

SAPIENZA - UNIVERSITÀ DI ROMA

FACOLTÀ DI INGEGNERIA
Dipartimento di Ingegneria Elettrica



MARIA CARMEN FALVO

**PIANIFICAZIONE DEI SISTEMI ELETTRICI
IN CONTESTO DI MERCATO:
INDICI DI FLESSIBILITÀ DI RETE**

**DOTTORATO DI RICERCA IN INGEGNERIA ELETTRICA
XIX CICLO**

TESI DI DOTTORATO

ING-IND/33 – SISTEMI ELETTRICI PER L'ENERGIA

Coordinatore
Prof. CARLO MAZZETTI DA PIETRALATA

Tutore
Prof. REGINA LAMEDICA

ANNO ACCADEMICO 2005-2006

*Ai miei genitori
per avermi accompagnato
in questa splendida avventura*

SOMMARIO

Oggetto della presente tesi di dottorato è l'analisi dei nuovi requisiti, dei nuovi vincoli e delle nuove incertezze peculiari del processo di pianificazione di un sistema di trasmissione in un contesto di libero mercato. Tale analisi, approfondita in riferimento al sistema elettrico nazionale italiano, è stata supportata da un'indagine sui nuovi criteri/approcci di pianificazione dei sistemi elettrici proposti in letteratura. A valle di tale ricerca è stata elaborata una procedura innovativa, ad integrazione della formulazione convenzionale del problema di espansione delle reti di trasmissione, per la definizione di indici di flessibilità strutturale di un sistema bulk nel medio-lungo periodo, con particolare riferimento alla flessibilità della rete di trasmissione in funzione delle aleatorietà associate alla generazione. La procedura porta alla definizione di indici probabilistici di flessibilità, globale e locale, tecnica e tecnico-economica. Per la loro valutazione è stato realizzato un nuovo software (*TECON.F.I. – TEChnical ECONomical Flexibility Index Program*), oggetto fisico risultato dell'attività di dottorato, implementato in ambiente *MatLab7* e basato sull'uso di algoritmi di ottimizzazione di tipo genetico. La presente tesi riporta la descrizione dettagliata dell'intera procedura e della sua implementazione, e contiene i risultati ottenuti dalla sua applicazione a reti test ed a reti reali. La verifica dei risultati, operata in maniera indiretta, ha dimostrato la validità della metodologia proposta, che può dunque considerarsi un buono strumento di supporto alla pianificazione da parte dei gestori di sistemi di trasmissione *high-developed* come il sistema Italia.

INDICE

INDICE DELLE FIGURE.....	1
INDICE DELLE TABELLE	3
1 INTRODUZIONE.....	4
1.1 CONTESTO E MOTIVAZIONI.....	4
1.2 INDAGINE BIBLIOGRAFICA: STATO DELL'ARTE	8
1.3 SCOPO E CONTRIBUTO	9
1.4 LINEE GUIDA	11
2 LIBERALIZZAZIONE DEL MERCATO ELETTRICO IN ITALIA.....	13
2.1 INTRODUZIONE.....	13
2.2 MERCATI ELETTRICI.....	15
2.2.1 <i>Gli operatori e le organizzazioni</i>	15
2.2.2 <i>Definizioni</i>	26
2.2.3 <i>La struttura ed il funzionamento</i>	30
2.3 STATO DELLA LIBERALIZZAZIONE	43
2.3.1 <i>La produzione nazionale</i>	43
2.3.2 <i>Le importazioni</i>	45
2.3.3 <i>La trasmissione</i>	48
2.3.4 <i>La distribuzione</i>	49
2.3.5 <i>Le utenze finali: clienti liberi e vincolati</i>	50
3 PIANIFICAZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO NEL LUNGO TERMINE.....	53
3.1 INTRODUZIONE.....	53
3.2 GLI OBIETTIVI	57
3.3 I VINCOLI A CONTERNO	59
3.4 LE INCERTEZZE	59
3.5 LE NUOVE TECNICHE E LE NUOVE METRICHE.....	62
3.5.1 <i>Gestione e modellazione delle incertezze: tecniche di scenario e analisi delle decisioni</i>	62
3.5.2 <i>Gestione e modellazione dell'orizzonte temporale: tecniche statiche e dinamiche</i>	64
3.5.3 <i>Gestione e modellazione degli obiettivi: indici ed indicatori</i>	66
3.6 I NUOVI CRITERI /APPROCCI.....	70
4 FLESSIBILITÀ DELLA RETE DI TRASMISSIONE: NUOVA METRICA PER LA PIANIFICAZIONE DI LUNGO PERIODO.....	74
4.1 DEFINIZIONI DI FLESSIBILITÀ.....	74
4.2 INDICI DI FLESSIBILITÀ IN LETTERATURA	78
4.3 INDICI DI FLESSIBILITÀ DI RETE PROPOSTI	83

4.3.1	<i>Ipotesi di partenza</i>	84
4.3.2	<i>Indice di flessibilità euristico</i>	86
4.3.3	<i>Indici di flessibilità non euristici</i>	87
4.4	APPROCCIO SEQUENZIALE PER L'INTRODUZIONE DEI NUOVI INDICI NELLA FORMULAZIONE DEL PROBLEMA DI PIANIFICAZIONE DI LUNGO PERIODO	92
4.4.1	<i>Approccio standard per la pianificazione del sistema di trasmissione nel lungo periodo</i>	92
4.4.2	<i>Integrazione dell'attributo flessibilità nel problema di pianificazione</i>	94
5	METODOLOGIA DI CALCOLO DEGLI INDICI DI FLESSIBILITÀ	96
5.1	STRUTTURA DELLA METODOLOGIA DI CALCOLO	96
5.2	MODELLO MATEMATICO PER IL CALCOLO DEGLI INDICI GLOBALI E LOCALI	99
5.2.1	<i>Definizioni preliminari</i>	99
5.2.2	<i>Indici di flessibilità globale</i>	101
5.2.3	<i>Indici di flessibilità locale</i>	102
5.3	ALGORITMO DI MINIMIZZAZIONE PER IL CALCOLO DEGLI INDICI TECNICI	111
5.4	ALGORITMO DI MINIMIZZAZIONE PER IL CALCOLO DEGLI INDICI TECNICO-ECONOMICI	113
5.5	INDICATORI ECONOMICI ASSOCIATI ALLA FLESSIBILITÀ	116
5.5.1	<i>Indicatori associati alla flessibilità locale: valore economico del margine</i>	116
5.5.2	<i>Indicatori associati alla flessibilità globale</i>	117
6	IMPLEMENTAZIONE DELLA METODOLOGIA DI CALCOLO	119
6.1	INTRODUZIONE.....	119
6.2	SIMULAZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO: METODO MONTECARLO	121
6.3	RISOLUZIONE DEI PROBLEMI DI OTTIMIZZAZIONE: ALGORITMI GENETICI	123
6.3.1	<i>Algoritmo Genetico per la flessibilità tecnica</i>	125
6.3.2	<i>Algoritmo Genetico per la flessibilità tecnico-economica</i>	129
7	APPLICAZIONE DELLA METODOLOGIA A RETI TEST	137
7.1	INTRODUZIONE.....	137
7.2	DESCRIZIONE BREVE DELLE RETI TEST	137
7.3	CASISTICA SIMULATIVA PER IL CALCOLO DELLA FLESSIBILITÀ TECNICA	141
7.3.1	<i>Caso 1: nodi candidati di generazione lontani dal carico</i>	142
7.3.2	<i>Caso 2: nodi candidati di generazione vicini al carico</i>	144
7.4	RISULTATI DELLA SIMULAZIONE: CALCOLO DEGLI INDICI GLOBALI TECNICI	149
7.5	RISULTATI DELLA SIMULAZIONE: CALCOLO DEGLI INDICI LOCALI TECNICI	150
7.6	CASISTICA SIMULATIVA PER IL CALCOLO DELLA FLESSIBILITÀ TECNICO-ECONOMICA	151
7.6.1	<i>Caso 1: nodi candidati di generazione lontani dal carico</i>	153
7.6.2	<i>Caso 2: nodi candidati di generazione casualmente distribuiti</i>	162
7.7	RISULTATI DELLA SIMULAZIONE: CALCOLO DEGLI INDICI GLOBALI TECNICO-ECONOMICI.....	165
7.8	RISULTATI DELLA SIMULAZIONE: CALCOLO DEGLI INDICI LOCALI TECNICO-ECONOMICI.....	166
8	APPLICAZIONE DELLA METODOLOGIA ALLA RETE DELLA REGIONE SICILIA	168
8.1	DESCRIZIONE BREVE DELLA RETE	168
8.2	CASISTICA SIMULATIVA	170
8.3	RISULTATI DELLA SIMULAZIONE: VALUTAZIONE DELLA FLESSIBILITÀ GLOBALE TECNICA.....	171
9	CONCLUSIONI.....	172

