nella pianificazione dello sviluppo della RTN.

Tali fattori sono sia di tipo tecnico, perciò volti ad individuare investimenti per un esercizio in sicurezza della rete, che di tipo economico, con l'obiettivo di ridurre i costi legati alle congestioni.

Nella prima tipologia rientrano la gestione in sicurezza della rete e l'evoluzione della domanda e dell'offerta.

Nel processo di pianificazione della RTN un ruolo fondamentale è assunto dall'analisi delle problematiche e criticità presenti che ne influenzano l'esercizio in affidabilità e sicurezza. L'individuazione degli elementi critici del sistema viene fatta con un'analisi statistica relativa al rischio di sovraccarico della rete in condizioni di sicurezza N-1, cioè in una condizione nella quale un qualunque elemento della rete sia fuori servizio. Tali studi vengono effettuati su accurate simulazioni che tengono conto dell'attuale situazione della rete in termini di infrastrutture presenti e flussi di potenza registrati.

In Italia, Terna effettua delle simulazioni sulla rete anche in tempo reale, ogni quarto d'ora, e attraverso l'analisi dei risultati è possibile individuare le eventuali modifiche da apportare alla RTN sia in termini di capacità di trasmissione che di capacità di trasformazione.

Ad esempio, la Tabella 2.1 mostra il numero di eventi, in percentuale sul totale, nei quali le simulazioni effettuate da Terna sulla rete di trasporto primaria a 380-

220 kV (dal luglio 2009 al giugno 2010) e secondaria a 150-132 kV (dal luglio al dicembre 2009) hanno mostrato un sovraccarico<sup>6</sup> in condizioni N-1.

**Tabella 2.1 - Sovraccarichi per la rete di trasporto**

(Fonte: elaborazioni proprie da PdS 2011 Terna [12])

	<b>Rete di trasporto primaria</b>	<b>Rete di trasporto secondaria</b>
<b>Nord Ovest</b>	9%	3%
<b>Lombardia</b>	8%	19%
<b>Nord Est</b>	66%	34%
<b>Centro Nord</b>	4%	21%
<b>Centro</b>		14%
<b>Sud</b>	12%	6%
<b>Sicilia</b>	1%	2%
<b>Sardegna</b>		1%

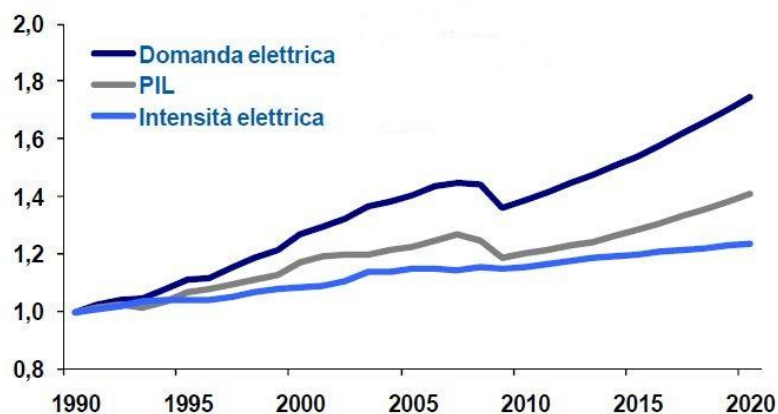
La Tabella 2.1 mostra che nell'area di rete del Nord-Est del Paese, in particolare in Veneto e Friuli Venezia Giulia, sono localizzati il 66% degli eventi. Tale porzione di rete è caratterizzata da una capacità di trasporto non adeguata al transito delle potenze in importazione dalla frontiera austriaca e slovena a cui si aggiunge la produzione dei locali poli di generazione verso i centri di consumo che insistono su un sistema non adeguatamente magliato.

Un altro fondamentale elemento per valutare l'eventuale necessità di un possibile intervento sulla rete è l'evoluzione della domanda. Terna, infatti, compila scenari previsionali a medio/lungo termine basandosi sull'analisi dei dati degli anni precedenti e stima il tasso di crescita della domanda in termini di consumo energetico e di massima potenza alla punta. In prima approssimazione, il modo più accurato per stimare il fabbisogno di energia elettrica è analizzare e prevedere l'andamento futuro di grandezze macroeconomiche quali il tasso di crescita nazionale, che è indice dello sviluppo economico del Paese. La grandezza che mette in relazione la domanda elettrica con le grandezze economiche è l'intensità elettrica.

La Figura 2.3 mostra la stretta correlazione tra il tasso di variazione del Prodotto Interno Lordo (PIL) e la domanda nazionale di energia elettrica, tale legame è dovuto principalmente al grosso peso dei consumi elettrici derivanti da attività industriali.

<sup>6</sup> Ciascuno degli eventi è caratterizzato dalla presenza di almeno un elemento in rete con sovraccarico di corrente superiore al 20% per le linee ed al 10% per i trasformatori.





**Figura 2.3 - Domanda di energia elettrica, PIL ed intensità energetica**

(Fonte: PdS 2011 Terna [18])

Dal 1981 al 2007 la domanda annuale di energia elettrica in Italia ha registrato un trend positivo. Il 2008 è stato il primo anno nel quale si è registrata una piccola flessione negativa (pari al -0,1% rispetto all'anno precedente) mentre nel 2009, a causa della crisi che ha interessato tutti i paesi sviluppati, la domanda di energia elettrica ha avuto una riduzione del 5,1% rispetto al 2008 a fronte di una riduzione del tasso medio annuo di crescita del 5,3%.

Nel periodo 2011-2020 Terna stima complessivamente una evoluzione della domanda di energia elettrica con un tasso medio annuo del +2,3% nello scenario di sviluppo, corrispondente a 410 TWh nel 2020 [18].

Va sottolineato che le proiezioni future del PIL, necessarie per la valutazione di un eventuale adeguamento della rete, rimangono comunque molto incerte e, quindi, nonostante la scrupolosa analisi dell'evoluzione dei dati riferiti ad anni passati, le previsioni non sempre rispecchiano la realtà<sup>7</sup>.

Ultimo aspetto legato alla domanda, e, quindi, alla necessità di adeguare la capacità di trasmissione ad essa, è quello della potenza di punta.

Dagli anni '90 fino al 2000 il picco di potenza si verificava nella stagione invernale (per l'utilizzo del riscaldamento, dell'illuminazione, ecc.) ed era sensibilmente maggiore rispetto a quello estivo. Negli anni successivi, invece, oltre ad un progressivo aumento del carico, il gap tra la potenza di picco nelle stagioni estiva ed invernale è andato sempre più riducendosi fino all'inversione

<sup>7</sup> Un ulteriore fattore da considerare è il sempre più perseguito obiettivo di risparmio energetico volto alla riduzione dell'energia impiegata nella realizzazione dei beni e servizi a parità del valore o della qualità di tali produzioni. Questo fatto porterà ad una riduzione della domanda, in termini di intensità energetica, di non facile stima.

di tendenza avvenuta negli anni 2006, 2008 e 2009 a causa della diffusione, sempre più ampia, di impianti di condizionamento dell'aria.

Questo fatto è piuttosto importante in quanto la capacità di trasmissione della rete, a parità di margine di sicurezza, è inversamente proporzionale alla temperatura ambientale. Ciò implica che lo stesso impianto, nonostante sia correttamente dimensionato per il periodo invernale, possa non esserlo affatto per il periodo estivo e di questo bisogna tener conto in fase di pianificazione degli investimenti in rete.

Per garantire condizioni di equilibrio e di copertura del fabbisogno di energia elettrica, all'evoluzione della domanda segue l'adeguamento dell'offerta. Risulta, quindi, necessario studiare quale sarà, nel medio e nel lungo periodo, l'evoluzione del parco produttivo nazionale. In particolare, i fattori legati alla necessità di un adeguamento della RTN sono: lo sviluppo del parco produttivo da fonte termoelettrica, da fonte rinnovabile e l'incremento della capacità di interconnessione con altri Paesi.

Nel corso degli ultimi anni, si è assistito a un graduale rinnovamento del parco produttivo italiano caratterizzato principalmente dalla trasformazione in ciclo combinato di impianti esistenti e dalla realizzazione di nuovi impianti anch'essi prevalentemente a ciclo combinato. Complessivamente, sono stati realizzati 45 nuovi impianti per un incremento della potenza di 24.000 MW elettrici.

Oltre alla capacità totale degli impianti installati e previsti, risulta fondamentale per il TSO conoscere la dislocazione degli stessi: la nuova generazione potrebbe dar luogo, infatti, a problemi di congestione e riduzione del margine di sicurezza fino a quando la rete non sarà adattata.

Nella Figura 2.4-A viene visualizzata la distribuzione sul territorio dell'aumento di capacità produttiva realizzato dal 2002 al 2010. Si vede che circa il 36% degli impianti entrati in servizio è localizzato nell'area Nord del Paese mentre il 48% è localizzato nel Sud. A questi si aggiungono (Figura 2.4-B) ulteriori impianti autorizzati (in costruzione o con i cantieri non ancora avviati) localizzati in Piemonte, Lombardia, Veneto, Lazio, Campania, Calabria e Sardegna per un totale di circa 4.800 MW elettrici atteso dopo il 2011.

Questa distribuzione di nuova potenza potrebbe determinare nel breve-medio periodo un aggravio delle congestioni del sistema di trasmissione, soprattutto sulla sezione Nord-Centro Nord e Sud-Centro Sud [18].

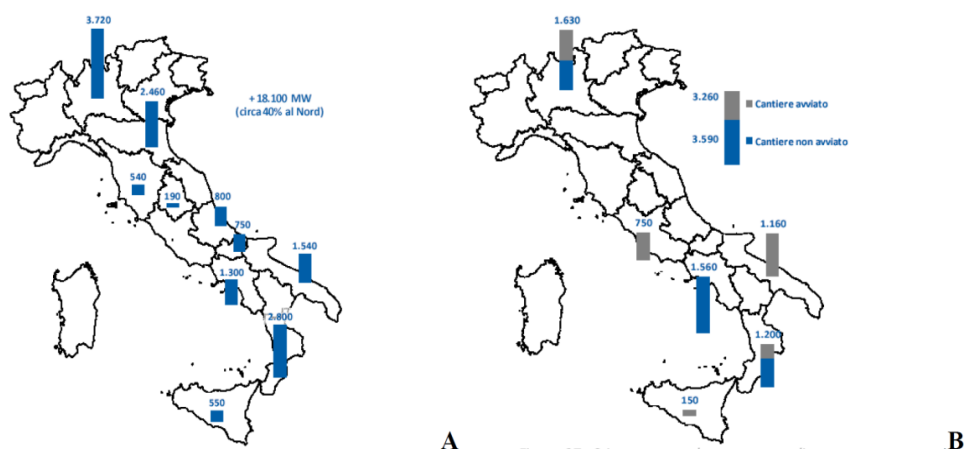


Figura 2.4 - Potenza nuove centrali termoelettriche (A) e potenza prevista (B)

(Fonte: PdS Terna 2011 [18])

In aggiunta agli impianti termoelettrici, si considera anche lo sviluppo di impianti da fonte rinnovabile, che, nel corso degli ultimi anni, hanno avuto un trend di crescita in continuo aumento.

Questi impianti sono tuttavia caratterizzati da una fonte primaria discontinua che non rende possibile l'utilizzo a programma della potenza installata. Inoltre, risulta difficile anche ipotizzare uno scenario verosimile nel lungo periodo in quanto, statisticamente, il numero degli impianti effettivamente realizzati è inferiore rispetto alle richieste di connessione.

Al fine di avere un'idea della capacità che presumibilmente sarà disponibile nel medio-lungo periodo, è possibile costruire uno scenario che, partendo dalle previsioni di breve-medio termine, tende al raggiungimento dei target minimi definiti nel Piano di Azione Nazionale (PAN) al 2020 (Paragrafo 3.1) che prevedono almeno:

- 12.680 MW da eolico, di cui 680 MW da impianti off-shore;
- 8.600 MW da fotovoltaico, di cui 600 MW solare a concentrazione.

Gli interventi di sviluppo della RTN, insieme alle motivazioni tecniche descritte nel piano di sviluppo, sono anche accompagnate da giustificazioni economiche. Infatti, se da una parte la principale ragione per la pianificazione di un intervento di sviluppo è rappresentata dalla necessità di coprire il fabbisogno elettrico del Paese, in condizioni di adeguatezza e sicurezza del sistema di trasmissione elettrica, dall'altra ogni progetto ha un impatto in termini di beneficio economico sul Sistema Paese.

A tal proposito Terna utilizza una metodologia [19] di calcolo dei costi e benefici in termini di impatto sul Sistema Paese che è già stata approvata dagli organi deputati all'approvazione del PdS: il Ministero dello Sviluppo

Economico e l'AEEG. All'interno del PdS vengono, perciò, messi solo quegli interventi in cui il beneficio economico per il sistema è superiore al loro costo.

La valutazione dei costi e benefici traduce in valore economico il valore elettrico che gli interventi di sviluppo del sistema elettrico italiano rappresentano.

Questa metodologia prevede il confronto dei costi e dei benefici attualizzati di ogni singolo progetto di sviluppo. Viene dunque calcolato l'*Indice di Profittabilità* (IP) definito come il rapporto tra il totale dei benefici e il totale dei costi attualizzati:

$$IP = \frac{\text{Totale dei benefici attualizzati}}{\text{Totale dei costi attualizzati}}$$

La valutazione dei costi e benefici, però, non risulta semplice in quanto, a causa dell'ampio orizzonte temporale considerato nell'analisi (indicativamente vent'anni), sono presenti variabilità del sistema elettrico in termini di evoluzione della domanda, del carico, del costo del combustibile e delle materie prime nonché della tassazione sulle emissioni. L'utilizzo dell'IP è, tuttavia, molto utile in quanto fornisce una valutazione diretta della convenienza dell'investimento. Condizione necessaria per la fattibilità di un investimento in trasmissione è che l'IP sia maggiore di uno.

Dopo aver illustrato tutti i fattori che guidano le scelte dell'operatore di rete nella fase preliminare, si descrive brevemente l'iter istituzionale che caratterizza la stessa fase.

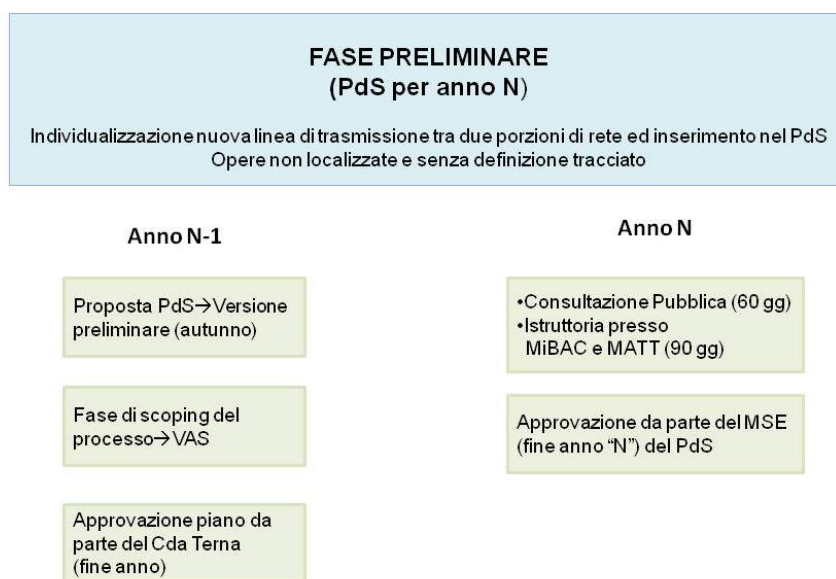
In riferimento ad un generico anno N, la fase preliminare inizia nell'autunno dell'anno N-1 quando viene stesa una proposta preliminare del PdS. Nella preparazione del piano, si fa riferimento ai piani di sviluppo degli anni precedenti, all'eventuale sviluppo di nuovo parco di generazione e al contesto internazionale. Conseguentemente alla stesura del piano ne è prevista la valutazione degli effetti sull'ambiente naturale attraverso la Valutazione Ambientale Strategica (VAS). Questa deve intervenire a monte della pianificazione con la "finalità di garantire un elevato livello di protezione dell'ambiente e contribuire all'integrazione di considerazioni ambientali all'atto dell'elaborazione, dell'adozione e approvazione di detti piani e programmi assicurando che siano coerenti e contribuiscano alle condizioni per uno sviluppo sostenibile" (Art. 4 del Decreto 4/08).

In sostanza la VAS costituisce l'elemento valutativo, gestionale e di monitoraggio del piano, in fase di proposta, riassumibile sotto tre competenze specifiche: strategiche, strutturali, attuative.

A completamento della fase preliminare dell' anno N-1, il C.d.A. di Terna si deve esprimere sull'approvazione del piano proposto. Nei primi mesi dell'anno N, il PdS approvato viene reso accessibile avviando una fase di consultazione pubblica che dura 60 giorni. La presa visione del documento avviene conseguentemente alla pubblicazione sul sito ufficiale del gestore della rete e su quello dei ministeri competenti: il Ministero per i Beni e le Attività Culturali (MiBAC) e il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATT). Contestualmente, Terna presenta richiesta di pronuncia di compatibilità ambientale strategica al MiBAC, al MATT, alla Commissione tecnica di Verifica dell'Impatto ambientale e al Ministero dello Sviluppo Economico (MSE), tale istruttoria dura 90 giorni durante i quali viene dato il "parere motivato". Entro 60 giorni successivi e comunque entro la fine dell'anno, L'MSE deve procedere all'approvazione definitiva del piano.

Termina così la fase preliminare.

Quanto finora detto, è riassunto nella Figura 2.5.



**Figura 2.5 - Schema riassuntivo fase preliminare**

(Fonte:[2] [11])

### 2.3.2 Fase attuativa

La fase attuativa, invece, rappresenta l'iter autorizzativo vero e proprio, ogni singolo progetto seguirà un percorso che ad oggi, in Italia, necessita di circa 7 anni anche se esiste una forte variabilità a seconda dello specifico progetto [11].

Tuttavia, già da ora, si può affermare che esistono variabili tecniche che agiscono come leva temporale, tra queste lo sviluppo in lunghezza dell'opera e la tipologia del progetto.

Lo sviluppo in lunghezza incide sul numero di enti pubblici che dovranno essere coinvolti (Regioni, Comuni, ecc) mentre la tipologia del progetto terrà conto delle difficoltà riscontrabili nella progettazione e nella realizzazione di un'opera a seguito di interventi ingegneristici più o meno complessi (come per esempio l'uso di cavi interrati).

Seguendo la schematizzazione proposta da Groppi e Pellini in [11], la fase attuativa viene suddivisa in tre momenti:

- concertazione;
- autorizzazioni;
- realizzazione.

Di norma la durata temporale della fase concertativa è di 3 anni e rappresenta, o dovrebbe rappresentare, la fase più delicata e critica poiché è caratterizzata da un percorso di concertazione che il gestore della rete ritiene dover fare, pur senza esserne obbligato, con le amministrazioni cittadine, le autorità paesaggistiche e le Regioni coinvolte nel progetto.

In questa fase, lo scopo è di giungere alla definizione del tracciato e/o possibili alternative al progetto; in pratica occorre trattare coi diversi soggetti interessati al fine di ottenere, attraverso un processo largamente condiviso, un sostanziale nulla osta. Effettivamente non è semplice trovare un giusto compromesso, spesso Terna deve subire frequenti slittamenti per effetto Nimby (Not In My Back Yard) da parte dei soggetti partecipanti. Più in dettaglio, la fase concertativa è caratterizzata da diverse sotto fasi:

- determinazione dell'idoneità territoriale;
- definizione del territorio, fascia fattibilità e tracciato;
- protocollo d'intesa con le Regioni e gli Enti locali.

Quando si arriva a sottoscrivere il Protocollo si è in grado di ottenere un'analisi critica del territorio e della sostenibilità del Piano Territoriale di Sviluppo e la sua conclusione sancisce l'accordo sul progetto.

Terminata la fase di concertazione, il passo successivo è l'ottenimento delle autorizzazioni. Questa fase è disciplinata dalla legge 290 del 27/10/2003: il comma 1 dell'articolo 1-sexies prevede che "l'autorizzazione alla costruzione di un elettrodotto sia rilasciata dalle amministrazioni competenti mediante un procedimento unico" ed "entro il termine di sei mesi dalla data di presentazione della domanda". Inizia, dunque, con la richiesta della domanda di autorizzazione

da parte di Terna al MSE e verrà coordinata da un responsabile designato all'interno del ministero. Si possono evidenziare cinque passaggi fondamentali:

- la procedura di VIA;
- le Conferenze dei Servizi;
- l'intesa con la/le Regioni;
- la presentazione della domanda;
- il Decreto autorizzativo.

Terminata definitivamente la fase autorizzativa, il singolo progetto potrà essere realizzato fisicamente. La fase di cantiere ha una durata media di almeno anno e mezzo [11].

La Figura 2.6 mostra, in sintesi, la fase attuativa.

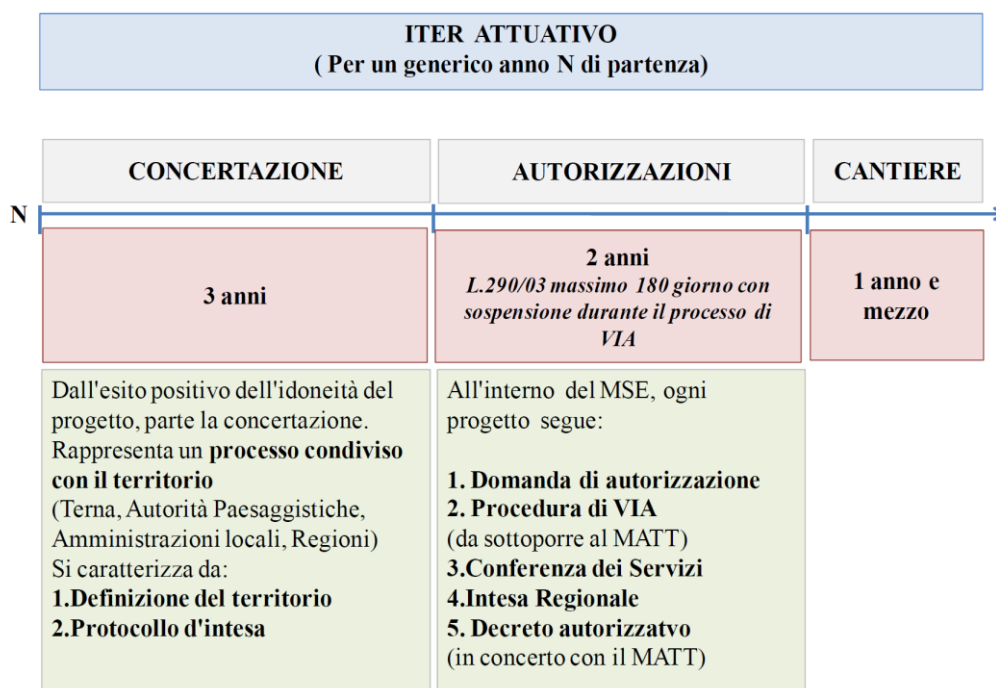


Figura 2.6 - Schema riassuntivo fase attuativa

(Fonte: [2] [11])

## 2.4 Analisi quantitativa

Dalla analisi qualitativa effettuata nei paragrafi precedenti si deduce che in Italia è presente sia l'*unbundling* proprietario, tra operatore di rete e generazione, sia un adeguato sistema incentivante. Sono, quindi, presenti i fattori necessari per

una espansione ottimale della rete ma la lunghezza della fase attuativa, che precede la realizzazione di un investimento in trasmissione, ostacola l'espansione della stessa.

In questo paragrafo si vuole mostrare l'evoluzione della rete di trasmissione elettrica in Italia, negli anni post-liberalizzazione, con lo scopo di confermare, in termini quantitativi, quanto emerso dall'analisi qualitativa degli investimenti in trasmissione in Italia.

In particolare, si utilizzano degli indici per valutare la propensione di Terna ad investire ed il livello di congestione.

I dati raccolti, utili per fotografare le caratteristiche della rete di trasmissione in Italia, fanno principalmente riferimento a quanto reso pubblico da Terna e dal GME (a partire dal 01/04/2004).

### **2.4.1 Attitudine ad investire in rete**

Per prima cosa si analizza l'attitudine di Terna ad investire. Lo scopo è quello di verificare se la presenza dei fattori, proposti in letteratura, porti ad un aumento degli investimenti in rete.

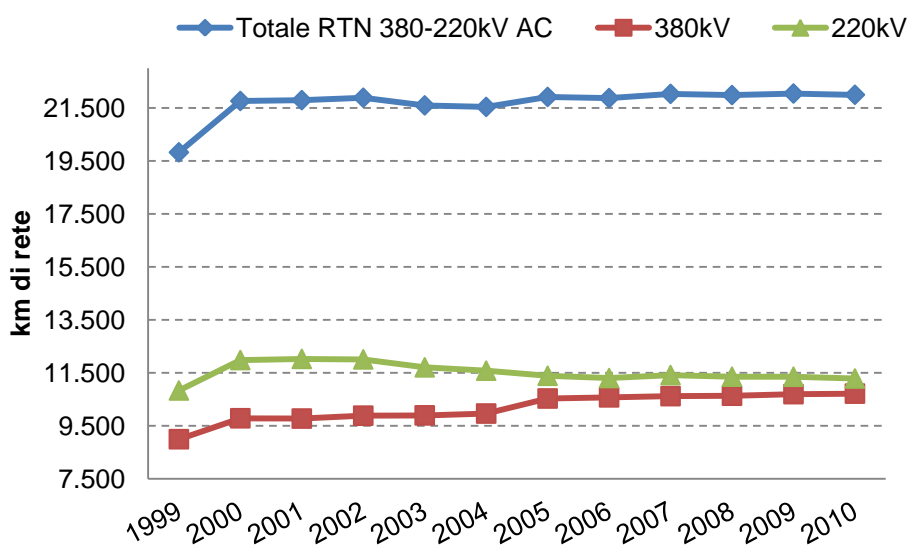
Dal Bilancio 2010 di Terna si legge che, sul fronte dello sviluppo della rete, l'azienda ha confermato l'accelerazione impressa negli ultimi anni realizzando oltre 1.000 km di nuovi elettrodotti, nonché 48 nuove stazioni e che gli investimenti hanno raggiunto i 1.162 milioni di euro (cioè il 30% in più rispetto ai 900 milioni del 2009).

Prendendo come indice dell'investimento l'estensione della rete in AT/AAT<sup>8</sup>, si potrebbe concludere che, nell'ultimo decennio (Figura 2.7), non ci siano stati significativi investimenti in quanto la lunghezza complessiva delle linee è rimasta pressoché invariata. Tale considerazione non tiene conto, però, del fatto che Terna agisce su più fronti: la costruzione di nuovi elettrodotti, l'ammodernamento di quelli esistenti e la dismissione delle linee vetuste. Non esiste, quindi, una correlazione diretta tra i km di linee e la capacità di trasmissione disponibile.

---

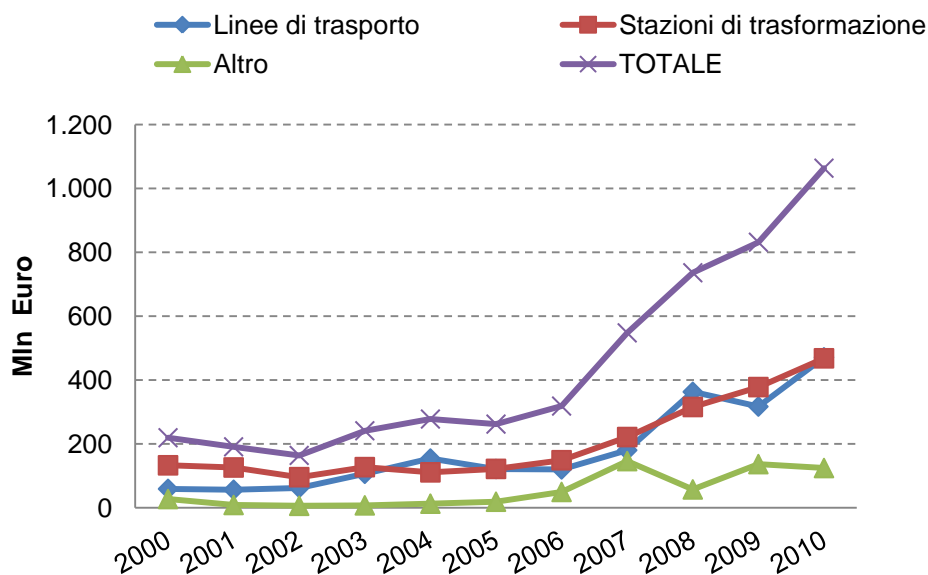
<sup>8</sup> L'analisi è stata fatta in AC. Il contributo (modesto) della rete in CC non è stato tenuto in considerazione in quanto spesso parte di una linea transfrontaliera.





**Figura 2.7 - km di AT/AAT in AC dell'RTN**  
(Fonte: rielaborazioni proprie da Rete elettrica Terna [20])

In alternativa, si possono osservare i valori assoluti degli investimenti in *asset* di trasmissione come linee di trasporto, stazioni di trasformazione ed altro (Figura 2.8). Si ottengono delle indicazioni qualitative più utili per valutare l'effettiva propensione ad investire di Terna ma ancora non del tutto esaustive.

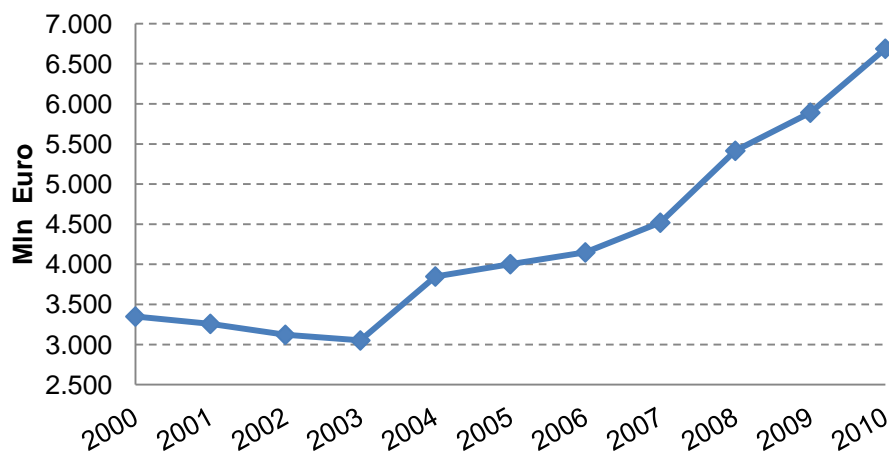


**Figura 2.8 - Investimenti sull'RTN**  
(Fonte: rielaborazioni proprie da Bilancio Terna 2010 [21])

Per poter trarre considerazioni di validità generale bisogna tener conto del peso degli investimenti, in valore assoluto, rispetto alle dimensioni complessive degli *asset*.

Quindi, per ottenere un dato significativo, i valori assoluti degli investimenti effettuati sugli *asset* in trasmissione, all'anno generico N, sono stati normalizzati rispetto al valore delle immobilizzazioni materiali dichiarate nel bilancio economico di Terna all'anno N-1 (Figura 2.9).

Il valore ottenuto, *Investment Rate* [22], rappresenta meglio l'attitudine di Terna ad investire (Figura 2.10).



**Figura 2.9 - Valore immobilizzazioni materiali di Terna**

(Fonte: rielaborazioni proprie da Bilancio Terna 2010 [21])

Il trend è complessivamente crescente, passando da valori di circa il 5% fino ad oltre il 18%, nel periodo considerato. In particolare, si vede che dal 2005 gli investimenti crescono sempre, ad eccezione del 2009 che è l'anno della crisi economica.

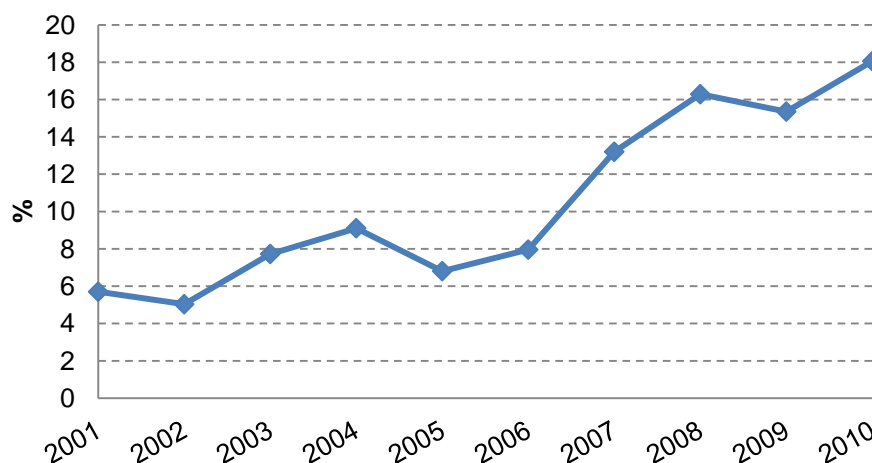


Figura 2.10 - Andamento dell'Investment rate

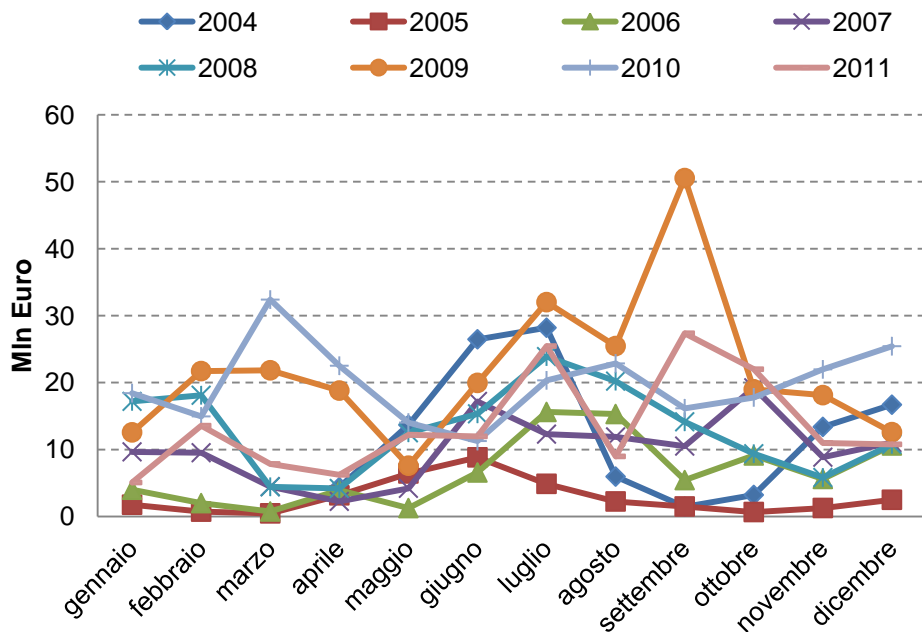
Va sottolineato che il 2005 è l'anno a partire dal quale l'operatore e il proprietario della rete di trasmissione si fondono in un'unica figura (Terna). A conferma di quanto detto in letteratura (Paragrafo 1.2.1), quindi, l'unificazione dell'operatore di rete e del proprietario è vantaggiosa per un'espansione ottimale della rete stessa.

#### 2.4.2 Assegnazione dei diritti di transito e congestioni

Dopo aver osservato l'evoluzione nel tempo degli investimenti in trasmissione da parte di Terna, si valuta come il mercato abbia reagito in termini di risoluzione delle congestioni.

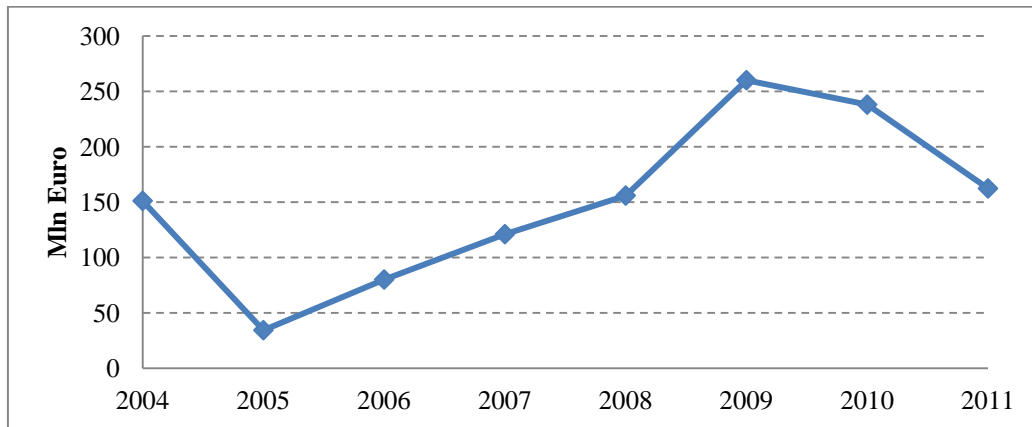
Come parametro di misura della congestione interzonale si utilizza, generalmente, la rendita di congestione, generata in maniera implicita dall'algoritmo di risoluzione del mercato. In Figura 2.11 viene mostrato l'andamento mensile della rendita di congestione dal 2004 al 2011 mentre in Figura 2.12 è rappresentato l'andamento annuale della rendita di congestione in Italia<sup>9</sup>.

<sup>9</sup> Per l'anno 2004 i valori della rendita di congestione partono dal mese di aprile, anno in cui è stata avviata la Borsa elettrica. Per i primi tre mesi si è ipotizzato un valore pari alla media ottenuta dai nove mesi successivi.



**Figura 2.11 - Rendita di congestione mensile in Italia**  
 (Fonte: Rielaborazioni proprie da Rapporti mercati elettrici GME [23])

In riferimento alla Figura 2.11, si può notare come l'aumento della rendita di congestione segua i picchi estivi ed invernali, mesi nei quali si raccoglie circa il 50% della rendita annuale.



**Figura 2.12 - Rendita di congestione annuale in Italia**  
 (Fonte: Rielaborazioni proprie da Rapporti mercati elettrici GME [23])

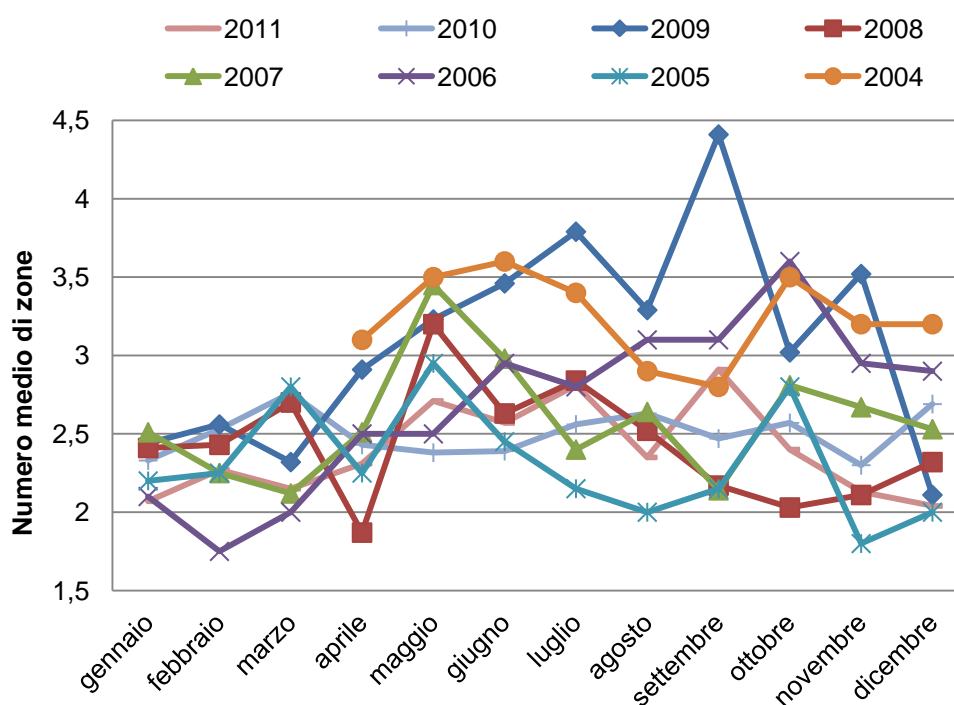
Confrontando la Figura 2.10 con la Figura 2.12 si vede che l'andamento dell'*Investment Rate* è simile a quello della rendita di congestione. Questo vuol

dire che, a fronte di una maggiore propensione da parte di Terna ad investire, il livello di congestione continua ad aumentare.

Come si è detto nel Paragrafo 2.1, nel caso di congestione il mercato si separa in due o più zone (Figura 2.13) con un prezzo di equilibrio diverso.

I valori relativi alla rendita di congestione del settembre 2009 sono un esempio del legame tra rendita di congestione e frammentazione del mercato. Si vedano, ad esempio, i picchi presenti per settembre 2009 in Figura 2.11 e Figura 2.13.

L'influenza della frammentazione sulla rendita di congestione complessiva dipende sia dall'energia elettrica transitata sull'interfaccia saturata che dalla frequenza di ore di congestione.



**Figura 2.13 - Numero medio di zone di mercato in Italia**

(Fonte: Rielaborazioni proprie da Rapporti mercati elettrici GME [23])

Anche lo scambio tra zone di mercato nelle quali la frequenza delle ore di congestione è elevata può avere, quindi, un basso peso sulla rendita complessiva perché l'energia transitata non è elevata. Ad esempio, nell'interconnessione tra le zone Rossano-Sicilia nel periodo gennaio-giugno 2009, pur avendo avuto una frequenza di ore di congestione pari al 44%, il peso effettivo sulla rendita di congestione totale non ha superato l'11% (al contrario nello stesso periodo le zone Nord-Centro Nord sono state caratterizzate da basse frequenza ed alto peso sulla rendita) [24].

Andando ad analizzare l'evoluzione anno per anno, si può vedere che il 2004 è stato caratterizzato da un alto grado di frammentazione, ridotto del 29% nell'anno successivo. Nel 2006 si è registrato un nuovo incremento della segmentazione del mercato per effetto delle più frequenti separazioni in zone interconnesse con l'estero e con le isole. La rendita di congestione è aumentata e, allo stesso tempo, c'è stata la prima modifica della configurazione di rete dall'avvio del mercato. Con l'eliminazione del polo di Piombino, il rilassamento dei vincoli sul polo di Rossano e l'introduzione del polo di Foggia, l'aumento della rendita di congestione è stato più contenuto di quanto lo sarebbe stato senza tali modifiche.

Nel 2007 e nel 2008 si è avuta una complessiva riduzione della frammentazione anche se nella zona Sicilia si sono registrati elevati valori di rendita di congestione dovuti al prezzo dell'energia ben sopra la media nazionale.

Il 2009 è stato caratterizzato da alcune significative modifiche nell'architettura zonale. Per prima cosa, su proposta Terna, l'AEEG ha approvato, con la delibera 116/08, la nuova suddivisione della rete rilevante, con decorrenza dal 1 gennaio 2009. La nuova configurazione prevede l'inclusione del Molise e della Calabria nella macrozona Sud e della Campania nella Macrozona Centro-Sud.

A fianco di questa modifica si è registrata, a partire dal 1 Novembre 2009, l'entrata in esercizio del nuovo e più ampio cavo tra Sardegna e Centro Sud (c.d. Sapei), che ha indotto una riduzione della frequenza di separazione dell'isola dal continente e dei prezzi zonali di vendita.

Nel 2009 si rileva, comunque, un forte incremento del numero medio di zone annuo registrato sull'intero sistema, arrivato al massimo storico di 3,09. Tale dato risente dell'effetto della frequente separazione della Sicilia e di una più frequente separazione della Sardegna registrata nel corso del 2009 fino all'avvio del Sapei.

Nel 2010 la frammentazione zonale, calcolata sull'intero sistema, risulta in diminuzione sia in termini di numero medio di zone di mercato, sceso a 2,50, sia in termini di percentuale di ore con il sistema unito, salita al 16%. I dati riflettono la piena operatività della nuova interconnessione Sapei. La rendita di congestione si mantiene sui valori massimi, nonostante la lieve flessione rispetto al 2009 (-8,5%).

La rendita di congestione, tuttavia, non può essere utilizzata come indice diretto del livello di efficienza della rete di trasmissione, né come parametro unico per valutare la necessità di investimenti. Il suo valore è, infatti, legato anche ad altre variabili non direttamente imputabili a fenomeni di rete, come il prezzo del combustibile, l'intermittenza delle fonti energetiche rinnovabili, la crescita del carico, ecc.

Una stima comparativa interna richiede che la rendita di congestione vada normalizzata ( $\widetilde{RC}$ ) rispetto ad un'altra grandezza caratteristica del sistema in esame. In accordo con quanto presente in letteratura [7] si è scelto di usare come parametro la dimensione, in termini monetari, del mercato. Nel nostro caso, questa è stata approssimata come prodotto tra il PUN e l'energia fisica netta scambiata in Italia su base mensile<sup>10</sup>.

L'equazione 2.1 rappresenta il valore della rendita di congestione normalizzata per l'anno  $i$ :

$$\widetilde{RC}_i = \sum_{j=1}^{12} \frac{RC_{ij}}{(PUN_{ij} \cdot En_{ij})} \quad 2.1$$

dove

- $RC_{ij}$  è la rendita di congestione del mese  $j$  per l'anno  $i$
- $PUN_{ij}$  è il prezzo unico nazionale del mese  $j$  per l'anno  $i$
- $En_{ij}$  è l'energia netta scambiata in Italia del mese  $j$  per l'anno  $i$ .

In Figura 2.14 viene riportata la rendita di congestione media annua normalizzata, mentre in Figura 2.15 quella su base mensile. Si può notare che esistono delle differenze sostanziali rispetto a quella semplice di Figura 2.12 che non teneva conto dell'andamento del PUN (Figura 2.16) e dell'effettiva energia scambiata (Figura 2.17).

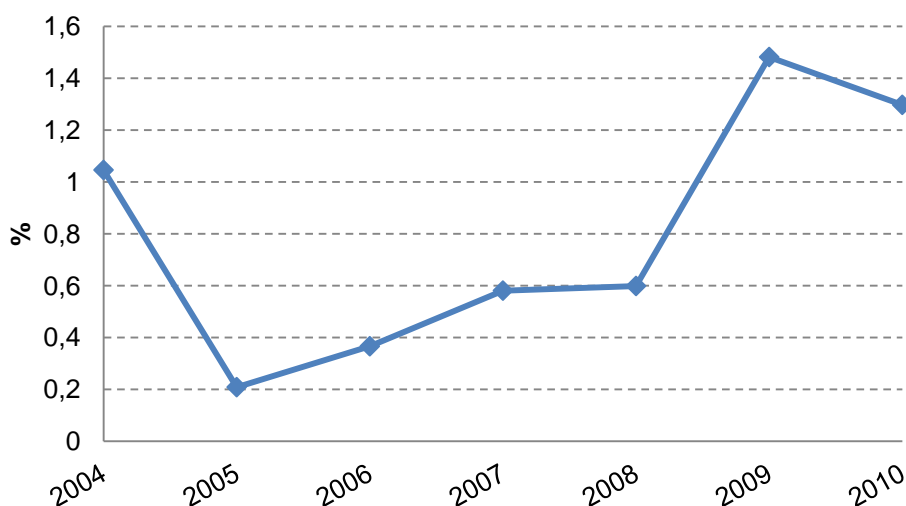


Figura 2.14 - Rendita congestione media annua normalizzata

<sup>10</sup> Al netto degli scambi con l'estero (Fonte dati GME).

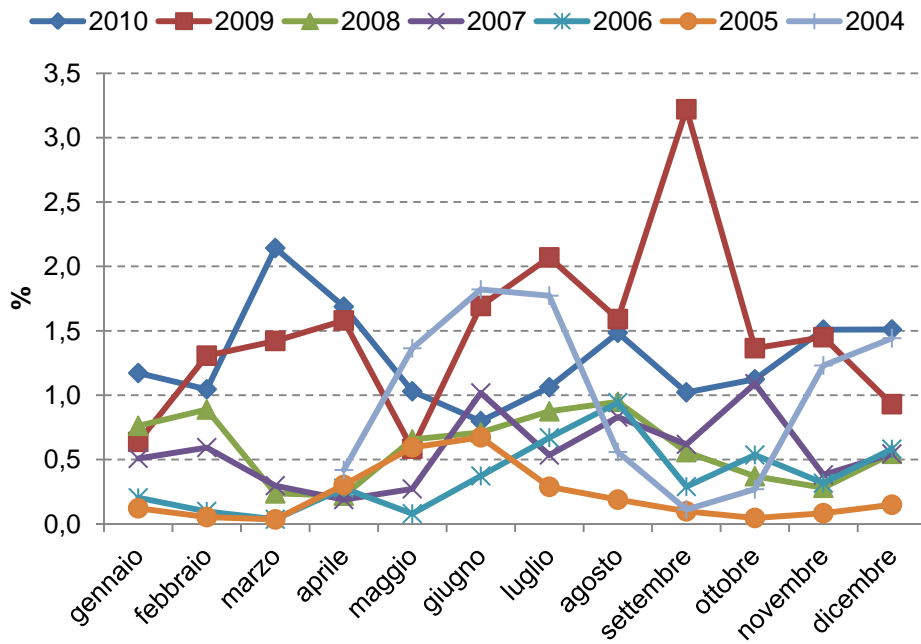


Figura 2.15 - Rendita di congestione mensile normalizzata

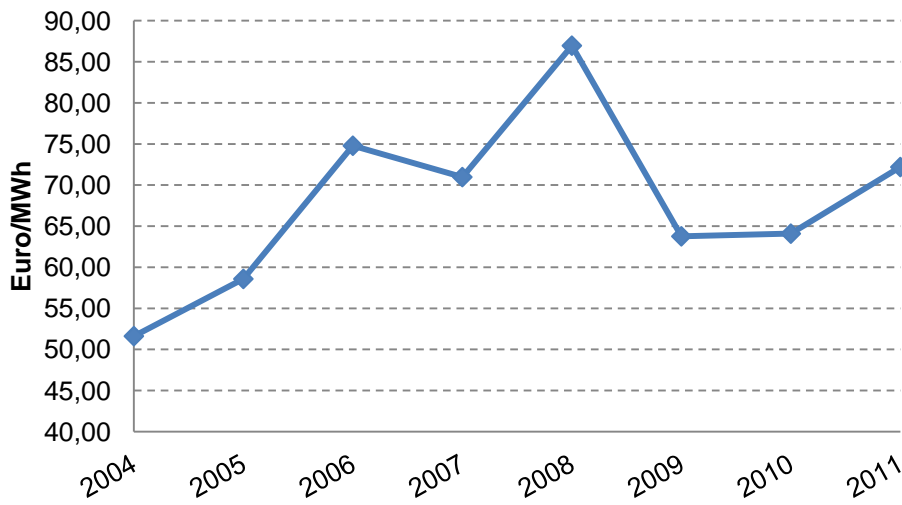
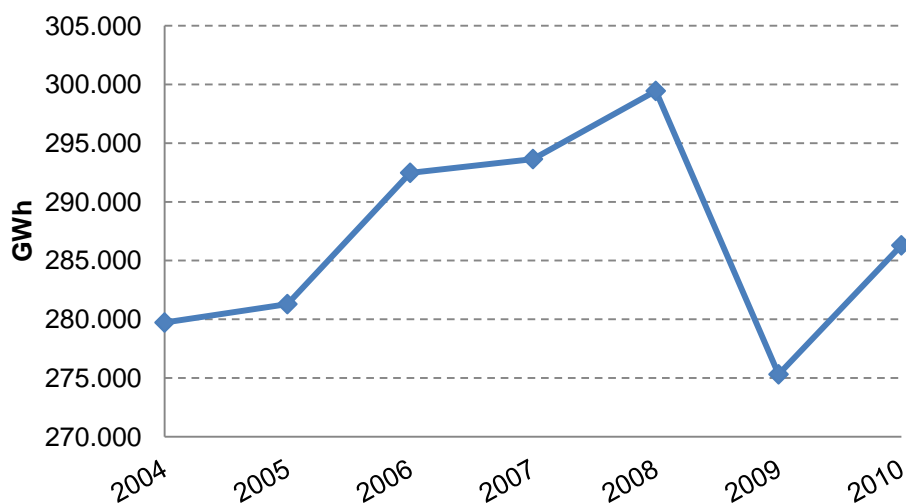


Figura 2.16 - Andamento PUN medio annuo

(Fonte: Rielaborazioni proprie da Rapporti mercati elettrici GME [23])



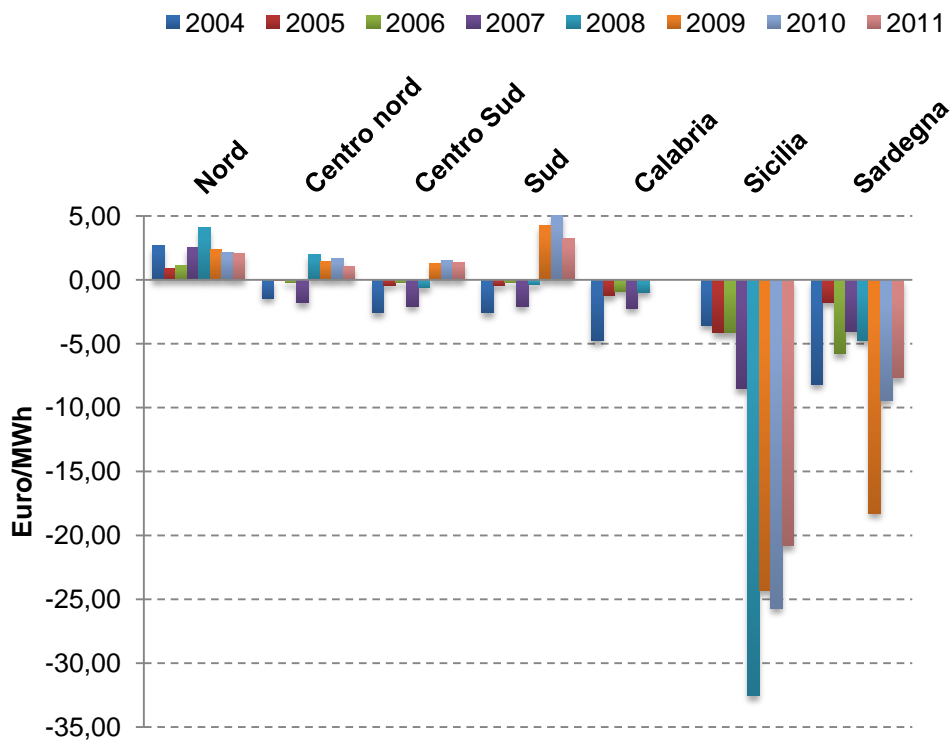


**Figura 2.17 - Produzione di energia elettrica in Italia**  
(Fonte: Rielaborazioni proprie da Dati di esercizio Terna [25])

Riferendosi agli anni 2007-2008, nonostante la rendita di congestione sia aumentata di circa il 30%, il valore normalizzato non mostra apprezzabili variazioni rispetto all'anno precedente, a causa dell'effetto congiunto di un elevato aumento del PUN e dell'energia scambiata. Per quanto riguarda l'anno 2009, la rendita di congestione normalizzata è più che raddoppiata, sia per l'aumento della rendita di congestione che per la diminuzione del PUN. Nel 2010, invece, le due curve sono simili dato che il PUN rimane quasi invariato rispetto al 2009.

In presenza di congestioni interzonalì gli operatori di mercato, che concludono contratti bilaterali, pagano i CCT (Corrispettivi unitari della Capacità di Trasporto). Questi sono definiti come la differenza tra il PUN e i singoli prezzi zonalì (relativi al punto di immissione specificato nel contratto). I CCT, essendo parte della rendita assegnata al gestore di rete, forniscono informazioni analoghe alla rendita di congestione normalizzata riguardo al grado di inefficienza di alcune interconnessioni di rete. In particolare, evidenziano le limitazioni di capacità per le diverse frontiere tra zone e forniscono, quindi, delle informazioni sulle congestioni interzonalì. In Figura 2.18 viene mostrato l'andamento annuale, per zone, dei CCT nel periodo 2004- 2011<sup>11</sup>.

<sup>11</sup> Per l'anno 2011, i CCT sono calcolati fino al mese di agosto. Dal 2009 in poi la Calabria, essendo annessa alla zona Sud, ha CCT nulli.



**Figura 2.18 - Andamento annuo dei CCT zonali**  
 (Fonte: Rielaborazioni proprie da Rapporti mercati elettrici GME [23])

Per valutare il livello delle congestioni intrazonali si dovrebbe, invece, andare a vedere l'andamento della componente *uplift* a copertura degli oneri dei servizi di dispacciamento.

## 2.5 Conclusioni

In questo capitolo si è studiato il contesto regolatorio ed istituzionale in cui sono pianificati, autorizzati e realizzati gli investimenti in rete. L'Italia, a partire dal 2005, ha adottato un modello di *unbundling* proprietario per il gestore della rete di trasmissione che, come emerso dalla letteratura, è necessario per una espansione ottimale della rete.

Un ulteriore fattore positivo, che emerge dal confronto con la letteratura, è la presenza di chiari e mirati incentivi dal punto di vista regolatorio promossi dall'AEEG.

Alla luce dello studio sull'iter realizzativo di un nuovo elettrodotto, si osserva, invece, il perdurare di notevoli ritardi nella realizzazione di opere prioritarie dovuti, principalmente all'incapacità di fornire tempi certi per i processi di *siting* dei progetti.

La seconda parte del capitolo si è, invece, focalizzata su un riscontro, in termini quantitativi, di quanto emerso dallo studio del contesto istituzionale. Dallo studio dei parametri analizzati, si può notare come, dal 2005, gli investimenti in rete sono sempre stati crescenti, così come l'*Investment rate* ad eccezione di una lieve diminuzione nel 2009.

Allo stesso modo, dal 2005, la rendita di congestione media annua normalizzata si è sempre mostrata crescente fino ad ottenere un valore pari all'1,48% nel 2009 (Figura 2.14) mentre è diminuita nell'anno successivo.

Va, però, sottolineato che i dati successivi al 2008 sono di difficile interpretazione per effetto delle ripercussioni della crisi economica sul settore energetico.

In sintesi, quindi, si può dire che gli ultimi anni hanno mostrato una significativa propensione all'investimento da parte di Terna.

Ciò mostra l'effetto positivo che ha avuto in Italia sia l'*unbundling* proprietario tra l'operatore in trasmissione e la generazione che il meccanismo di regolazione caratterizzato da un forte regime incentivante. Tutto questo è in linea con i risultati della letteratura riportati nel Capitolo 1 e con quanto detto da Cambini e Rondi [22] sulla sensibilità degli investimenti in trasmissione al rendimento riconosciuto al capitale investito, concludendo che, per i Paesi europei presi in esame, ciò ha un effetto positivo sull'*Investment rate* e che è il regolatore a determinare questa crescita e non il contrario.

A fronte di questa propensione all'investimento, le congestioni rimangono elevate ed aumentano negli anni. Ciò è indice dei ritardi che subiscono i progetti di realizzazione delle opere in trasmissione. Il lungo iter autorizzativo, le difficoltà nella scelta del tracciato, le opposizioni degli enti pubblici locali allungano i tempi di realizzazione mantenendo alti i livelli di congestione. Si ha, quindi, una conferma quantitativa di quanto detto nella prima parte del capitolo. Proprio per questo motivo nasce, in letteratura, l'idea di anticipare le procedure di *siting* necessarie in modo che alla costruzione di nuove centrali segua, in tempi più brevi, l'adeguamento della rete (Paragrafo 1.3).



## **3 Focus sull'energia da fonte rinnovabile**

In questo capitolo si vuole introdurre il problema della produzione da fonti rinnovabili, soprattutto quelle non programmabili, nell'ambito della gestione ed espansione della rete di trasmissione.

L'obiettivo è metterne in luce le peculiarità e sottolinearne l'importanza al fine di comprendere meglio l'interesse del lavoro di tesi svolto.

Il forte sviluppo delle fonti rinnovabili non programmabili sta comportando il manifestarsi di problematiche di carattere tecnico ed economico. Tali problematiche sono attribuibili all'aleatorietà della produzione da fonti rinnovabili non programmabili ma sono accentuate dalle carenze infrastrutturali delle aree in cui tali fonti sono prevalentemente localizzate.

Va sottolineato, inoltre, che i tempi di realizzazione per queste tipologie di impianti sono piuttosto rapidi a fronte dei tempi di realizzazione degli sviluppi di rete, che risultano di gran lunga superiori. Appare fondamentale, pertanto, modificare l'attuale strategia di coordinamento, tra lo sviluppo di rete e le richieste di connessione di impianti da fonti rinnovabili, per favorire uno sviluppo armonico di entrambi. Una delle possibili soluzioni, approfondita in questo lavoro di tesi, è il comportamento proattivo del TSO.

Si inizia parlando delle fonti rinnovabili in generale per passare, poi, alla produzione da energia eolica, quella presa in esame nella tesi, e illustrarne la crescita degli ultimi anni e la diffusione in Italia. Dopo un accenno alle forme di incentivazione per le rinnovabili in generale, il capitolo si conclude con alcune normative specifiche per la produzione eolica.

### **3.1 Sviluppo delle fonti rinnovabili**

La pianificazione dello sviluppo della RTN è orientata al raggiungimento degli obiettivi legati alle esigenze di adeguatezza del sistema elettrico per la copertura del fabbisogno nazionale attraverso un'efficiente utilizzazione della capacità di generazione disponibile, al rispetto delle condizioni di sicurezza di esercizio, all'incremento della affidabilità ed economicità della rete di trasmissione, al miglioramento della qualità e continuità del servizio.

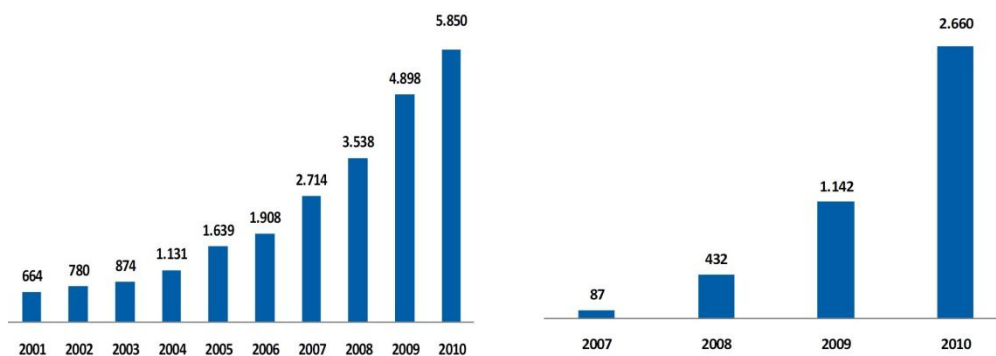
In particolare Terna definisce le linee di sviluppo della RTN essenzialmente sulla base della necessità di:

- garantire la copertura della domanda prevista nell'orizzonte di piano;
- garantire la sicurezza di esercizio della rete;
- potenziare la capacità di interconnessione con l'estero;

- ridurre al minimo i rischi di congestione interzonali;
- favorire l'utilizzo e lo sviluppo degli impianti da fonti rinnovabili;
- soddisfare le richieste di connessione alla RTN formulate dagli aventi diritto.

A causa della crescente penetrazione di nuovi impianti alimentati a fonte rinnovabile, soprattutto nel Sud della Penisola, cioè laddove la rete è storicamente meno sviluppata, si è assistito a fenomeni di riduzione dei margini di sicurezza per il corretto esercizio del sistema elettrico ed il livello di adeguatezza, che espongono il sistema al rischio di mancata copertura del fabbisogno nonché alla riduzione del livello di qualità del servizio [18].

Si è registrato, infatti, un considerevole incremento della capacità di generazione da fonti rinnovabili non pienamente programmabili, soprattutto nel corso dell'ultimo decennio per le centrali eoliche e nell'ultimo triennio per quelle fotovoltaiche (Figura 3.1).



**Figura 3.1 - Potenza eolica e Fotovoltaica installata (MW)**

(Fonte:elaborazioni proprie da PdS 2011 Terna [18])

Come detto, la produzione da fonte eolica è concentrata nel sud Italia e le installazioni si sono spesso registrate in porzioni della RTN scarsamente magliate, per via della ridotta presenza di impianti di consumo rilevanti. Le zone della rete AT maggiormente critiche, a fronte di vincoli di rete strutturali, nella gestione della produzione eolica, sono concentrate, oltre che al sud, anche nelle isole maggiori ed in alcune aree del Centro-Sud.

L'aumento della capacità produttiva ha comportato il maggior utilizzo della RTN, in particolare in AT, a livello 150 kV.

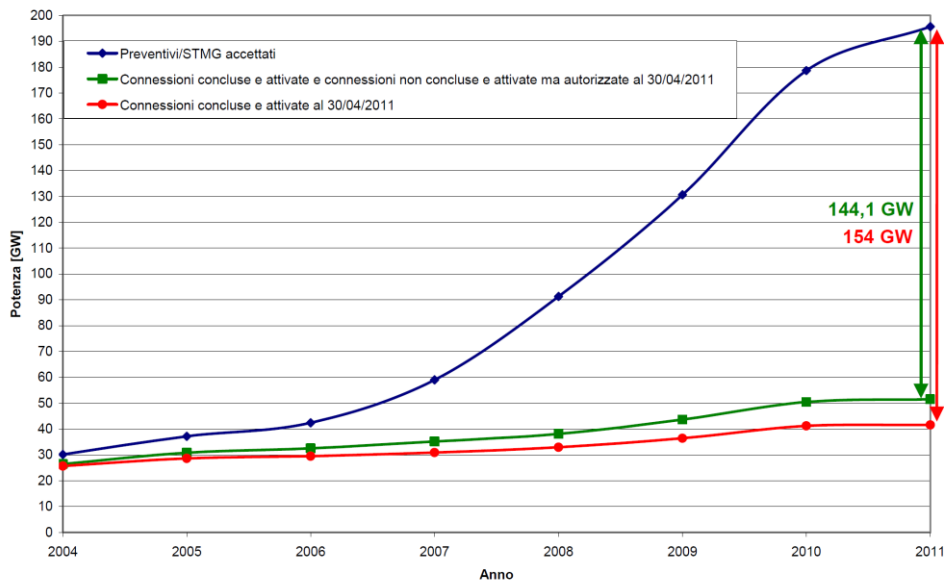
Come conseguenza, negli ultimi anni, si sono manifestate più frequentemente congestioni su alcune porzioni della rete a 150 kV, a causa della ridotta capacità di evacuazione di tutta l'energia prodotta dalle centrali. E' accaduto, infatti, che all'incremento della capacità di generazione non sia corrisposta la tempestiva

autorizzazione, da parte delle Pubbliche Amministrazioni, degli adeguamenti della rete previsti.

Ciò ha comportato l'aggravarsi delle congestioni sulle linee AT e l'applicazione delle misure preventive indicate nel Codice di Rete di Terna che, al fine di evitare le condizioni più gravose per il sistema elettrico nazionale, porta alla modulazione preventiva della generazione in ottemperanza alla deliberazione n.05/10 dell'AEEG (si veda Paragrafo 3.4). Questo implica, in caso di necessità, l'adozione in tempo reale di misure di riduzione della produzione degli impianti di generazione.

Sono, quindi, necessarie nuove linee e nuove stazioni elettriche che consentano quei potenziamenti della rete indispensabili a garantire il pieno utilizzo dell'energia rinnovabile prodotta. In particolare l'autorizzazione dei rinforzi di rete deve essere sincrona con quella relativa ai nuovi impianti di produzione affinché questi ultimi abbiano la possibilità di produrre senza limitazioni. Questo aspetto è di fondamentale importanza e si lega all'obiettivo del lavoro di tesi, che è quello di mostrare come, in certi casi, adottare un comportamento proattivo da parte del TSO (Paragrafo 4.2.2) possa essere vantaggioso per il benessere collettivo.

Oltre alla reale saturazione delle rete si parla, sempre più spesso, di saturazione virtuale. Il problema della "saturazione virtuale" si è aggravato negli ultimi anni a seguito dell'impetuoso sviluppo delle rinnovabili e dell'incremento esponenziale delle richieste di connessione alle reti elettriche, solo in parte associato al reale sviluppo degli impianti e della generazione diffusa: si segnala il numero ingente di richieste di connessione alla rete per impianti da fonte rinnovabile che, a fine 2010, ha raggiunto la quota di 130.000 MW [18]. In parecchi casi, infatti, vengono presentate richieste di connessione e accettati preventivi a cui poi non fa seguito la costruzione dell'impianto di produzione di energia elettrica. Ciò ha determinato l'insorgere del problema: la capacità di trasporto viene impegnata non da impianti realizzati o di certa realizzazione, ma da propositi di realizzazione la cui numerosità, tra l'altro, ne rende poco realistica l'effettiva realizzabilità [27]. Infatti, ad oggi, a fronte di quasi 250.000 preventivi di connessione alle reti di distribuzione e trasmissione accettati per 196 GW di potenza, solo 42 GW sono relativi ad impianti già connessi. Dei restanti 154 GW, ben 144 GW (attribuiti a 22.000 preventivi) sono relativi ad impianti che non hanno ancora ottenuto l'autorizzazione alla realizzazione ed esercizio, ma che comunque continuano ad impegnare capacità sulle reti, generando il problema della saturazione virtuale (al riguardo si veda la Figura 3.2).



**Figura 3.2 – Dati cumulati totali delle richieste di connessione ancora valide al 30/04/2011**  
(Fonte: [27])

Recependo la direttiva 2009/28/CE, il Piano di Azione Nazionale (PAN) prevede che nel Piano di Sviluppo del gestore della rete si includa un'apposita sezione volta a definire gli interventi preventivi necessari per il pieno utilizzo dell'energia proveniente dalla produzione di impianti da fonti rinnovabili. Tale necessità deriva dagli obiettivi fissati dal PAN<sup>12</sup> (

Tabella 3.1) con la finalità di integrare pienamente nel sistema elettrico la consistente crescita di generazione da fonti rinnovabili dovuta essenzialmente alla capacità da fonte eolica che si prevede di installare prevalentemente nell'Italia meridionale ed insulare.

Come si evince dalla

Tabella 3.1, ad oggi, siamo vicini ai target minimi per fonti come il geotermico e, soprattutto, l'idroelettrico, che in Italia ha già raggiunto un livello di sfruttamento delle risorse ottimale. Siamo, invece, lontani dai valori minimi prefissati per la fonte solare, eolica e geotermica.

<sup>12</sup> Le necessità di sviluppo finalizzate al raggiungimento del target PAN si collocano in uno specifico scenario che considera, oltre agli obiettivi di generazione da fonti rinnovabili, anche una politica di efficienza energetica supplementare relativa al contenimento dei consumi.



**Tabella 3.1 - Target minimi al 2020 del PAN**

(Fonte:elaborazioni proprie da PdS 2011 Terna)

Fonte energetica	2010		2020	
	GW	TWh	GW	TWh
Idroelettrico	16,6	42,1	17,8	42,0
Geotermico	0,7	5,6	0,9	6,7
Solare	2,5	2,0	8,6	11,4
Ondoso	0	0	<0,1	<0,1
Eolica	5,8	8,4	12,7	20,0
Biomasse	1,9	8,6	3,8	18,8
Totale	27,5	66,8	43,8	98,9

Le analisi di rete condotte da Terna [18] al fine di favorire l'utilizzo e lo sviluppo della produzione da fonte rinnovabile hanno portato ad individuare interventi sia sulla rete di trasmissione primaria 380 - 220 kV, sia sulla rete in alta tensione 150 - 132 kV.

Si segnala, inoltre, che, in linea con il concetto di "raccolta" integrale della producibilità rinnovabile, in ausilio al rinforzo dell'infrastruttura di rete, attraverso potenziamento della stessa (nuovi elettrodotti, incremento della magliatura di rete, ecc...), sono in corso le analisi che mirano a valutare l'efficacia di sistemi di accumulo/stoccaggio volti ad ottimizzare i profili di produzione e ad assicurare i servizi di sistema (in particolare in termini di riserva pronta di regolazione) necessari per massimizzare l'utilizzo degli impianti da fonti rinnovabili e minimizzare gli oneri relativi all'approvvigionamento delle risorse di dispacciamento.

Tali sistemi permetterebbero di conseguire benefici sia in termini di massimizzazione della produzione da fonti rinnovabili, sia di ridurre l'impatto sul sistema derivante dall'aleatorietà dell'energia immessa in rete da fonti che per loro natura sono intermittenti e non programmabili [18].

### 3.2 Fonti rinnovabili non programmabili: l'eolico

Dopo aver analizzato l'impatto della produzione da fonte rinnovabile sulla rete di trasmissione, si vuole mostrare una panoramica dell'eolico in Italia per farsi un'idea della sua evoluzione negli anni e dell'entità del suo sviluppo.

In particolare, il rapporto statistico 2010 "Fonti Rinnovabili" del GSE [28] fornisce un quadro di riferimento delle principali caratteristiche degli impianti eolici in esercizio in Italia alla fine del 2010 e della loro diffusione sul territorio nazionale.

### 3.2.1 Crescita e diffusione negli anni

In generale, un impianto eolico (o parco eolico) è costituito da uno o più aerogeneratori che trasformano l'energia cinetica del vento in energia elettrica che viene, poi, adeguatamente elevata ad un livello di tensione superiore per essere immessa nella rete elettrica.

Gli impianti eolici installati in Italia al 31/12/2010 sono 487 per una potenza complessiva di 5.814 MW (Tabella 3.2).

Rispetto all'anno precedente sono stati installati 193 nuovi impianti, quasi tutti di piccole dimensioni.

**Tabella 3.2 - Numerosità e potenza degli impianti eolici in Italia**

(Fonte:rielaborazione propria da Fonti rinnovabili 2010 GSE [28])

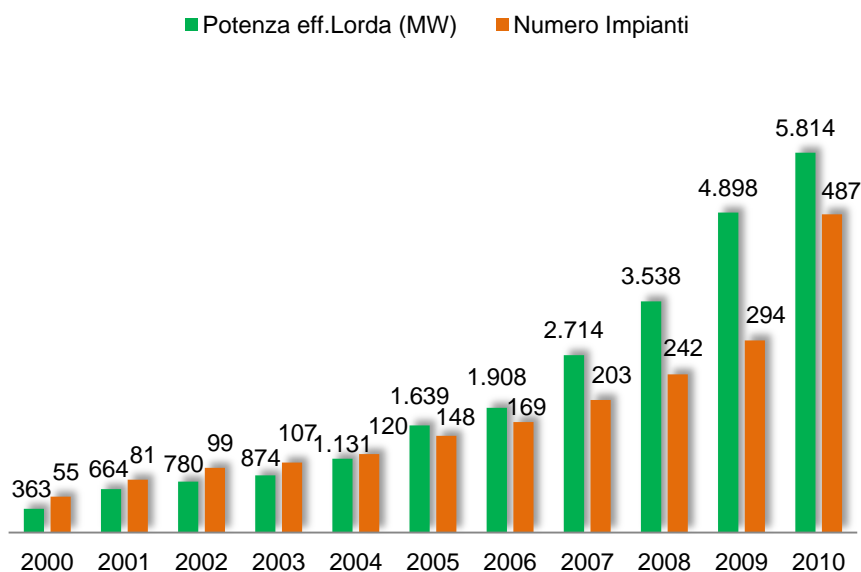
Potenza (MW)	31/12/2009		31/12/2010		Variazione %
	N°	MW	N°	MW	
<b>P ≤ 1</b>	24	14,7	191	27,5	+87,6
<b>1 &lt; P ≤ 10</b>	106	491,1	105	488,6	-0,5
<b>P &gt; 10</b>	164	4392,2	191	5298,2	+20,6
<b>Totale</b>	294	4897,9	487	5814,3	+18,7

La causa della variazione negativa della classe compresa tra 1 e 10 MW è dovuta al potenziamento di un impianto che di conseguenza è passato alla classe superiore.

La variazione complessiva della potenza è pari a 916 MW, con un incremento del 19% rispetto al 2009, da ricondursi soprattutto agli impianti inclusi nella classe caratterizzata da una potenza maggiore di 10 MW. Rispetto all'anno precedente questa classe registra, infatti, un +21% e un +88% è registrato dalla classe con potenza fino ad 1 MW.

Nel 2010 la potenza eolica installata rappresenta circa il 19% di quella relativa all'intero parco di impianti rinnovabili. Si è fatto, quindi, un passo in avanti verso gli obiettivi europei all'anno 2020 per il raggiungimento dei quali il contributo dell'energia del vento è imprescindibile.