APPENDICE A: ACRONIMI E SIMBOLI.....	176
A.1 ACRONIMI.....	176
A.2 SIMBOLOGIA.....	177
APPENDICE B: PROGRAMMA MO.RE. E METODO MONTECARLO.....	178
B.1 METODO MONTECARLO.....	178
B.2 PROGRAMMA MO.RE.	180
<i>B.2.1 Introduzione.....</i>	<i>180</i>
<i>B.2.2 Organizzazione generale del programma</i>	<i>180</i>
<i>B.2.3 Output del programma</i>	<i>182</i>
B.3 PROGRAMMA DI POST-PROCESSING	184
APPENDICE C: ALGORITMI DI OTTIMIZZAZIONE.....	187
C.1 PREMESSA TEORICA SU ALGORITMI PER LA RISOLUZIONE DI PROBLEMI DI OTTIMIZZAZIONE.....	187
C.2 GLI ALGORITMI GENETICI.....	189
<i>C.2.1 Concetti generali relativi agli AG</i>	<i>190</i>
<i>C.2.2 Problemi associati agli AG</i>	<i>191</i>
APPENDICE D: MANUALE D'USO DI TECON.FL SOFTWARE	193
D.1 GENERALITÀ.....	193
D.2 INIEZFREE E INIEZVINC PROGRAM	194
<i>D.2.1 Input.....</i>	<i>194</i>
<i>D.2.2 I programmi</i>	<i>201</i>
<i>D.2.3 Modalità di esecuzione.....</i>	<i>206</i>
<i>D.2.4 Output</i>	<i>206</i>
D.3 FLEXIBILTY PROGRAM	208
<i>D.3.1 Input.....</i>	<i>208</i>
<i>D.3.2 Flexibilty program</i>	<i>208</i>
<i>D.3.4 Modalità di esecuzione.....</i>	<i>209</i>
<i>D.3.5 Output</i>	<i>209</i>
BIBLIOGRAFIA.....	210
BREVE BIOGRAFIA DELL'AUTORE	215

INDICE DELLE FIGURE

FIG. 2.1 – MERCATI ELETTRICI IN EUROPA	14
FIG. 2.2 – OPERATORI ED ORGANIZZAZIONI NEL MERCATO ELETTRICO	16
FIG. 2.3 – SOGLIE DI IDONEITÀ PER I CLIENTI FINALI	25
FIG. 2.4 – ZONE GEOGRAFICHE E MASSIMA CAPACITÀ DI TRASPORTO FRA ESSE (ANNO DI RIFERIMENTO 2003).....	28
FIG. 2.5 – OPERATORI E MERCATI ELETTRICI.....	31
FIG. 2.6 – CRONOLOGIA DEI MERCATI ELETTRICI	31
FIG. 2.7 – SINTESI DEGLI SCAMBI NEI MERCATI ELETTRICI	32
FIG. 2.8 – MERCATO DEL GIORNO PRIMA – PRIMO STEP	35
FIG. 2.9 – MERCATO DEL GIORNO PRIMA – SECONDO STEP.....	36
FIG. 2.10 – MERCATO DEL GIORNO PRIMA – TERZO STEP.....	36
FIG. 2.11 – MERCATO DELL’AGGIUSTAMENTO	40
FIG. 2.12 – MERCATO DEL SERVIZIO DEL DISPACCIAMENTO.....	41
FIG. 2.13 – MERCATO DEL SERVIZIO DEL DISPACCIAMENTO.....	41
FIG. 2.14 - PRINCIPALI OPERATORI PRODUZIONE: CONTRIBUTI % ALLA PRODUZIONE NAZIONALE LORDA – CONFRONTO 2004-2005	44
FIG. 2.15 - DISPONIBILITÀ DI CAPACITÀ LORDA PER I MAGGIORI GRUPPI [MW] – ANNO 2005.....	45
FIG. 2.16 – IMPORTAZIONI DI ENERGIA ELETTRICA PER FRONTIERA NEL 2004 E NEL 2005 [GWH]	47
FIG. 2.17 – ESPORTAZIONI DI ENERGIA ELETTRICA PER FRONTIERA NEL 2004 E NEL 2005 [GWH]	47
FIG. 2.18 – MERCATO VINCOLATO PER TIPOLOGIA DI UTENTE – DATI PERCENTUALI SUI PRELIEVI 2005.....	52
FIG. 2.19 – CONSUMI FINALI PER TIPOLOGIA DI MERCATO.....	52
FIG. 4.1 – SCHEMA DELL’APPROCCIO SERIE.....	95
FIG. 5.1 – ARCHITETTURA GENERALE DELLA METODOLOGIA DI CALCOLO	98
FIG. 6.1 – SCHEMA GENERALE DELL’ALGORITMO	120
FIG. 6.2 - ARCHITETTURA DI <i>TECON.F.I.</i>	121
FIG. 7.1 - RETE TEST.....	138
FIG. 7.2 – RETINA TEST: CASO 1	142
FIG. 7.3 - VARIAZIONE DELLA SOMMA DEI MARGINI SULLE LINEE	144
FIG. 7.4 – RETINA TEST: CASO 2	144
FIG. 7.5 - VARIAZIONE DELLA SOMMA DEI MARGINI SULLE LINEE	147
FIG. 7.6 – RETINA TEST: CASO 1	153
FIG. 7.7 - VARIAZIONE DELLA SOMMA DEI MARGINI SULLE LINEE (F.O. ₁)	155
FIG. 7.8 – ANDAMENTO DEI SOVRACCOSTI DI GENERAZIONE (F.O. ₂).....	156
FIG. 7.9 – ANDAMENTO DEI SOVRACCOSTI DELLE PERDITE (F.O. ₃).....	156
FIG. 7.10 – ANDAMENTO DEL VALORE ECONOMICO DEL MARGINE.....	156
FIG. 7.11 - VARIAZIONE DELLA SOMMA DEI MARGINI SULLE LINEE (F.O. ₁)	157
FIG. 7.12 - ANDAMENTO DEI SOVRACCOSTI DI GENERAZIONE (F.O. ₂)	158
FIG. 7.13 - ANDAMENTO DEI SOVRACCOSTI DELLE PERDITE (F.O. ₃).....	158
FIG. 7.14 – ANDAMENTO DEL VALORE ECONOMICO DEL MARGINE.....	159
FIG. 7.15 - VARIAZIONE DELLA SOMMA DEI MARGINI SULLE LINEE (F.O. ₁)	160
FIG. 7.16 – ANDAMENTO DEI SOVRACCOSTI DI GENERAZIONE (F.O. ₂).....	160
FIG. 7.17 – ANDAMENTO DEI SOVRACCOSTI DELLE PERDITE (F.O. ₃).....	161
FIG. 7.18 – ANDAMENTO DEL VALORE ECONOMICO DEL MARGINE.....	161
FIG. 7.19 – RETINA TEST: CASO 2	162
FIG. 7.20 - VARIAZIONE DELLA SOMMA DEI MARGINI SULLE LINEE (F.O. ₁)	163
FIG. 7.21 – ANDAMENTO DEI SOVRACCOSTI DI GENERAZIONE (F.O. ₂).....	164
FIG. 7.22 – ANDAMENTO DEI SOVRACCOSTI DELLE PERDITE (F.O. ₃).....	164
FIG. 7.23 – ANDAMENTO DEL VALORE ECONOMICO DEL MARGINE.....	164
FIG. 8.1- LA RETE DI TRASMISSIONE DELLA SICILIA	168
FIG. 8.2 – RETE 2.....	170

FIG. 8.3 – RETE 3.....	171
FIG. B.1 - GRAFICO CORRENTE-DURATA PRIMA E DOPO RESCH3 IN FORMATO “AREA”	185
FIG. B.2 - GRAFICO CORRENTE-DURATA PRIMA E DOPO RESCH3 IN FORMATO “DISPERSIONE X-Y”	185
FIG. B.3 - PORZIONE DEL FOGLIO “DATI”	186
FIG. B.4 - PORZIONE DEL FOGLIO “TABELLA”	186
FIG. D.1 - ARCHITETTURA DI TECON.FI	193
FIG. D.2 - M-FILE INPUT DI INIEZFREE.....	195
FIG. D.3- M-FILE INPUT DI INIEZVINC	198
FIG. D.4 – ARCHITETTURA INIEZFREE E INIEVINC	202
FIG. D.5 - M-FILE INIEZFREE	204
FIG. D.6 - M-FILE INIEZVINC	205
FIG. D.7 – OUTPUT GRAFICO DI INIEZFREE.....	207
FIG. D.8 – OUTPUT GRAFICO DI INIEZFREE	207
FIG. D.9 – M-FILE FLEXIBILITY	209