Dal 2000 al 2010, come è possibile evincere dal grafico (Figura 3.3), si è assistito ad un forte sviluppo dei parchi eolici in Italia, intensificatosi in particolar modo negli ultimi anni.



**Figura 3.3 - Evoluzione della numerosità e della potenza degli impianti eolici**  
(Fonte:rielaborazione propria da Fonti rinnovabili 2010 GSE)

Per gli impianti eolici hanno particolare rilevanza le caratteristiche ambientali e territoriali dei siti. L'insieme di ventosità, orografia, accessibilità dei siti sono, infatti, variabili discriminanti per l'installazione di un parco eolico. E' per questo che nelle Regioni del Sud risultano installati il 98% della potenza italiana e l'84% del parco impianti in termini di numero (Figura 3.4).

La Regione con la maggiore potenza installata è la Sicilia (1.436 MW) dove nel 2010 sono stati installati ulteriori 13 impianti per complessivi 288 MW, seguono Puglia e Campania, rispettivamente con un installato totale di 1.288 MW e 803 MW.

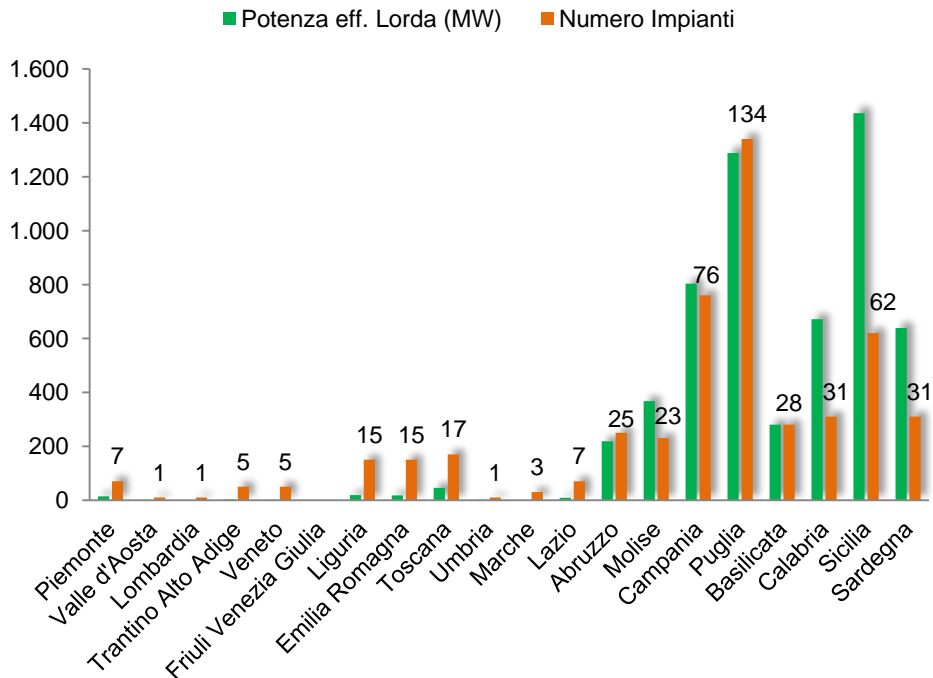
Sempre nel 2010, Valle d'Aosta, Lombardia e Marche per il primo anno presentano installazioni eoliche. Il Molise è la Regione che ha mostrato la maggiore crescita percentuale, passando da 237 MW su 18 impianti, a 367 MW su 23 impianti.

Sicilia, Calabria, Puglia e Molise insieme rappresentano il 51% dei nuovi impianti e l'85% della potenza addizionale installata in Italia tra il 2009 e il 2010. Nel Friuli Venezia Giulia tale fonte non è ancora presente.

Tra il 2000 e il 2010 l'apporto della fonte eolica alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è cresciuto di oltre 8.500 GWh di cui circa 2.600 GWh solo nel 2010.

Alla Sicilia (2.203 GWh) spetta il primato della produzione eolica, seguita dalla Puglia (2.103 GWh) e dalla Campania (1.333 GWh). Queste tre Regioni insieme coprono il 62% del totale nazionale.

In Calabria continua il forte sviluppo degli impianti eolici registrato negli ultimi anni, la produzione, infatti, è cresciuta del 120% rispetto al 2009.



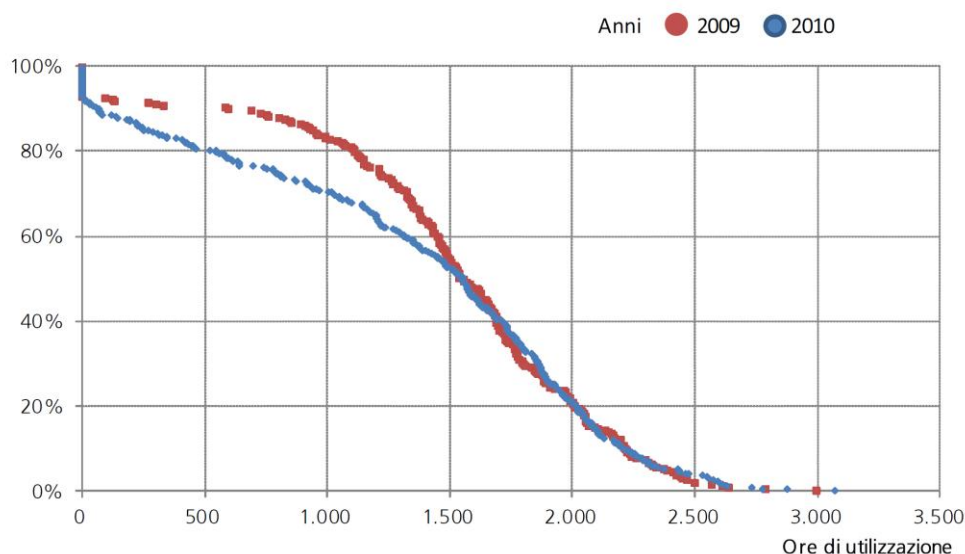
**Figura 3.4 - Distribuzione della numerosità e della potenza degli impianti eolici**  
(Fonte:rielaborazione propria da Fonti rinnovabili 2010 GSE)

Per individuare, in modo semplice e diretto, l'efficienza produttiva degli impianti eolici si può introdurre il concetto di ore di utilizzazione equivalenti. Si tratta di un parametro molto utile, definito come il rapporto tra l'energia prodotta annua e la potenza nominale, che rappresenta il numero di ore necessarie alla macchina per fornire, alla potenza massima, l'energia prodotta in un anno.

Le ore di utilizzazione equivalenti del parco eolico nazionale dipendono da una molteplicità di fattori: l'installazione di nuovi impianti nel corso dell'anno, le condizioni anemometriche, i problemi tecnici come le manutenzioni (anche con fermata dell'impianto) e la mancata produzione per problemi di rete.

Per migliorare la significatività dell'indicatore, non si considerano i nuovi impianti, ossia quelli entrati in esercizio nel corso dell'anno. Infatti, la quantità di elettricità da loro prodotta è riferita ad un periodo di tempo inferiore all'anno e le loro ore di utilizzazione non sono rappresentative della reale potenziale produttività degli impianti eolici.

La Figura 3.5 illustra la distribuzione percentuale delle ore di utilizzazione degli impianti eolici sia per il 2009 che per il 2010.



**Figura 3.5 - Distribuzione % delle ore di utilizzazione**

(Fonte: Fonti rinnovabili 2010 GSE [28])

Come si può vedere, nel 2010, il 50% degli impianti eolici è riuscito a produrre per oltre 1.550 ore, come nel 2009.

Le ore di utilizzazione dell'intero parco sono pari nel 2010 a 1.748 rispetto alle 1.573 del 2009. L'incremento è dovuto alla differente distribuzione degli impianti: mentre nel 2010 molti sono concentrati intorno alle 1.500 ore, nel 2009 erano distribuiti in modo più eterogeneo.

### 3.3 Fonti rinnovabili: meccanismi di incentivazione

Poiché il costo di produzione dell'energia da impianti a fonte rinnovabile risulta generalmente più elevato rispetto a quello degli impianti convenzionali, la presenza di adeguati meccanismi di incentivazione è assolutamente necessaria per la loro diffusione.

I sistemi di incentivazione adottati in Europa per la diffusione delle fonti rinnovabili sono di diversa natura, in considerazione della legislazione nazionale, della politica energetica, del grado di liberalizzazione del mercato, e di altri fattori legati alla tecnologia o alla disponibilità di risorse.

I sistemi adottati in Italia sono principalmente i seguenti:

- Feed-in tariff;
- Quota system.

Nel Sistema *Feed-in tariff* viene incentivata direttamente l'energia prodotta, che viene interamente ritirata ad un valore superiore a quello di mercato, comprensivo, appunto, della quota di incentivo. Il sistema si caratterizza per il fatto che ogni tecnologia percepisce un corrispettivo differente dalle altre, basato sui costi specifici. Appartiene a questa tipologia di incentivi il sistema CIP6/92 a cui, però, attualmente non si può più accedere. Il provvedimento CIP6/92 ha promosso la realizzazione di impianti alimentati a fonti rinnovabili attraverso la remunerazione dell'energia elettrica immessa in rete ad un prezzo incentivante garantito. Il GSE ritira l'energia elettrica immessa in rete da questi impianti e la vende in Borsa, sostenendo l'onere derivante dalla differenza tra i costi ed i ricavi della vendita dell'energia.

Il sistema *Quota system* prevede, invece, la designazione di un soggetto sul quale è posto in capo un obbligo di immissione in rete di un determinato quantitativo di energia rinnovabile. Tale obbligo può essere ottemperato o attraverso la produzione diretta del quantitativo di energia richiesto, o tramite l'acquisto di crediti (tipo i certificati verdi) corrispondenti alla produzione della quota equivalente di energia rinnovabile da parte di soggetti terzi. A differenza del precedente sistema, i certificati verdi hanno un percorso disgiunto dall'energia prodotta dall'impianto, che può essere venduta separatamente dai primi.

Attualmente in Italia la produzione di energia da fonti rinnovabili diverse da quella solare è sostanzialmente incentivata attraverso due meccanismi: il sistema dei certificati verdi e quello della tariffa omnicomprensiva. Per gli impianti che utilizzano l'energia solare (fotovoltaico e solare termodinamico) l'incentivo è invece in Conto Energia<sup>13</sup>.

Un produttore da fonte rinnovabile, per avere accesso all'incentivazione, deve avere la qualifica di Impianto Alimentato da Fonte Rinnovabile (IAFR). La responsabilità della verifica dei requisiti e del rilascio delle qualifiche è in capo al GSE

Il sistema di incentivazione dei certificati verdi è stato introdotto dal Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 799, che ha imposto ai produttori e importatori di energia da fonti fossili l'obbligo di immissione nel sistema elettrico di una quota

---

<sup>13</sup> Il Conto Energia è il meccanismo di incentivazione della produzione da fonte solare normato con i DM del 28/07/2005 e 06/02/2006 (Primo Conto Energia), quindi con il DM del 19/02/2007 (Secondo Conto Energia) e successivamente con il DM 06/08/2010 (Terzo Conto Energia). L'incentivo è riconosciuto alla produzione di energia elettrica a partire dalla data di entrata in esercizio dell'impianto per un periodo di venti anni. La tariffa è costante per tutto il periodo di incentivazione. Le tariffe incentivanti del Conto Energia dipendono principalmente dalla classe di potenza e dalla tipologia di integrazione dell'impianto [28].

(inizialmente pari al 2% dell'energia totale immessa) di energia prodotta da fonti rinnovabili.

La quota d'obbligo poteva essere rispettata mediante immissione nel sistema elettrico di energia prodotta da impianti rinnovabili propri, o mediante l'acquisto di "titoli", chiamati Certificati Verdi (CV), corrispondenti alla produzione di quantità determinate di energia da fonti rinnovabili ed attribuiti agli impianti in esercizio dopo il 1 aprile 1999. Un certificato verde corrisponde alla produzione di 1 MWh di energia rinnovabile. Fino al 2007 il valore dei CV non era differenziato per fonte. A partire dal 2008, invece, è stato differenziato in base alla fonte primaria ed alla taglia dell'impianto, con l'obiettivo di premiare le tecnologie più costose e penalizzare quelle che sono già vicine alla soglia di competitività rispetto agli impianti convenzionali. In particolare, la normativa prevede che il numero dei CV emessi (espresso in MWh) sia pari al prodotto della produzione netta di energia elettrica da fonte rinnovabile per un coefficiente  $k$  specifico per ciascuna fonte.

Sempre a partire dal 2008, i CV sono collocati sul mercato ad un prezzo unitario pari alla differenza fra il valore di riferimento di 180 €/MWh ed il prezzo medio annuo di cessione dell'energia elettrica sul mercato.

Il GME è il soggetto responsabile dell'organizzazione e della gestione del mercato dei certificati verdi, attraverso il quale gli operatori possono trovare la controparte negoziale durante le sessioni di contrattazione. Dal 1 novembre 2008, il GME è controparte centrale nelle negoziazioni.

Il decreto legislativo 387/03 aveva previsto di incentivare la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili mediante il rilascio di CV per un periodo di otto anni. La Legge Finanziaria 2008 ha, invece, stabilito un'estensione del periodo di incentivazione, che, per i soli impianti entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007, è pari a quindici anni.

La validità di un certificato verde è pari a tre anni, cioè un CV acquisito da un produttore da fonti rinnovabili nell'anno  $n$  potrà essere utilizzato negli anni  $n$ ,  $n+1$  e  $n+2$ .

E' previsto inoltre che il GSE, su richiesta del produttore, ritiri i certificati verdi in scadenza e non ancora venduti, garantendo la possibilità di cessione dei propri certificati qualora il produttore non fosse riuscito a venderli prima della scadenza.

Con la Legge Finanziaria 2008 è stato individuato anche un nuovo sistema di incentivazione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili che prevede la possibilità, per talune categorie di impianti, di beneficiare di un meccanismo di incentivazione alternativo ai certificati verdi e basato su una tariffa omnnicomprensiva, secondo un meccanismo di tipo feed-in tariff.

La Tariffa Omnicomprensiva (TO) viene così definita poiché riconosce all'energia immessa in rete sia la parte afferente all'incentivazione dell'impianto sia quella relativa alla remunerazione derivante dalla vendita dell'energia. E' applicabile, su richiesta dell'operatore, agli impianti eolici entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007 di potenza nominale attiva non superiore a 200 kW. La durata dell'incentivo TO è pari a 15 anni.

La tariffa omnicomprensiva può essere variata ogni tre anni con decreto del Ministro dello Sviluppo Economico assicurando la congruità della remunerazione ai fini dell'incentivazione delle fonti energetiche rinnovabili.

Dal 1° gennaio 2008 il GSE fornisce, inoltre, agli operatori che ne fanno richiesta, il servizio di Ritiro Dedicato (RID). Si tratta di una modalità semplificata per vendere al GSE l'energia elettrica prodotta e immessa in rete, alternativa ai contratti bilaterali o alla vendita in Borsa. Gli impianti eolici di qualsiasi potenza, in quanto non programmabili, possono accedere al RID stipulando una convenzione col GSE. Quest'ultimo riconosce al produttore, per ciascuna ora, il prezzo di mercato della zona in cui è collocato l'impianto. Per impianti con potenza attiva nominale fino a 1 MW sono definiti prezzi minimi garantiti. Il produttore che accede al RID deve chiedere il ritiro dell'intera quantità di energia elettrica immessa in rete.

Infine, dal 1° gennaio 2009, il GSE gestisce anche il meccanismo di Scambio sul Posto (SSP) per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale attiva fino a 20 kW (200 kW per quelli entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007). Lo SSP consente di valorizzare l'energia immessa in rete secondo un criterio di compensazione economica con il valore dell'energia prelevata dalla rete [29] [30].

### **3.4 Normativa relativa agli impianti eolici**

Terna ha tra i suoi compiti quello di garantire l'imparzialità e la neutralità dei servizi di connessione dei nuovi utenti e del dispacciamento al fine di assicurare l'accesso paritario a tutti gli utilizzatori della Rete di Trasmissione Nazionale. Nell'allegato 17 del Codice di rete [26] vengono prescritte le caratteristiche funzionali *dei sistemi di protezione, regolazione e controllo* degli impianti di generazione alimentati da fonte eolica necessarie affinché il funzionamento delle centrali eoliche risulti compatibile con le esigenze di sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Si tratta di una guida tecnica, redatta direttamente da terna e approvata dall'Autorità, nella quale sono descritti il campo di funzionamento e i sistemi di protezione di una centrale eolica e i requisiti richiesti per le prestazioni dei sistemi di regolazione e controllo delle centrali eoliche, in relazione alla



collocazione dell'impianto eolico nel sistema elettrico ed al fine di mantenere l'affidabilità e la sicurezza della rete. Le prestazioni di cui si parla sono:

- a) riduzione della potenza immessa in rete o distacco di generazione;
- b) insensibilità agli abbassamenti della tensione;
- c) regolazione della potenza attiva;
- d) regolazione della potenza reattiva;
- e) inserimento graduale della potenza immessa in rete.

In particolare, per quanto riguarda il primo punto, al fine di garantire la sicurezza della rete elettrica e/o gestire eventuali indisponibilità di rete dovute a manutenzione, Terna può impartire agli impianti delle limitazioni di produzione, in modo pianificato o in tempo reale, denominate "ordini di dispacciamento". Gli utenti del dispacciamento di una o più unità di produzione di energia elettrica da fonte eolica, la cui produzione abbia subito riduzioni per effetto di ordini di dispacciamento impartiti da Terna, possono presentare al GSE una istanza per l'ottenimento della remunerazione della mancata produzione eolica.

Le Regioni più interessate dal fenomeno sono Puglia e Campania e in particolare le provincie di Foggia e Avellino, dove è elevata la concentrazione degli impianti. Per la Puglia, nel 2010, la mancata produzione eolica vale il 14,7% di quella reale ed è maggiore della produzione reale delle unità del Centro e del Nord Italia.

Durante il 2010 sono state limitate da Terna 150 unità e di queste 131 hanno presentato istanza. Se gli impianti non fossero stati limitati, la produzione da fonte eolica sarebbe stata pari a 9.606 GWh, cioè il 5% in più rispetto ai 9.126 GWh reali [28].

A questo proposito, l'Autorità, fin dal 2007, aveva deciso di remunerare la mancata produzione eolica. Fino al 2009 si faceva riferimento alla produzione storica (deliberazione n. 330/07), mentre dal 2010 sono state definite nuove modalità di remunerazione.

La deliberazione ARG/elt 5/10 dell'AEEG definisce le condizioni per il dispacciamento nel caso di unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili ed, in particolare, vengono definite le modalità di remunerazione per la mancata produzione per gli impianti eolici soggetti a ordini di dispacciamento da parte di Terna.

A partire dal 2010 la quantificazione della mancata produzione non fa più riferimento alla produzione storica (come avveniva con la deliberazione n. 330/07 in vigore fino alla fine del 2009) bensì alle stime elaborate dal GSE sulla base dei dati effettivi di vento, misurati in sito, nelle ore in cui viene richiesta la riduzione di produzione.

A tal fine, il GSE si è dotato di un modello di simulazione che riproduce il funzionamento degli impianti di produzione anche durante i periodi di limitazione basandosi sulle reali misure di produzione, sui dati anemometrici e sulle indisponibilità di impianto comunicate dagli operatori.

Vengono, di seguito, riportati alcuni estratti dell'allegato A della deliberazione [31] per meglio chiarire gli aspetti principali della questione.

“Il GSE, per ciascuna delle unità di produzione eolica a cui sono stati impartiti ordini a programma o in tempo reale da parte di Terna per la riduzione o l'azzeramento delle immissioni, calcola la quantità di energia elettrica producibile<sup>14</sup> utilizzando dei modelli previsionali che replicano il funzionamento dell'unità di produzione”(Articolo 4, Comma 1).

“Il GSE provvede a:

- a) individuare le unità di produzione eolica di riferimento rispetto alle quali rilevare i dati di intensità e direzione del vento;
- b) installare e mantenere, ove necessario, e certificare gli strumenti preposti alla rilevazione dei dati di intensità e direzione del vento (di seguito: anemometri di riferimento), nonché gli strumenti preposti al trattamento e alla trasmissione dei predetti dati [...];
- c) definire e validare il modello previsionale che permette di ricostruire l'energia elettrica producibile di ciascuna delle unità di produzione eolica di riferimento, utilizzando i dati di intensità e direzione del vento misurati dagli anemometri di riferimento;
- d) definire e validare il modello previsionale che permette di ricostruire, partendo dai dati degli anemometri di riferimento o dall'energia elettrica producibile di una o più unità di produzione eolica di riferimento, l'energia elettrica producibile di ciascuna delle unità di produzione eolica diversa dalle unità di riferimento”(Articolo 4, Comma 2).

“Nel caso di unità di produzione diverse da quelle scelte come riferimento, il relativo utente del dispacciamento può richiedere che il GSE utilizzi, ai fini della determinazione della quantità di energia elettrica producibile dalla medesima unità di produzione eolica, i dati derivanti da anemometri installati nel sito in cui sorge l'unità di produzione anziché i dati degli anemometri di riferimento”(Articolo 4, Comma 6).

---

<sup>14</sup> Definita nell'articolo 1 comma 1 dell'Allegato A alla delibera ARG/elt 5/10 “è, per ciascuna ora, la quantità di energia elettrica che l'unità di produzione produrrebbe in assenza di limitazioni imposte al fine di ottemperare agli ordini di dispacciamento di Terna.

“Il GSE, con cadenza mensile, in acconto e salvo conguaglio, per ciascuna unità di produzione eolica oggetto di ordini di dispacciamento da parte di Terna, calcola:

a) la mancata produzione eolica totale secondo la seguente formula

$$MPE_i = \sum_h [MPE_{i,h}] \quad 3.1$$

b) la mancata produzione eolica oraria secondo la seguente formula

$$MPE_{i,h} = 0 \quad 3.2$$

$$\text{se } \{ \max[0; E_{\text{producibile},n} - \max(E_{\text{immessa},n}; E_{\text{limitata},n})] \} * IA \leq F$$

dove:

- $MPE_i$  è la mancata produzione eolica totale dell'unità di produzione eolica che ha attuato gli ordini di dispacciamento di Terna in relazione al periodo oggetto di analisi da parte del GSE;
- $E_{\text{producibile},h}$  è l'energia elettrica producibile dall'unità di produzione eolica  $i$  nell'ora  $h$ , calcolata dal GSE secondo le modalità di cui agli articoli 4 e 8;  $h$  è la singola ora dell'anno solare corrente in cui l'unità di produzione eolica è stata effettivamente modulata per attuare un ordine di dispacciamento di Terna;
- $E_{\text{immessa},h}$  è l'energia elettrica che l'unità di produzione eolica  $i$  ha effettivamente immesso in rete nell'ora  $h$ ;
- $E_{\text{limitata},h}$  è la massima energia elettrica che l'unità di produzione eolica  $i$  avrebbe dovuto immettere in rete nell'ora  $h$  per effetto di quanto disposto dall'ordine di dispacciamento inviato da Terna;
- $IA$  è l'indice di affidabilità in relazione all'unità di produzione eolica  $i$  calcolato ai sensi dell'articolo 5 del presente provvedimento;
- $F$  è l'energia elettrica per la quale le unità di produzione non hanno diritto a remunerazione, come definito ai commi 15.3 e 15.4 del presente provvedimento (franchigia);
- $MPE_{i,h}$  è la mancata produzione eolica oraria dell'unità di produzione eolica  $i$  che ha attuato gli ordini di dispacciamento di Terna relativi all'ora  $h$ ”(Articolo 6, Comma 1).

“Per ogni unità di produzione eolica oggetto di ordini di dispacciamento, Terna acquisisce dal GSE i dati relativi alla mancata produzione oraria e riconosce ai rispettivi utenti del dispacciamento, nell'ambito del contratto di dispacciamento, un importo pari, per ciascun ora del periodo di validità dell'ordine di

dispacciamento, al prodotto tra il prezzo di cui all'articolo 30, comma 30.4, lettera b), della deliberazione n. 111/06<sup>15</sup> e la mancata produzione eolica oraria calcolata e trasmessa dal GSE ai sensi del comma 6.3”(Articolo 7, Comma 1).  
“La regolazione dei pagamenti di cui al comma 7.1, avviene su base mensile contestualmente alla regolazione dei pagamenti relativi ai corrispettivi di dispacciamento”(Articolo 7, Comma 2).

### 3.5 Conclusioni

Obiettivo del capitolo era una panoramica sulla produzione di energia da fonti rinnovabili, ad oggi argomento di grande interesse ma anche fonte di problemi nella gestione della RTN. Risulta interessante, quindi, ai fini del lavoro di tesi, mettere in luce le difficoltà che la connessione di impianti da fonti rinnovabili non programmabili, come l'eolico, crea nella gestione ma anche nella pianificazione degli investimenti in trasmissione. Alle difficoltà intrinseche dovute alla non programmabilità della fonte, si aggiunge l'enorme sviluppo che questa tipologia di impianti ha subito negli ultimi anni, soprattutto nella parte meridionale della Penisola laddove la rete è meno sviluppata.

Questo sviluppo ha portato fenomeni, sempre più frequenti di saturazione della rete. Il fenomeno della saturazione reale va affrontato, sotto il profilo della realizzazione di nuove infrastrutture, agendo su diversi aspetti:

- criteri di pianificazione delle reti;
- semplificazione delle procedure autorizzative;
- regolazione dei criteri di remunerazione degli investimenti di rete.

Soprattutto per quanto riguarda il primo punto, risulta importante coordinare le scelte di localizzazione degli impianti di generazione con le potenzialità attuali e future delle reti di trasmissione e distribuzione al fine di minimizzare la modulazione delle fonti rinnovabili ed evitare seri problemi di sicurezza del sistema.

A tutto ciò si aggiunge anche il problema della saturazione virtuale delle reti. L'Autorità ha più volte rilevato che la “prenotazione” della capacità delle reti risulta essere imponente e non commisurata alla potenziale realizzazione degli impianti. Tale fenomeno costituisce una barriera all'ingresso di nuovi operatori che, in alcuni casi, realizzano gli impianti di produzione ma non riescono ad ottenere la connessione in tempi rapidi anche se la rete è satura solo “sulla

---

<sup>15</sup> “Il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica in ciascuna zona sia pari al minimo costo del soddisfacimento di un incremento unitario del prelievo di energia elettrica nella zona, compatibilmente con il rispetto dei limiti ammissibili di trasporto tra le zone.

carta". Questo fenomeno rende ancora più complesso il processo di pianificazione degli investimenti in trasmissione.

Il capitolo si focalizza sulla fonte eolica, quella che poi verrà presa in considerazione nella realizzazione dei modelli per valutare l'efficienza del comportamento proattivo del TSO (Paragrafo 4.2.2). Dopo un breve resoconto dello sviluppo dell'eolico in Italia, negli ultimi anni, si sono descritte le principali forme di incentivazioni previste e la recente deliberazione dell'Autorità, in merito alla remunerazione sulla mancata produzione eolica per gli impianti eolici soggetti a ordini di dispacciamento, da parte di Terna, al fine di garantire l'esercizio in sicurezza della rete.



## 4 Anticipazione degli investimenti: modelli esemplificativi

Il problema della pianificazione degli investimenti nella rete di trasmissione elettrica è stato già affrontato nel Capitolo 1.

In particolare, nel Paragrafo 1.3, si è accennato alle problematiche derivanti dalle differenti tempistiche tra la realizzazione di un investimento in rete rispetto ad uno in generazione e nel Capitolo 3 si è affrontato lo stesso problema focalizzandosi sulle fonti rinnovabili e le loro peculiarità.

Questo capitolo ripropone quanto esposto nel recente articolo di Rious, Glachant e Dessante [1] in merito alla possibilità, da parte del TSO, di anticipare gli studi preliminari e le procedure amministrative, richieste prima di realizzare un investimento in rete, in modo da ridurre il periodo durante il quale un nuovo impianto di potenza, connesso alla rete, provoca congestioni, non risolte, a causa del ritardo dell'ampliamento della rete stessa. Dopo aver esposto il metodo di analisi proposto in [1], si vanno a confrontare due esempi teorici, rappresentativi di ciò che può accadere nelle reti di trasmissione elettrica quando un nuovo impianto di generazione viene connesso senza che la rete stessa sia stata tempestivamente potenziata. Il primo esempio riguarda la connessione di un impianto a fonte convenzionale mentre il secondo prende in considerazione la connessione di un campo eolico.

Scopo del confronto è valutare l'efficienza dell'anticipazione degli investimenti in trasmissione in termini di minimizzazione dei costi che la collettività deve sostenere.

### 4.1 Metodo di analisi

L'articolo [1] propone un metodo per valutare l'efficienza di anticipare gli investimenti in trasmissione. Bisogna considerare, infatti, che tutte le procedure e gli studi, necessari a ridurre i ritardi degli adeguamenti della rete, costituiscono un costo, che va considerato nella valutazione dell'efficienza. Infatti, nel caso in cui il progetto di ampliamento della rete non venga più realizzato (nel caso in cui gli investimenti in generazione non vengano più realizzati l'ampliamento della rete non è più necessario), se il TSO ha già investito nell'anticipare le procedure di *siting* necessarie, le spese sostenute a tale scopo andranno perse. L'incertezza nella realizzazione di un investimento in trasmissione è legata alla probabilità di connessione dei nuovi impianti di generazione, che il TSO può solo prevedere.

#### 4.1.1 Assunzioni e definizioni

Nel modello proposto in [1] sono state fatte le seguenti assunzioni:

- il tempo di realizzazione di un impianto di generazione è sempre minore di quello del rinforzo della rete necessario per la trasmissione dell'energia prodotta dall'impianto stesso. Questo può creare congestioni sulla rete finché non viene realizzato l'ampliamento;
- la connessione di un generatore alla rete è un evento probabilistico. L'incertezza di tale evento è legata alle autorizzazioni amministrative ed all'incertezza del mercato che influenzano le decisioni degli investitori. Viene chiamata  $p$  la probabilità di connessione. A fronte di tale incertezza il TSO può assumere un comportamento reattivo o un comportamento proattivo;
- la metrica utilizzata dagli autori per valutare il livello di congestione e, quindi, i costi che la collettività deve sostenere è il costo di congestione; calcolato (Paragrafo 1.2.2) come differenza tra il benessere collettivo nel caso *unconstrained* (senza congestione) e quello nel caso *constrained* (con congestione). Il vantaggio del costo di congestione, come metrica, è quello di tenere conto di tutti i termini che contribuiscono al "Benessere collettivo". Si possono, quindi, valutare eventuali redistribuzioni interne dei termini del Benessere che con altre metriche, come ad esempio la rendita di congestione, non sarebbero riscontrabili essendo, la rendita di congestione stessa, solo un termine del Benessere.

Per ogni anno  $y$ , i costi di congestione vengono distinti nel caso di rete potenziata,  $CU_y$ , e nel caso di rete non potenziata,  $CW_y$ . Anche dopo l'adeguamento è possibile, infatti, che la rete si congestioni; vanno, quindi, considerati anche potenziali costi di congestione dopo il rinforzo.

Si ipotizza che, per ogni anno, i costi di congestione nel caso senza rinforzo siano maggiori di quelli del caso con rinforzo. Risulta, quindi, sempre verificata la 4.1:

$$CW_y \geq CU_y \quad 4.1$$

Definita  $d$  la differenza temporale tra la messa in esercizio della nuova linea di trasmissione e quella del nuovo impianto di generazione, vengono introdotte due funzioni a partire da un anno di riferimento "zero", definito come l'anno in cui entra in esercizio la nuova generazione:

- $CW$  è il costo di congestione attualizzato per  $d$  anni precedenti al potenziamento della rete;



- $CW$  è il costo di congestione attualizzato durante  $T$  anni successivi al rinforzo della linea all'anno  $d$ .

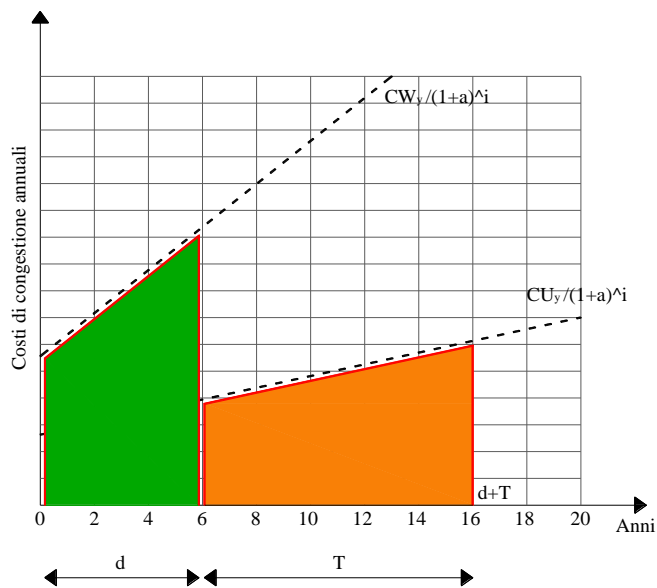
La variabile temporale  $T$  rappresenta il periodo di osservazione successivo al potenziamento della rete ed  $a$  il tasso di attualizzazione.

Queste funzioni di costo possono essere espresse come:

$$CW = \sum_{y=1}^d \frac{CW_y}{(1+a)^y} \quad 4.2$$

$$CU = \sum_{y=d+1}^{d+T} \frac{CU_y}{(1+a)^y} \quad 4.3$$

In Figura 4.1 viene mostrato l'andamento dei costi di congestione attualizzati all'aumentare degli anni.



**Figura 4.1 -  $CU_y$  e  $CW_y$  attualizzati**  
(Fonte: rielaborazione propria da [1])

Si è considerato un arco temporale  $T$ , successivo al rinforzo della rete, pari a dieci anni e una differenza tra i tempi di costruzione  $d$  uguale a sei anni. Inoltre viene assunto, per semplicità di rappresentazione, un andamento lineare nel tempo dei costi di congestione attualizzati.

Come si può vedere i costi di congestione attualizzati crescono all'aumentare del tempo. Ciò si spiega con l'aumento della domanda di energia elettrica negli anni che va ad incrementare le congestioni sulla rete di trasmissione.

L'area in verde rappresenta il costo di congestione fino all'adeguamento della rete al sistema, (Equazione 4.2), mentre quella in arancione il costo per il periodo  $T$  (Equazione 4.3). Il costo totale sarà, perciò, la somma delle due aree.

Poiché vale la disuguaglianza 4.1, il costo di congestione annuo in assenza di un potenziamento sarà sempre maggiore di quello in presenza di rinforzo, se valutato nello stesso arco temporale.

Dalla Figura 4.1 è ben visibile, dunque, come un basso valore di  $d$  sia auspicabile sui costi complessivi di congestione.

### 4.1.2 Comportamento reattivo e proattivo

Vengono, di seguito, elencati i costi complessivi per la collettività sia nel caso in cui il TSO adotti un comportamento reattivo che nel caso in cui ne scelga uno proattivo.

Se l'operatore di rete sceglie un comportamento reattivo, la pianificazione degli investimenti in rete avviene solo quando inizia il cantiere di un nuovo impianto di generazione.

Durante il periodo  $d$  in cui l'impianto è connesso, ma la rete non è ancora pronta, si avrà congestione.

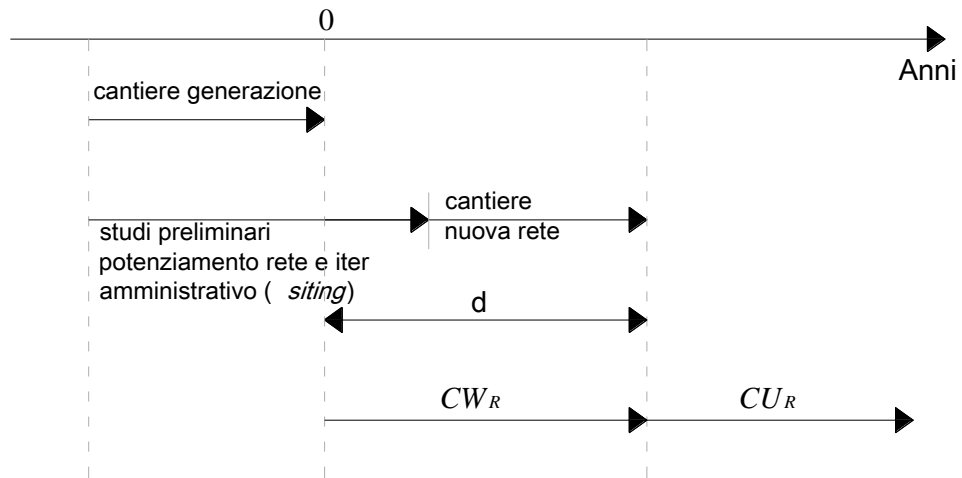
In Figura 4.2 viene riportata la sequenza temporale della realizzazione dell'impianto di generazione e dell'ampliamento della rete.

Ricordando che il generatore si connette con probabilità  $p$ , nel caso in cui  $p=1$  gli utilizzatori della rete sostengono, per effetto del ritardo temporale, i costi di congestione, definiti dalla funzione  $CW_R^{16}$ , per tutto il periodo  $d$  e, successivamente, quelli descritti dalla funzione  $CU_R$ . Ad esempio, fissato  $T=10$ , si sosterranno i costi di congestione con rinforzo per i 10 anni successivi all'adeguamento della rete.

A questi si aggiunge il costo complessivo dell'investimento in rete, attualizzato all'anno "zero".

---

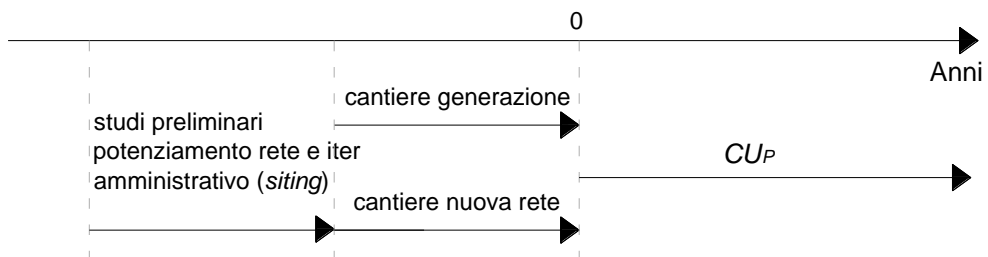
<sup>16</sup> Di seguito si userà il pedice R per indicare il comportamento reattivo e il pedice P per il comportamento proattivo.