INDICE DELLE TABELLE

TAB. 2.1 - PRODUZIONE NAZIONALE LORDA PER FONTE PRIMARIA DI ENERGIA	43
TAB. 7.1 - DATI UNITÀ TERMICHE.....	138
TAB. 7.22 - DATI CENTRALI TERMICHE.....	138
TAB. 7.3 - DATI UNITÀ TERMICHE.....	139
TAB. 7.4 – DATI LINEE.....	139
TAB. 7.5 - DATI CARICO.....	140
TAB. 7.6 - COSTI.....	141
TAB. 7.7 – CORRISPONDENZA NODI.....	141
TAB. 7.8 –TABELLA NODI.....	141
TAB. 7.9 - POTENZE GENERATE	143
TAB. 7.10 – MARGINI LINEE	143
TAB. 7.11 - SPOSTAMENTI DI GENERAZIONE.....	143
TAB. 7.12 – POTENZE GENERATE.....	145
TAB. 7.13 – MARGINI LINEE	145
TAB. 7.14 – SPOSTAMENTI DI GENERAZIONE	146
TAB. 7.15 – MARGINI.....	146
TAB. 7.16 – CINF DI NODO.....	149
TAB. 7.17 – INDICI DI FLESSIBILITÀ LOCALE.....	151
TAB. 7.18 – CORRISPONDENZA NODI.....	152
TAB. 7.19 –TABELLA NODI.....	152
TAB. 7.20 – POTENZE GENERATE.....	154
TAB. 7.21 – MARGINI LINEE	154
TAB. 7.22 – SPOSTAMENTI DI GENERAZIONE	155
TAB. 7.23 – SPOSTAMENTI DI GENERAZIONE	157
TAB. 7.24 – COSTI.....	159
TAB. 7.25 – SPOSTAMENTI DI GENERAZIONE	159
TAB. 7.26 – POTENZE GENERATE.....	162
TAB. 7.27 – SPOSTAMENTI DI GENERAZIONE	163
TAB. 7.28 – SPOSTAMENTI DI GENERAZIONE [MW]	165
TAB. 7.29 – INDICI DI FLESSIBILITÀ LOCALE.....	166
TAB. 8.1 – CENTRALI IN RETE.....	169

1 Introduzione

1.1 Contesto e motivazioni

Il *mercato elettrico in Italia* nasce per effetto del decreto legislativo 16 Marzo 1999, n. 79 (Decreto Bersani) nell'ambito del processo di recepimento della direttiva 96/92/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 dicembre 1996, concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica. La sua attuazione ha determinato un radicale riassetto del settore elettrico, comportando il progressivo passaggio da un regime monopolistico ad un regime di libero mercato. L'apertura del settore elettrico, ha avuto come conseguenze: la segmentazione delle fasi di produzione, trasmissione, distribuzione e vendita dell'energia elettrica; la definizione di nuove figure quali "Operatori del Mercato" (Produttori, Importatori, Grossisti, Distributori) e "Garanti del Mercato Elettrico" (Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale – GRTN oggi TERNA e Gestore dei Servizi Elettrici - GSE, Acquirente Unico - AU, Autorità per l'energia elettrica e il gas - AEEG, Gestore del Mercato Elettrico - GME); il cambiamento della struttura tariffaria e la creazione di nuove modalità di accesso al servizio elettrico e all'acquisto dell'energia elettrica. A valle di tali modificazioni, è emersa la necessità di *rivisitazione del processo di pianificazione della rete di trasmissione*, che in generale può essere definito come un processo decisionale il cui obiettivo è la soluzione di un problema di ottimizzazione costi/benefici, i primi correlati agli investimenti necessari per il potenziamento e sviluppo della rete, i secondi valutati tenendo conto di tutti i miglioramenti sia dal punto di vista tecnico-operativo, sia da quello più strettamente economico. Con l'introduzione del libero mercato è divenuto necessario aggiornare tale processo decisionale:

- affiancando ai tradizionali obiettivi di ordine economico e tecnico-affidabilistico, quelli che riflettono in modo più specifico gli interessi, a volte conflittuali, dei vari attori-

operatori del mercato elettrico, tenendo conto da un lato della correlazione esistente fra sviluppo della rete di trasmissione e le esigenze economiche di mercato, e dall'altro del fatto che la rete di trasmissione continua comunque ad essere concepita come un'infrastruttura con carattere di "monopolio regolato". Questa caratteristica peculiare del processo di pianificazione fa sì che sia preferibile affidarne la responsabilità ad un unico soggetto che sia indipendente dagli operatori dei segmenti Generazione e Distribuzione, e che normalmente si identifica con il Gestore della Rete;

- rivalutando le condizioni al contorno a cui deve far riferimento la pianificazione che si traducono in nuovi vincoli del processo di pianificazione;
- tenendo conto delle incertezze del quadro di riferimento in cui si colloca il processo stesso e vengono definite le condizioni al contorno che ne determinano gli esiti: sono variate le possibilità di conoscere con anticipo e con certezza, per vari motivi legati alla competizione, l'evoluzione del sistema di generazione (entità, localizzazione e tempi di entrata in servizio o tempi di decommissioning) e viene introdotta la possibilità di sviluppo delle interconnessioni commerciali.

In generale il grado di raggiungimento degli obiettivi della pianificazione di un sistema elettrico è misurato mediante *indici e/o indicatori*, che sono calcolati simulando il comportamento del sistema nelle configurazioni e nelle condizioni operative previste e/o possibili. Il tipo di indici/indicatori e le metodologie per calcolarli dipendono ovviamente dalla maggiore o minore complessità dei modelli adottati per la simulazione del comportamento del sistema. Indipendentemente da tale grado di complessità, il processo di pianificazione deve essere basato su precisi *criteri di pianificazione*, cioè su un insieme di regole di esercizio, di criteri affidabilistici e di logica economica che sintetizzano rispettivamente il rispetto dei vincoli operativi di tipo tecnico, il raggiungimento degli obiettivi di continuità della fornitura, e la giustificazione economica degli investimenti, non solo in termini di costi evitati ma più in generale di efficienza del mercato elettrico in cui la rete opera come infrastruttura fondamentale. Una volta che siano stati individuati gli indici

più adeguati ad esprimere la corrispondenza fra le soluzioni di rete e gli obiettivi del processo decisionale, l'aggiornamento dei criteri di pianificazione si riduce alla quantificazione dei pesi da dare ai vari obiettivi ed alla definizione delle regole di utilizzo degli indici stessi, al fine di giustificare i futuri investimenti per il potenziamento della rete. Inoltre nella revisione dei criteri di pianificazione bisogna considerare che essi riguardano decisioni di investimento, caratterizzate da tempi lunghi di implementazione e da tempi ancora più lunghi di recupero del capitale investito, e che hanno interdipendenze significative con lo sviluppo del sistema di generazione e dei relativi investimenti. Pertanto il pianificatore deve basare le proprie decisioni su indici di obiettivo valutati con criteri e parametri di lungo termine.

Premesso questo si può comprendere il ruolo ed il peso che ha la valutazione della *flessibilità* dei sistemi elettrici nel processo di pianificazione. La necessità della valutazione della flessibilità delle reti di trasmissione nasce in quanto, in un lasso di tempo abbastanza breve, le reti esistenti si sono trovate ad operare in condizioni molto diverse da quelle per le quali erano state concepite e progettate. Questa riflessione era emersa già più di 10 anni fa in occasione della tavola rotonda sul tema "More effective Networks", nell'ambito della sessione generale CIGRE del 1994, in cui si sottolineava che, a seguito della liberalizzazione e per effetto della attitudine competitiva delle utility e della pressione delle Autorità di regolazione "*(...) l'infrastruttura di trasmissione dovrà far fronte a richieste non previste dal pianificatore del passato. Tali richieste comprendono maggiori transazioni di energia fra sistemi, una maggior varietà di direttrici interessata da flussi derivanti da transazioni su lunghe distanze, dettate da motivazioni economiche, sia fra utility che promosse da operatori della generazione (...).*" I problemi che ne derivano vanno dalla saturazione anticipata dei limiti di trasporto di porzioni della rete, alla maggior esposizione al rischio di collasso delle tensioni dovuto alla trasmissione di grandi volumi di potenza su distanze maggiori di quelle originariamente previste. L'insorgere di tali problemi limita di fatto la competizione a livello di produzione e costituisce quindi un ostacolo allo sviluppo di un mercato competitivo in senso pieno. Una prima risposta a questo problema è data dal considerare la flessibilità come

attributo della soluzione risultato del processo di pianificazione, flessibilità la cui definizione è riportata nel rapporto del W.G. 37.10 della CIGRE: *“Dal punto di vista del pianificatore, flessibilità significa la capacità di adattare lo sviluppo pianificato del sistema elettrico, rapidamente e con costi ragionevoli, a qualsiasi modificazione, prevista o no, delle condizioni prevalenti al momento in cui l’evoluzione del sistema stesso era stata pianificata”*.

Questo in sostanza implica che:

1. il pianificatore definisca una soluzione del problema che presenti intrinsecamente dei margini di flessibilità (flessibilità a livello di pianificazione, flessibilità strutturale o intrinseca);
2. il pianificatore possa disporre di tecnologie in grado di incrementare la flessibilità, quando fosse necessario per adattare la rete alle mutate condizioni al contorno (flessibilità di esercizio).

La flessibilità in esercizio si ottiene oggi grazie allo sviluppo delle apparecchiature basate sulla elettronica di potenza che rende disponibili, anche se a costi ancora relativamente elevati, varie tipologie di dispositivi (FACTS), in grado di flessibilizzare il grado di utilizzazione delle linee nei sistemi in c.a.. L’installazione di tali apparecchiature aumenta rapidamente la flessibilità delle reti, in attesa di poter realizzare i potenziamenti veri e propri richiesti sia dall’andamento prevalente dei transiti di potenza determinati dalle nuove condizioni di mercato sia, ove esistano e siano ragionevolmente prevedibili, dalle esigenze di trasporto di lungo periodo. La flessibilità strutturale è invece un attributo intrinseco alla soluzione pianificatoria adottata, che prescinde dall’esercizio del sistema, pertanto è un obiettivo da conseguire in fase di pianificazione. In un certo qual senso la flessibilità strutturale può essere considerata come una sorta di flessibilità di esercizio di lungo periodo, garantita da scelte operate in fase di pianificazione del sistema. Infatti la flessibilità di esercizio è una misura di adattabilità del sistema alle incertezze associate all’esercizio della rete, la flessibilità strutturale è invece una misura di adattabilità alle aleatorietà di medio-lungo periodo. È ovvio che esiste un legame diretto fra flessibilità di esercizio e flessibilità

strutturale: una soluzione pianificatoria strutturalmente flessibile deve garantire una certa flessibilità nell'esercizio, mentre non è detto il viceversa, a causa delle differenti tipologie e del differente grado di aleatorietà associato all'esercizio delle reti nel breve e nel medio-lungo periodo. Quindi sebbene per flessibilità si intenda in ogni caso una misura della attitudine del sistema ad adattarsi alla variabilità delle condizioni a contorno, la flessibilità è un concetto relativo, strettamente legato all'orizzonte temporale in cui la si vuole misurare, ed alle grandezze in funzione della quale si vuole valutare: a seconda che si parli di flessibilità strutturale o di esercizio, le definizioni e le metriche da adottare devono essere differenti; a seconda dell'incertezza in funzione della quale si vuole definire la flessibilità (sia essa in esercizio che strutturale) varia la formulazione del problema.

1.2 Indagine bibliografica: stato dell'arte

Metodi, strumenti di calcolo e procedure per tenere conto dei nuovi obiettivi, dei nuovi vincoli e delle incertezze rilevanti per la pianificazione della rete, in un contesto di mercato liberalizzato sono stati sviluppati e applicati negli ultimi anni. Alla loro base si trova la valutazione di indici di tipo probabilistico, che sono generalmente o *indici di adeguatezza* (come misura di affidabilità in regime permanente), o *indici di efficienza di mercato* (come indicatori di benessere sociale e prezzo marginale locale), che vengono generalmente integrati, secondo diversi approcci, in un processo decisionale che, di base, fa riferimento alla pianificazione classica centralizzata basata sui costi e sulla affidabilità delle reti di trasmissione.

Inoltre, nella letteratura più recente, esistono diverse proposte di indici non propriamente definiti di flessibilità, che però si avvicinano molto alla definizione di flessibilità data. Attraverso la loro stima, in particolare mediante l'analisi della loro variabilità, è possibile, pur non fornendo direttamente valutazioni quantitative della flessibilità, effettuare valutazioni qualitative della flessibilità della rete (stima indiretta).

1.3 Scopo e contributo

L'oggetto della presente tesi è la definizione di indici che misurino la flessibilità di un sistema bulk nel medio-lungo periodo, ossia indici di flessibilità strutturale della rete di trasmissione in funzione delle aleatorietà di medio-lungo periodo associate alla generazione. Tali aleatorietà sono fondamentalmente legate alla taglia ed alla localizzazione dei nuovi generatori, ai loro tempi di entrata in servizio ed alla disponibilità dei generatori. La disponibilità dei generatori è l'unica incertezza di tipo casuale: essa è infatti definibile come una incertezza di tipo strutturale ed ha rilevanza sistematica ai fini della valutazione della affidabilità della fornitura di energia e potenza garantita dalla rete di trasmissione. La taglia e la localizzazione dei nuovi generatori sono invece incertezze di tipo non casuale, ma mentre l'evoluzione complessiva in MW della produzione deve seguire, nel medio e lungo periodo, quella della domanda, a meno di carenze macroscopiche dei meccanismi del mercato stesso e della attività di regolazione, la localizzazione delle nuove centrali, ossia dove viene installata la nuova potenza di generazione, rimane la vera alea di generazione: ciò comporta la necessità di definire indicatori di flessibilità di tipo locale. L'altra incertezza non casuale da considerare sarebbe quella associata ad i tempi di entrata in servizio delle unità di generazione: la combinazione fra evoluzione tecnologica della produzione, con la crescente diffusione delle centrali a Ciclo Combinato, che ha drasticamente ridotto rispetto al passato i tempi di costruzione delle centrali, ed il contemporaneo appesantimento ed allungamento delle procedure per l'autorizzazione e la costruzione di nuovi impianti di trasmissione, ha ridotto i margini di manovra del pianificatore delle rete. In realtà l'aleatorietà associata all'entrata in servizio dei generatori non è presa in considerazione ai fini della valutazione della flessibilità nel presente lavoro di tesi. Infatti è necessario precisare che gli indici proposti vengono valutati nell'ambito di un processo di *pianificazione di tipo statico*, ossia finalizzato ad individuare lo stato finale ottimo della rete per una definita situazione futura di carico e generazione, senza preoccuparsi di determinare quando i nuovi impianti devono essere installati. Inoltre fissare l'orizzonte temporale della pianificazione, cioè ipotizzare di

effettuare una pianificazione statica della rete all'anno x , elimina automaticamente anche l'alea associata all'entità complessiva della potenza installata, in quanto si presuppone che il carico sia definito usufruendo di un sistema di previsione di carico affidabile e robusto nel lungo periodo. Rimane pertanto soltanto l'alea associata alla localizzazione delle nuove centrali, nei confronti della quale si definiscono gli indici di flessibilità di rete.

Inoltre gli indici di flessibilità di trasmissione nei confronti delle incertezze associate alla generazione nel lungo periodo proposti nel presente lavoro di tesi sono:

- indici globali per la valutazione della flessibilità dell'intero sistema;
- indici locali per la valutazione della flessibilità della rete in relazione al singolo nodo di generazione.

Essendo indici per la pianificazione nel medio e lungo periodo sono ovviamente di tipo probabilistico, ossia calcolati simulando il comportamento del sistema elettrico per un numero molto elevato di stati (configurazioni e condizioni operative) e pesando il valore calcolato con la probabilità dello stato corrispondente. La loro valutazione è effettuata mediante una procedura di calcolo che include la simulazione del sistema elettrico oggetto dell'analisi, da cui si ricavano i parametri necessari alla valutazione dei suddetti indici, mediante *Metodo Montecarlo* ed un programma di calcolo degli indici articolato in più sottoprogrammi che utilizzano *algoritmi di ottimizzazione stocastici* (Algoritmi Genetici - AG). Tale procedura è stata poi integrata nell'ambito di un processo di pianificazione, come già detto di tipo statico, più articolato, mediante un *approccio di tipo sequenziale* basato sull'utilizzo di una *tecnica di scenario*.

Per quanto riguarda invece la formulazione vera e propria degli indici, la premessa concettuale alla base dell'intera procedura sta nell'assioma che: *“una rete di trasmissione è tanto più strutturalmente flessibile, rispetto alle aleatorietà associate alla generazione nel lungo periodo, quanto più è in grado di accogliere variazioni della potenza iniettata non previste con il minimo degrado nell'esercizio”*. Definiti i margini di rete, come le capacità di trasmissione residue presenti sui vari collegamenti, da tale assioma discende ovviamente che:

“*un sistema a margini minimi è a flessibilità zero*”. Assegnato quindi l’orizzonte temporale di pianificazione, cioè assegnato il carico elettrico, minimizzando i margini sulle varie linee, e risalendo al set delle potenze generate ed iniettate in un prestabilito insieme di nodi della rete (nodi candidati) che il sistema è capace di sopportare, a partire dalla sua condizione originaria, senza degradare le sue prestazioni in esercizio, è possibile utilizzare i valori di tali potenze generate ed iniettate per ricavare delle indicazioni sulla sua flessibilità, ovviamente condizionata al set di nodi candidati. Queste considerazioni hanno portato alla formulazione dell’indice di flessibilità tecnico detto *T-USFI (Technical Uncertainty Scenarios Flexibility Index)*, sia nell’accezione di indice locale che di indice globale. Accanto ad esso è stato poi formulato anche il *TE-USFI (Technical Economical Uncertainty Scenarios Flexibility Index)* basato sempre sulla stima iniezioni di potenza generata che il sistema può sopportare portandosi alla condizione di margini minimi, ma imponendo l’ulteriore vincolo della minimizzazione di alcuni costi legati alla flessibilità.