**Figura 4.2 - Sequenza temporale degli investimenti per TSO reattivo**  
 (Fonte: rielaborazione propria da [1])

Nel caso in cui  $p$  sia zero (il generatore non entra in funzione) i costi sociali complessivi sostenuti dalla collettività saranno invece nulli.

Viceversa, nel caso in cui il TSO opti per un comportamento proattivo (Figura 4.3), gli studi preliminari e l'iter autorizzativo per il potenziamento della rete iniziano prima dell'avvio del cantiere del nuovo impianto di generazione. L'obiettivo è quello di ridurre la differenza temporale  $d$  tra la connessione dell'impianto di potenza e la messa in esercizio della rete. In [1] si ipotizza che  $d$  sia pari a zero e, quindi, che generazione e rinforzo della rete entrino in funzione contemporaneamente.



**Figura 4.3 - Sequenza temporale degli investimenti per TSO proattivo**  
 (Fonte: rielaborazione propria da [1])

In questo caso, se la probabilità di connessione è pari ad uno, gli utilizzatori della rete devono sostenere un costo,  $CU_P$ , associato alla congestione della rete che si potrebbe avere, nonostante il rinforzo, più il costo associato all'investimento in rete.

L'arco temporale, in questo caso, va dall'anno zero all'anno  $d+T$  e corrisponde, quindi, alla somma del periodo di osservazione  $T$  e del ritardo  $d$  relativi al comportamento reattivo. In questo modo il periodo preso in esame per valutare i due comportamenti, reattivo e proattivo, coincide. Se, per esempio, il ritardo temporale, nel caso di comportamento reattivo, è pari a 6 anni e  $T=10$ , si avranno per 6 anni i costi di congestione senza rinforzo ( $CW$ ) e per 10 anni quelli con rinforzo ( $CU$ ). Viceversa, per un atteggiamento proattivo, si avranno solo i costi di congestione con rinforzo per un periodo pari a 16 anni.

Quando, invece, la generazione non entra in funzione, i costi di congestione, per il caso proattivo, saranno nulli mentre i costi di anticipazione, definiti come costi associati allo studio dell'investimento e ad accordi preliminari di natura amministrativa, saranno sempre presenti e potranno essere quantificati come una percentuale  $\alpha$  dell'investimento  $I$ .

La Tabella 4.1 riassume quanto appena detto. In particolare, vengono riportati i costi sociali, in funzione della probabilità di connessione dell'impianto di generazione, per entrambi i possibili comportamenti dell'operatore di rete.

La prima colonna mostra una probabilità di investimento unitaria per una nuova unità produttiva (certezza di investimento in generazione), la seconda colonna rappresenta il caso opposto (assenza di investimento in generazione) mentre i costi sociali attesi possono essere definiti in funzione della probabilità  $p$  (ultima colonna).

**Tabella 4.1 - Schema riassuntivo dei costi sociali**

(Fonte: rielaborazione propria da [1])

	Costi sociali con $p=1$	Costi sociali con $p=0$	Costi sociali attesi
<b>TSO reattivo</b>	$CW_R + CU_R + \frac{I}{(1+a)^d}$	0	$p \left[ CW_R + CU_R + \frac{I}{(1+a)^d} \right]$
<b>TSO proattivo</b>	$I + CU_P$	$\alpha I$	$p [I + CU_P] + (1-p) \alpha I$

Avendo determinato i costi sociali attesi, la condizione necessaria e sufficiente affinché un comportamento proattivo risulti essere più efficiente di uno reattivo (nel perseguire un incremento di benessere collettivo), è che i costi sociali legati a quest'ultimo risultino essere inferiori al primo (Equazione 4.4).

$$CS_{proattivo}(p) \leq CS_{reattivo}(p) \quad 4.4$$

Sostituendo nella 4.4 i termini riportati in Tabella si ottiene:

$$p[I + CU_P] + (1 - p)\alpha I \leq p \left[ CW_R + CU_R + \frac{I}{(1 + \alpha)^d} \right] \quad 4.5$$

La condizione limite della 4.5 esprime il caso in cui i costi sociali attesi nei due casi si eguagliano:

$$p_{lim} = \frac{\alpha}{(1 + \alpha)^{-d} + \alpha - 1 + \frac{CW_R + CU_R - CU_P}{I}} \quad 4.6$$

L'espressione della probabilità limite,  $p_{lim}$ , permette di individuare quale atteggiamento dovrebbe assumere l'operatore della rete.

Se la probabilità di connessione di un nuovo impianto è maggiore di  $p_{lim}$ , allora un comportamento proattivo del TSO sarà più efficiente rispetto ad uno reattivo. Inoltre, più la  $p_{lim}$  è piccola più la strategia di anticipazione è valida. Dalla 4.6 si vede anche che, fissata la differenza  $d$ , la  $p_{lim}$  cresce quando il costo di anticipazione  $\alpha$  cresce. Ciò equivale a dire che all'aumentare di  $\alpha$  il comportamento proattivo risulta meno conveniente. Fissato  $\alpha$ , invece, la  $p_{lim}$  decresce all'aumentare di  $d$ , in quanto i costi di congestione, generalmente, aumentano più rapidamente rispetto al vantaggio dato dal rinvio dell'investimento sulla rete e alla relativa attualizzazione.

In conclusione, all'aumentare della differenza di tempo tra la realizzazione dell'impianto di produzione e l'ampliamento della rete ed al diminuire dell'incidenza del costo di anticipazione, il comportamento proattivo diventa sempre più conveniente.

## 4.2 Realizzazione e validazione modelli

Dopo aver esposto il metodo per valutare la convenienza di un approccio proattivo da parte dell'operatore di rete, si ripropongono i due esempi riportati in letteratura [1] con lo scopo di illustrare l'applicazione del metodo a due casi esemplificativi di ciò che può accadere nella realtà.

Per riprodurre gli esempi presenti nell'articolo è stato necessario costruire dei modelli (con l'ausilio dell'applicativo Microsoft Excel) per il calcolo dei costi di congestione e quindi della probabilità limite. Confrontando, poi, i risultati ottenuti dall'applicazione di questi modelli con quelli riportati nell'articolo, è

stato possibile validare i modelli stessi in modo da poterli applicare, successivamente, a due casi reali estratti dal contesto italiano (Capitolo 5).

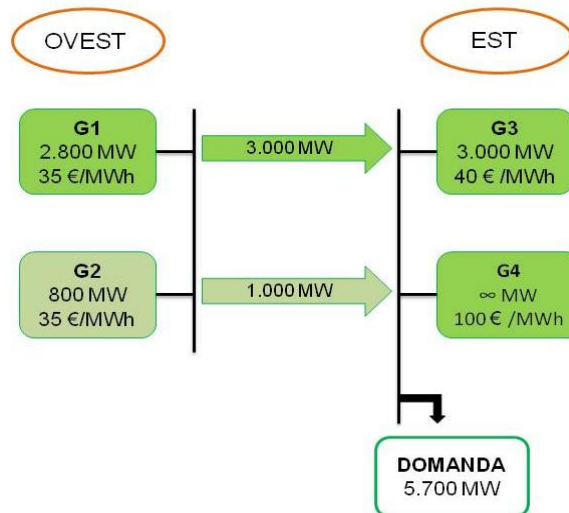
Gli esempi riportati prendono in esame il caso in cui un impianto a ciclo combinato con turbina a gas (CCGT) venga connesso ad una rete a due nodi ed il caso in cui venga connesso un campo eolico.

Sono state scelte queste due tipologie di impianto in quanto sono quelle con le tempistiche di realizzazione minori (Tabella 1.1), quindi, quelle per cui incide maggiormente la differenza con i tempi di programmazione e costruzione delle reti elettrica (dai 4 anni in su) e per le quali inizia a diventare interessante parlare di anticipazione degli investimenti.

#### 4.2.1 Connessione di un impianto termoelettrico

La connessione di un impianto a ciclo combinato può creare dei problemi di congestione della rete nel caso in cui venga realizzata in una zona dove la rete è scarsamente sviluppata.

In Figura 4.4 viene rappresentato un esempio di rete a due nodi. Nel nodo ad Est è localizzata tutta la domanda, per ipotesi totalmente anelastica, che è caratterizzata da un incremento annuo dell'1,2%. Sempre ad Est sono presenti due impianti (G3 e G4), quelli più costosi, mentre ad Ovest c'è un solo impianto (G1), quello più efficiente.



**Figura 4.4 - Esempio di una rete a due nodi con CCGT**

(Fonte: rielaborazione propria da [1])

Il collegamento tra i due nodi avviene grazie ad una linea di trasmissione di 3.000 MW. In verde chiaro sono rappresentati il nuovo impianto di potenza (G2) e la nuova linea di trasmissione che va ad aggiungere 1.000 MW a quella preesistente in modo da poter disacciare la nuova potenza.

Gli autori ipotizzano che questa situazione sia statica, ovvero si ripeta uguale a se stessa per 8.760 ore l'anno e che l'investimento necessario per realizzare la nuova trasmissione sia di 100 Milioni di Euro.

Lo scopo è quello di rappresentare l'andamento della  $p_{lim}$  al variare della differenza di anni  $d$ , tra la realizzazione dell'impianto di generazione e la linea di trasmissione, ed al variare del costo di anticipazione  $\alpha$ .

Si fissa, inizialmente, il costo di anticipazione pari al 10% dell'investimento complessivo sulla rete e si calcola la  $p_{lim}$  per diversi valori di  $d$ . Successivamente si estende il calcolo a valori diversi del costo di anticipazione e lo si rappresenta in un grafico a tre dimensioni.

La variabile temporale  $T$ , che rappresenta il periodo di osservazione successivo al potenziamento della rete, è stata fissata a 10 anni.

I passi per calcolare la  $p_{lim}$  sono elencati di seguito.

#### Calcolo dei costi di congestione

Il primo passo è il calcolo dei costi di congestione orari, ricavati come differenza tra il benessere collettivo nel caso *unconstrained* (cioè con capacità illimitata della rete e, quindi, in assenza congestione) e quello *nel caso constrained* (con congestione) partendo dalle offerte e dalla domanda orarie.

Di seguito viene riportato un esempio per mostrare nel dettaglio come sono stati calcolati i costi di congestione orari. In Tabella 4.2 sono elencate le potenze prodotte dai generatori connessi alla rete sia nel caso *unconstrained*, quindi con l'ampliamento già in opera, che nel caso *constrained*. Nel primo caso il generatore di nuova costruzione (G2) può produrre tutta la potenza offerta, nel secondo caso, invece, a causa del limite nella capacità di trasporto, produce solo 200 MW.

**Tabella 4.2 - Esempio di potenze prodotte dai generatori connessi alla rete**

[MW]	Unconstrained	Costrained
<b>G1</b>	2.800	2.800
<b>G2</b>	800	200
<b>G3</b>	2.100	2.700
<b>G4</b>	0	0
<b>DOMANDA</b>	5.700	5.700

In Figura 4.5 sono illustrate le curve di domanda e offerta orarie nel caso *unconstrained* e in quello *constrained* solo per il nodo ad Est della rete. Il benessere collettivo è dato dalla somma del surplus produttori ( $S_p$ ), del surplus dei consumatori ( $S_c$ ) e della rendita di congestione ( $R$ ):

$$\text{Benessere collettivo} = S_p + S_c + R$$

Nel caso *unconstrained* il prezzo di vendita dell'energia è unico ed è, in questo caso, pari a 40 €/MWh che è il prezzo del generatore più costoso che produce energia.

Seguendo la Figura 4.5 si possono facilmente calcolare tutti i termini che costituiscono il benessere collettivo:

$$S_p = (40 - 35) 3.600 + (40 - 40) 2.100 = 18.000 \text{ €/h}$$

$$S_c = (100 - 40) 5.700 = 342.000 \text{ €/h}$$

$$R = 0$$

Per quanto riguarda il surplus dei consumatori, essendo la domanda anelastica, si è ipotizzato un prezzo, pari a 100 €/MWh, che i consumatori sono disposti a pagare e che si è dimostrato ininfluenza sul risultato (identificato con "x" in Figura 4.5). I 40 €/MWh sono, invece, il prezzo, pagato dai consumatori, nel caso *unconstrained*.

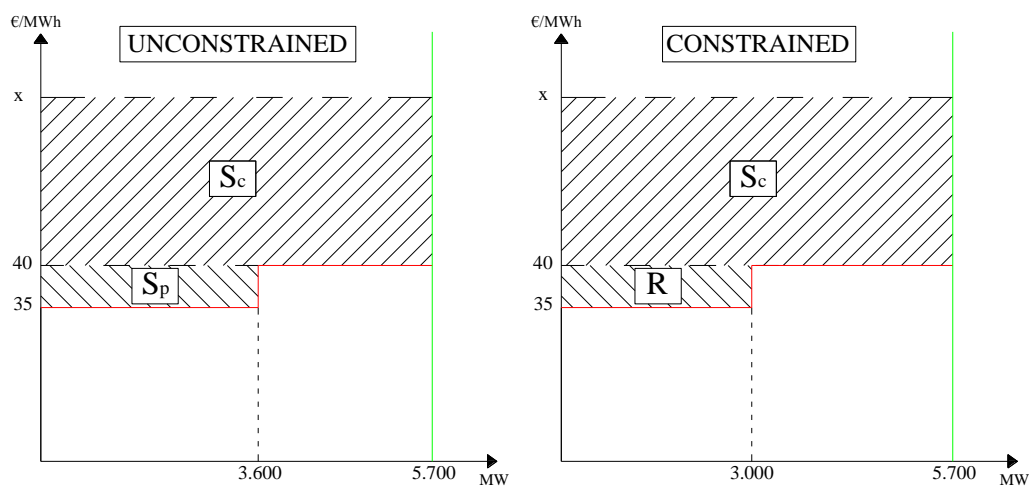


Figura 4.5 - Esempio di curve di domanda e offerta orarie

Nel caso *constrained*, a causa della congestione, si passa da un prezzo unico a due prezzi zionali diversi: 35 €/MWh per la zona ad Ovest e 40 €/MWh per quella ad Est. Partendo dalla Figura 4.5 si procede calcolando tutti i termini che costituiscono il benessere collettivo:

$$S_p = 0$$

$$R = 3.000 (40 - 35) = 15.000 \text{ €/h}$$

$$S_c = (100 - 40) 5.700 = 342.000 \text{ €/h}$$

dove i 3.000 MW rappresentano la capacità di transito senza rinforzo.



In questo caso, i 40 €/MWh sono il prezzo della sola zona Est, dato che il mercato è diviso a causa della congestione.

Si ottiene, quindi, il costo di congestione:

$$\text{Costo di congestione} = \Delta \text{Benessere collettivo} = 3.000 \text{ €/h}$$

Il valore così ottenuto, moltiplicato per le 8.760 ore rappresenta la perdita di benessere collettivo annuale dovuta alla congestione.

#### Calcolo delle funzioni di costo

Il secondo passo è stato quello di ricavare le funzioni di costo, (Equazioni 4.2 e 4.3), attualizzando i costi di congestione a partire dall'anno di riferimento "zero" in cui entra in funzione l'impianto di generazione.

Si è scelto, come in [1], di fissare il tasso di attualizzazione pari al 10%.

Prendiamo, ad esempio, una differenza temporale  $d$  pari ad 2 anni. Per i primi 2 anni ci sarà, quindi, congestione mentre per i successivi 10 (valore della variabile temporale  $T$ ), poiché la rete rinforzata ha capacità di trasporto superiore alla produzione massima dei due impianti ad Ovest, non ci sarà mai congestione. Le funzioni di costo saranno quindi:

$$CW_R = \sum_{y=0}^I \frac{CW_y}{(1+0,1)^y} = \frac{3.000 * 8.760}{(1+0,1)^0} + \frac{3.000 * 8.760}{(1+0,1)^1} = 50.170.909 \text{ €}$$

$$CU_R = \sum_{y=I+1}^{I+10} \frac{CU_y}{(1+0,1)^y} = 0$$

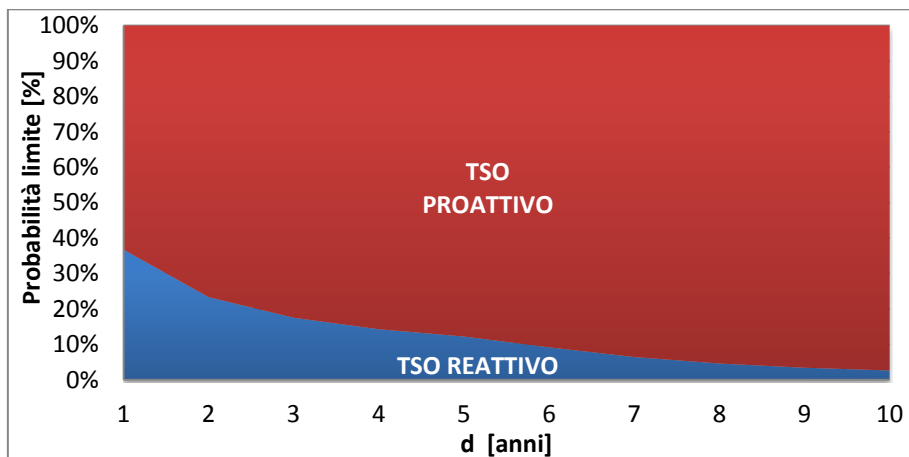
Anche la funzione di costo nel caso *unconstrained* proattivo,  $CU_P$ , è pari a zero dato che i costi di congestione dopo il rinforzo sono nulli.

Queste funzioni di costo sono state calcolate per diversi valori della differenza temporale  $d$ , iniziando dal caso con  $d=1$  fino ad un valore pari a 10. Per  $d=6$ , la domanda cresce tanto da far entrare in funzione anche G4, impianto più costoso. Nel caso *constrained*, quindi, il prezzo della zona Est diventa 100 €/MWh e, di conseguenza, variano i termini che contribuiscono al benessere collettivo. I costi di congestione sono, allora, pari a 3.000 €/h, per i primi 5 anni, mentre diventano 6.018 €/h per il sesto anno prima del rinforzo. Rimangono, invece, nulli per gli anni successivi.

Calcolo della probabilità limite

A questo punto si hanno tutti gli elementi per calcolare la  $p_{lim}$  al variare della differenza temporale  $d$  e con un costo di anticipazione pari al 10 % dell'investimento complessivo.

In Figura 4.6 vengono riportati i risultati dell'analisi di sensitività compiuta. La curva limite rappresenta la linea di separazione tra la zona in cui risulta più conveniente un comportamento proattivo e quella in cui è più efficiente il reattivo. Come si può vedere, la probabilità limite sale e il comportamento proattivo diventa sempre meno conveniente al diminuire degli anni che intercorrono tra la connessione dell'impianto di generazione e l'adeguamento della rete di trasmissione. Nel caso di un CCGT, ad esempio, la differenza temporale  $d$  va, tipicamente, dai 3 ai 4 anni, ai quali corrisponde una  $p_{lim}$  del 14% e del 18%, valore che può giustificare l'anticipazione delle procedure amministrative e degli studi preliminari funzionali agli investimenti in rete [1].



**Figura 4.6 - Andamento della probabilità limite di connessione per un CCGT**

Va sottolineato che risulta difficile conoscere il costo di anticipazione per il potenziamento della rete di trasmissione. Il cuore delle procedure amministrative è lo studio dell'impatto ambientale che, al massimo, può raggiungere il 3% dell'intero costo di investimento [1]. Tale percentuale, però, può crescere in modo significativo per via delle opposizioni locali a cui seguono cause e ricorsi giuridici. Nell'articolo, quindi, il costo di anticipazione viene fatto variare dal 5% ad un valore massimo pari al 50% del complessivo investimento.

In Figura 4.7 viene, quindi, riportato l'andamento della probabilità limite al variare di  $d$  e di  $\alpha$ .

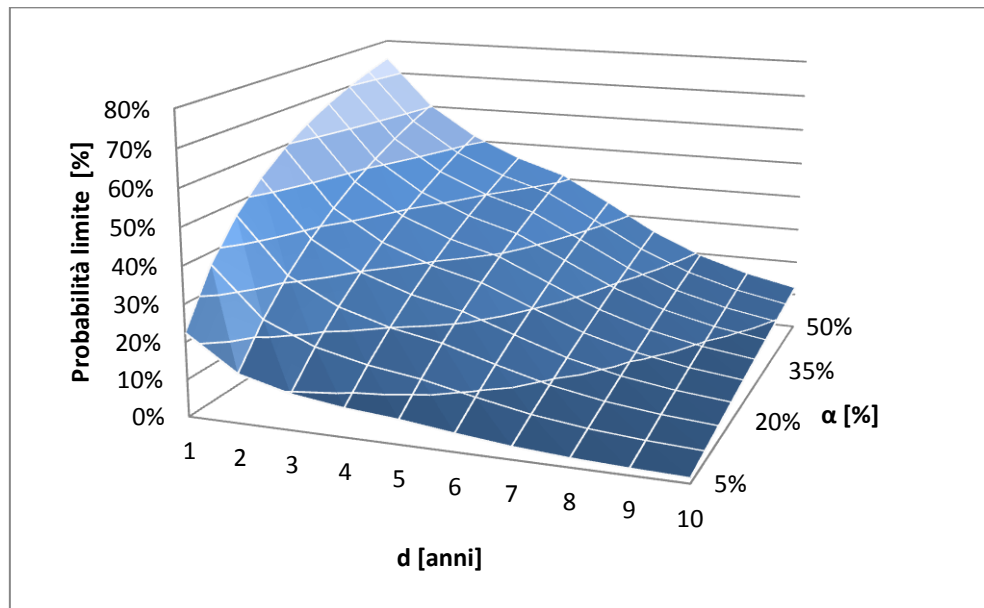


Figura 4.7 - Andamento della probabilità limite al variare di  $d$  ed  $\alpha$

A conferma di quanto già detto in precedenza, un aumento del costo di anticipazione scoraggia un comportamento proattivo. Tuttavia, per una differenza tra i tempi di realizzazione dell'impianto di generazione e della rete di trasmissione di oltre 4 anni<sup>17</sup>, la probabilità limite non è molto sensibile alla variazione del costo di anticipazione. Come si può vedere, infatti, passando da un costo di anticipazione pari al 10% ad uno pari al 20% si ha una variazione della  $p_{lim}$  di 10 punti percentuali, per  $d=5$ , e anche minore per  $d$  crescenti. Questo vuol dire che, oltre i 4 anni di differenza temporale, l'approccio proattivo è spesso più conveniente anche per valori di  $\alpha$  maggiori del 10%. Ovviamente questa efficienza diminuisce quando i costi di anticipazione diventano molto alti.

Per impianti di generazione con tempistiche di realizzazione più lunghe (quindi per  $d$  inferiori a 4) rimane, invece, più efficace il comportamento reattivo ad oggi utilizzato dal TSO.

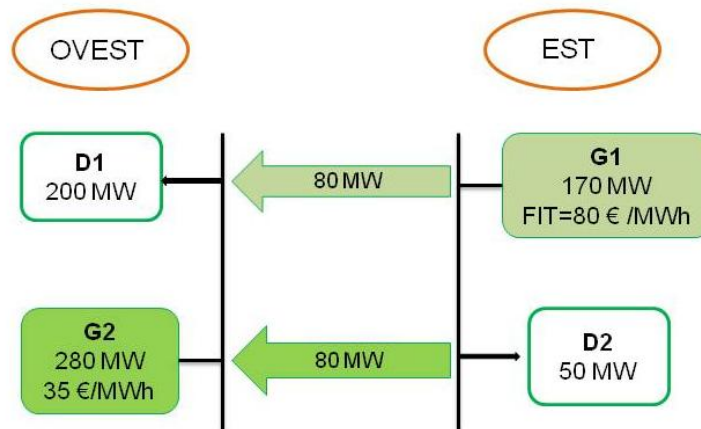
#### 4.2.2 Connessione di un campo eolico

Il metodo di analisi esposto viene, adesso, applicato al caso in cui un campo eolico venga connesso ad una rete con insufficiente capacità di trasmissione.

<sup>17</sup> Si parla, quindi, di impianti come una turbina a gas, un ciclo combinato o un campo eolico.

La situazione è realistica in quanto questi impianti sono spesso collocati in porzioni di rete scarsamente magliate per via della ridotta presenza di impianti di consumo rilevanti, come accade, ad esempio nel Sud Italia [18]. Negli ultimi anni, infatti, si sono manifestate più frequentemente congestioni su alcune porzioni della rete a 150 kV, a causa della ridotta capacità di evacuazione di tutta l'energia prodotta dalle centrali.

In Figura 4.8 viene rappresentata la rete semplificata presa in esame. Contrariamente al caso precedente, la domanda (D1 e D2) è suddivisa tra il nodo ad Est e quello ad Ovest e si assume una crescita annuale dell'1%. Per quanto riguarda la generazione, ad Ovest è presente un impianto convenzionale (G2) mentre ad Est, in verde chiaro, c'è la nuova generazione eolica (G1). I due nodi sono connessi da una rete con capacità di 80 MW ed è previsto un rinforzo di altri 80 MW con un costo di investimento di 10 Milioni di Euro.



**Figura 4.8 - Esempio di una rete a due nodi con campo eolico**  
(Fonte: rielaborazione propria da [1])

Tenendo conto della variabilità della fonte eolica, in relazione alle condizioni meteorologiche, in Tabella 4.3 è rappresentata la funzione di distribuzione della potenza  $P$  generata dall'impianto eolico:

**Tabella 4.3 - Funzione di distribuzione di un generatore eolico**  
(Fonte: rielaborazione propria da [1])

P minore del	10%	della potenza installata per il	50%	del tempo
P uguale al	40%		40%	
P maggiore del	80%		10%	

Si considera, infine, una remunerazione del tipo Feed-in Tariff (FIT) di 80 €/MWh per il generatore eolico.

La situazione illustrata in Figura 4.8 è, anche in questo caso, statica e, quindi, uguale a se stessa per 8.760 ore l'anno, ad esclusione della produzione eolica che varia lungo l'anno.

Il procedimento seguito è simile a quello del caso precedente e la variabile temporale  $T$  è sempre pari a 10 anni.

Le differenze significative sono essenzialmente due. La prima sta nel fatto che la produzione eolica non è costante lungo l'anno. I costi di congestione orari, quindi, sono stati calcolati per le tre situazioni elencate in Tabella 4.3 e moltiplicati, poi, per il numero di ore corrispondenti alla percentuale indicata in modo da ottenere il valore annuale. Si osserva, però, che, nei primi due casi, la produzione dell'impianto eolico è così bassa che la linea non si congestiona mai. Ciò vuol dire che solo il 10% delle 8.760 ore prese in considerazione vede una congestione. Questo vale anche nel caso di rete non rinforzata e per qualsiasi valore della domanda.

La seconda differenza sta nel modo in cui vengono calcolati i costi di congestione. Bisogna, infatti, considerare che l'impianto eolico ha costi di produzione variabili "nulli" ma viene pagato 80 €/MWh (incentivo *Feed-in Tariff*). Inoltre, in caso di mancata produzione eolica, a causa dei limiti di transito, va quantificata la perdita di benessere collettivo che si ha in termini di valore ambientale. A causa del vincolo di rete, infatti, si produce energia da fonti fossili anziché da fonte rinnovabile. Il valore che, nell'esempio, viene dato a questa perdita di benessere è pari alla mancata produzione eolica moltiplicata per il valore della *Feed-in Tariff*.

A questo punto, i passi per calcolare la  $p_{lim}$  sono i medesimi.

#### Calcolo dei costi di congestione

Per questa prima parte dell'analisi si è ipotizzato che l'impianto eolico produca il 90% della sua potenza massima, dato che l'articolo [1] non fornisce un valore esatto (Tabella 4.3). L'impianto G1 produce, quindi, 153 MW e non 170 MW che è la sua potenza massima.

Di seguito si riporta un esempio per chiarire i passaggi che portano al calcolo dei costi di congestione. In

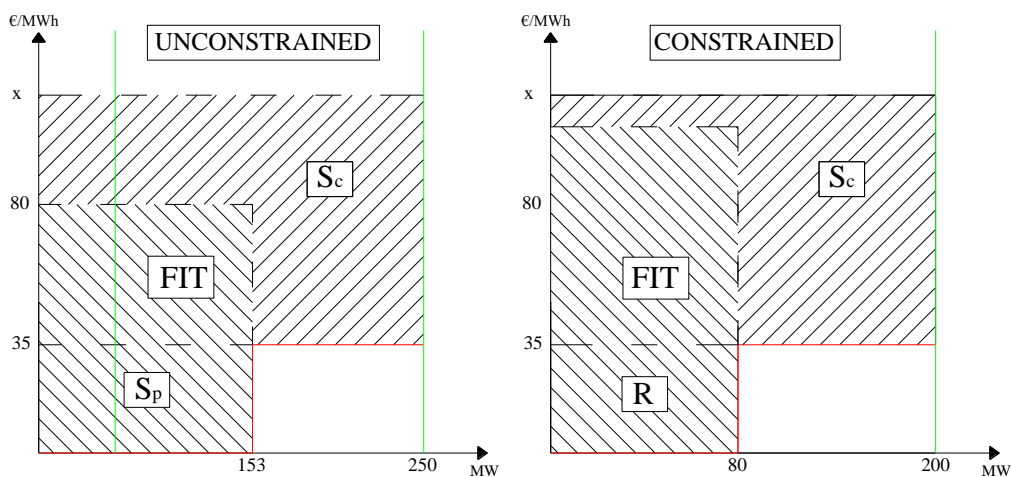
Tabella 4.4 sono elencate le potenze prodotte dai generatori connessi alla rete sia nel caso *unconstrained*, quindi con l'ampliamento già in opera, sia nel caso *constrained*. Nel primo caso il generatore eolico (G1) può produrre tutta la

potenza offerta, nel secondo caso, invece, a causa del limite nella capacità di trasporto, produce solo 130 MW.

**Tabella 4.4 - Esempio di potenze prodotte dai generatori connessi alla rete**

[MW]	Unconstrained	Costrained
<b>G1</b>	153	130
<b>G2</b>	97	120
<b>D1</b>	50	50
<b>D2</b>	200	200

In Figura 4.9 sono illustrate le curve di domanda e offerta orarie nel caso *unconstrained* e in quello *constrained* per il solo nodo ad Ovest della rete.



**Figura 4.9 - Esempio di curve di domanda e offerta orarie**

Nel caso *unconstrained* il prezzo di vendita dell'energia è unico ed è, in questo caso, pari a 35 €/MWh. Seguendo la Figura 4.9 si possono facilmente calcolare tutti i termini che contribuiscono al benessere collettivo:

$$S_p = (35 - 0) 153 + (35 - 35) 97 = 5.355 \text{ €/h}$$

$$R = 0$$

$$FIT = (80 - 35) 153 = 6.885 \text{ €/h}$$

Il generatore eolico viene remunerato, come già detto, con la Feed-in Tariff a prescindere dal prezzo di equilibrio. La differenza tra 80 €/MWh (FIT) e 35 €/MWh (prezzo a cui viene pagato in base all'esito di mercato), che corrisponde all'incentivo, viene colmata dai consumatori e corrisponde al termine indicato con FIT. Si ha, quindi, una redistribuzione dei termini che compongono il Benessere collettivo che porta alla configurazione in Figura 4.9 (una parte del  $S_c$  passa, di fatto, al produttore eolico).

Per quanto riguarda il surplus dei consumatori, essendo la domanda anelastica, si è ipotizzato un prezzo fittizio, pari a 100 €/MWh, che i consumatori sono disposti a pagare che, anche in questo caso, è ininfluenza sul risultato:

$$S_c = (100 - 35) 153 + (100 - 35) 97 - FIT = 9.365 \text{ €/h}$$

Al Surplus dei consumatori che deriva dall'esito del mercato viene, quindi, sottratta la quota che corrisponde all'incentivo.

Nel caso *constrained*, a causa della congestione, si passa da un prezzo unico a due prezzi zionali diversi: 35 €/MWh per la zona ad Ovest e 0 €/MWh per quella ad Est. Sempre guardando la Figura 4.9 si procede calcolando:

$$\begin{aligned} S_p &= (0 - 0) 50 + [(0 - 0) 80 + (35 - 35) 120] = 0 \text{ €/h} \\ R &= (35 - 0) 80 = 2.800 \text{ €/h} \\ FIT &= (80 - 0) 50 + (80 - 0) 80 = 10.400 \text{ €/h} \end{aligned}$$

Anche per il caso *constrained*, a causa dell'incentivo, si ha una redistribuzione dei termini del Benessere collettivo. I consumatori, infatti, vanno a coprire la differenza tra gli 80 €/MWh, che G1 deve ricevere, e il prezzo che deriva dall'esito del mercato.

Al surplus dei consumatori va sottratta, anche in questo caso, tutta la parte che corrisponde all'incentivo:

$$S_c = (100 - 0) 50 + [(100 - 35) 80 + (100 - 35) 120] - FIT = 7.600 \text{ €/h}$$

Prima di calcolare il costo di congestione va quantificata, come già anticipato, la perdita di benessere aggiuntiva dovuta alla mancata produzione eolica che va sottratta al Benessere collettivo del caso *constrained*:

$$\Delta W = (153 - 50 - 80) 80 = 1.840 \text{ €/h}$$

Si ottiene, infine, il costo di congestione:

$$\text{Costo di congestione} = \Delta \text{Benessere collettivo} = 2.645 \text{ €/h}$$

Il valore così ottenuto, moltiplicato per le 876 ore rappresenta la perdita di benessere collettivo annuale dovuta alla congestione.

### Calcolo delle funzioni di costo

Il secondo passo è stato quello di ricavare le funzioni di costo, (Equazioni 4.2 e 4.3), attualizzando i costi di congestione a partire dall'anno di riferimento "zero" in cui entra in funzione l'impianto di generazione.

Si è scelto [1] di fissare il tasso di attualizzazione pari al 10%.

Prendiamo, ad esempio, una differenza temporale  $d$  pari ad 2 anni. Per i primi 2 anni ci sarà, quindi, congestione mentre per i successivi 10 (valore della variabile temporale  $T$ ), poiché la rete rinforzata ha capacità di trasporto superiore alla produzione eolica in esubero rispetto al fabbisogno ad Est, non ci sarà mai congestione. Le funzioni di costo saranno quindi:

$$CW_R = \sum_{y=0}^l \frac{CW_y}{(1+0,1)^y} = \frac{2.645 * 876}{(1+0,1)^0} + \frac{2.588 * 876}{(1+0,1)^1} = 4.377.611 \text{ €}$$

$$CU_R = \sum_{y=l+1}^{l+10} \frac{CU_y}{(1+0,1)^y} = 0$$

Per quanto riguarda la funzione di costo nel caso *unconstrained*,  $CU_P$ , è anch'essa pari a zero dato che i costi di congestione dopo il rinforzo sono nulli.

Queste funzioni di costo sono state calcolate per diversi valori della differenza temporale  $d$ , iniziando dal caso con  $d=1$  fino ad un valore pari a 10.

### Calcolo della probabilità limite

A questo punto si hanno tutti gli elementi per calcolare la  $p_{lim}$  al variare della differenza temporale  $d$  e con un costo di anticipazione pari al 10 % dell'investimento complessivo.

In Figura 4.10 viene riportato l'andamento della probabilità limite, ottenuto dal modello, per un costo di anticipazione del 10% del complessivo valore dell'investimento, ed al variare di  $d$ .



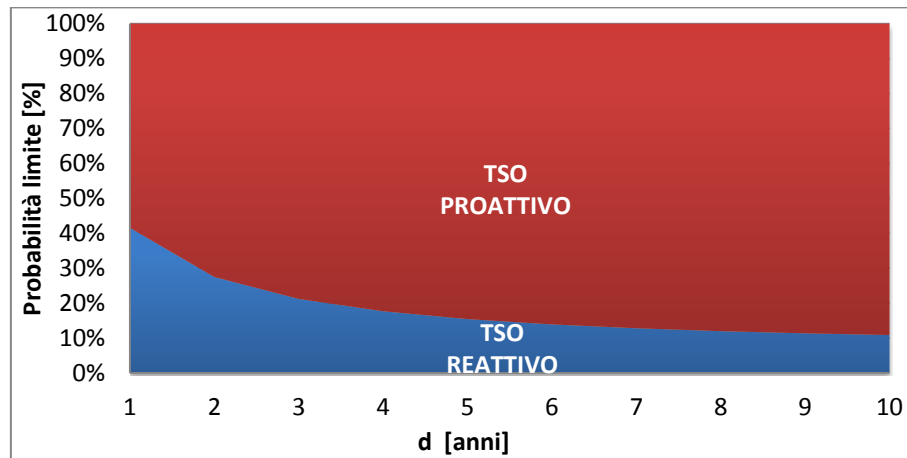


Figura 4.10 - Andamento della probabilità limite di connessione per un eolico

Come nel caso della connessione di un CCGT, la curva delimita il campo di efficienza del comportamento proattivo e reattivo.

Anche questo esempio conferma che un approccio proattivo diventa sempre più conveniente all'aumentare della differenza di anni  $d$ .

In Figura 4.11 si mostrano i risultati ottenuti facendo variare il Fattore di carico dell'impianto eolico. In particolare, data la funzione di distribuzione (Tabella 4.3), ipotizzo che il Fattore di carico, per potenze maggiori dell'80% di quella nominale, vari dall'83% al 95%.

Per un Fattore di carico pari all'83% della massima produzione eolica, per differenze temporali  $d$  maggiori di 4 anni, la probabilità limite inizia a crescere. Va sottolineato, infatti, che, a differenza del caso precedente, sullo stesso nodo in cui viene connesso l'impianto eolico è presente una domanda, inizialmente di 50 MW, che, aumentando di anno in anno, va ad assorbire sempre più potenza eolica riducendo la congestione ed aumentando di conseguenza la  $p_{lim}$ .

Il fenomeno diventa visibile per un valore del Fattore di carico più basso perché, riducendosi la produzione eolica, l'effetto dell'aumento della domanda incide di più.

Al diminuire del Fattore di carico, tenendo fissa  $d$ , si vede che la  $p_{lim}$  aumenta. Ciò è giustificato dal fatto che, riducendosi la produzione eolica, la congestione si riduce di conseguenza e la probabilità di connessione che rende efficiente un comportamento proattivo aumenta.

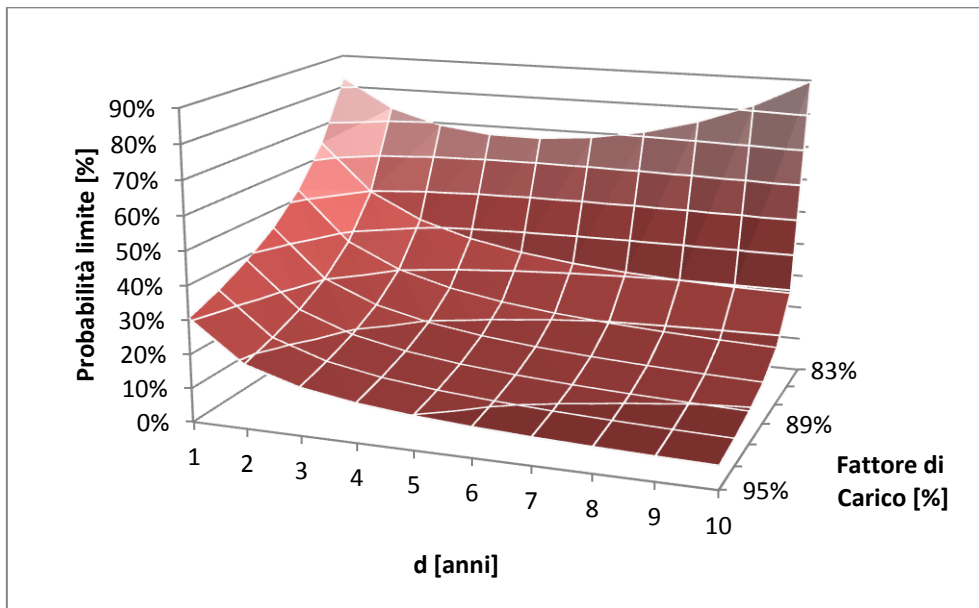


Figura 4.11 - Andamento della probabilità limite al variare di  $d$  e del Fattore di carico

Infine (Figura 4.12), viene mostrata l'influenza del costo di anticipazione sulla probabilità limite, fissando il Fattore di carico al 90% della massima potenza. Le considerazioni che si possono trarre sono, anche per il costo di anticipazione, simili al caso precedente. Il comportamento proattivo è penalizzato dall'aumento dei costi legati alle procedure di pianificazione ed autorizzazione per la realizzazione della rete di trasmissione.

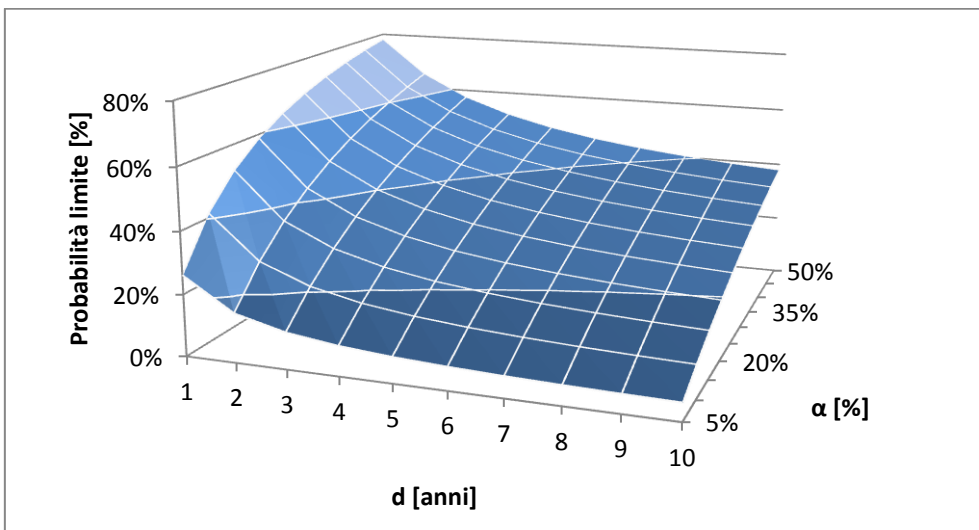


Figura 4.12 - Andamento della probabilità limite al variare di  $d$  ed  $\alpha$

Si può notare che, per differenze temporali  $d$  piccole, la probabilità limite è molto più sensibile alla variazione del costo di anticipazione. Ad esempio, per  $d=1$ , si ha un aumento di oltre 50 punti percentuali passando da un  $\alpha$  pari al 5% ad uno pari al 50%, mentre per  $d=8$  si rimane sotto i 35 punti percentuali di differenza.

### 4.3 Confronti e conclusioni

Confrontando i risultati ottenuti con quelli riportati nell'articolo [1], si può affermare che i modelli costruiti con questo lavoro di tesi permettono di riprodurre fedelmente quanto proposto in letteratura. Risultano, quindi, validati ed applicabili ad un caso reale italiano.

Dagli esempi emerge che, per la collettività, è spesso più efficiente anticipare gli investimenti in trasmissione. In particolar modo, un comportamento proattivo è da preferire nel caso in cui si abbia bassa incidenza dei costi di anticipazione ( $\alpha$  basso) e brevi tempi di costruzione di impianti di generazione (elevata differenza temporale  $d$  tra la connessione dell'impianto di produzione e l'adeguamento della rete di trasmissione).

Si è visto, nel Capitolo 3, che le richieste di connessione per impianti eolici sono aumentate molto negli ultimi anni. Di conseguenza la probabilità di connessione di un impianto eolico risulta minore di quella di un impianto termoelettrico.

Questo vuol dire che, a parità di altre condizioni e, in particolare, a parità di tempi di realizzazione per un CCGT e un impianto eolico (Tabella 1.2), il comportamento proattivo può risultare, in alcuni casi, meno efficiente del comportamento reattivo nel caso di connessione di un campo eolico.

Alla luce di questo, soprattutto per gli impianti eolici, sarebbe importante diminuire l'incertezza sulla realizzazione riducendo le prenotazioni di capacità a cui poi non segue l'effettiva costruzione dell'impianto, problema già discusso nel Capitolo 3.

Andando a confrontare i risultati ottenuti nei due casi si nota, per prima cosa, che gli andamenti sono simili. In entrambi i casi si riscontra una riduzione di pendenza dopo  $d=2$  ma, mentre per il caso termoelettrico tale pendenza si mantiene pressoché invariata all'aumentare della differenza temporale, per il caso eolico continua a ridursi fino ad arrivare ad avere lo stesso valore di  $p_{lim}$  sia per  $d=9$  che per  $d=10$ . Infatti il valore minimo a cui arriva la probabilità limite nel caso eolico è pari all'11% mentre nel caso termoelettrico è il 2,7%.

A pari  $d$ , quindi, la probabilità limite, oltre la quale il comportamento proattivo inizia a diventare efficiente, è sempre più alta in caso di connessione di un impianto eolico. Ad esempio, per  $d=4$ , si ha una  $p_{lim}$  pari al 14,3% per il caso termoelettrico a fronte di un 18% del caso eolico.

In conclusione, nonostante l'incertezza associata alla connessione di un impianto di potenza, può risultare conveniente anticipare le procedure di *siting*, necessarie alla realizzazione di un'opera in trasmissione, prima che gli impianti di potenza siano connessi alla rete. In questo modo si riducono o si evitano del tutto i costi di congestione a beneficio, soprattutto, di quegli impianti che hanno brevi tempi di costruzione e che, quindi, sono più penalizzati dai lunghi tempi di adeguamento della rete. Tra questi sono presenti anche gli impianti eolici, quindi, riducendo il gap temporale tra la connessione dell'impianto di potenza e l'adeguamento della rete si minimizza, allo stesso tempo, la mancata produzione eolica con conseguente beneficio ambientale.

## 5 Applicazione a due casi reali

Nei recenti PdS di Terna [18] è presente una sezione nella quale viene indicato lo stato di avanzamento degli interventi appartenenti ai Piani già approvati, nonché gli interventi previsti per l'anno in esame, tutti suddivisi per zona. Grazie a queste informazioni è stato scelto il caso reale, descritto in questo capitolo, al quale verrà applicato il modello realizzato nel Capitolo 4 con lo scopo di valutare l'efficienza dell'anticipazione degli investimenti nel contesto italiano. Viene anche presentato un secondo caso reale al quale applicare il modello per la connessione di un impianto eolico discutendone le difficoltà e i passi necessari per la realizzazione.

### 5.1 Caso termoelettrico

#### 5.1.1 Scelta dell'elettrodotto Trino-Lacchiarella

Tra le opere progettate per ridurre le congestioni, la scelta è caduta sull'elettrodotto Trino-Lacchiarella che collega Piemonte e Lombardia, nella zona Nord della RTN.

Nel corso degli ultimi anni si è registrato un notevole aumento della produzione di energia elettrica nell'area nord occidentale del Paese e, nel contempo, si è assistito ad una significativa crescita del fabbisogno energetico delle Regioni Lombardia ed Emilia Romagna. Negli ultimi 10 anni, infatti, i consumi sono aumentati di oltre il 30%.

In particolare, nella zona Nord occidentale, l'incremento della generazione di energia elettrica è stato di circa 3.000 MW, da un valore di circa 9.800 MW ad uno di 12.800 MW<sup>18</sup> [32], che vanno a sommarsi alla produzione già esistente ed all'importazione dall'estero.

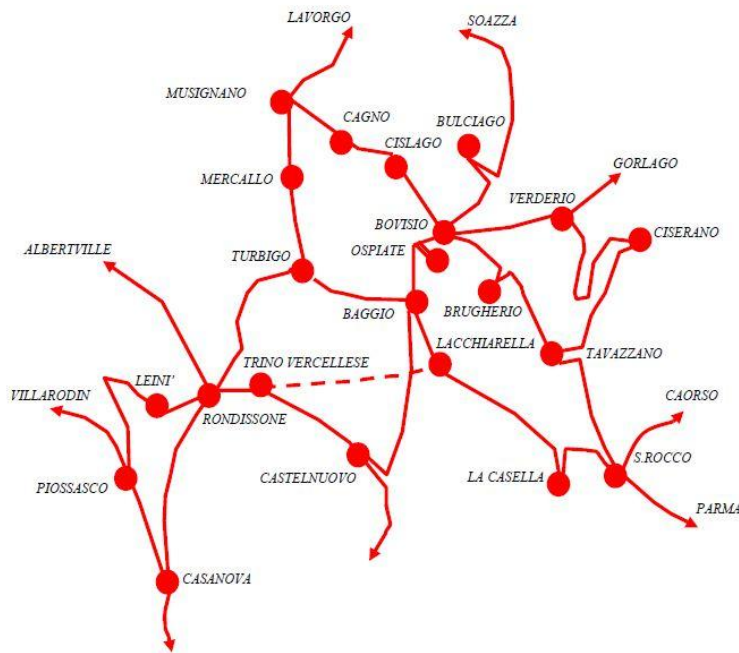
Il mutato scenario ha determinato un forte aumento dei flussi di potenza sulle linee elettriche a 380 kV "Rondissone-Turbigo" e "Trino-Castelnuovo". Ciò costituisce, già dal 2008, una strozzatura della rete ed impone un vincolo all'esercizio in sicurezza del sistema elettrico. Inoltre, si pensa che la criticità verrà ulteriormente aggravata dal futuro aumento del carico e dai nuovi impianti di produzione che si prevede possano entrare in servizio in Piemonte e in Lombardia dopo il 2011 [18] [33].

Gli studi e le analisi della rete, effettuate da Terna, hanno dimostrato che l'ipotesi di sviluppo che consentirà di ottenere i maggiori benefici per il sistema

---

<sup>18</sup> Si sono considerate appartenenti al Nord-Ovest le regioni di Piemonte, Liguria e Valle d'Aosta.

elettrico è rappresentata da un nuovo collegamento a 380 kV tra le porzioni di RTN esistenti sul territorio del Piemonte e della Lombardia. La soluzione individuata prevede di realizzare una nuova linea in doppia terna (d.t.) a 380 kV congiungente le stazioni a 380 kV di Trino, in provincia di Vercelli, e di Lacchiarella in provincia di Milano (Figura 5.1).



**Figura 5.1 - Interconnessione tra Piemonte e Lombardia**

(Fonte: Programma Triennale di sviluppo 2002-2004 GRTN [34])

La nuova linea contribuirà ad aumentare la magliatura della rete a 380 kV dell'Italia Nord-Occidentale, garantendo una maggiore capacità di trasporto tra il Piemonte e l'area di carico di Milano.

L'intervento, per il quale Terna ha previsto un investimento di 315 Milioni di euro, ha una lunghezza complessiva di 94 km e attraversa il territorio di 3 province, 34 comuni (di cui 8 in Piemonte) e 2 Parchi in Piemonte e Lombardia, per un totale di 41 enti coinvolti.

Terna nel suo PdS afferma che, una volta realizzata, l'opera consentirà di eliminare i "colli di bottiglia", risolvendo la congestione presente nella zona Nord della rete e permettendo l'utilizzo di 500 MW di potenza più efficiente. Verranno, inoltre, ridotte le perdite di rete di 215 milioni di kWh/anno, con un risparmio per i cittadini di 21 milioni di euro annui, e si ridurranno le emissioni di CO<sub>2</sub> di 150.000 tonnellate/anno [35].

Per quanto riguarda lo stato di avanzamento dell'opera, il 2/10/2008 la Regione Piemonte, la provincia di Vercelli e gli 8 Comuni coinvolti hanno condiviso la fascia di fattibilità del tracciato.

Il 9/12/2008, ai sensi della L.239/04, è stato avviato l'iter autorizzativo per la realizzazione del nuovo elettrodotto in d.t. 380 kV.

In data 17/11/2010, è stato autorizzato dal Ministero dello Sviluppo Economico il nuovo collegamento 380 kV in d.t. "Trino-Lacchiarella" e nel Gennaio 2011 sono iniziate le procedure per l'apertura del cantiere.

Ad oggi la conclusione dell'elettrodotto è prevista per il 2013 [18].

Va sottolineato, però, che l'avvio del VAS risale al 2003, quindi, complessivamente, l'iter realizzativo dell'opera arriva a circa dieci anni. Ciò conferma quanto già detto sulle tempistiche di realizzazione degli interventi in trasmissione elettrica ed è una motivazione importante per scegliere la Trino-Lacchiarella come caso studio. La differenza con i tempi realizzativi di un impianto a ciclo combinato o anche di un campo eolico risulta, infatti, molto marcata ed accresce l'interesse per un eventuale comportamento proattivo del TSO.

### **5.1.2 Modellizzazione del sistema elettrico della zona Nord**

A differenza del caso esemplificativo visto nel capitolo 4, per il quale erano presenti solo quattro generatori, ognuno con la sua offerta di energia elettrica, in un sistema elettrico reale esiste un elevato numero di offerte che va a comporre la curva dell'offerta oraria. Questa, intersecando la curva della domanda oraria, determina il punto di equilibrio del mercato elettrico.

Bisogna, quindi, ricostruire la situazione in maniera realistica, stimando la curva dell'offerta e della domanda per la zona Nord, per una determinata ora, in modo da poter applicare il modello ricavato precedentemente.

Di seguito vengono elencati e descritti tutti i passaggi che sono stati necessari per ottenere tali curve.

#### *1. Scelta del giorno di riferimento*

Come abbiamo già visto, le offerte dell'energia elettrica vengono effettuate su base oraria nel MGP e sono disponibili sul sito internet del GME. Per poter raccogliere i dati necessari bisogna, quindi, scegliere un giorno e un'ora di riferimento.

Orientandosi verso un giorno di carico elevato, in modo che i flussi sulla rete di trasmissione siano alti, si è scelto il 17 Dicembre del 2008 alle ore 17.00 [2].

Il 2008 è un anno che non risente ancora degli effetti della crisi economica attualmente in atto. Non si registra, infatti, un significativo calo delle domanda

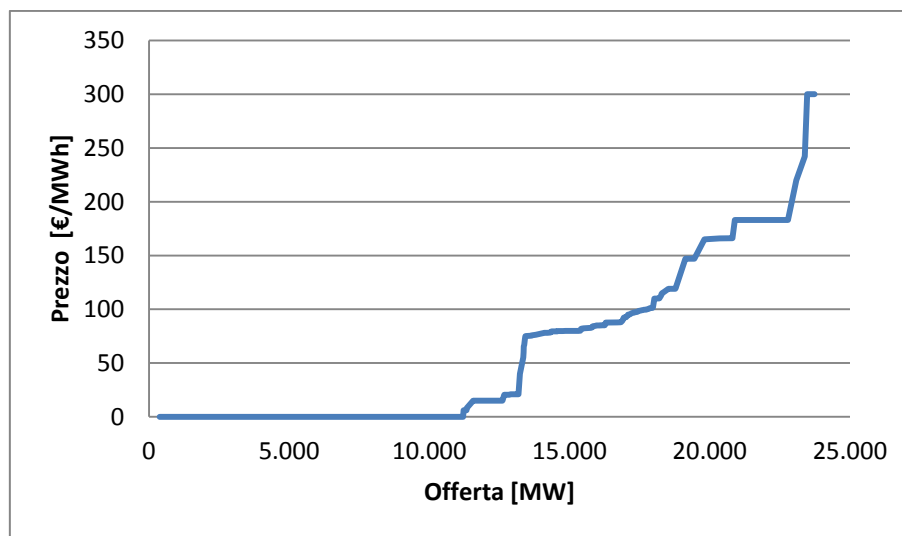
come, invece, accade nel 2009. Di conseguenza è stato ritenuto una scelta migliore delle altre.

Grazie alla raccolta dati (elaborata sulla base dei dati del GME sulle offerte pubbliche), messa a disposizione dal Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano [36], per le ore 17.00 del 17/12/2008, è stato possibile ottenere l'elenco di tutte le offerte, in prezzo e quantità, presentate sul MGP dalle diverse unità di produzione.

### 2. Curva dell'offerta oraria per la zona Nord

A partire dall'elenco delle offerte sopracitato, sono state individuate le offerte presentate da centrali elettriche situate nella zona Nord. Grazie al codice identificativo delle unità di produzione, presente nell'elenco stesso, è stato possibile, infatti, risalire alle località per la maggior parte degli impianti.

In Figura 5.2, viene rappresentata la curva oraria dell'offerta della zona Nord che si ottiene mettendo insieme tutte gli impianti riconosciuti con le rispettive offerte.



**Figura 5.2 - Curva di offerta zona Nord per l'ora di riferimento (solo impianti riconosciuti)**

Concorrono alle offerte di energia a prezzo zero:

- le offerte di impianti riconosciuti poste a prezzo zero dal proprietario;
- i contratti bilaterali nazionali;
- le offerte del GSE per conto di impianti incentivati;
- le offerte degli impianti idroelettrici.



A partire da questa curva “reale” ne è stata ricavata una semplificata necessaria per poter applicare il modello.

Le offerte sono state raccolte in 6 gradini<sup>19</sup> di prezzo, medio, pari a:

- 0 €/MWh
- 20 €/MWh
- 85 €/MWh
- 105 €/MWh
- 170€/MWh
- 300 €/MWh.

Per verificare di non aver trascurato delle offerte, nell’isolare quelle della zona Nord, si è pensato di confrontarle con le offerte realmente accettate per l’ora di riferimento.

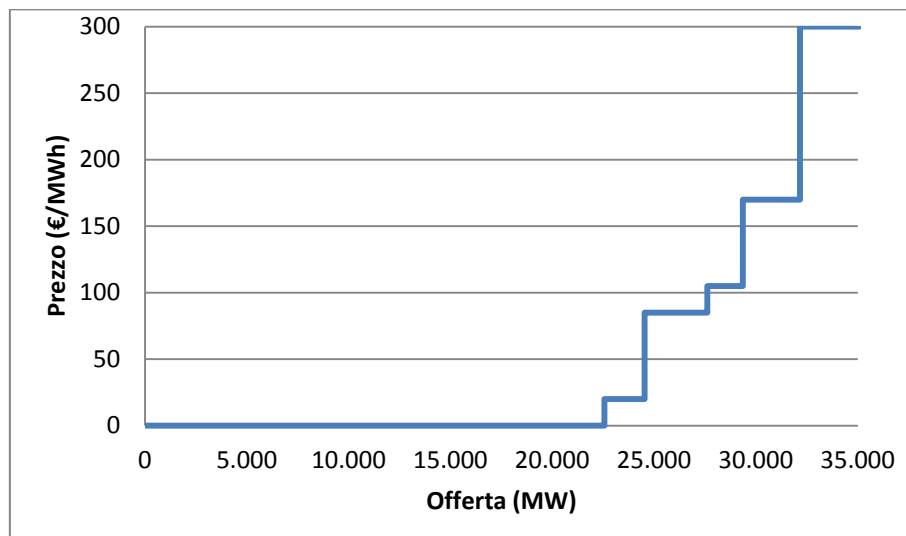
Partendo, quindi, dai dati presenti nel sito del GME, per la suddetta ora, si è calcolata la differenza tra la quantità delle offerte accettate, nella zona Nord, e la quantità cumulata delle offerte riconosciute, fino al prezzo di equilibrio per l’ora di riferimento (pari a 105 €/MWh). Il valore ottenuto, 11.351 MW, può essere ripartito in offerte estere ed italiane; con i codici identificativi, infatti, non è stato possibile riconoscere l’energia proveniente dall’estero<sup>20</sup>. In particolare, sempre nel sito del GME sono presenti gli import dall’estero suddivisi per Paesi, sommando i contributi di Francia, Slovenia, Svizzera ed Austria si ottengono 6.865 MW che, quindi, vengono aggiunti al gradino a prezzo zero. I rimanenti vengono distribuiti in maniera proporzionale sui primi quattro gradini (quelli delle offerte accettate).

La Figura 5.3, mostra la curva semplificata per il giorno 17/12/2008 alle ore 17.00, comprensiva delle offerte non riconosciute. Dal confronto con quella presente nel sito del GME per quell’ora, si è riscontrata la somiglianza nel gradino a prezzo zero molto accentuato e nell’andamento prevalentemente verticale con gradini di piccole dimensioni.

---

<sup>19</sup> Molte delle unità di produzione analizzate presentano offerte differenti per prezzo ed energia, ne segue che i gradini individuati non sono rappresentativi della tecnologia di impianto.

<sup>20</sup> Attraverso le linee di interconnessione sulla frontiera, l’Italia importa ogni anno circa il 14% del suo fabbisogno, percentuale che la rende il maggior importatore di energia elettrica tra i paesi europei.



**Figura 5.3 - Curva di offerta semplificata della zona Nord per l'ora di riferimento (incluse offerte non riconosciute)**

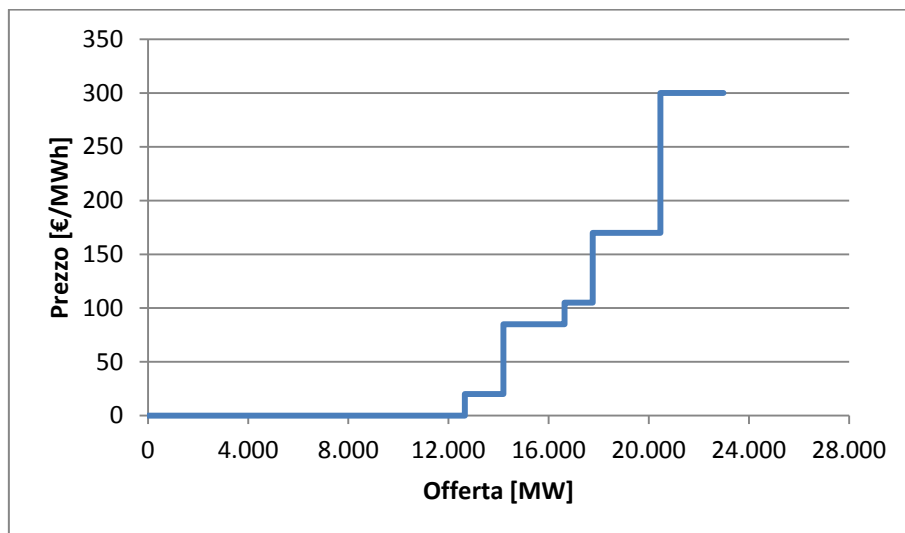
### 3. *Ripartizione virtuale della zona Nord*

Per poter individuare il contributo della Trino-Lacchiarella al mercato elettrico, bisogna suddividere la zona Nord in due sottozone: Nord-Est e Nord-Ovest. Tale ipotesi ha un riscontro nella proposta che Terna ha fatto, con la lettera del 3/6/2008, all'AEEG per l'approvazione della suddivisione della rete rilevante per il periodo 2009-2011 (delibera ARG/elt 116/08).

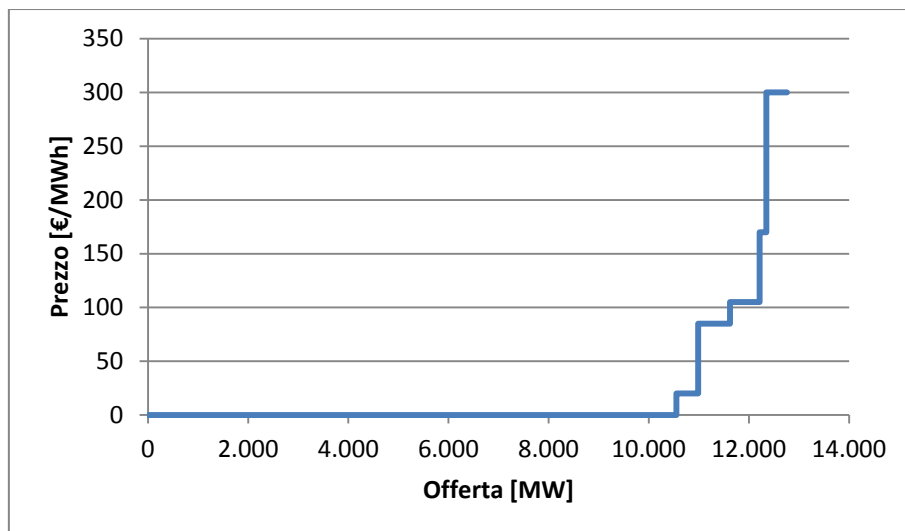
In particolare, l'area Nord-Est è composta da Lombardia, Veneto, Trentino Alto Adige, Friuli Venezia Giulia ed Emilia Romagna, mentre l'area Nord-Ovest da Piemonte, Val d'Aosta e Liguria.

Tutte le offerte precedentemente riconosciute, sono, quindi, state suddivise tra Nord-Est e Nord-Ovest in base all'ubicazione degli impianti stessi. Ciò ha permesso di ricavare la percentuale di impianti installati a Nord-Est e Nord-Ovest, rispetto al totale, che risultano, rispettivamente, il 78% e il 22%. Da questi valori si è ottenuto il coefficiente di suddivisione per le offerte nelle due aree. Per quanto riguarda le offerte non riconosciute, la parte estera è facilmente suddivisibile in quanto, come già detto, i dati sono disponibili già divisi per Paesi di provenienza dell'energia. In particolare, poiché dai dati di Terna [36] risulta che le linee di interconnessione tra la Svizzera e l'Italia sono in parte a Nord-Est ed in parte a Nord-Ovest, tra le varie ipotesi possibili alla fine si è deciso di suddividere la Svizzera per il 90% a Nord-Ovest e per il rimanente 10% a Nord-Est. La Francia, invece, scambia solo con il Nord-Ovest mentre l'Austria e la Slovenia scambiano col Nord-Est.

La parte italiana, invece, è stata suddivisa col coefficiente di ripartizione dell'offerta ricavato precedentemente. Le curve di offerta, così ottenute, vengono riportate in Figura 5.4 e Figura 5.5.



**Figura 5.4 - Curva di offerta semplificata zona Nord-Est (incluse offerte non riconosciute)**



**Figura 5.5 - Curva di offerta semplificata zona Nord-Ovest (incluse offerte non riconosciute)**

### 4. Curva della domanda oraria per la zona Nord

La domanda di energia elettrica è completamente anelastica ed è pari al fabbisogno della zona Nord. Il valore si ricava dal sito del GME, per l'ora di riferimento, alla voce acquisti accettati (27.010 MW). A questo vanno, però, aggiunti i contributi dell'export verso l'estero e di quello verso il Centro-Nord (anche questi presenti sul sito del GME) in quanto, insieme agli acquisti accettati, costituiscono tutti i flussi in prelievo dalla rete. La zona Nord vede, quindi, una domanda, maggiorata dalla presenza degli export, pari a 29.325 MW.

Per suddividere la domanda tra Nord-Est e Nord-Ovest sono stati raccolti, dal sito di Terna, i valori della richiesta di energia elettrica nelle varie regioni del Nord Italia [38]. Dopo aver suddiviso le regioni tra Est ed Ovest, sono state calcolate le percentuali di energia richiesta, per le due zone, rispetto alla richiesta totale della zona Nord. Risulta che la parte Est richiede l'81% dell'energia totale mentre l'Ovest solo il 19%. Da questi valori si calcola il coefficiente di ripartizione per la domanda.

Questo coefficiente viene applicato ai soli acquisti accettati perché i flussi verso l'estero sono già divisi per Paesi, come per l'import, mentre per il Centro Nord viene fatta un'ipotesi semplificativa. Dalle indicazioni fornite da Terna [37], emerge che la zona Centro-Nord è caratterizzata dalla presenza di grandi impianti di produzione termoelettrici distribuiti lungo la dorsale tirrenica. La dorsale adriatica è, invece, caratterizzata da una scarsa produzione e risulta essenzialmente ancorata alla produzione degli impianti situati nella zona Nord orientale (Porto Tolle, Porto Corsini e Ravenna) e ai poli di produzione di Brindisi e Foggia (zona Sud). Da tali considerazioni si è fatta l'ipotesi semplificativa che i flussi entranti nella zona Nord passino dalla dorsale tirrenica e, quindi, dall'area Nord-Ovest (Liguria) mentre i flussi uscenti dal Nord, provengano dall'area Nord-Est. Grazie a questa ipotesi, poiché per l'ora di riferimento il flusso è in uscita dalla zona Nord, viene assegnato interamente al Nord-Est.

In Figura 5.6 viene illustrato lo schema della zona Nord che risulta dalle ipotesi fatte.

Le curve di offerta e di domanda così ottenute rappresentano, in maniera semplificata, il mercato elettrico della zona Nord. Si è tenuto conto, infatti, di tutti flussi che interessano le due zone cercando di rimanere fedeli il più possibile alla realtà ma tenendo presente che l'obiettivo del lavoro di tesi non è quello di ricostruire un modello di mercato perfettamente aderente alla realtà.

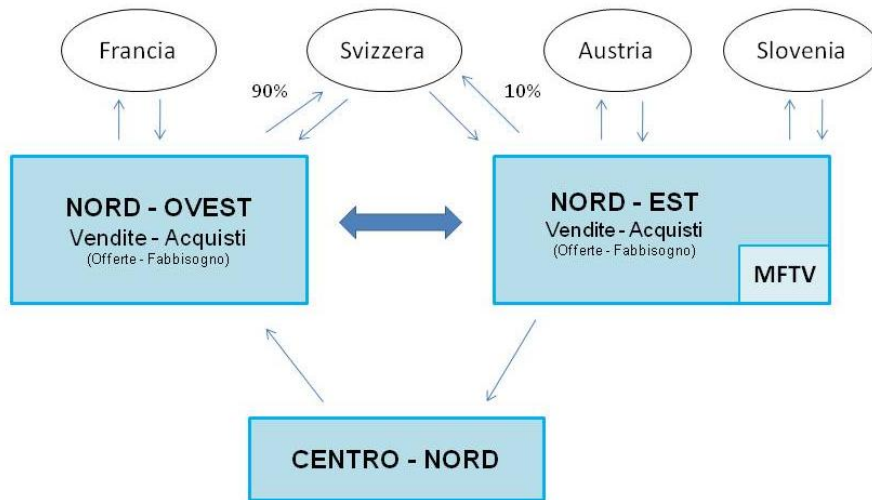


Figura 5.6 - Schema zona Nord

### 5.1.3 Estensione del modello al periodo di interesse

Una volta ottenuto il modello semplificato del sistema elettrico della zona Nord, per l'ora 17.00 del 17/12/2008, bisogna osservare che si tratta di una sola ora e che, quindi, va esteso all'intero anno e, successivamente, all'arco di tempo che si vuole prendere in esame. Si è scelto, in questo caso, un periodo di 10 anni che va dal 2004 al 2013. Il lavoro svolto può essere suddiviso nei seguenti *step*.

#### 1. Anno 2008

Ricordando di aver scelto un'ora di picco, come ora di riferimento da cui iniziare a costruire il modello, è necessario stimare per quante ore dell'anno tale situazione si sia effettivamente verificata. In questo modo, una volta calcolati i costi di congestione orari, applicando il modello ricavato nel Capitolo 4, basterà moltiplicare per tale numero di ore per ottenere il costo di congestione annuale.

Si è pensato, quindi, di ricostruire tutti i flussi in prelievo ed immissione dalla rete, per la zona Nord, in modo da poter calcolare il flusso orario di energia transitante sull'interfaccia Nord-Ovest e Nord-Est. Ripetendo l'operazione per tutte le ore dell'anno si è verificato il numero di ore per le quali il flusso all'interfaccia è maggiore o uguale a quello dell'ora di riferimento.

Per il calcolo si è tenuto conto anche dei flussi della zona Nord con l'estero e con il Centro Nord utilizzando le assunzioni di cui sopra (Paragrafo 5.1.2) e i dati del sito del GME [39].

In particolare, al fine di determinare il flusso tra l'area Nord-Ovest e Nord-Est, si è svolto un bilancio tra prelievi ed immissioni per la sola zona Nord-Ovest. Avendo già ricavato i coefficienti di ripartizione sia per il fabbisogno che per l'offerta, si sa che il fabbisogno dell'area occidentale è pari al 19% del totale per la zona Nord, mentre l'offerta accettata (ricavata dalla voce *vendite* dei Dati storici del GME) è pari al 22% dell'offerta dell'intera zona Nord. A questo bilancio, concorre, inoltre, l'import netto proveniente dalla Francia, il 90% di quello proveniente dalla Svizzera e l'import dal Centro-Nord.

Poi si è passati al bilancio della zona orientale che è, invece, composto dall'81% del fabbisogno e dal 78% dell'offerta (compreso il polo limitato di Monfalcone), dell'intera zona Nord, a cui si aggiungono le importazioni nette provenienti dall'estero (il 10% della Svizzera, Austria e Slovenia) e l'export verso il Centro-Nord.

Nel giorno preso in esame, il flusso che si ottiene è pari a 5.687 MW da Nord-Ovest a Nord-Est. Dai dati rilevati per l'intero anno si è stimato che per 649 h/anno il flusso è uguale o superiore a tale valore. Si passa, così, da un modello orario ad uno annuale.

### 2. Anni 2004-2007

Il passo successivo è stato quello di estendere il modello per dieci anni e, quindi, ricavare le variazioni, rispetto al 2008, sia per gli anni precedenti che per quelli successivi.

Per quanto riguarda gli anni precedenti al 2008 dal sito di Terna sono stati presi i dati, relativi alle singole regioni, della potenza efficiente installata [32] e della richiesta di energia elettrica [38]. Tramite questi valori sono state calcolate le variazioni percentuali, della potenza installata e della domanda, rispetto al 2008, per entrambe le aree della zona Nord (Tabella 5.1).

Queste variazioni sono state applicate alla domanda ed alla curva di offerta del Nord-Ovest e del Nord-Est. In particolare, per l'offerta, la variazione è stata applicata ai due gradini da 85 e 105 €/MWh con l'ipotesi che i nuovi impianti entrati in funzione (dal 2004 al 2008) siano tutti a ciclo combinato<sup>21</sup>. Ad esempio, per l'anno 2004, si sono ridotti i due gradini della curva per il Nord-Est del 5% e quelli della curva per il Nord-Ovest del 10,3 % e così per tutti gli altri anni.

Data l'importanza che il contributo degli impianti di produzione esteri riveste nel mercato elettrico italiano, è stata stimata anche la variazione dell'import di

---

<sup>21</sup> L'indice ITEC (Italian Thermolectric Cost) a Dicembre 2008 aveva un valore di 78 €/MWh. Per questo motivo è ragionevole pensare che gli impianti, in un'ora di punta, non offrano ad un prezzo che non consenta loro di coprire neanche i costi variabili.

energia elettrica che attraversa la frontiera. I Dati storici del GME riportano il valore dell'import, per ogni ora dell'anno, suddiviso per Paese di provenienza dell'energia. La somma di tutti i valori fornisce un dato annuale grazie al quale è stata calcolata la variazione percentuale rispetto al 2008, come fatto per la produzione e il fabbisogno di energia.

Questa variazione viene, poi, applicata al valore orario del 2008 andando a modificare il primo gradino delle curve (quello delle offerte a prezzo zero). La suddivisione dell'import di energia tra Nord-Est e Nord-Ovest è stata fatta secondo l'ipotesi del Paragrafo 5.1.2. In Tabella 5.1 vengono riportate le variazioni percentuali calcolate.

Come si evince dalle variazioni percentuali, l'offerta cresce negli anni sia ad Est che ad Ovest ed in particolar modo dal 2006 al 2008 ad Ovest. La domanda, invece, cresce ad Est mentre ad Ovest è ha un andamento variabile. Risulta essere sempre maggiore rispetto al valore che si registra per il 2008 ma, in particolare, cresce per i primi tre anni (dallo 0,9% al 2,8% in più rispetto al 2008) per poi diminuire nel 2007 e nel 2008 (passa dal 2,8% al 2,3%). L'import non ha un andamento costante, si registrano valori elevati nel 2005 e nel 2007 (come si vede meglio in Figura 5.9).

**Tabella 5.1 - Variazioni percentuali di offerta, domanda ed import di energia elettrica rispetto al 2008**

	Offerta		Domanda		Import	
	OVEST	EST	OVEST	EST	OVEST	EST
<b>2004</b>	-20,6%	-10,0%	0,9%	-5,1%	-13,4%	36,4%
<b>2005</b>	-21,0%	-6,9%	1,2%	-3,8%	5,9%	42,0%
<b>2006</b>	-20,1%	-3,0%	2,8%	-1,5%	1,2%	20,3%
<b>2007</b>	-9,0%	-0,9%	2,3%	0,1%	5,8%	8,4%
<b>2008</b>	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

### 3. Anni 2009-2013

Gli ultimi anni sono stati caratterizzati ed influenzati dalla crisi economica. Risulta interessante, quindi, proporre due scenari differenti per l'evoluzione del modello per gli anni che seguono il 2008.