Come già detto il calcolo degli indici di flessibilità locale e globale, basato sulla minimizzazione di funzioni obiettivo, viene effettuato attraverso un software chiamato *TECON.F.I. (TECnical ECONomical Flexibility Index)* sviluppato in ambiente *MatLab7*, basato sull’uso degli Algoritmi Genetici (AG) e realizzato dall’autore. Il software *TECON.F.I.* è l’“oggetto fisico” risultato del presente lavoro di tesi di dottorato.

1.4 Linee guida

Il presente lavoro di tesi è stato articolato in 8 capitoli oltre il presente.

Il *capitolo 2* contiene la rassegna sullo stato della liberalizzazione del mercato elettrico in Italia, riportando al suo interno la descrizione della struttura e del funzionamento dei mercati elettrici in Italia e definendo i ruoli dei singoli operatori ed organizzazioni. Nell’ultimo paragrafo lo stato della liberalizzazione viene quantificato in riferimento ai vari segmenti del settore elettrico (produzione/ importazioni, trasmissione, distribuzione, utenze finali).

Il *capitolo 3* ha come oggetto il processo di pianificazione del sistema elettrico nel lungo termine. Vengono definiti gli obiettivi, i vincoli a contorno e le incertezze. In riferimento ad essi si riporta una classificazione ed analisi delle nuove tecniche e le nuove metriche, con esplicito riferimento alla gestione e modellazione delle incertezze, dell'orizzonte temporale e degli obiettivi; sulla base di tale classificazione si definiscono i nuovi criteri /approcci.

Il *capitolo 4* è incentrato sulla definizione della flessibilità della rete di trasmissione come nuova metrica per la pianificazione di lungo periodo. Fornita la definizione di flessibilità, si riportano i risultati dell'indagine bibliografica effettuata, a valle della quale si introducono gli indici di flessibilità di rete proposti, con particolare accento alla genesi della loro definizione e all'utilizzo di un approccio sequenziale per la loro integrazione nella formulazione del problema di pianificazione di lungo periodo.

Il *capitolo 5* riguarda invece la metodologia di calcolo degli indici di flessibilità, di cui viene riportata l'architettura e la descrizione dettagliata dei modelli matematici, con particolare riferimento agli algoritmi di minimizzazione.

Il *capitolo 6* contiene i dettagli relativi alla implementazione della metodologia di calcolo, realizzata attraverso un simulatore del sistema elettrico con metodo Montecarlo, ed ottimizzatori di tipo genetico.

I *capitoli 7 e 8* riportano infine i risultati della applicazione della metodologia rispettivamente a reti test e ad una rete reale, porzione della rete di trasmissione nazionale italiana. In particolare per le reti test si è riportata un'ampia casistica simulativa per il calcolo della flessibilità tecnica e della flessibilità tecnica economica locale, mentre per la rete reale si riportano solo i risultati per la valutazione della flessibilità globale tecnica.

Il *capitolo 9* riporta le conclusioni e prospetta gli sviluppi futuri della ricerca.

2 Liberalizzazione del mercato elettrico in Italia

2.1 Introduzione

Il mercato elettrico in Italia nasce per effetto del decreto legislativo 16 Marzo 1999, n. 79 [1], nell'ambito del processo di recepimento della direttiva 96/92/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 dicembre 1996, concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica [2]. Secondo tale direttiva, il mercato elettrico è liberalizzato, ma gli Stati possono imporre alle imprese elettriche obblighi di servizio pubblico, ciò a fronte di:

- una separazione almeno contabile tra le funzioni di produzione, trasmissione e distribuzione nelle imprese verticalmente integrate (*unbundling*), al fine di evitare discriminazioni, sussidi incrociati e distorsioni della concorrenza;
- una gestione unica, indipendente e non discriminatoria delle funzioni di trasmissione e di dispacciamento in una assegnata area geografica mediante la creazione della figura del gestore della rete.

In sintesi tale direttiva impone:

- lato produzione, che gli Stati Membri stabiliscano i criteri per il rilascio delle autorizzazioni alla costruzione degli impianti di generazione; tali criteri possono riguardare: la sicurezza e l'integrità delle reti elettriche, degli impianti e delle relative apparecchiature; la protezione dell'ambiente; l'assetto del territorio e la localizzazione; l'uso del suolo pubblico; l'efficienza energetica; la natura delle fonti primarie; le caratteristiche specifiche del richiedente, quali la capacità tecnica, economica e finanziaria;
- lato consumo, l'apertura di un mercato libero anche, con l'istituzione della categoria dei clienti idonei, cioè quei consumatori abilitati a stipulare contratti di fornitura con qualsiasi

produttore, distributore o grossista. Pertanto il diritto di accesso alla rete deve essere garantito per tutti i produttori ed i clienti idonei.

Successivamente a livello comunitario è stata emanata la Direttiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003 concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica [3], che abroga la direttiva 96/92/CE. Con essa, oltre agli obblighi di servizio pubblico, gli Stati possono imporre alle imprese elettriche obblighi relativi all'efficienza energetica ed alla protezione del clima (es. protocollo di Kyoto – *emissions trading*). In termini di sicurezza di approvvigionamento, la capacità produttiva è equiparata alle misure di efficienza energetica e di gestione della domanda. In termini di gestione del mercato vengono introdotti due fondamentali cambiamenti: oltre alla separazione almeno contabile tra le funzioni di produzione, trasmissione e distribuzione nelle imprese verticalmente integrate, impone la separazione delle le attività relative alla vendita ai clienti idonei ed ai clienti vincolati; l'accesso alla rete può essere solo di tipo regolato, sulla base di tariffe pubblicate, ma non di tipo negoziato.

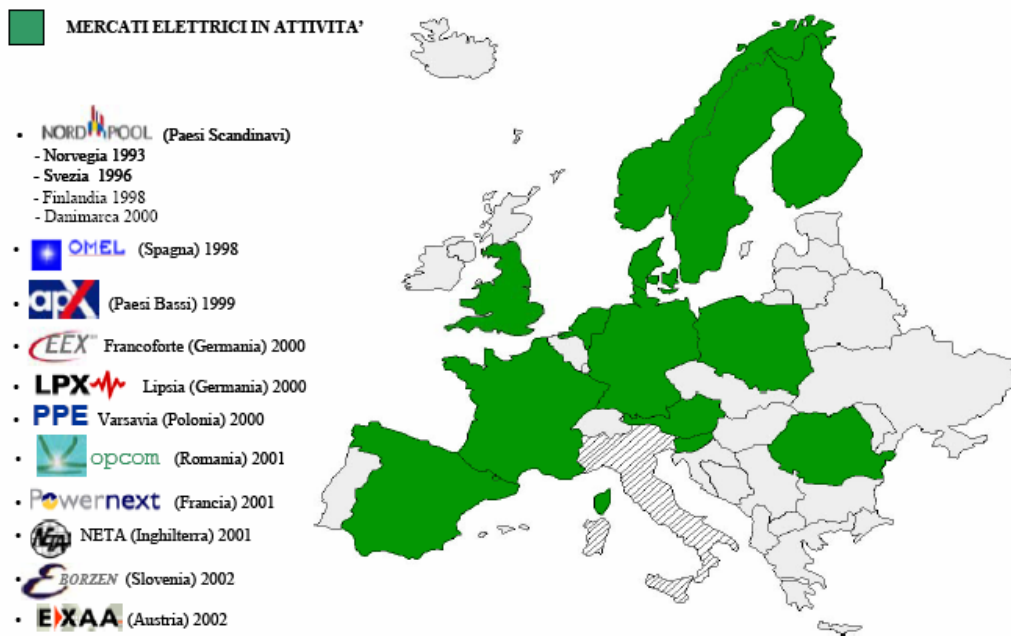


Fig. 2.1 – Mercati elettrici in Europa

Inoltre la nuova direttiva stabilisce che:

- a partire dal 1 luglio 2004, sono idonei tutti i clienti non domestici (con partita IVA); s partire dal 1 luglio 2007 tutti i clienti sono idonei.
- gli Stati devono creare autorità di regolamentazione indipendenti (ad es. in Italia l'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas - AEEG), con il compito di assicurare la non discriminazione, l'effettiva concorrenza e l'efficace funzionamento del mercato. Le autorità di regolamentazione devono controllare: l'effettiva separazione contabile tra le attività di generazione, trasmissione, distribuzione e vendita; le condizioni e le tariffe di connessione alle reti di trasmissione e distribuzione; il tempo impiegato dalle imprese di trasmissione e distribuzione per effettuare connessioni e riparazioni; le regole per la gestione delle congestioni nelle reti nazionali; le regole per la gestione e per l'assegnazione della capacità di interconnessione tra Stati; l'operato dei gestori delle reti di trasmissione e distribuzione. Inoltre le autorità di regolamentazione hanno il compito di fissare o approvare, e facoltà di imporre modifiche, quantomeno alle metodologie usate per definire le condizioni di connessione e di accesso alle reti, comprese le tariffe di trasmissione e distribuzione e le condizioni di fornitura dei servizi di bilanciamento.

2.2 Mercati elettrici

2.2.1 *Gli operatori e le organizzazioni*

Il mercato elettrico in Italia nasce per effetto del decreto legislativo 16 Marzo 1999, n. 79 (Decreto Bersani) la cui attuazione ha determinato un radicale riassetto del settore elettrico, comportando il progressivo passaggio da un regime monopolistico ad un regime di libero mercato. L'apertura del settore elettrico, ha avuto come conseguenze:

- la segmentazione delle fasi di produzione, trasmissione, distribuzione e vendita dell'energia elettrica;
- la definizione di nuove figure quali "Operatori del Mercato" (Produttori, Importatori, Grossisti, Distributori) e "Garanti del Mercato Elettrico" (Gestore della Rete di

Trasmissione Nazionale - GRTN, oggi TERNA e Gestore dei Servizi Elettrici – GSE, Acquirente Unico - AU, Autorità per l'energia elettrica e il gas - AEEG, Gestore del Mercato Elettrico - GME);

- il cambiamento della struttura tariffaria e la creazione di nuove modalità di accesso al servizio elettrico e all'acquisto dell'energia elettrica.

In tale contesto è necessario distinguere le cosiddette attività regolate che sono la Trasmissione, il Dispacciamento, la Distribuzione e la Vendita ai clienti vincolati, dalle attività aperte alla competizione, quali la Produzione, la Vendita ai clienti idonei e la Misura.

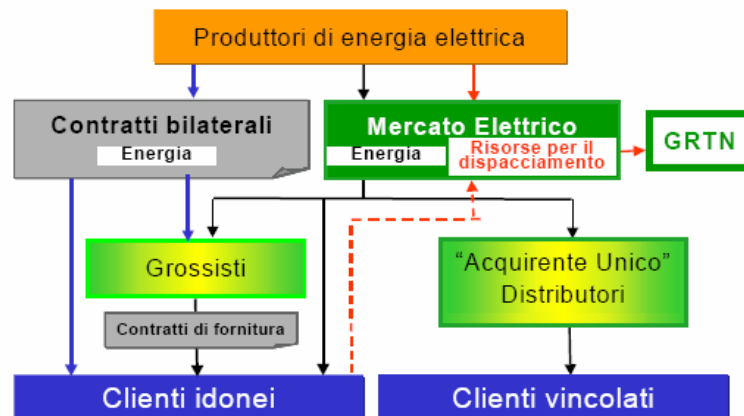


Fig. 2.2 – Operatori ed organizzazioni nel mercato elettrico

A riguardo degli “Operatori di Mercato” sono ammessi come tali, previa registrazione in un apposito albo degli operatori ed adeguate garanzie finanziarie, i seguenti soggetti:

- come venditori:
 - direttamente o tramite grossisti, i proprietari di impianti di generazione collegati alla rete di trasmissione nazionale;
 - direttamente o tramite grossisti, i produttori esteri, previa certificazione da parte dei gestori delle reti estere interessate della possibilità fisica di transito sino alla frontiera italiana;

- il gestore della rete di trasmissione nazionale (GRTN), oggi Gestore dei Servizi Elettrici (GSE), per l'energia prodotta dagli impianti CIP-6, ossia gli impianti che producono energia elettrica da fonti rinnovabili;
- come acquirenti:
 - l'acquirente unico (AU) per la quota parte di energia fornita ai distributori e destinata al mercato vincolato, non coperta attraverso contratti bilaterali;
 - direttamente o tramite grossisti, i clienti idonei, inclusi i consorzi;
 - i proprietari di impianti di pompaggio connessi alla rete di trasmissione nazionale.

A supervisione di essi si trovano Garanti del Mercato Elettrico fra cui l'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEEG), il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN), attualmente diviso in TERNA e in Gestore dei Servizi Elettrici (GSE) ed il Gestore del Mercato Elettrico (GME).

Il **produttore indipendente di energia** è una persona fisica o giuridica la cui attività principale è la produzione di energia elettrica con l'unico scopo di venderla a distributori o, attraverso una rete di terzi, a consumatori finali. Esso non svolge pertanto funzioni di trasmissione o distribuzione di energia elettrica sul territorio coperto dalla rete in cui immette l'energia prodotta. In particolare il Decreto Bersani impone che, a decorrere dall'1 Gennaio 2003, a nessun soggetto è consentito produrre o importare, direttamente o indirettamente, più del 50% (calcolato come media su base triennale) del totale dell'energia elettrica prodotta e importata in Italia.

Secondo il Decreto Bersani, il **Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN)** è una Società per Azioni responsabile, in regime di concessione esclusiva, delle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica. A detta società, al fine di garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale e la parità di trattamento per tutti gli operatori

elettrici, è affidato il compito di provvedere alla gestione unificata della rete di trasmissione nazionale, indipendentemente dalla proprietà della rete stessa. Per garantirne il ruolo neutrale nei confronti di tutti gli operatori del mercato elettrico, ai sensi del D. Lgs. 79/99 e del decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato del 21 gennaio 2000, le azioni della Società, sono state assegnate, con decorrenza 1° aprile 2000, al Ministero del Tesoro, del Bilancio e della Programmazione Economica. Gli indirizzi strategici ed operativi del Gestore sono definiti dal Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato. Al Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.A. sono trasferite competenze, diritti e poteri di soggetti privati e pubblici relativamente alle attività allo stesso riservate. Pertanto il Gestore:

- connette alla rete di trasmissione nazionale chiunque ne faccia richiesta senza discriminazioni e senza compromettere la continuità del servizio, con l'obbligo di motivare adeguatamente l'eventuale rifiuto di accesso alla rete, nel rispetto delle regole tecniche e delle condizioni tecnico-economiche di accesso e di interconnessione fissate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
- gestisce i flussi di energia, i relativi dispositivi di interconnessione ed i servizi ausiliari necessari;
- garantisce la sicurezza, l'affidabilità, l'efficienza e il minor costo del servizio e degli approvvigionamenti di energia;
- gestisce senza discriminazione di utenti, la rete di trasmissione nazionale;
- delibera gli interventi di manutenzione e sviluppo della rete di trasmissione nazionale.

La successiva legge n. 290 del 27 ottobre 2003 [5] ha disposto l'unificazione della proprietà e della gestione della rete di trasmissione, e ha altresì previsto che entro il 1 luglio 2007, nessuna società operante nel settore della produzione, importazione, distribuzione e vendita dell'energia elettrica potrà possedere più del 20% del capitale della società che possiederà e che gestirà la RTN. Con decreto dell'11 maggio 2004 [6] il limite del 20% è stato ridotto al 5% per tutte le società diverse da ENEL, alla quale è stato peraltro imposto un limite del 5% ai diritti di voto. ENEL ha infatti ridotto al 5% la sua partecipazione azionaria

in **TERNA**, proprietaria di oltre il 90% della RTN. Il GRTN si è fuso con TERNA, riunificando quindi proprietà e gestione della RTN.