Il primo scenario propone un trend di crescita costante per tutti e 5 gli anni in modo da mostrare l'efficienza del comportamento proattivo per una realtà solida e con prospettive di crescita.

Il secondo scenario, invece, rispecchia la realtà italiana del momento e la crisi economica che negli ultimi anni ha pesantemente influenzato tutta l'economia della nazione e, quindi, anche il mercato elettrico.

Nel primo caso si sono utilizzate le previsioni di Terna, per la domanda e per la produzione, del PdS 2008. Per quanto riguarda la domanda, si prevede un incremento annuo dell'2,4%, per la zona Nord, mentre per la generazione, in

mancanza di una previsione indicata da Terna nel PdS, si è utilizzata la stima dell'aumento di potenza, dovuto a nuove centrali, il cui cantiere è già in corso [18]. L'incremento annuo che si è ottenuto è dell'1,5% per il Nord-Est e del 5% per il Nord-Ovest.

Mentre nel secondo scenario, per gli anni 2009 e 2010, si sono presi i dati forniti da Terna per le varie regioni (come fatto per gli anni dal 2004 al 2007). Per gli anni successivi la variazione è stata ricavata dalle previsioni di Terna, per la domanda e per la produzione, nel PdS 2011. Per quanto riguarda la domanda, si prevede un incremento annuo dell'1,9%, per la zona Nord, mentre per la generazione, anche in questo caso, si è utilizzata la stima dell'aumento di potenza, dovuto a nuove centrali, il cui cantiere è già in corso [18]. L'incremento annuo che si è ottenuto è di poco oltre lo 0,7% per il Nord-Est e dell'1,1% per il Nord-Ovest.

Per quanto riguarda l'import di energia elettrica, per il primo scenario, si è fatta l'ipotesi semplificativa che la variazione annuale, per gli anni dopo il 2008, fosse direttamente proporzionale alla variazione del fabbisogno ed inversamente proporzionale a quella dell'offerta di energia elettrica. Evidentemente, i meccanismi che determinano queste variazioni sono molto più complessi e dipendono da svariati fattori ma per gli scopi del nostro lavoro si è ritenuta accettabile una tale semplificazione. Per lo scenario 2 si è utilizzata la stessa ipotesi semplificativa per gli anni dopo il 2010 mentre per il 2009 e il 2010 si è seguito l'andamento reale come fatto dal 2004 al 2008. In Tabella 5.2 e Tabella 5.3 vengono riportate tutte le variazioni percentuali calcolate per entrambi gli scenari.

**Tabella 5.2 - Variazioni percentuali di offerta, domanda ed import di energia elettrica rispetto al 2008 (Scenario 1)**

	Offerta		Domanda		Import	
	OVEST	EST	OVEST	EST	OVEST	EST
<b>2008</b>	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
<b>2009</b>	5,0%	1,5%	2,4%	2,4%	-2,4%	0,9%
<b>2010</b>	9,9%	2,9%	4,9%	4,9%	-4,6%	1,9%
<b>2011</b>	14,9%	4,4%	7,4%	7,4%	-6,5%	2,9%
<b>2012</b>	19,8%	5,9%	10,0%	10,0%	-8,2%	4,0%
<b>2013</b>	24,8%	7,3%	12,7%	12,7%	-9,7%	5,0%

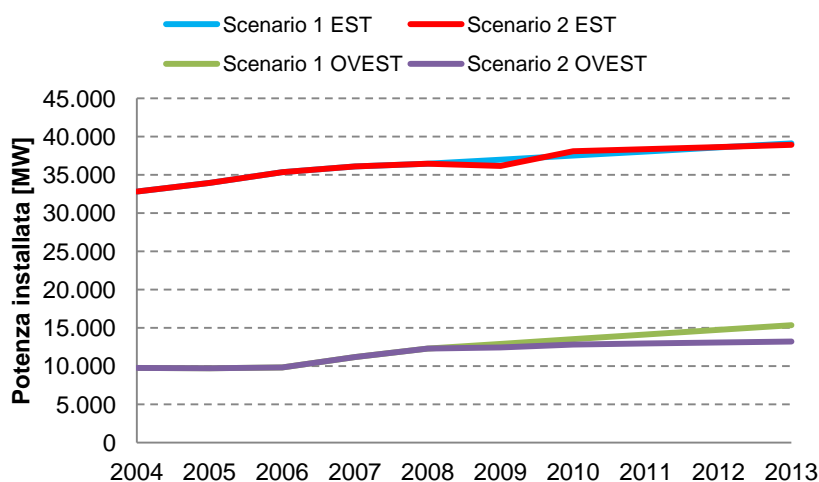


**Tabella 5.3 - Variazioni percentuali di offerta, domanda ed import di energia elettrica rispetto al 2008 (Scenario 2)**

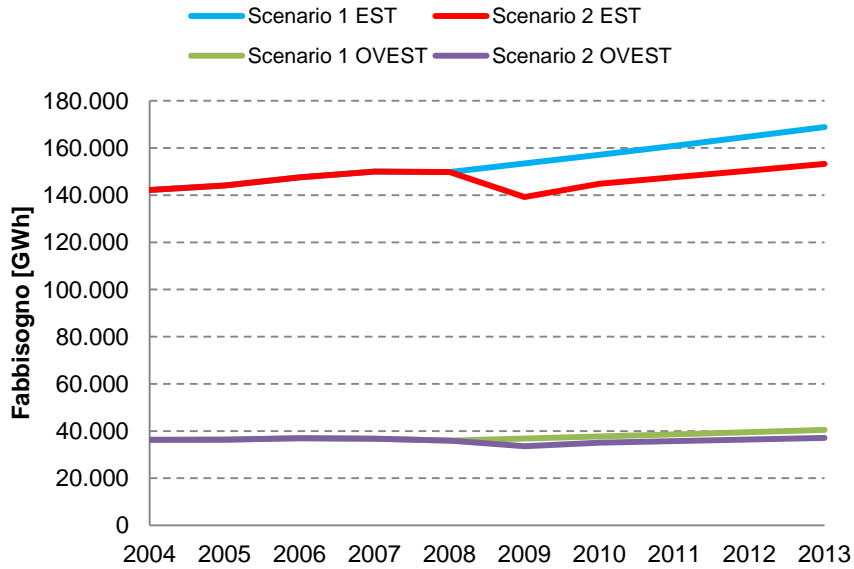
	Offerta		Domanda		Import	
	OVEST	EST	OVEST	EST	OVEST	EST
<b>2008</b>	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
<b>2009</b>	1,1%	-0,8%	-6,5%	-7,1%	-4,7%	49,1%
<b>2010</b>	4,2%	4,5%	-2,5%	-3,3%	-8,2%	44,2%
<b>2011</b>	5,3%	5,3%	-0,6%	-1,5%	-7,4%	45,9%
<b>2012</b>	6,4%	6,0%	1,3%	0,4%	-6,6%	47,6%
<b>2013</b>	7,5%	6,8%	3,2%	2,3%	-5,8%	49,4%

La Figura 5.7 e la Figura 5.8 mostrano, per entrambi gli scenari, gli andamenti della domanda di energia elettrica e della potenza efficiente installata che derivano dalle assunzioni fatte per tutto l'arco temporale preso in esame in questo lavoro di tesi. Si riscontrano differenze significative, tra i due scenari, nella capacità produttiva installata a Nord-Ovest e nel fabbisogno di energia elettrica a Nord-Est.

Per quanto riguarda la capacità produttiva, infatti, il PdS 2008 prevedeva un trend di crescita maggiore di quello che si è, poi, riscontrato nella realtà (rappresentata nello scenario 2). Ciò è probabilmente dovuto alla crisi economica degli ultimi anni, che ha rallentato gli investimenti in produzione. Anche l'andamento della richiesta di energia elettrica risente della crisi a partire dalla fine del 2008 e per tutto il 2009, dopodiché, già dal 2010, si registra un nuovo aumento, come si vede anche dalla variazioni percentuali. La differenza con lo scenario 1, a crescita costante, è evidente.

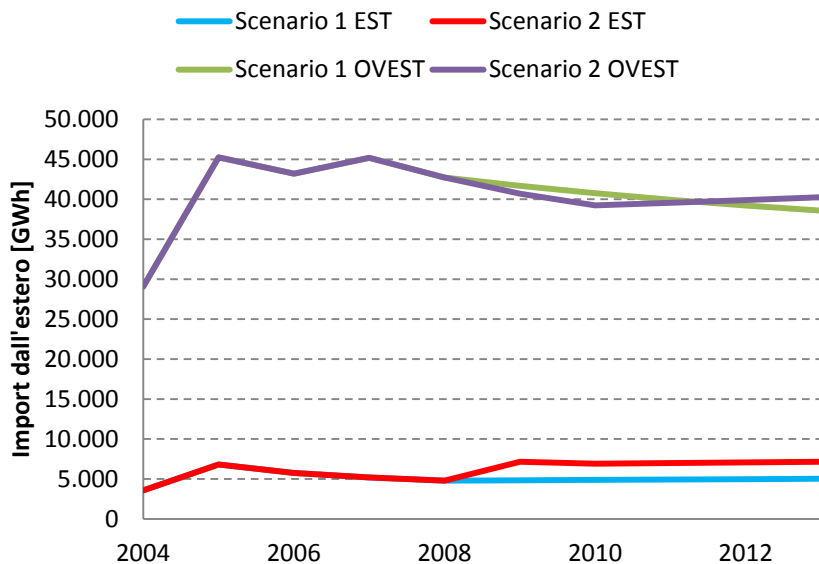


**Figura 5.7 - Andamento della potenza efficiente installata**  
(Fonte: rielaborazioni proprie da [18] e [32])



**Figura 5.8 - Andamento del fabbisogno di energia elettrica**  
 (Fonte: rielaborazioni proprie da [18] e [38])

Infine, la Figura 5.9 mostra la variazione dell'import, suddiviso tra Nord-Est e Nord-Ovest, negli ultimi anni.



**Figura 5.9 - Andamento dell'import di energia elettrica dall'estero**  
 (Fonte: rielaborazioni proprie da [39])

Dopo il picco del 2007 si registra, per entrambi gli scenari, decremento dell'import verso il Nord-Ovest. Il fenomeno può essere spiegato ricordando che la variazione dell'import è stata ipotizzata essere inversamente proporzionale a quella della capacità produttiva installata. Proprio a Nord-Ovest si è avuto, infatti, un aumento dell'offerta significativo (in particolare per lo scenario a crescita costante che non risente della crisi). Per quanto riguarda il Nord-Est, invece, i due scenari si discostano in maniera netta. Tra il 2008 ed il 2009 le ipotesi portano ad avere un aumento di quasi il 50% dell'energia importata.

#### 5.1.4 Calcolo della probabilità limite

Nei paragrafi precedenti è stato descritto come si è modificato il modello orario del 2008, alle 17.00 del 17 Dicembre, negli anni che vanno dal 2004 al 2013. Ciò è necessario per calcolare i costi di congestione applicando il modello ricavato nel Capitolo 4.

In Figura 5.10 viene rappresentato il modello di mercato realizzato per l'ora di riferimento. Per gli altri anni si fa riferimento alle tabelle con le variazioni percentuali annuali riportate nel Paragrafo 5.1.3.

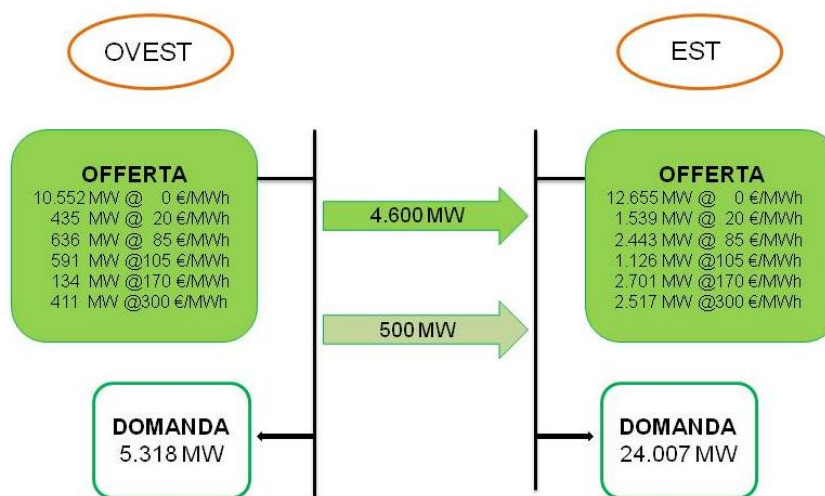


Figura 5.10 - Schema rappresentativo della zona Nord per le 17.00 del 17/12/2008

A differenza degli esempi proposti nel Paragrafo 4.2, l'offerta varia di anno in anno e, quindi, l'incremento dovuto alla nuova generazione non è concentrato in un solo anno ma distribuito in tutto l'arco temporale.

Per quanto riguarda i limiti di transito sull'interfaccia Nord-Ovest e Nord-Est, una stima reale richiederebbe uno studio ed una conoscenza che vanno al di là degli scopi e degli strumenti a disposizione. Vengono assunte valide, quindi, per tutto il periodo temporale preso in esame, le indicazioni di Terna che stimano la

capacità massima di trasmissione sull'interfaccia Ovest-Est pari a 4.600 MW, per il periodo invernale e 4.000 MW per il periodo estivo [40]. Il nuovo elettrodotto Trino-Lacchiarella, come già detto, contribuirà ad aumentare i precedenti valori di capacità di trasporto della linea di una quantità pari a 500 MW (in verde chiaro in figura) per un investimento di 315 Milioni di Euro.

Si nota subito che il valore del flusso all'interfaccia Ovest-Est, calcolato per l'ora di riferimento del 2008, è superiore sia al limite di capacità di trasporto attuale che a quello successivo al rinforzo della rete. Risulta evidente, quindi, che la linea sarà congestionata per tutte le 649 ore prese in considerazione nel modello e che, probabilmente, si sta sottostimando il numero di ore di congestione che si registra effettivamente nel 2008.

Seguendo i passi illustrati nel Capitolo 4, per prima cosa sono stati calcolati i costi di congestione orari prima e dopo il rinforzo della rete di trasmissione. In particolare, si è partiti dall'ora di riferimento, le 17.00 del 17/12/2008, alla quale è stato applicato il modello di calcolo realizzato per il caso esemplificativo di connessione di un impianto termoelettrico (Paragrafo 4.2.1). Si utilizza questo modello perché, come si legge dal PdS di Terna, la potenza installata prevista per la zona Nord è principalmente di tipo termoelettrico [18].

I costi di congestione orari sono, poi, stati calcolati per ogni anno dal 2004 al 2013. In Tabella 5.4 vengono riportati sia i costi di congestione, in modo da poter fare un confronto con i valori ottenuti per i casi esemplificativi del Capitolo 4, sia la rendita di congestione nel caso in cui la linea non sia ancora stata rinforzata.

**Tabella 5.4 - Rendita e costo di congestione orari (rete senza rinforzo).**

	Scenario 1		Scenario 2	
	Rendita di Congestione [€/h]	Costo di congestione [€/h]	Rendita di Congestione [€/h]	Costo di congestione [€/h]
<b>2004</b>	782.000	89.565	782.000	89.565
<b>2005</b>	782.000	162.063	782.000	162.063
<b>2006</b>	782.000	163.228	782.000	163.228
<b>2007</b>	782.000	221.189	782.000	221.189
<b>2008</b>	782.000	197.724	782.000	197.724
<b>2009</b>	782.000	158.927	782.000	73.245
<b>2010</b>	1.380.000	195.100	782.000	88.347
<b>2011</b>	1.380.000	250.007	782.000	110.866
<b>2012</b>	1.380.000	276.343	782.000	130.244
<b>2013</b>	1.380.000	229.806	782.000	125.409

I costi di congestione tra i due scenari sono identici fino al 2008, per gli anni successivi crescono di più nel primo scenario perché l'aumento del carico è maggiore e, quindi, grava di più sui costi di congestione. Guardando la rendita di congestione si ha un'altra conferma di quanto appena detto, dopo il 2008, infatti, entra in funzione un generatore più costoso che ne fa aumentare il valore. Viceversa nel secondo scenario questo non succede perché il fabbisogno si riduce a causa della crisi economica e dopo il 2010 non aumenta tanto da dover utilizzare l'impianto più costoso.

Rispetto al caso semplificato del Capitolo 4 i costi orari sono qui molto maggiori ma il numero di ore congestione è nettamente minore (649 h/anno contro le 8.760 h/anno del caso esemplificativo).

Calcolati i costi di congestione orari per ciascun anno, si stimano i costi annuali moltiplicando per le 649 h/anno ricavate precedentemente. A questo punto è possibile calcolare le funzioni di costo necessarie per il calcolo delle probabilità limite (equazione 4.6). Il parametro  $d$  rappresenta, in questo caso, il ritardo dell'adeguamento della rete a partire dal 2004 mentre la variabile temporale  $T$  è scelta pari ad 1 anno. Utilizzare un valore di  $T$  maggiore avrebbe aumentato, per differenze temporali  $d$  elevate, l'arco temporale da prendere in esame, con conseguenti difficoltà nella stima delle variazioni dell'offerta e della domanda per anni troppo lontani dal presente. Il tasso di attualizzazione usato è del 2%<sup>22</sup>. Questa volta, a differenza del caso semplificato, si hanno costi di congestione anche dopo il rinforzo della rete, quindi tutte le funzioni di costo saranno diverse da zero.

Si hanno, adesso, tutti gli elementi per calcolare la probabilità limite per i due scenari. Nella Figura 5.11 e Figura 5.12 viene riportata, rispettivamente per lo scenario 1 e 2, la probabilità limite al variare di  $d$  e per un costo di anticipazione pari al 10% dell'investimento totale.

Si nota subito la somiglianza, per entrambi gli scenari, con l'andamento della probabilità limite nel caso esemplificativo del Capitolo 4. Il comportamento proattivo, infatti, diventa sempre più efficiente all'aumentare della differenza temporale  $d$  che rappresenta il ritardo nell'adeguamento della rete. La differenza più vistosa si ha nel passare da uno a due anni di ritardo perché la pendenza della curva è maggiore rispetto a quella del caso esemplificativo.

La variazione è di 22,6 punti percentuali mentre per gli altri anni rimane più moderata, passando da una differenza di 5,1 punti fino ad una di 0,5. Ciò può essere giustificato dall'aumento, tra il 2004 e il 2005, del fabbisogno ad Est che

---

<sup>22</sup> Si è scelto per il caso reale un tasso di attualizzazione minore essendo il 10% utilizzato precedentemente un valore elevato. Al diminuire del tasso di attualizzazione si riscontra una riduzione della probabilità limite e quindi un aumento dell'efficienza del comportamento proattivo. Viceversa all'aumentare del tasso di attualizzazione.

congiuntamente al notevole aumento dell'import di energia elettrica per la zona Ovest (Figura 5.8 e Figura 5.9) va a gravare sul livello di congestione della linea. Questo, invece, non succede nel caso esemplificativo in quanto non si hanno contributi, come l'import nel caso reale, che modificano l'offerta di anno in anno. L'aumento di generazione è, infatti, concentrato nel primo anno. Confrontando i due scenari dal 2008, anno a partire dal quale si differenziano, si vede che l'andamento è molto simile. Qualche leggera differenza si nota a partire da  $d=6$  in corrispondenza del quale, nel primo scenario, si ha una  $p_{lim}$  pari a 4,7% contro un 4,9% nel secondo scenario. La differenza arriva ad un massimo di mezzo punto percentuale per  $d=9$ .

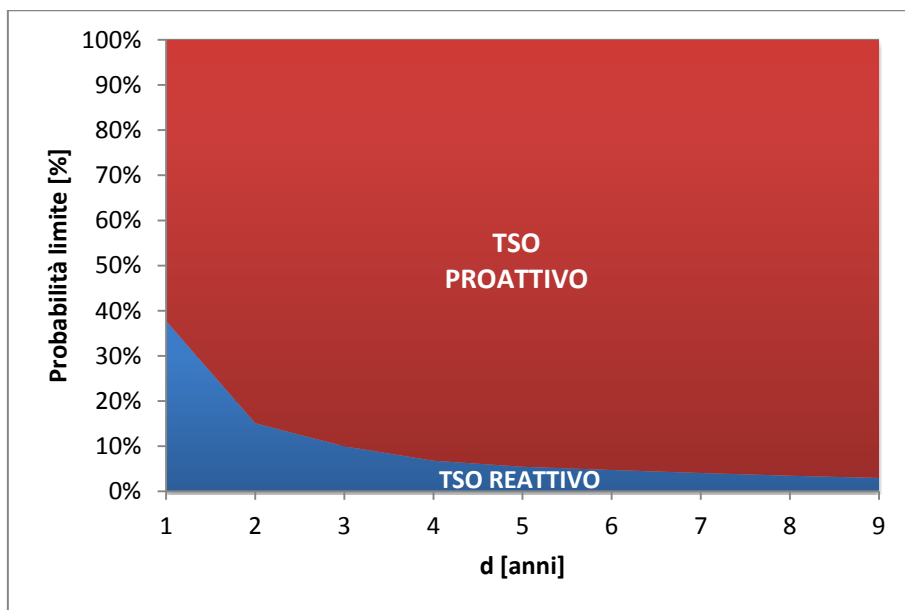


Figura 5.11 - Andamento della probabilità limite nello scenario 1

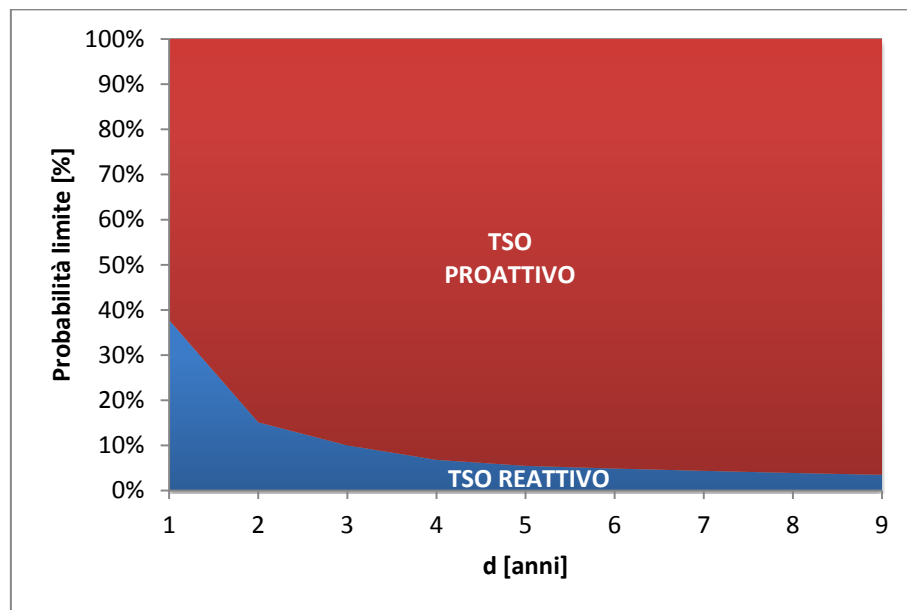


Figura 5.12 - Andamento della probabilità limite nello scenario 2

Ulteriori considerazioni si possono fare facendo variare il costo di anticipazione, come fatto per il caso esemplificativo (Figura 5.13 e Figura 5.14). La probabilità limite, per entrambi gli scenari, cresce all'aumentare del costo di anticipazione, ma, rispetto al caso esemplificativo, cresce meno. Ad esempio, per una differenza temporale pari a 4, per il caso in esame la  $p_{lim}$  varia di 23 punti percentuali, passando da un costo di anticipazione pari al 5% ad uno pari al 50%, mentre per il caso esemplificativo varia di 38 punti percentuali. Questo fenomeno è particolarmente evidente per valori di  $d$  che vanno da 3 a 6 mentre per gli altri le differenze sono meno significative.

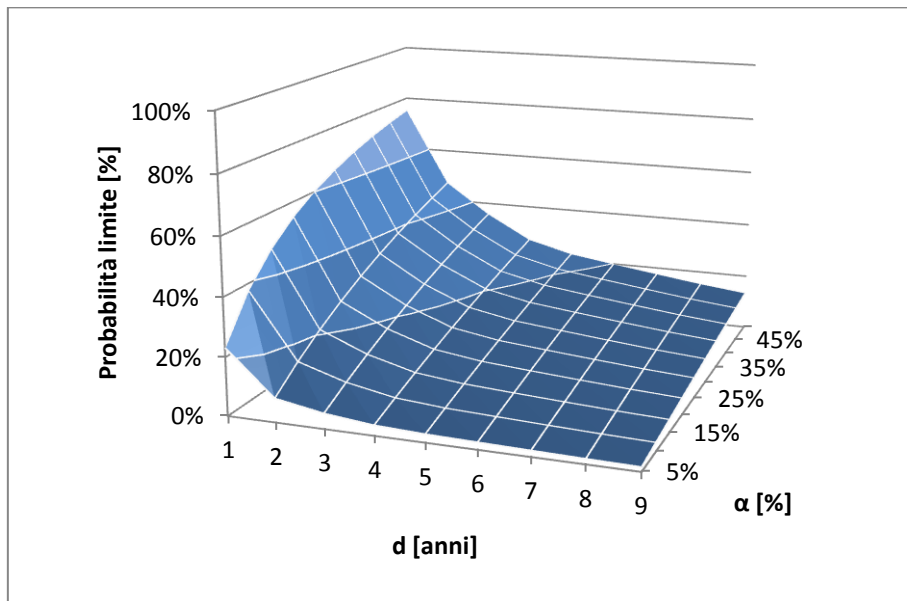


Figura 5.13 - Andamento della probabilità limite al variare di  $d$  ed  $\alpha$  per lo scenario1

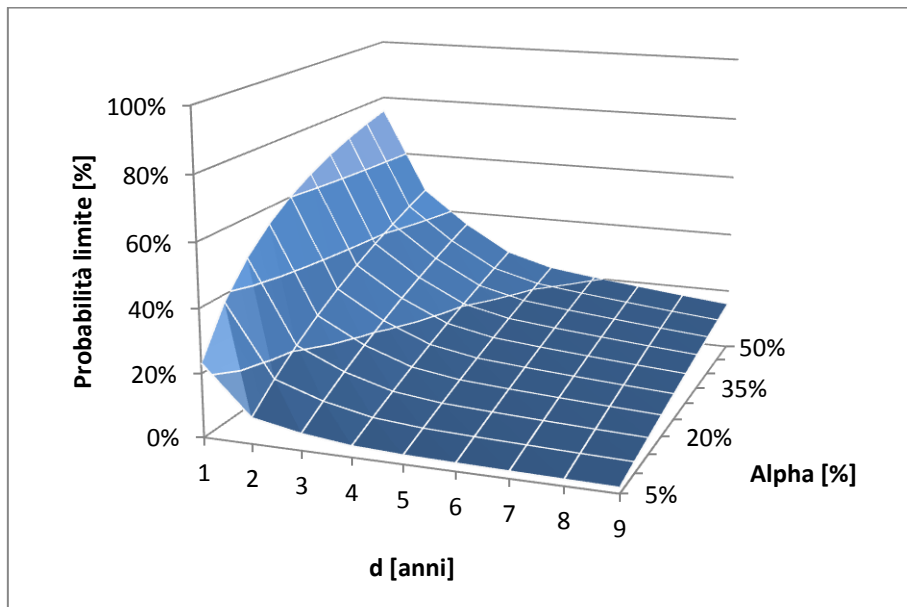


Figura 5.14 - Andamento della probabilità limite al variare di  $d$  ed  $\alpha$  per lo scenario2

Risulta interessante, infine, confrontare la simulazione effettuata con altre due che presentano lo scenario ad andamento reale per un numero di ore di congestione diverso. Come visto in precedenza, il flusso all'interfaccia tra le due zone è nettamente superiore al limite di capacità di transito prima del rinforzo, si

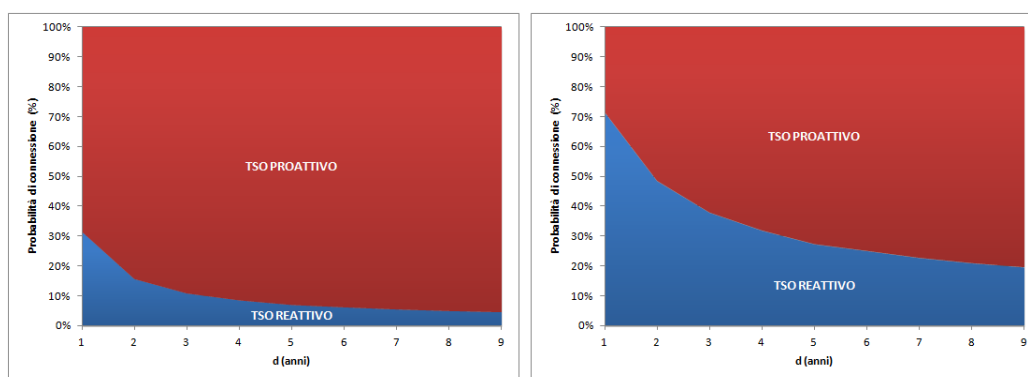


può pensare, quindi, che il numero effettivo di ore di congestione per il 2008 sia maggiore di 649 h/anno. Per questo motivo si è calcolata la probabilità limite anche per un numero di ore pari a due volte quello usato precedentemente.

Il calcolo è stato ripetuto, infine, anche in un caso più conservativo con un numero di ore di congestione dimezzato rispetto al caso base. Tenendo conto dell'effetto della crisi, si può pensare, infatti, che la diminuzione dei consumi di energia vada ad alleggerire le congestioni e che, quindi, può risultare interessante vedere come varia l'efficienza del comportamento proattivo nel caso in cui il livello di congestione diminuisca.

Vengono riportati, di seguito (Figura 5.15), i grafici in 2D con 1.298 h/anno e con 325 h/anno di congestione per lo scenario ad andamento reale. Il costo di anticipazione è fissato al 10%.

All'aumentare delle ore di congestione, la curva che delimita l'efficienza tra comportamento proattivo e reattivo si sposta verso il basso, questo vuol dire che l'anticipazione degli investimenti diventa sempre più conveniente. Per  $d=4$ , ad esempio, che è un ritardo temporale tipico nel caso di connessione di ciclo combinato, la  $p_{lim}$  varia dal 3 al 13% passando dal caso con 325 h/anno di congestione a quello con 1.298 h/anno.



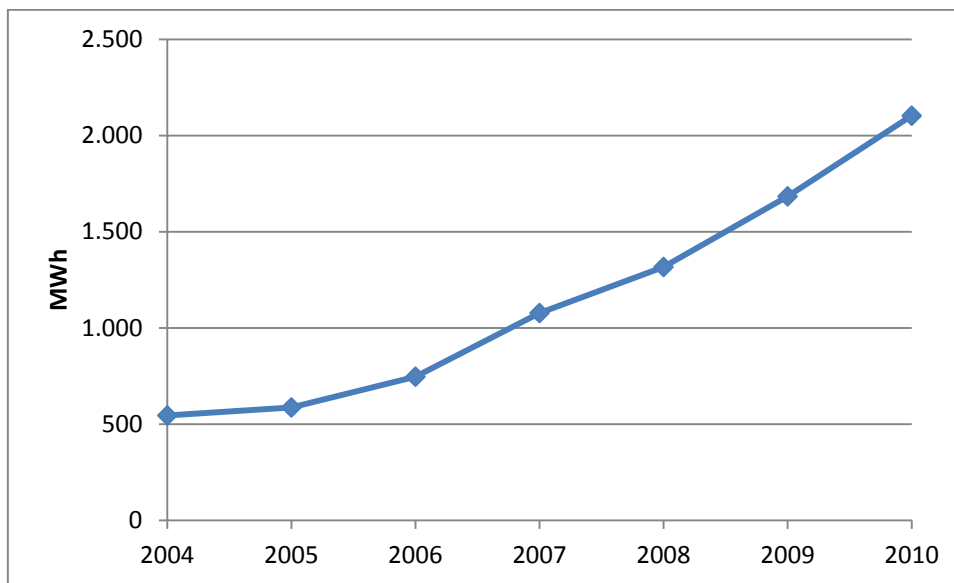
**Figura 5.15 - Andamento della probabilità limite per 1.298 e 325 h/anno (scenario 2)**

Va sottolineato che la probabilità limite può crescere e diventare anche pari al 100% nel caso in cui, ad esempio, la produzione di energia aumenti laddove adesso manca, andando, così, a ridurre le congestioni sulla linea. Un cambiamento di scenario non previsto va a limitare l'efficienza del comportamento proattivo che può non essere più l'approccio ottimale per la collettività. L'attenzione si può spostare, quindi, verso modelli come quello introdotto nel Capitolo 1, che suddivide le decisioni dell'operatore di rete in due stadi in modo da tener conto dei cambiamenti, non previsti, che possono verificarsi.

## 5.2 Caso eolico

### 5.2.1 Scelta dell'elettrodotto Benevento II-Foggia

Per la modellizzazione delle problematiche di congestione da fonte rinnovabile ci si è orientati verso il Sud Italia, in particolare verso la Puglia che ha conosciuto negli ultimi anni un notevole aumento della produzione da fonte eolica: dai 540 GWh del 2004 ai 2103 GWh del 2010 (Figura 5.16).



**Figura 5.16 - Andamento della generazione da fonte eolica in Puglia**

(Fonte: Rielaborazioni proprie da [28])

La scelta è ricaduta sull'elettrodotto a 380 kV "Benevento II – Foggia", che collega le zone Sud e Centro Sud (Figura 5.17). L'attuale configurazione, costituita da una linea a semplice terna binata (due conduttori per ciascuna fase) non è più in grado di garantire il collegamento tra le dorsali tirrenica ed adriatica della RTN, né di assicurare l'immissione in rete dell'energia prodotta da impianti tradizionali e rinnovabili esistenti, in costruzione o in corso di autorizzazione.

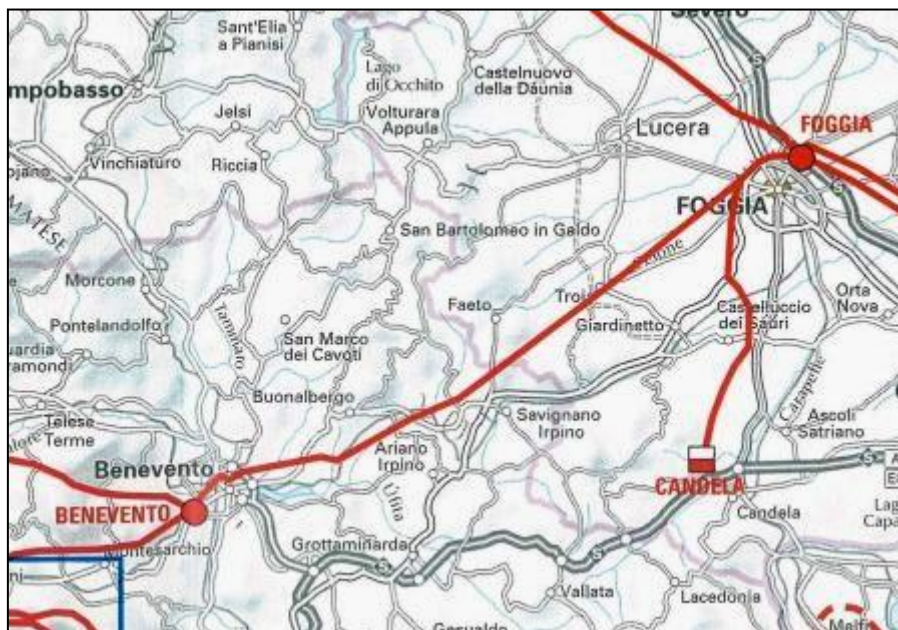
Il piano di Terna prevede la demolizione di 105 km di linea esistenti, la costruzione di 83 km di linee aeree a 380 kV e interramenti per 30 km.

Il potenziamento è considerato un'opera di preminente interesse per il Paese in quanto prioritaria ed urgente ai fini della sicurezza, della riduzione dei vincoli di rete, dell'incremento della capacità di trasporto sull'interconnessione e della qualità e continuità di alimentazione.

Si tratta, quindi, di un intervento programmato per rispondere alle esigenze di copertura in sicurezza del crescente fabbisogno nazionale ed eliminare per quanto possibile le congestioni di rete, garantendo il trasporto in sicurezza di energia dai centri di produzione a quelli di consumo e migliorando l'economicità e la qualità del servizio.

Terna, nel suo PdS, afferma che l'opera permetterà l'utilizzo di 500 MW di potenza da impianti più efficienti e di 500 MW da produzione eolica. Verranno inoltre ridotte le perdite di rete, con un risparmio per i cittadini di oltre 30 Milioni di Euro l'anno, e delle emissioni di CO<sub>2</sub> di circa 150.000 tonnellate/anno. L'investimento previsto è di 92 milioni di Euro.

Per quanto riguarda lo stato di avanzamento dell'opera, a fine dicembre 2006 è stata inviata al Ministero dello Sviluppo Economico la richiesta per l'autorizzazione per il potenziamento dell'elettrodotto. In data 03/12/2010 è stata rilasciata formale intesa dalla Regione Campania mentre nel Febbraio del 2011 è avvenuta la stipula dell'intesa regionale da parte della Regione Puglia. Infine, nel giugno del 2011 c'è stato il rilascio del decreto di autorizzazione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico e del Ministero dell'ambiente in accordo con le regioni Puglia e Campania.



**Figura 5.17- Percorso dell'elettrodotto a 380 kV "Benevento II – Foggia"**

(Fonte: [41])

### 5.2.2 Modellizzazione del sistema elettrico

Come già visto nel caso termoelettrico, è necessario costruire un modello semplificato delle due zone da collegare. Per fare questo si scelgono un giorno e un'ora di riferimento.

#### 1. Scelta del giorno di riferimento

Per costruire il modello servono un giorno e un'ora in cui la linea sia congestionata e ci sia una mancata produzione eolica.

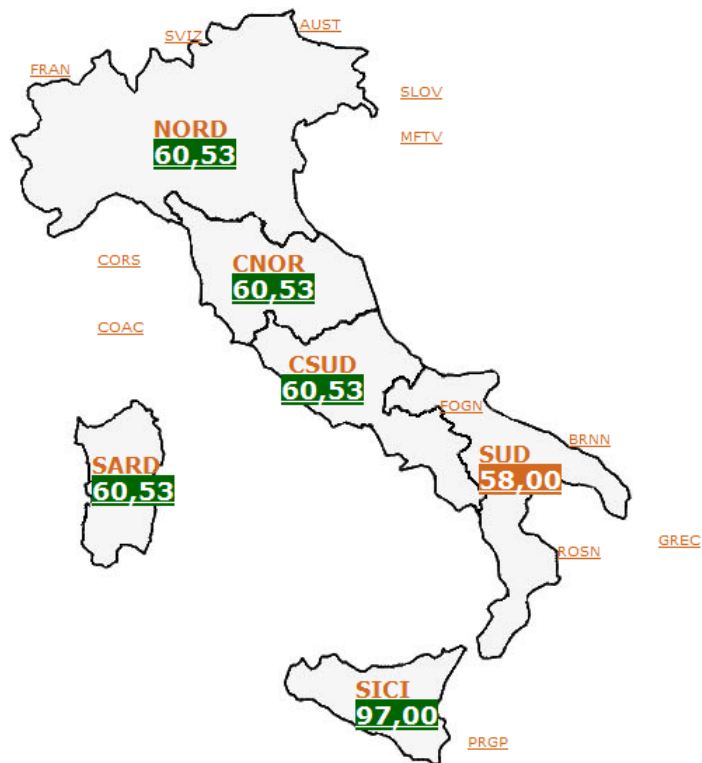
E' inoltre necessario che la congestione avvenga già con le offerte a prezzo zero, in modo da poter ragionevolmente ipotizzare che gli impianti eolici debbano ridurre la propria produzione per ordine di Terna. Questo aspetto è molto importante in quanto, come visto nel Paragrafo 3.4, la mancata produzione eolica, genera un costo ambientale, che incide nel calcolo dei costi di congestione.

Andando ad analizzare i dati forniti da Terna sulla previsione della produzione eolica [42], si è osservato che essa è massima nei mesi invernali, generalmente nelle ore notturne. Negli esiti dei mercati riportati dal GME, tra queste ore se ne è cercata una in cui la zona Sud fosse separata dal resto d'Italia, per essere certi della congestione sulla linea.

Le ore 24.00 del 3 dicembre 2010 rispettano tutte queste caratteristiche.

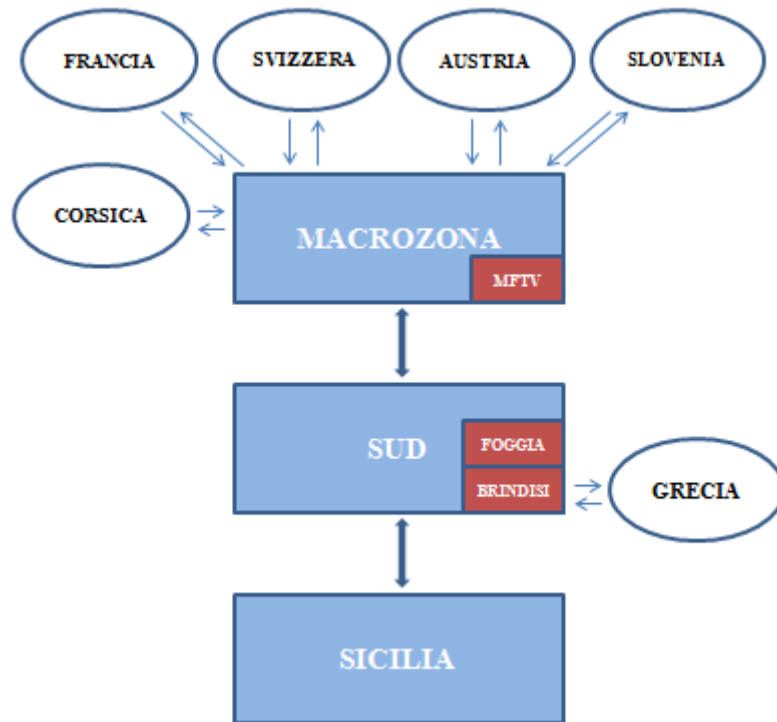
Una volta scelta l'ora di riferimento si devono costruire le curve di domanda e offerta per le due zone.

Si è introdotta l'ipotesi semplificativa che le due zone di interesse della RTN fossero la zona Sud ed una macro-zona ("Macrozona" da qui in poi) costituita dal resto d'Italia, Sicilia esclusa, dato che non erano presenti altre congestioni interzonali per l'ora di riferimento: i prezzi all'interno della Macrozona erano allineati a 60,53 €/MWh, nella zona Sud era presente un prezzo di 58,00 €/MWh e di 97,00 €/MWh in Sicilia (Figura 5.18).



**Figura 5.18 - Prezzi zonali delle ore 24 del 3 dicembre 2010**  
(Fonte: [44])

La configurazione zonale è riportata in Figura 5.19. Gli scambi con l'estero avvengono principalmente nella Macrozona, dove insistono import ed export da Francia, Svizzera, Austria, Slovenia e Corsica, mentre la Grecia si interfaccia solamente con la zona Sud, attraverso il polo isolato di Brindisi.



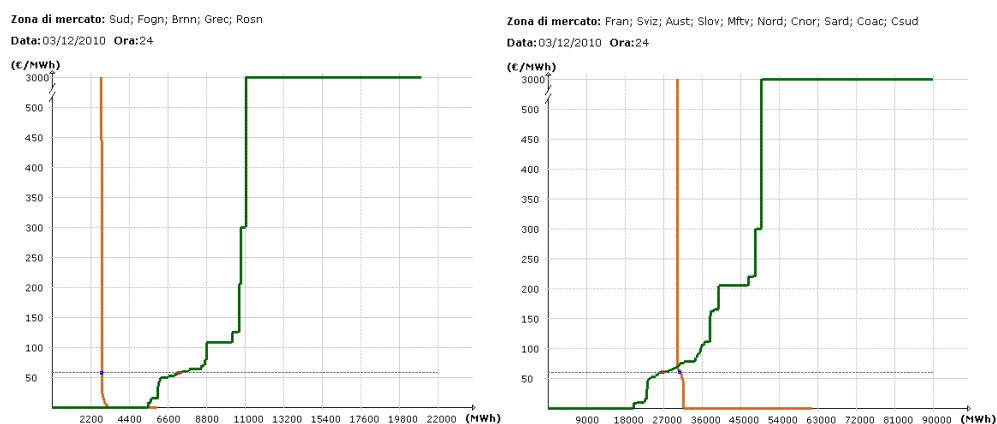
**Figura 5.19 - Schema zonale del Modello**  
 (Fonte: Rielaborazioni proprie da [44])

**2. Curve di offerta e di domanda**

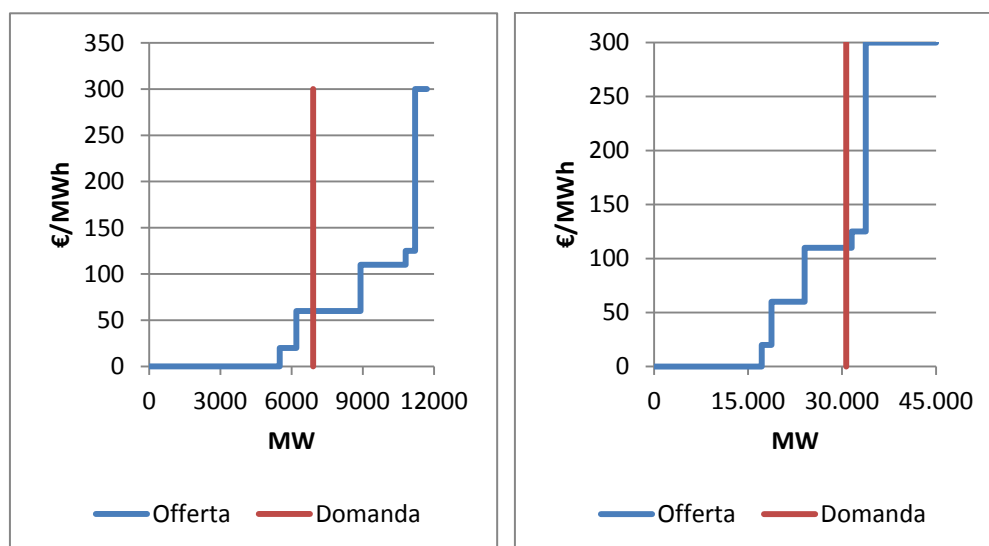
Nella sezione “Esiti dei mercati” sul sito del GME sono riportate, per ogni ora, le curve di offerta aggregate per ogni zona di mercato. Le curve di offerta del modello sono state costruite partendo da quelle reali (Figura 5.20), semplificandole (Figura 5.21), come per il caso termoelettrico, in sei gradini di prezzo medio pari a:

- 0 €/MWh
- 20 €/MWh
- 60 €/MWh
- 110 €/MWh
- 125 €/MWh
- 300 €/MWh

Le curve di domanda delle due zone sono state costruite, sotto l’ipotesi che fossero completamente anelastiche, prendendo come valore la quantità in acquisto accettata, pari a 2805 MWh a Sud e 30679 MWh nella Macrozona.



**Figura 5.20 - Curve di offerta reali delle ore 24 del 3 dicembre 2010 per la Zona Sud e per la Macrozona**  
(Fonte: [44])



**Figura 5.21 - Curve di offerta semplificate delle ore 24 del 3 dicembre 2010 per la Zona Sud e per la Macrozona**  
(Fonte: Rielaborazioni proprie da [44])

Il limite di trasmissione è definito da Terna, in base a vincoli di tensione e intensità di corrente. Sull'interfaccia tra Sud e Macrozona è pari a 4100 MW verso la Macrozona e senza limiti in direzione opposta [43].

In assenza di informazioni su quanto il nuovo elettrodotto migliorerà la situazione, si è ipotizzato che il limite salirà a 4600 MW nella direzione di interesse, con un incremento pari al 50% dell'aumento di potenza trasportabile fornito dalla Benevento II – Foggia.

### 5.2.3 Estensione del modello al periodo di interesse

Il modello orario ottenuto deve essere esteso prima all'intero anno e poi al periodo di interesse, che nel caso in esame sarà di 10 anni, tra il 2004 e il 2013.

#### 1. Estensione all'anno 2010

Per estendere il modello orario all'anno di riferimento, avendo scelto un'ora in cui la capacità di trasmissione da Sud a Centro Sud era limitata da limiti di rete, è stato necessario stimare per quanto tempo tale situazione si fosse effettivamente verificata durante l'anno. In questo modo, una volta calcolati i costi di congestione orari, applicando il modello ricavato nel Capitolo 4, sarà sufficiente moltiplicare il valore ottenuto per il numero di ore per cui la situazione modellizzata è rappresentativa della realtà, per ottenere il costo di congestione annuale.

Il numero di ore si è calcolato verificando nei flussi orari forniti dal GME che il prezzo di vendita nella zona Sud fosse minore di quello della Centro Sud (unica delle appartenenti alla Macrozona ad interfacciarsi), assicurandosi che la zona Sud fosse isolata anche dalla Sicilia, verificando che i prezzi zionali fossero diversi.

Nel 2010 questa situazione si è verificata per 1835 ore.

#### 2. Estensione agli anni 2004- 2009:

Come visto nella prima parte di questo capitolo per il caso termoelettrico, per estendere il modello ad anni precedenti al riferimento è stato necessario tenere conto delle possibili variazioni delle curve di offerta, domanda e, in questo caso, anche della produzione eolica.

Le curve di offerta, nell'ipotesi che i nuovi impianti entranti in funzione fossero o rinnovabili o cicli combinati, sono state fatte variare solo nel gradino a prezzo 0 e in quelli a 60, 110 e 125 €/MWh.

Nella Macrozona si è ipotizzato che la variazione del gradino 0 sia dipendente solo dalla variazione dell'import rispetto all'anno di riferimento. Il valore orario medio dell'import è stato calcolato moltiplicando l'import dell'ora di riferimento per la variazione relativa del valore annuale tra il 2010 e l'anno in questione.

Nella zona Sud, a causa della grande incidenza della produzione eolica sul totale, si aggiunge un termine che considera la variazione percentuale di potenza eolica installata rispetto all'anno di riferimento. Questo termine viene pesato su un fattore che tiene conto del peso della produzione eolica sul gradino 0, al netto dell'import, nell'ora di riferimento, che risulta pari al 28%.

Negli anni 2007 e 2008, inoltre, la zona Sud mediamente ha esportato energia elettrica verso la Grecia. In questo caso la variazione degli scambi con l'estero è pesata come un aumento della domanda nella zona Sud.



I gradini 60, 110 e 125 €/MWh, invece, per entrambe le zone sono stati fatti variare proporzionalmente alla variazione di potenza non rinnovabile installata.

Le curve della domanda, sotto l'ipotesi di anelasticità, sono state fatte variare proporzionalmente alla differenza del fabbisogno di energia elettrica annuale rispetto al 2010, con l'aggiunta, come già detto, dell'export verso la Grecia negli anni 2007 e 2008 per la zona Sud.

In Tabella 5.5 sono riportate le variazioni di questi parametri rispetto all'anno di riferimento. E' visibile come la potenza eolica installata sia cresciuta di quasi due volte dal 2008 e di quasi sette dal 2004.

**Tabella 5.5 - Variazioni percentuali di offerta, domanda, import di energia elettrica, e potenza eolica installata negli anni precedenti al 2010**

	Offerta		Domanda		Import		Eolico
	Sud	Macrozona	Sud	Macrozona	Sud	Macrozona	Sud
2004	-44%	-20%	-5%	-1%	-68%	1%	-85%
2005	-32%	-17%	-2%	0%	-80%	13%	-84%
2006	-25%	-14%	1%	3%	-78%	5%	-75%
2007	-19%	-9%	0%	3%	-142%	12%	-60%
2008	-14%	-5%	2%	3%	-170%	-1%	-45%
2009	-6%	-5%	-4%	-3%	-17%	4%	-21%

### 3. Estensione agli anni 2011-2013:

Come visto in questo Capitolo per il caso termoelettrico, le variazioni alle curve di domanda e offerta per gli anni futuri sono state ricavate a partire dal Piano di Sviluppo 2011 pubblicato da Terna.

Entro il 2014 è prevista l'entrata in funzione nella zona Sud di circa 1600 MW di potenza da fonte eolica; il gradino dell'offerta a prezzo 0 per la zona Sud è stato fatto variare sotto l'ipotesi che l'incremento di potenza sia costante negli anni, in Tabella 5.6 è riportata la potenza eolica installata nella zona Sud negli anni dal 2004 al 2010 e la sua previsione dal 2011 al 2013.

**Tabella 5.6 - Potenza eolica installata nella zona Sud, dati in MW**

Anno	Potenza installata
2004	385
2005	429
2006	640
2007	1034
2008	1427
2009	2060
2010	2607
2011	3142
2012	3677
2013	4212

In modo simile sono stati ripartiti sui gradini a 60, 110 e 125 €/MWh i nuovi 1950 MW di origine termoelettrica previsti nella Macrozona per il 2014. Nella zona Sud, invece, non è prevista l'installazione di nuova potenza termoelettrica. La domanda è stata fatta crescere rispettivamente dell'1,7% all'anno per la Macrozona e del 2,35% per la zona Sud, in accordo a quanto previsto da Terna nel Piano di Sviluppo 2011.

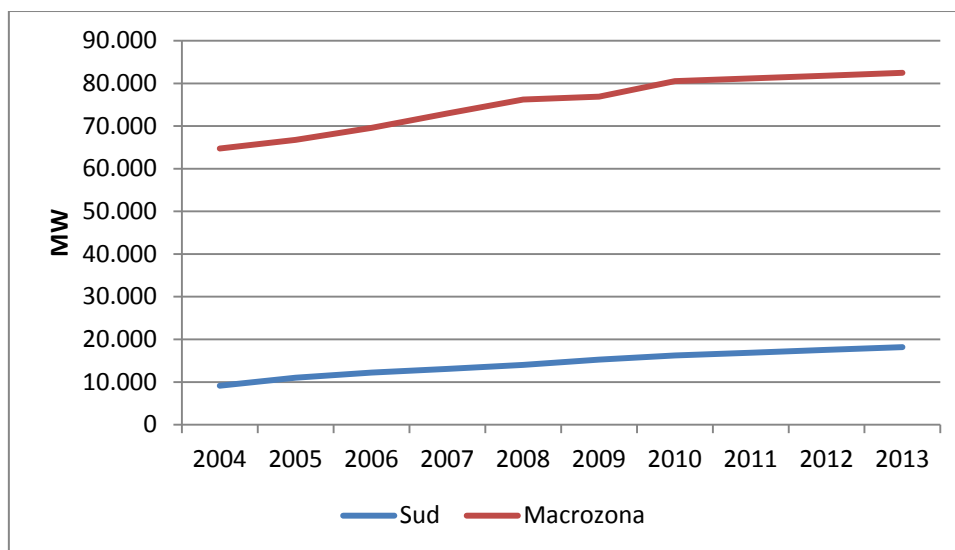
L'import dall'estero è stato fatto variare in maniera direttamente proporzionale alla crescita del fabbisogno ed inversamente proporzionale alla crescita della potenza installata, rispetto all'anno di riferimento. Nella zona Sud, però, a partire dal 2012 questo andamento avrebbe fatto superare il limite di trasmissione sulla linea alla quota importata dalla Grecia, pari a 500 MW [43] che è stato pertanto imposto come valore massimo.

In Tabella 5.7 sono riportate le variazioni rispetto al 2010 di questi parametri.

**Tabella 5.7 - Variazioni percentuali di offerta, domanda, import di energia elettrica, e potenza eolica installata negli anni successivi al 2010**

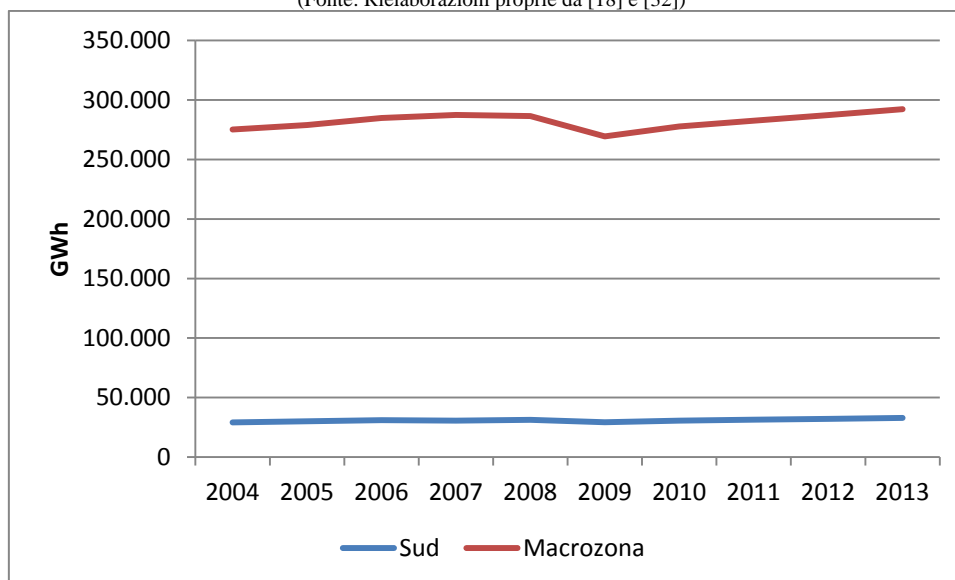
	Offerta		Domanda		Import		Eolico
	Sud	Macrozona	Sud	Macrozona	Sud	Macrozona	Sud
2011	0%	1%	2%	2%	2%	1%	21%
2012	0%	2%	5%	3%	5%	2%	41%
2013	0%	2%	7%	5%	7%	3%	62%

Nelle Figure 5.22 e 5.23 sono riportati gli andamenti di potenza installata e del fabbisogno per il periodo in esame. La potenza installata è cresciuta costantemente in entrambe le zone, con un rallentamento negli ultimi anni. Il fabbisogno, invece, si è mantenuto all'incirca costante nella zona Sud, mentre nella Macrozona si può notare un diminuzione nel 2009, probabilmente dovuta alla crisi economica, ed un ritorno al livello pre-crisi solo a partire dal 2012.



**Figura 5.22 - Andamento della potenza elettrica installata nelle due zone**

(Fonte: Rielaborazioni proprie da [18] e [32])



**Figura 5.23 - Andamento del fabbisogno di energia elettrica nelle due zone**

(Fonte: Rielaborazioni proprie da [18] e [38])

#### 5.2.4 Calcolo dei costi di congestione

Una volta definito il modello delle due zone per tutti gli anni presi in esame, per proseguire con la costruzione della curva della probabilità limite di connessione è necessario calcolare i costi di congestione attesi nel caso “Senza Rinforzo” e in quello “Con rinforzo”.

Come per la definizione del modello del sistema elettrico, verrà dapprima analizzato lo schema di calcolo per l’ora di riferimento, che sarà poi esteso al 2010 e, in seguito, agli anni precedenti (2004-2009) e successivi (2011-2013).

I costi di congestione nei due casi sono stati calcolati, seguendo l’esempio del caso teorico illustrato nel capitolo 4, come perdita di benessere tra il caso “Unconstrained” e i rispettivi casi “Constrained”.

La perdita di benessere complessiva sarà data dalla somma di due termini: la perdita di benessere economico ( $\Delta We$ ) e il Costo Ambientale (Costo Ambientale, da qui in avanti).

Il primo termine rappresenta la perdita associata all’utilizzo di impianti più costosi a causa dei limiti di trasmissione ed è calcolato come differenza tra Surplus dei produttori ( $Sp$ ), Surplus dei consumatori ( $Sc$ ) e Rendita di congestione tra Unconstrained e Constrained.

Il secondo termine vuole fornire una stima economica del costo per la collettività associato al dovere utilizzare impianti a fonte non rinnovabile, per rispettare i vincoli di rete.

##### 1. Calcolo dei costi di congestione per l’ora di riferimento

Nell’ora di riferimento, a causa dell’impossibilità di reperire informazioni sulla mancata produzione eolica oraria, verrà calcolata solo la perdita di benessere economico, rimandando l’aggiunta del Costo Ambientale all’estensione annuale. A differenza del caso teorico, per i produttori eolici non è prevista una Feed-in-Tariff, ma ricevono comunque un incentivo che remunera l’energia prodotta al di sopra del prezzo di mercato.

##### Unconstrained

Il caso Unconstrained non prevede limiti di trasmissione. Le due zone possono essere considerate come un’unica zona, con un fabbisogno pari alla somma dei fabbisogni della zona Sud e della Macrozona e gradini di offerta dati dalla somma dei gradini di pari prezzo delle due zone.

Il prezzo di equilibrio, uguale nelle due zone risulta pari a 110 €/MWh.

Il Surplus dei produttori, dato dal prodotto tra la domanda e la differenza tra prezzo di equilibrio e prezzo di offerta dei generatori è pari a 3,1 milioni di Euro.

Il Surplus dei consumatori risulta ammontare a 6,4 milioni di Euro, avendo supposto pari a 300 €/MWh il prezzo che sono disposti a pagare.

La rendita di congestione, data dal prodotto tra limite di trasmissione e differenza dei prezzi zionali è nulla per definizione.

Il benessere economico complessivo risulta pari a 9,5 milioni di Euro.

Constrained “Senza rinforzo”

Nel caso in assenza di rinforzo, come nella configurazione attuale, il limite di trasmissione sull’interfaccia Sud-Macrozona è pari a 4100 MW.

La potenza a minor costo non trasmissibile sarà di entità pari a 1995 MW.

Il prezzo di equilibrio nella zona Sud risulta pari a 60 €/MWh, nella Macrozona è maggiore e pari a 110 €/MWh.

Il Surplus dei produttori avrà un valore minore rispetto al caso Unconstrained, al contrario, a causa del minor prezzo nella zona Sud, il Surplus dei consumatori risulterà maggiore e la rendita di congestione non sarà più nulla (Tabella 5.8).

Constrained “Con rinforzo”

Con l’ingresso della nuova linea Benevento II-Foggia, si è formulata l’ipotesi che il limite di trasmissione sull’interfaccia aumenti di 500 MW.

I prezzi di equilibrio, in questo caso, risultano uguali al caso precedente, pertanto saranno uguali anche il Surplus dei produttori e dei consumatori; aumenterà invece la rendita di congestione e, di conseguenza, diminuirà la perdita di benessere economico.

Dato che il gradino a costo 60 €/MWh è molto ampio, anche aumentando la potenza dispacciata nella zona Sud, l’ultimo impianto che vende ricade sempre in questo gradino, di conseguenza non c’è una variazione del Surplus dei produttori e dei consumatori rispetto al caso precedente.

**Tabella 5.8 - Componenti del benessere economico e perdita di benessere nell’ora di riferimento, dati in milioni di Euro.**

	Sp	Sc	R	We	ΔWe
Unconstrained	3,1	6,4	0,0	9,5	-
Senza Rinforzo	2,7	6,5	2,1	9,4	0,1
Con Rinforzo	2,7	6,5	2,3	9,4	0,075

2. Estensione all’anno 2010

Una volta determinato il costo di congestione orario, si può estendere il modello all’anno di riferimento, per trovare la perdita di benessere complessiva.

Il valore annuale della perdita di benessere economico viene calcolato, analogamente al caso termoelettrico, moltiplicando il dato orario per il numero di ore annue rappresentative del modello, ottenendo valori rispettivamente di 183 e 137 milioni di € per i casi “Senza rinforzo” e “Con rinforzo”.

Il Costo Ambientale è calcolato come prodotto della mancata produzione eolica nella zona Sud[28], dovuta ad ordini di Terna, per un valore, per unità di energia, che rappresenti la perdita di benessere, sostenuta dalla collettività, a causa del maggior impatto ambientale.

Questo valore si è ipotizzato, in analogia con il caso teorico, pari all'incentivo pagato ai produttori da fonti rinnovabili e stimato quindi come media, pesata sull'energia incentivata, tra il prezzo di ritiro dei Certificati Verdi e dei CIP6.

Il prezzo di ritiro dei Certificati Verdi nel 2010 è pari al prezzo medio di mercato del triennio precedente [29]; il suo peso sul costo medio di incentivazione è pari al 91%.

Il prezzo degli incentivi CIP6 è stato considerato pari a quello di acquisto da parte del GSE [28].

Nel 2010, per il caso "Senza rinforzo" il Costo Ambientale ammonta a circa 27 milioni di €.

Si è inoltre introdotta semplificativa l'ipotesi che l'ammodernamento della linea avrebbe consentito il trasporto dell'intera potenza eolica producibile, annullando la mancata produzione e, di conseguenza, il Costo Ambientale.

Un'altra variabile da considerare è la Remunerazione per la mancata produzione eolica (RMPE), che, come l'incentivo pagato ai produttori, non comporta una variazione di benessere, ma solo una sua redistribuzione dai consumatori ai produttori.

La modalità di calcolo, come enunciato nel Paragrafo 3.4, sono elencate nella Delibera ARG/elt 5/10. Nel nostro modello, per semplicità, è stata determinata moltiplicando la mancata produzione eolica per il prezzo medio di vendita nella zona Sud, supponendo quindi l'Indice di Affidabilità pari a 1 (come indicato dall'Autorità per l'Energia in caso di mancata segnalazione) e la franchigia nulla.

In Tabella 5.9 sono riportati i valori della remunerazione per la mancata produzione eolica e delle componenti della perdita di benessere totale; come si può vedere il Costo Ambientale pesa per quasi il 13% sul totale, risultando assolutamente non trascurabile.

**Tabella 5.9 - Remunerazione per la mancata produzione eolica, perdita di benessere totale e sue componenti nel 2010, dati in milioni di Euro.**

	RMPE	$\Delta We$	Costo Ambientale	$\Delta W$ totale
Unconstrained	-	-	-	-
Senza Rinforzo	18,9	183,0	26,7	209,8
Con Rinforzo	-	137,2	-	137,2

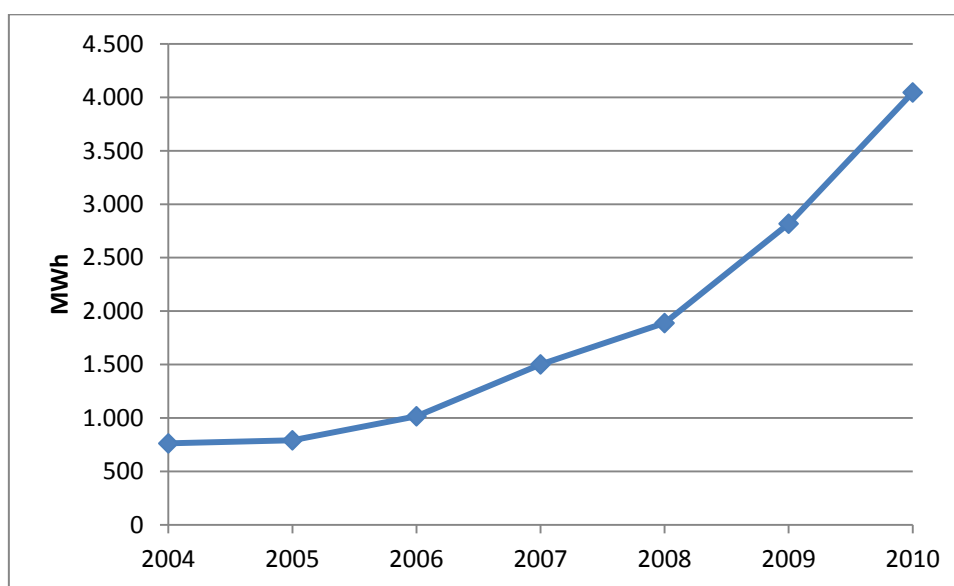
### 3. Estensione agli anni precedenti (2004-2009)

Come visto nel paragrafo precedente, la perdita di benessere economico, una volta ricavate le curve di domanda e offerta oraria di ciascun anno, è stata ricavata moltiplicando il valore orario per le 1835 ore rappresentative del modello.

Per quanto riguarda il Costo Ambientale, disponendo solamente dei dati relativi alla mancata produzione eolica nell'anno 2010, si è introdotta l'ipotesi che il rapporto tra energia prodotta (figura 5.24) e non prodotta fosse costante per tutti gli anni in esame e pari a quello del 2010. Tale ipotesi porterà probabilmente ad una sovrastima della mancata produzione negli anni precedenti al 2010, che sarà però compensata da un sua sottostima negli anni successivi; i dati in nostro possesso non permettono di fornire una stima più precisa, né di stabilire se complessivamente si sottovaluterà o meno il Costo Ambientale.

La medesima ipotesi è stata formulata per il rapporto tra Certificati Verdi e incentivi CIP6; il loro prezzo è stato determinato con le stesse modalità descritte nel paragrafo precedente.

Il prezzo unitario, necessario per il calcolo della remunerazione per la mancata produzione eolica, è stato definito, come nel 2010, pari al prezzo medio di vendita nella zona Sud.



**Figura 5.24 - Produzione da fonte eolica nella zona Sud negli anni 2004-2009**

(Fonte: Rielaborazioni proprie da [28])

Come visibile in Tabella 5.10, la presenza del rinforzo permette, negli anni dal 2004 al 2008 la completa risoluzione delle congestioni interzonali, annullando la

perdita di benessere. In assenza di rinforzo i costi di congestione risultano crescenti nel tempo, con un incremento graduale dai 18,2 milioni di € del 2004 ai 33,2 del 2008. Nel biennio 2007-2008, inoltre, la perdita di benessere economico registra una diminuzione dovuta all'alleggerimento della congestione sull'interfaccia interzonale, da imputare all'inversione degli scambi con la Grecia, che passa da esportatrice a importatrice, facendo diminuire la potenza elettrica offerta nel gradino zero ed aumentare il fabbisogno della zona Sud. La crescita del Costo Ambientale fa sì che solo nel primo anno si abbia una diminuzione della perdita di benessere totale.

Nel 2009 la potenza non trasmissibile, per via della congestione, aumenta di quasi un ordine di grandezza: dai 201 MW del 2008 ai 1631 MW del 2009, la perdita di benessere economico varia di conseguenza. Questo avviene a causa dell'effetto combinato due fattori: un notevole incremento dell'offerta nel gradino a prezzo 0 della zona Sud, originata da un drastico aumento della produzione eolica, e una diminuzione della domanda in entrambe le zone, probabilmente dovuta alla crisi economica.

La remunerazione per la mancata produzione eolica è stata calcolata in maniera analoga a quanto enunciato nel paragrafo precedente, nonostante la delibera che definisce le modalità di calcolo sia stata pubblicata nel 2010.

**Tabella 5.10 - Remunerazione per la mancata produzione eolica, perdita di benessere totale e sue componenti negli anni 2004-2009, dati in milioni di Euro.**

	RMPE	$\Delta W_e$		Costo Ambientale	$\Delta W$ totale	
		Senza Rinforzo	Con Rinforzo		Senza Rinforzo	Con Rinforzo
2004	3,3	11,0	0,0	7,2	18,2	0,0
2005	3,7	10,1	0,0	8,4	18,5	0,0
2006	6,0	19,6	0,0	9,5	29,1	0,0
2007	8,7	14,5	0,0	12,2	26,8	0,0
2008	13,1	18,5	0,0	14,7	33,2	0,0
2009	13,3	149,6	103,8	20,3	169,9	103,8

#### 4. Estensione agli anni successivi (2011-1013)

Per gli anni successivi al 2010 valgono tutte le considerazioni fatte per quelli precedenti.

Le differenze sono da ricercare nelle ipotesi formulate nella simulazione dell'andamento futuro della produzione eolica, del costo medio di incentivazione e del prezzo medio di vendita nella zona Sud.

L'aumento di produzione eolica negli anni successivi al 2010 si è ipotizzato essere direttamente proporzionale all'incremento di potenza eolica installata.

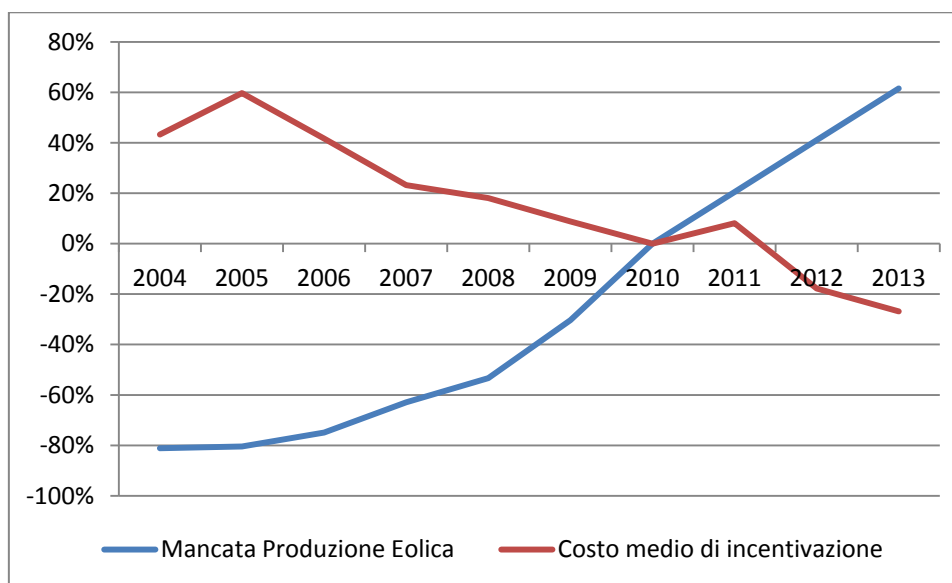


Il prezzo di Certificati Verdi, CIP6 e di vendita si è ipotizzato seguire il trend decrescente degli anni dal 2004 al 2010.

In questo modo è stato possibile calcolare il Costo Ambientale, la remunerazione per la mancata produzione e la perdita di benessere totale (Tabella 5.11). E' visibile come, nonostante l'aumento continuo della perdita di benessere totale, il Costo Ambientale diminuisca a partire dal 2012: questo è dovuto alla maggior importanza della diminuzione del costo medio di incentivazione rispetto all'aumento della mancata produzione eolica, come visibile in Figura 5.25.

**Tabella 5.11 - Remunerazione per la mancata produzione eolica, perdita di benessere totale e sue componenti negli anni 2011-2013, dati in milioni di Euro.**

	RMPE	$\Delta W_e$		Costo Ambientale	$\Delta W$ totale	
		Senza Rinforzo	Con Rinforzo		Senza Rinforzo	Con Rinforzo
2011	27,3	178,2	132,3	34,9	213,0	132,3
2012	32,4	230,3	184,4	31,0	261,3	184,4
2013	37,6	257,3	207,2	31,6	288,9	207,2



**Figura 5.25 - Variazione percentuale delle componenti del Costo Ambientale rispetto al 2010**

(Fonte: Rielaborazioni proprie da [28] e [29])

E' possibile costruire gli andamenti dei costi di congestione nei casi "Senza rinforzo" e "Con rinforzo" (Figura 5.26)

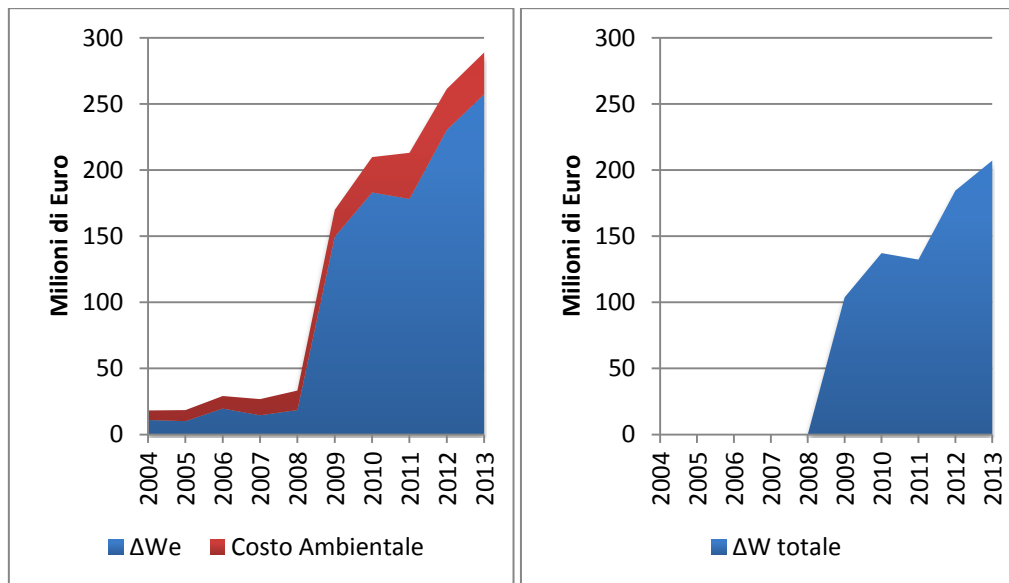


Figura 5.26 - Andamento della perdita di benessere “Senza rinforzo” e “Con rinforzo”

### 5.2.5 Calcolo della probabilità limite

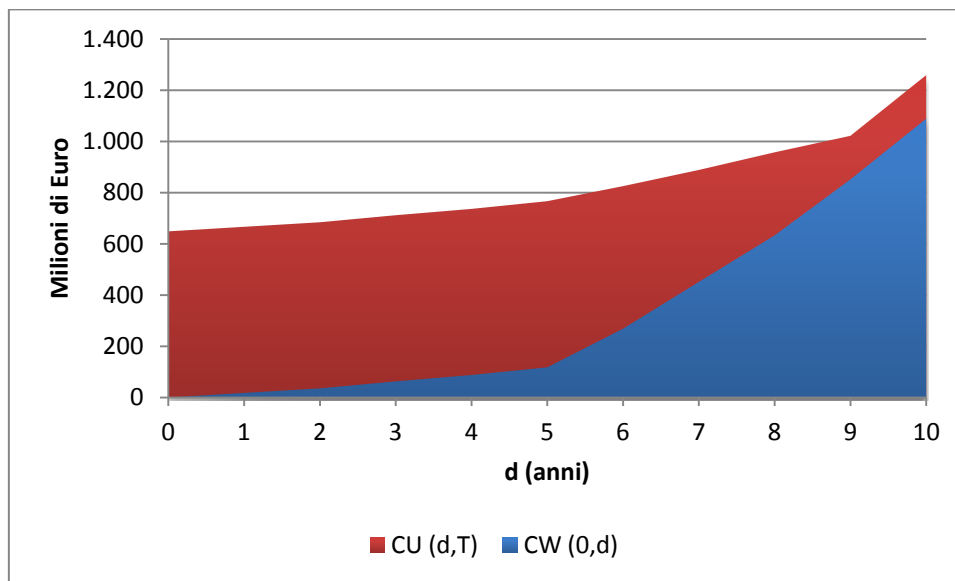
A questo punto è possibile costruire la curva della probabilità limite, utilizzando il metodo descritto nel Capitolo 4. Si definiscono come CU i costi di congestione “Senza rinforzo” e come CW quelli “Con rinforzo”.