In particolare, l'art. 1, comma 1, del DPCM 11 maggio 2004 [6], ha disposto che entro il 31 ottobre 2005 fossero trasferiti alla società TERNA, eventualmente anche attraverso conferimento, le attività, le funzioni, i beni, i rapporti giuridici attivi e passivi (ivi inclusa la titolarità delle convenzioni stipulate con le società che dispongono delle reti di trasmissione per disciplinare gli interventi di manutenzione e di sviluppo della rete e dei dispositivi di interconnessione con altre reti) facenti capo all'ex GRTN, a eccezione delle attività afferenti alla gestione dei diritti e delle obbligazioni associati alla produzione da fonti rinnovabili e assimilate e delle partecipazioni detenute nelle società GME e Acquirente Unico. Il processo di unificazione è avvenuto attraverso il conferimento, a titolo oneroso alla società TERNA, del ramo d'azienda dell'ex GRTN a cui facevano capo le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica. Con il conferimento si è realizzata l'unificazione della prevalente proprietà della rete di trasmissione nazionale con la gestione della stessa. Con la delibera 31 gennaio 2005, n. 15, l'Autorità, ai fini del processo di unificazione disposto dal DPCM 11 maggio 2004, ha confermato i criteri di riconoscimento e di copertura dei costi per il funzionamento dell'ex GRTN per l'erogazione del servizio di trasmissione dell'energia elettrica; ciò effettuando, inoltre, una quantificazione della quota parte della componente a copertura dei costi connessi con le attività non oggetto del predetto trasferimento sulla base delle informazioni di natura contabile e organizzativa rese disponibili dall'ex GRTN stesso[8]-[9]-[10].

L'unificazione della gestione con la proprietà della rete di trasmissione nazionale stabilita dal DPCM 11 maggio 2004 è efficace dal 1° novembre 2005, e ha determinato un cambiamento di assetto del regime di erogazione dei servizi di trasmissione e di dispacciamento dell'energia elettrica. Con la delibera 28 ottobre 2005, n. 226, l'Autorità ha precisato le funzioni comprese nei pubblici servizi di trasmissione e di dispacciamento a seguito di tale unificazione. Il servizio di trasmissione risulta pertanto articolato in:

- esercizio delle singole porzioni di rete di trasmissione nazionale, vale a dire, di TERNA e degli altri proprietari di rete, inteso come l'attuazione delle consegne autonome, del pronto intervento a seguito di guasto o anomalia, delle manovre per la messa fuori servizio e in sicurezza degli impianti, del controllo dello stato degli impianti e delle ispezioni sugli stessi;
- manutenzione ordinaria e straordinaria delle infrastrutture;
- sviluppo infrastrutturale, inteso come realizzazione di interventi di espansione o di evoluzione delle infrastrutture della rete di trasmissione nazionale, ivi inclusa l'eventuale riduzione della sua capacità di trasporto, con conseguente variazione dello stato di consistenza.

Nell'attività di dispacciamento, risultano invece comprese le funzioni riguardanti:

- la programmazione del funzionamento e la gestione in sicurezza al minimo costo del sistema elettrico nazionale, ivi inclusi la conduzione degli impianti della rete di trasmissione nazionale e lo sviluppo funzionale della medesima;
- l'approvvigionamento di risorse ai fini della gestione delle congestioni della rete rilevante, della predisposizione di adeguata capacità di riserva, della garanzia di equilibrio tra immissioni e prelievi, anche in tempo reale e della gestione delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica reattiva;
- la determinazione delle partite fisiche di competenza dei contratti di compravendita ai fini dell'immissione o del prelievo di energia elettrica nei diversi cicli esecutivi, nonché la valorizzazione e la regolazione dell'energia elettrica oggetto di deviazioni rispetto agli impegni contrattuali;
- l'aggregazione delle misure dell'energia elettrica ai fini del dispacciamento;
- la predisposizione del piano di sicurezza di cui all'art. 1-*quinquies* della legge n. 290/03.

Con la delibera n. 226/05 l'Autorità ha anche stabilito l'avvio di opportuni studi circa la praticabilità di nuovi schemi di regolazione incentivante per il servizio di dispacciamento,

tenendo conto di esperienze europee in materia e con l'obiettivo di giungere a proposte operative da sottoporre a consultazione.

Il Gestore dei Servizi Elettrici - GSE S.p.a. ha un ruolo centrale nella promozione, nell'incentivazione e nello sviluppo delle fonti rinnovabili in Italia. Azionista unico del GSE è il Ministero dell'Economia e delle Finanze che esercita i diritti dell'azionista con il Ministero delle Attività Produttive. Il GSE è capogruppo delle due società controllate AU (Acquirente Unico) e GME (Gestore del Mercato Elettrico). In seguito al trasferimento del ramo d'azienda relativo a dispacciamento, trasmissione e sviluppo della rete a Terna S.p.A, avvenuto il 1° novembre 2005 per effetto del DPCM dell'11 maggio 2004, il GSE si concentra sulla gestione, promozione e incentivazione delle fonti rinnovabili in Italia, attività in parte già svolte. Il Gestore dei Servizi Elettrici - GSE S.p.a. svolge un ruolo fondamentale nel meccanismo di incentivazione della produzione di energia da fonti rinnovabili e assimilate, predisposto dal provvedimento CIP 6/92, e a gestire il sistema di mercato basato sui Certificati Verdi. Rilascia, inoltre, la Garanzia di Origine, riconoscimento introdotto dalla direttiva comunitaria 2001/77 per l'energia elettrica da fonte rinnovabile, e i certificati RECS (Renewable Energy Certificate System), titoli internazionali, su base volontaria, attestanti la produzione rinnovabile. A rafforzare la caratterizzazione delle attività svolte dal GSE, l'assegnazione - da parte dell'AEEG - del ruolo di "soggetto attuatore" previsto dal decreto del Ministero delle Attività produttive del 28 luglio 2005, per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.

Il Gestore dei Servizi Elettrici - GSE S.p.a. gestisce - nel rispetto delle disposizioni nazionali e internazionali di settore - lo sviluppo delle fonti rinnovabili sia attraverso l'erogazione di incentivi agli impianti di generazione sia con campagne di sensibilizzazione per un consumo di energia elettrica responsabile e compatibile con le tematiche dello sviluppo sostenibile. Esso svolge un'attività di primo piano nel sistema elettrico italiano attraverso il

meccanismo d'incentivazione della produzione di energia e la gestione dei flussi economici e finanziari di tutte le fonti rinnovabili e assimilate.

In particolare il GSE:

- Ritira dai produttori e colloca sul mercato l'energia prodotta da impianti da fonti rinnovabili e assimilate ("CIP 6");
- Gestisce, in qualità di Soggetto Attuatore, il sistema di incentivazione dell'energia prodotta da impianti fotovoltaici;
- Emette i certificati verdi (CV) e verifica i relativi obblighi da parte di produttori ed importatori;
- Qualifica gli Impianti Alimentati da Fonti Rinnovabili (IAFR);
- Rilascia la Garanzia d'Origine (GO) dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili;
- Effettua il riconoscimento degli impianti di generazione in cogenerazione.

Il GSE partecipa, inoltre, alla piattaforma internazionale di scambio certificati gestita dall'AIB (Association of Issuing Bodies). In tale ambito, il GSE emette i certificati RECS (Renewable Energy Certificate System).

L'**Acquirente Unico (AU)** è una società per azioni, senza fini di lucro, costituita inizialmente dal GRTN (oggi GSE) le cui attività sono esercitate in osservanza delle direttive impartite dal Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato. A tale società è attribuito il compito di garantire la disponibilità di energia elettrica necessaria per fare fronte alla domanda di tutti i clienti vincolati, attraverso l'acquisto della capacità necessaria di energia e la rivendita della stessa ai distributori, a condizioni non discriminatorie e idonee a consentire l'applicazione di una tariffa unica nazionale per i clienti. Il capitale sociale dell'Acquirente unico è interamente posseduto dal GSE, che tuttavia può, previa autorizzazione del Ministro dell'Industria del Commercio e dell'Artigianato (ora Ministero delle Attività Produttive), sentita l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, cedere quote

azionarie ad imprese che operano nel settore della distribuzione dell'energia elettrica. Nessun soggetto azionista dell'Acquirente Unico potrà controllare più del 10% del capitale sociale e, in ogni caso, il GSE manterrà la maggioranza di detto capitale. La data di assunzione della titolarità di garante della fornitura del mercato dei clienti vincolati, è stabilita dal Ministro dell'Industria con proprio provvedimento: fino a quella data l'Enel S.p.a. assicura la fornitura ai distributori sulla base di contratti e modalità vigenti. Tornando ai ruoli svolti dall'AU, il suo compito fondamentale è quello di acquistare energia elettrica e capacità di generazione e rivenderla ai distributori. Il Ministro dell'Industria del Commercio e dell'Artigianato ha definito gli indirizzi a cui l'Acquirente Unico si attiene per garantire la sicurezza e l'economicità degli approvvigionamenti. L'Acquirente Unico:

- si approvvigiona di norma attraverso il sistema delle offerte, acquistando l'energia e – ove operante il relativo mercato – anche diritti di capacità;
- può stipulare contratti in deroga al sistema delle offerte, con l'autorizzazione del Ministero dell'Industria e dell'Autorità per l'energia, e contratti finanziari per la copertura del rischio della volatilità dei prezzi, quando il ricorso a tali contratti permette di raggiungere un livello più elevato di sicurezza ed economicità negli approvvigionamenti;
- può stipulare, previa autorizzazione dell'Autorità per l'energia, contratti per l'acquisizione di disponibilità di impianti di produzione, la cui energia sarà rivenduta prevalentemente attraverso il sistema delle offerte;
- stipula contratti di vendita con i distributori al fine di consentire l'applicazione della tariffa unica ai clienti vincolati e l'equilibrio del proprio bilancio, attenendosi alle direttive che verranno emanate dall'Autorità per l'energia;
- elabora ogni anno, sulla base dei dati forniti dagli operatori, la previsione della domanda da soddisfare nel triennio successivo, comprensiva della riserva.