Per il calcolo della proprietà limite, ricordando l’equazione (4.6), si utilizzano le stesse ipotesi del caso “Trino-Lacchiarella”:

- Il tasso di attualizzazione annuo ( $a$ ) viene supposto costante e pari al 2%
- Il costo di anticipazione ( $\alpha$ ) corrisponde al 10% dell’investimento totale previsto da Terna

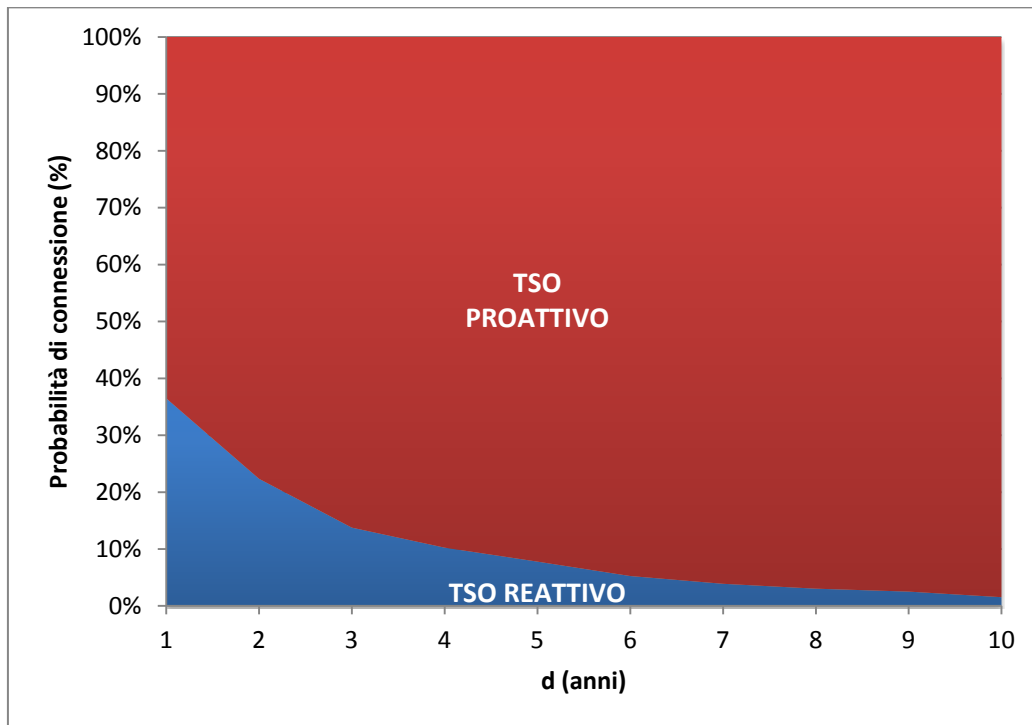
Analizzando i costi di congestione attualizzati (Figura 5.27) si può vedere come per ritardi fino ai cinque anni ( $d \leq 5$ ), i costi sostenuti, nel periodo preso in considerazione, nel caso di un ingresso ritardato risultano solo di qualche decina di milioni di Euro superiori a quelli sostenuti in caso di ingresso per  $d=0$ .

Per ritardi superiori i costi crescono sempre più rapidamente, soprattutto a partire da  $d=6$ , a causa del drastico incremento dei costi sostenuti negli anni che precedono l’ingresso del rinforzo ( $CW_{0,d}$ ). Questo incremento è dovuto all’inclusione dei costi di congestione affrontati nel 2009 ( $d = 6$ ) e negli anni seguenti.



**Figura 5.27 - Andamento della somma dei costi di congestione attualizzati, in funzione del ritardo nell'ingresso del rinforzo**

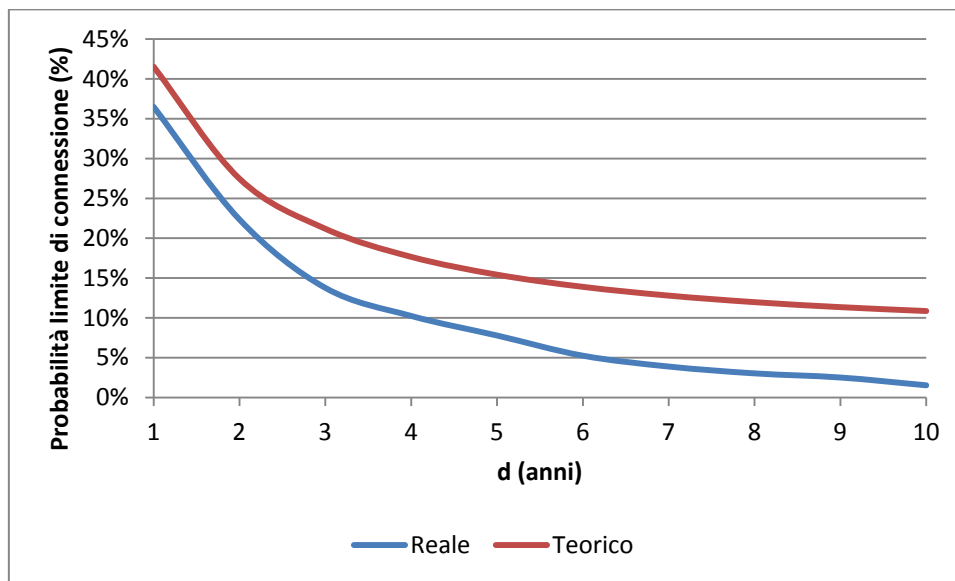
La probabilità limite di connessione, illustrata in Figura 5.28, risulta più bassa di quella calcolata nel capitolo 4 per il caso teorico, con la conseguenza che un comportamento proattivo è più conveniente, a pari probabilità di connessione. Il basso valore della probabilità limite è da imputare, per ritardi di connessione di pochi anni, alla bassa entità dell'investimento rapportata ai costi di congestione: per  $d=1$  la probabilità limite risulta pari al 36% e del 22% per  $d=2$  anni. Per ritardi superiori ai tre anni i costi di congestione crescono in misura tale da rendere vantaggioso un comportamento proattivo anche con probabilità di connessione molto basse: è sufficiente il 10% per  $d=4$  e addirittura solo il 2% per  $d=10$ .



**Figura 5.28 - Andamento della probabilità limite nel caso reale eolico**

In Figura 5.29 sono confrontati l'andamento della probabilità limite nel caso reale, con quella calcolata nel caso teorico nel Capitolo 4. La curva nel caso reale risulta sempre minore di quella del caso teorico. Per ingressi del rinforzo in tempi inferiori ai tre anni la differenza è meno accentuata, risultando pari a cinque punti percentuali; al crescere del ritardo questo valore aumenta, fino ad assestarsi intorno ai nove punti percentuali per  $d > 5$  anni.

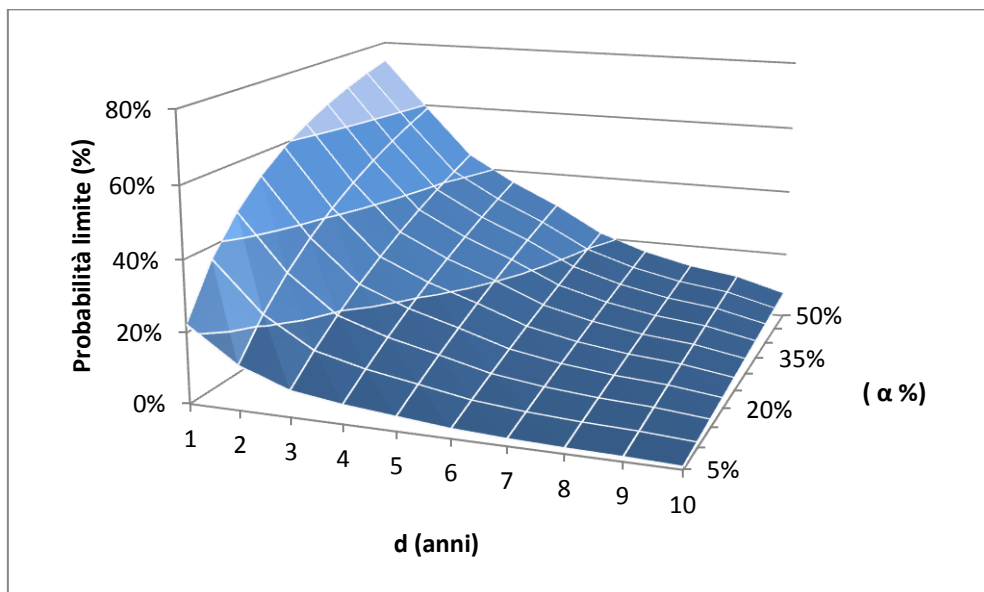
La diminuzione della probabilità limite al crescere del ritardo di connessione risulta quindi più graduale nel caso teorico, questo è dovuto principalmente a due fattori: la domanda, a differenza di quanto accade nel caso reale, presenta un aumento costante negli anni, mentre la potenza eolica offerta, invece di crescere, rimane costante.



**Figura 5.29 - Andamento della probabilità limite nel caso reale e nel caso teorico**

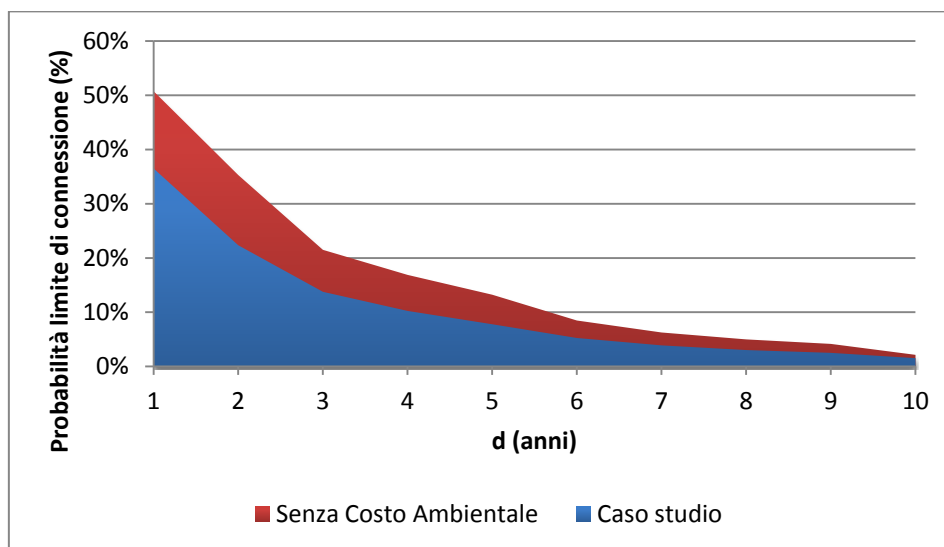
Variare il costo di anticipazione  $\alpha$ , come visto nel caso termoelettrico, comporta una variazione della probabilità limite. Aumentando  $\alpha$  cresce il rischio dovuto all'anticipazione, di conseguenza sono necessarie probabilità di connessione maggiori perché il comportamento proattivo sia più conveniente.

Per  $\alpha$  pari al 50% dell'investimento totale la probabilità limite supera il 70% per ritardi di un anno (Figura 5.30), crescendo di quasi 40 punti percentuali rispetto al caso base ( $\alpha=10\%$ ). Al crescere del ritardo queste differenze si attenuano, pur restando non trascurabili: per un ritardo di 10 anni, infatti, la probabilità limite per un costo di anticipazione sarà pari al 7%, valore che nel caso base si ha per un ritardo di cinque anni.



**Figura 5.30 - Andamento della probabilità limite al variare del ritardo (d) e del costo di anticipazione ( $\alpha$ )**

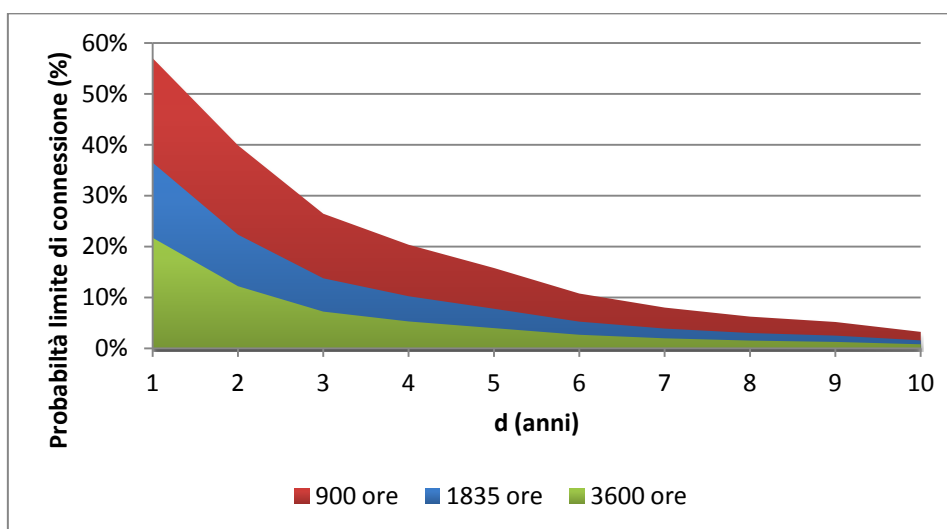
Analizzando la probabilità limite, trascurando l'impatto ambientale (Figura 5.31) si osserva un incremento notevole per ritardi inferiori ai cinque anni, rispetto a quella calcolata nel caso studio: questo aumento è di 14 punti percentuali per  $d=1$  e si mantiene maggiore del 5% per  $d < 6$  anni. Per ritardi maggiori la differenza si riduce, scendendo al di sotto del 2% per  $d > 7$  anni, quando il risparmio conseguente al non avere considerato il Costo Ambientale risulta quasi trascurabile, rispetto al peso della perdita di benessere economico sostenuta negli anni precedenti.



**Figura 5.31 - Andamento della probabilità limite nel caso studio e al netto del Costo Ambientale**

Facendo variare il numero di ore rappresentative del modello (Figura 5.32) e, proporzionalmente il Costo Ambientale, si avrà una variazione della probabilità limite di connessione.

Aumentando il numero di ore a 3600, per ritardi di un anno, si ha una diminuzione di 10 punti percentuali: dal 36% al 26%; per 900 ore l'incremento ha la stessa entità e la probabilità limite risulta pari al 47%.



**Figura 5.32 - Andamento della probabilità limite al variare del numero di ore rappresentative**

### 5.3 Conclusioni

L'obiettivo del Capitolo era l'applicazione dei modelli, realizzati per i casi esemplificativi del Capitolo 4, a due casi reali estratti dal contesto italiano. In questo modo è stato possibile valutare la versatilità dei modelli nel passare da una situazione semplificata ad una molto più complessa, ma soprattutto si è avuto modo di valutare l'efficienza del comportamento proattivo in due casi di interesse pratico.

Nel primo caso (Paragrafo 5.1) si è realizzata una simulazione di una congestione intrazonale, applicando il modello elaborato per la connessione di un impianto termoelettrico (Paragrafo 4.2.1). Il primo passo è stato quello di riprodurre, in maniera semplificata, il mercato elettrico orario della zona Nord. Nel fare ciò si è tenuto conto di tutte le quantità in prelievo ed immissione nella RTN in modo da attenersi, quanto più possibile, alla realtà.

Successivamente si è esteso il modello ad un arco temporale di dieci anni stimando la variazione della capacità produttiva e del fabbisogno di energia elettrica negli anni.

Indubbiamente però, i dati reali risentono della crisi economica che dal 2009 caratterizza i mercati. Si è pensato, quindi, di realizzare due scenari differenti: il primo ipotizza una crescita costante, a partire dal 2008, mentre il secondo si attiene ai dati effettivi.

Per costruire il modello di mercato orario si è scelta un'ora di picco, in modo da poter valutare i livelli di congestione in un'ora in cui i carichi sono massimi. Per questo motivo è stato stimato il numero di ore per le quali il mercato elettrico della zona Nord registra tali livelli di congestione.

Il numero di ore ottenuto è stato poi fatto variare in modo da poter fare delle considerazioni sull'efficienza del comportamento proattivo per diverse condizioni della rete.

I risultati ottenuti confermano quanto già emerso dal caso esemplificativo. In termini di benessere collettivo il comportamento proattivo diventa sempre più efficiente all'aumentare dei ritardi nell'adeguamento della rete e quando l'incidenza dei costi di anticipazione si mantiene bassa.

Mettendo a confronto i due scenari ipotizzati non si riscontano evidenti variazioni nell'andamento della probabilità limite, confermando l'efficienza del comportamento proattivo.

I valori sono solo leggermente più alti nello scenario ad andamento reale a causa di una riduzione dell'incremento della capacità produttiva negli anni dovuta alla crisi. Ciò va ad alleggerire le congestioni soprattutto se il fenomeno è localizzato nel Nord-Est.



Nel secondo caso si è applicato il modello elaborato nel Paragrafo 4.2.2 su un'interfaccia tra la zona Centro Sud e la Zona Sud, dove è elevata la presenza di impianti eolici.

Come nel caso precedente, scelta un'ora di riferimento in cui la linea fosse congestionata, si è definito un modello del sistema elettrico orario, che è stato poi esteso prima all'anno di riferimento, determinando il numero di ore per cui la situazione descritta era rappresentativa della realtà, ed in seguito ad un periodo di dieci anni, in parte precedenti e in parte successivi all'anno di riferimento, stimando le variazioni delle curve di domanda e offerta orarie in base alle variazioni del fabbisogno, della potenza installata e dell'import annuali.

Il passo successivo è stato calcolare i costi di congestione, definiti come somma di due termini: il primo è la perdita di benessere economico, dovuta all'utilizzo di impianti più costosi a causa dei limiti sulla trasmissione, il secondo è il Costo Ambientale, dato dal dover utilizzare impianti più inquinanti.

La curva di probabilità limite calcolata evidenzia come le conclusioni tratte per il caso termoelettrico riguardo ai ritardi nell'adeguamento della rete e all'incidenza del costo di anticipazione rimangano valide anche in questo caso.

Il comportamento proattivo, inoltre, è favorito rispetto al caso teorico, per via di due fattori: la crisi economica, a partire dal 2008, ha provocato una diminuzione della domanda in entrambe le zone e contemporaneamente si è avuto nella zona Sud un grande incremento della potenza eolica installata; questo ha portato ad un notevole aumento delle congestioni interzonali e, di conseguenza, dei costi correlati.

Il Costo Ambientale, pur essendo secondario rispetto alla perdita di benessere economico non può essere trascurato: non considerandolo si avrà una sovrastima della probabilità limite di connessione, di lieve entità per considerevoli ritardi nell'adeguamento della rete, ma di maggiore importanza per minori periodi di attesa.



## 6 Considerazioni conclusive

Con l'avvio della liberalizzazione il sistema elettrico nazionale ha subito una serie di profonde modifiche strutturali, ma, nonostante la nuova organizzazione, l'infrastruttura di rete resta comunque l'elemento cruciale per il funzionamento in efficienza e sicurezza dell'intero sistema elettrico. In generale, interventi di potenziamento e di incremento della capacità di trasmissione comportano una serie di benefici, principalmente di tipo economico, a livello di incremento dell'efficienza produttiva e di benessere collettivo, ma anche specificatamente in termini di sicurezza e miglioramento ambientale.

Il tema dell'espansione della rete di trasmissione è ampiamente trattato in letteratura, dalla quale si evince che la separazione verticale è necessaria ma non sufficiente per indurre l'espansione ottimale della rete da parte del TSO. Risulta essere altrettanto necessario un opportuno schema di regolazione e un efficace quadro istituzionale che disciplini le attività e gli investimenti in trasmissione. Secondo la letteratura, nonostante in alcuni casi siano presenti tutti i fattori necessari ad una espansione ottimale della rete può accadere che il livello di congestione si mantenga elevato. Bisogna tener conto, infatti, degli aspetti autorizzativi che precedono la realizzazione di un'opera di trasmissione. Quando i processi di *siting* superano nettamente i tempi di autorizzazione e realizzazione di un impianto di generazione lo sviluppo della rete è di difficile gestione e il livello di congestione può rimanere elevato. La soluzione proposta è quella di anticipare gli investimenti in trasmissione valutando la probabilità di connessione di un impianto di generazione ed avviando, quindi, le procedure di *siting* prima che si abbia la certezza che l'impianto di generazione venga realizzato.

Per quanto riguarda l'Italia, è stato adottato un modello di unbundling proprietario per il gestore della rete di trasmissione e si può beneficiare di un contesto regolatorio fortemente incentivante per lo sviluppo ottimale della rete. L'analisi sull'*investment rate* ha potuto effettivamente confermare quanto detto, evidenziando come, proprio a partire dal 2005, sia riscontrabile un costante aumento di tale parametro (ad eccezione del 2009, anno in cui il dato è influenzato negativamente per effetto della minor richiesta energetica conseguente alla crisi economica).

Esistono tuttavia delle criticità, osservate in relazione al procrastinarsi delle date di realizzazione dei progetti presenti nei PdS annuali di Terna. Queste possono essere in gran parte ricondotte a problematiche di *siting* (collocazione dell'opera e autorizzazioni). Dall'analisi del processo di realizzazione degli investimenti in

trasmissione in Italia emerge come particolarmente critica la fase di concertazione con gli enti locali e la fase di ottenimento dei permessi da parte degli organi istituzionali competenti. Ciò comporta tempi medi, per la realizzazione di una nuova linea, che sono stati stimati tra 7 e 10 anni. Conseguentemente, il divario temporale con la realizzazione di un impianto in generazione, si mostra mediamente compreso tra 5 e 7 anni (con riferimento alla principale tecnologia termoelettrica realizzata in Italia in quest'ultimo decennio, il CCGT) e suggerisce la necessità di un maggior coordinamento tra le due attività della filiera.

Questo maggior coordinamento è ancora più critico nel caso di fonti rinnovabili, per quella eolica in particolare. Alle difficoltà intrinseche dovute alla non programmabilità della fonte, si aggiunge, infatti, l'enorme sviluppo che questa tipologia di impianti ha subito negli ultimi anni, soprattutto nella parte meridionale della Penisola laddove la rete è meno sviluppata.

A fronte, quindi, dell'enorme richiesta di connessioni solo una parte vede l'effettiva costruzione dell'impianto. Questo aumenta l'incertezza delle previsioni riguardo l'aumento della capacità produttiva e di conseguenza rende più difficile la pianificazione degli investimenti.

Alla luce di queste difficoltà il lavoro di tesi realizza due modelli per valutare l'efficienza del comportamento proattivo da parte del TSO. Il primo modello viene costruito partendo da una rete semplificata a due nodi alla quale viene connesso un impianto di tipo termoelettrico. Il secondo modello, invece, parte da una rete a due nodi alla quale viene connesso un campo eolico. Da entrambi gli esempi emerge che, per la collettività, è spesso più efficiente anticipare gli investimenti in trasmissione. In particolar modo, un comportamento proattivo è da preferire nel caso in cui si abbia bassa incidenza dei costi di anticipazione ( $\alpha$  basso) e brevi tempi di costruzione di impianti di generazione (elevata differenza temporale  $d$  tra la connessione dell'impianto di produzione e l'adeguamento della rete di trasmissione). Confrontando i risultati si vede che, a pari ritardo temporale, la probabilità limite, oltre la quale il comportamento proattivo inizia a diventare efficiente, è sempre più alta in caso di connessione di un impianto eolico. Questo vuol dire che, a parità di altre condizioni e, in particolare, a parità di tempi di realizzazione per un CCGT e un impianto eolico, il comportamento proattivo può risultare, in alcuni casi, meno efficiente del comportamento reattivo nel caso di connessione di un campo eolico.

Alla luce di questo, soprattutto per gli impianti eolici, sarebbe importante diminuire l'incertezza sulla realizzazione riducendo le prenotazioni di capacità a cui poi non segue l'effettiva costruzione dell'impianto.

Il lavoro di tesi era indirizzato, in particolare, all'applicazione dei modelli, realizzati per due casi esemplificativi, a due casi reali estratti dal contesto italiano. In questo modo è stato possibile valutare la versatilità dei modelli nel passare da una situazione semplificata ad una molto più complessa, ma soprattutto si è avuto modo di valutare l'efficienza del comportamento proattivo in un caso di interesse pratico.

In particolare, è stata realizzata una simulazione applicando il modello per la connessione di un impianto termoelettrico ad un caso italiano di interesse: la realizzazione della Trino-Lacchiarella. Per il secondo modello, invece, sono solo stati elencati i passi e le ipotesi semplificative necessarie per l'applicazione ad un caso reale italiano scelto in una zona dove la presenza di impianti eolici è elevata: la linea Benevento II-Foggia.

Il primo passo è stato quello di riprodurre, in maniera semplificata, il mercato elettrico orario della zona Nord. Nel fare ciò si è tenuto conto di tutte le quantità in prelievo ed immissione nella RTN in modo da attenersi, quanto più possibile, alla realtà. Successivamente si è esteso il modello ad un arco temporale di dieci anni stimando la variazione della capacità produttiva e del fabbisogno di energia elettrica negli anni.

Per costruire il modello di mercato orario si è scelta un'ora di picco, in modo da poter valutare i livelli di congestione in un'ora in cui i carichi sono massimi. Per questo motivo è stato stimato il numero di ore per le quali il mercato elettrico della zona Nord registra tali livelli di congestione. Il numero di ore ottenuto è stato, poi, fatto variare in modo da poter fare delle considerazioni sull'efficienza del comportamento proattivo per diverse condizioni della rete.

I risultati ottenuti confermano quanto già emerso dal caso esemplificativo. In termini di benessere collettivo il comportamento proattivo diventa sempre più efficiente all'aumentare dei ritardi nell'adeguamento della rete e quando l'incidenza dei costi di anticipazione si mantiene bassa.

Indubbiamente, però, i dati reali risentono della crisi economica che dal 2009 caratterizza i mercati. Si è pensato, quindi, di realizzare due scenari differenti: il primo ipotizza una crescita costante, a partire dal 2008, mentre il secondo si attiene ai dati effettivi.

Mettendo a confronto i due scenari ipotizzati non si riscontrano evidenti variazioni nell'andamento della probabilità limite, i valori sono leggermente più alti nello scenario ad andamento reale a causa di una riduzione dell'incremento della capacità produttiva negli anni a causa della crisi. Ciò va ad alleggerire le congestioni soprattutto se il fenomeno è localizzato nel Nord-Est

Rispetto a quanto presente in letteratura, il nostro modello si è caratterizzato per alcuni aspetti innovativi. In primo luogo, l'applicazione dello stesso ad un caso reale: ciò ha permesso di stimare dei parametri più rappresentativi di quanto presentato in letteratura per casi stilizzati. In particolare, l'incremento annuo di

potenza in generazione è stato stimato a partire da considerazioni sull'effettiva entrata in esercizio dei nuovi impianti. Inoltre, invece di considerare i costi marginali di produzione, le curve delle offerte sono state stimate a partire dalle reali offerte di prezzo presentate sul MGP da parte dei produttori. In questo modo, si è potuto stimare una strategia dei prezzi che fosse rappresentativa di quanto accade nell'IPEX. In secondo luogo, un aspetto particolarmente innovativo è stato il calcolo dei costi di congestione per scenari differenti.

Indubbiamente, infatti, i dati reali risentono della crisi economica che dal 2009 caratterizza i mercati. Si è pensato, quindi, di realizzare due scenari differenti: il primo ipotizza una crescita costante, a partire dal 2008, mentre il secondo si attiene ai dati effettivi.

Inoltre, l'efficienza del comportamento proattivo è stata valutata anche per un numero di ore di congestione annuale diverso da quello del caso base in modo da poter fare delle considerazioni per diverse condizioni della rete.

A conclusione del lavoro, vengono indicati alcuni possibili sviluppi futuri.

Sicuramente l'applicazione del modello nel caso di connessione di un impianto eolico può dare alcuni spunti importanti. Sarà possibile, infatti, valutare le differenze con il caso termoelettrico e capire quanto le peculiarità della fonte eolica incidano sull'efficienza del comportamento proattivo sia in termini di priorità di dispacciamento sia in termini di costi dovuti alla mancata produzione. Alla luce di quanto detto sul problema della saturazione virtuale della rete, che comporta bassi valori della probabilità di connessione, risulterà di particolare interesse il confronto del valore della probabilità limite che si ottiene dal modello di calcolo con quanto accade nella realtà.

Per migliorare ulteriormente il modello di rete si potrebbe agire sul costo di anticipazione dell'investimento in trasmissione. Nel modello di calcolo realizzato, tale costo è stato considerato come parametro variabile. Analisi future potrebbero individuare valori più realistici sulla base dei costi associati allo studio di linee esistenti.







## Bibliografia

- [1] P. Dessante, J.-M. Glachant, V. Rious, Transmission network investment as an anticipation problem. *European University Institute RSCAS* (2010/04), Loyola de Palacio Programme on Energy Policy.
- [2] A. Bonvini, J. Galluzzi, Adeguamento Della Rete Di Trasmissione Elettrica In Un Mercato Liberalizzato: Comportamento Proattivo Del TSO, Tesi di laurea, Politecnico di Milano, 2009-2010.
- [3] P. Joskow, J. Tirole, Transmission rights and market power on electric power networks. *Rand Journal of Economics* 31 (2000), pp. 450-487.
- [4] S. Borenstein, G. Bushnell, S. Stoft, The competitive effects of transmission capacity in a deregulated electricity industry. *Rand Journal of Economics* Vol. 31, No. 2 (summer 2000), pp. 294-325.
- [5] T.-O. Léautier, Transmission constraints and imperfect markets for power. *Journal of Regulatory Economics* 19 (2001), pp. 27-54.
- [6] P.L. Joskow, Patterns of transmission investment. *Cambridge working paper in economics* (2006, march 14).
- [7] T.-O. Léautier, V. Thelen, Optimal expansion of the power transmission grid: why not?. *Journal of Regulatory Economics* 36 (2009), pp. 127-153. DOI. 10.1007/s11149-008-9086-8.
- [8] I. Vogelsang, Price regulation for independent transmission companies. *Journal of Regulatory Economics* 20 (2001), pp.141-165.
- [9] P. Joskow, J. Tirole, Merchant transmission investment. *The Journal of Industrial Economics* LIII (2005), pp. 233-264.
- [10] M. Pollitt, The arguments for and against ownership unbundling of energy transmission networks. *Energy Policy* 36 (2008), pp 704-713.
- [11] A. Groppi, E. Pellini, Analisi del costo del mancato adeguamento della rete di trasmissione elettrica nazionale. *Ricerche e consulenze per l'economia e la finanza* REF No. 52 (giugno 2009).

- [12] S.-S. Oren, E.-E. Sauma, Proactive planning and valuation of transmission investments in restructured electricity markets. *Journal of Regulatory Economics* 30 (2006), pp. 261-290.
- [13] A.-H. Van der Weijde, B.-F. Hobbs, *Fellow IEEE*. Transmission Planning Under Uncertainty: A Two-Stage Stochastic Modelling Approach.
- [14] Relazione annuale GME, 2010.  
<http://www.mercatoelettrico.org>.
- [15] <http://www.autorita.energia.it>.
- [16] AEEG, Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas 2004-2010: l'attività di regolazione e controllo (Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta), 31 marzo 2010.  
[http://www.autorita.energia.it/it/relaz\\_ann/10/10.htm](http://www.autorita.energia.it/it/relaz_ann/10/10.htm).
- [17] AEEG, Relazioni Annuali, 2004-2011.  
<http://www.autorita.energia.it>.
- [18] Piani di sviluppo Terna, 2004-2011.  
[www.terna.it](http://www.terna.it).
- [19] E.-M. Carlini, P. Di Cicco, P.-P. Pericolo, Valutazioni tecniche ed economiche delle infrastrutture sulla RTN.
- [20] TERNA, Rete Elettrica, 1999-2010.  
<http://www.terna.it/default/Home/SISTEMAELETTRICO/statistiche>.
- [21] TERNA, Bilanci e Relazioni annuali, 2001-2010.  
[http://www.terna.it/default/Home/INVESTOR\\_RELATIONS](http://www.terna.it/default/Home/INVESTOR_RELATIONS).
- [22] C. Cambini, L. Rondi, Incentive Regulation and Investment: Evidence from European Energy Utilities, Politecnico di Torino, Department of Production Systems and Business Economics. [www.dispea.polito.it/en](http://www.dispea.polito.it/en).
- [23] GME, Rapporti mercati elettrici mensili, 2004-2010.  
<http://www.mercatoelettrico.org/It/download/DownloadStatMM>.
- [24] GME, Relazioni annuali, 2006-2009.  
<http://www.mercatoelettrico.org/It/GME/Biblioteca>.

- [25] TERNA, Dati di Esercizio annuali e mensili, 1999-2010.  
[http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA\\_ELETTRICO/dispacciamento/dati\\_esercizio](http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA_ELETTRICO/dispacciamento/dati_esercizio).
- [26] TERNA, Sistemi di controllo e protezione delle centrali eoliche (prescrizioni tecniche per la connessione), *Allegato A17\_Codice di rete*.  
<http://www.terna.it>.
- [27] AEEG, Segnalazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas sullo stato dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale e le relative criticità, PAS 21/11.
- [28] GSE, Fonti rinnovabili, *Rapporto statistico del Gestore dei servizi energetici*, 2010.  
<http://www.gse.it/attivita/statistiche/Documents/Statistiche%20Rinnovabili%202010.pdf>
- [29] GSE, Incentivazione delle fonti rinnovabili: certificati verdi e tariffe omnicomprensive, *Bollettino del Gestore dei servizi energetici*, Aprile 2011.
- [30] GME, Fonti rinnovabili: Guida alla vendita dell'energia e agli incentivi, Marzo 2009.
- [31] AEEG, Condizioni per il dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili, *Allegato A alla Deliberazione 25 gennaio 2010 (ARG/elt 5/10)*.
- [32] TERNA, Impianti di generazione, 2004-2010.  
[http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA\\_ELETTRICO/statistiche/dati\\_statistici.aspx](http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA_ELETTRICO/statistiche/dati_statistici.aspx).
- [33] TERNA, Comunicato stampa: Elettrodotto a 380KV in Doppia Terna S.E. di Trino-S.E. di Lacchiarella, *Sintesi non tecnica*, 25 novembre 2008.  
<http://www.terna.it>.
- [34] GRTN, Programma Triennale di Sviluppo, 2002-2004.  
<http://www.terna.it>.

- [35] TERNA, Comunicato stampa: Sviluppo sostenibile della rete elettrica in Piemonte: firmato accordo per nuovo elettrodotto a 380 KV "Trino-Laccharella", 2009.  
<http://www.terna.it>.
- [36] G. Triburzio, Uno strumento per l'analisi dei dati del mercato elettrico italiano, Tesi di Laurea, Politecnico di Milano, 2008/2009.
- [37] TERNA, Comunicato stampa: Individuazione zone della rete rilevante, 20/01/2009.  
[http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA\\_ELETTRICO/mercato\\_elettrico/zone\\_di\\_mercato.aspx](http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA_ELETTRICO/mercato_elettrico/zone_di_mercato.aspx).
- [38] TERNA, L'elettricità nelle regioni, 2004-2010.  
[http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA\\_ELETTRICO/statistiche/dati\\_statistici.aspx](http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA_ELETTRICO/statistiche/dati_statistici.aspx).
- [39] GME, Dati storici, 2004-2009.  
<http://www.mercatoelettrico.org/It/Statistiche/ME/DatiStorici.aspx>.
- [40] AEEG, Fondamenti e razionali delle zone: impatto potenziale sul mercato elettrico, CO 24/08.
- [41] TERNA, Comunicato stampa: Elettrodotto a 380KV di Benevento II-Foggia, *Sintesi non tecnica*, 26 Maggio 2009.  
<http://www.terna.it>.
- [42] TERNA, Previsione produzione eolica da unità rilevanti, 2010.  
[http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA\\_ELETTRICO/dispacciamento/Previsione\\_Prod\\_Eolica.aspx](http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA_ELETTRICO/dispacciamento/Previsione_Prod_Eolica.aspx).
- [43] TERNA, Valori dei limiti di transito tra le zone di mercato, 30/11/2010.  
<http://www.terna.it>.