Il **distributore** è il soggetto che svolge il servizio di distribuzione di energia elettrica sulla base di concessioni rilasciate dal Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato.

Per distribuzione si intende il trasporto e la trasformazione di energia elettrica su reti di distribuzione in media e bassa tensione per la consegna ai clienti finali. Le imprese distributrici hanno l'obbligo di connettere alle proprie reti tutti i soggetti che ne facciano richiesta, senza compromettere la continuità del servizio e purché siano rispettate le regole tecniche nonché le deliberazioni emanate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia di tariffe, contributi ed oneri.

Il **cliente finale** è la persona fisica o giuridica che acquista energia elettrica esclusivamente per uso proprio. La principale novità introdotta dal decreto Bersani per i clienti finali è la segmentazione del mercato, in due grosse categorie:

- mercato vincolato, a cui appartengono i clienti vincolati e i clienti potenzialmente idonei;
- libero mercato, a cui appartengono i clienti idonei.

Per ciascuno di questi due mercati paralleli sono previste regole di acquisto dell'energia differenti. I clienti idonei sono tutti quei clienti finali (persona fisica o giuridica), che avendo consumi superiori a determinate soglie prefissate possono stipulare contratti di fornitura elettrica con qualsiasi produttore, distributore o grossista in Italia o all'estero; questo significa che essi hanno la possibilità di acquistare liberamente l'energia elettrica scegliendo il proprio fornitore. I clienti vincolati sono invece tutti quei clienti del mercato elettrico che non hanno i requisiti di idoneità. Tali clienti finali non hanno la facoltà di stipulare liberamente un contratto di fornitura di energia elettrica scegliendo il fornitore, ma sono legittimati a stipulare un contratto di fornitura solo ed esclusivamente con il distributore di energia elettrica operante nell'area geografica in cui è collocato il cliente, secondo la struttura tariffaria definita dall'Autorità per l'energia elettrica il gas. Essi pagano l'energia ad una tariffa unica nazionale. Inoltre i distributori devono comprare dall'Acquirente Unico l'energia necessaria ai clienti vincolati da essi forniti. I clienti potenzialmente idonei sono tutti quei clienti che pur avendo dei requisiti di idoneità, non hanno proceduto ad ottenere il riconoscimento della qualifica di cliente idoneo. Essi, pur essendo potenzialmente idonei ad operare sul libero mercato

dell'energia, non sono ammessi a tale mercato e pertanto stabiliscono contratti di fornitura elettrica secondo le modalità previste per i clienti vincolati. Di fatto sono clienti che operano sul mercato vincolato. Secondo il Decreto Bersani la soglia di idoneità per i clienti finali è variata negli anni come riportato in Figura 2.3.

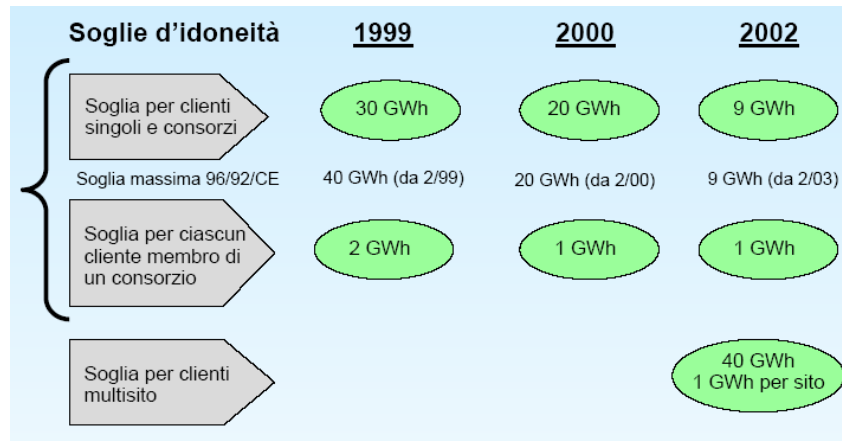


Fig. 2.3 – Soglie di idoneità per i clienti finali

A livello europeo la direttiva 2003/54/CE ha poi stabilito che a partire dal 1 luglio 2004, sono idonei tutti i clienti non domestici (circa 7 milioni di clienti idonei potenziali) e che a partire dal 1 luglio 2007 tutti i clienti sono idonei. In Italia con la Legge 23 agosto 2004 n. 239 (decreto Marzano) [7] relativa al Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia sono ribadite le date (1 luglio 2004 e 2007) previste dalla direttiva 2003/54/CE per l'ottenimento della qualifica di cliente idoneo; inoltre essa prevede che il cliente divenuto idoneo, che non receda dal preesistente contratto, continui ad avere la fornitura garantita dall'Acquirente Unico.

Il **Gestore del mercato elettrico – GME** è la società per azioni, costituita dal GSE, a cui è affidata l'organizzazione e la gestione economica del mercato elettrico, secondo criteri di neutralità, trasparenza ed obiettività, al fine di promuovere la concorrenza tra produttori, assicurando, inoltre, la gestione economica di un'adeguata disponibilità della riserva di

potenza. Con l'avvio operativo del Gestore del mercato elettrico, avvenuto l'8 gennaio 2004, è nato il primo mercato all'ingrosso organizzato dell'elettricità in Italia, analogamente a quanto già avviene negli altri Paesi europei. Così come nelle altre esperienze internazionali, la creazione di un mercato elettrico corrisponde a due esigenze ben precise:

- stimolare la concorrenza nelle attività di produzione e vendita all'ingrosso potenzialmente competitive, attraverso la creazione di una "piazza del mercato";
- favorire la massima efficienza nella gestione del dispacciamento dell'energia elettrica, attraverso la creazione di mercati per l'acquisto dei servizi di dispacciamento.

Tale mercato, comunemente indicato come "Borsa dell'energia", consente a produttori, consumatori e grossisti di comprare o vendere sul mercato quantitativi di energia elettrica. Nello svolgimento delle sue funzioni il GME è responsabile dell'organizzazione e della gestione economica dei seguenti mercati:

- il mercato elettrico, che si articola in:
 - a. due mercati dell'energia: il mercato del giorno prima dell'energia (MGP) e il mercato di aggiustamento (MA). Su tali mercati i produttori, i grossisti ed i clienti finali idonei vendono e comprano energia elettrica per il giorno successivo;
 - b. un mercato per il servizio di dispacciamento (MSD), sul quale TERNA S.p.A. si approvvigiona dei servizi di dispacciamento necessari alla gestione ed al controllo del sistema elettrico (soluzione delle congestioni di rete a programma, acquisto della riserva operativa per il giorno successivo, energia per il bilanciamento del sistema in tempo reale);
- il mercato dei certificati verdi;
- il mercato dei titoli di efficienza energetica.

2.2.2 Definizioni

Per comprendere il funzionamento dei mercati elettrici è necessario dare delle definizioni preliminari:

- **Contratti bilaterali** - Le transazioni vettoriali o vettoriamenti sono flussi di potenza circolanti sulla rete prestabiliti in base a contratti bilaterali fra consumatori e produttori, da uno o più punti di consegna ad uno o più punti di riconsegna. Si definisce contratto bilaterale, il contratto di fornitura di servizi elettrici tra due operatori del mercato. I flussi di potenza associati contratti bilaterali non prendono parte alla gestione del sistema di generazione, ossia prescindono dal dispacciamento effettuato in base alle unità di generazione disponibili e seguendo il criterio economico, ossia sono in deroga al sistema delle offerte in Borsa, purché essi non pregiudichino la concorrenza o la sicurezza ed efficienza del servizio. I contratti bilaterali consentono quindi di vendere ed acquistare energia elettrica non solo attraverso il mercato organizzato dal GME, ma anche stipulando contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte. In questo ultimo caso le forniture – ovvero i programmi di immissione e prelievo - nonché il prezzo di valorizzazione dell'energia sono liberamente determinati dalle parti. Tuttavia, anche i contratti bilaterali sono soggetti alla verifica di compatibilità con i vincoli di trasporto. A tal fine TERNA comunica al GME i programmi di immissione ed i programmi di prelievo relativi ai contratti bilaterali sotto forma di offerte di vendita e di acquisto aventi massima priorità di prezzo, cioè rispettivamente aventi prezzo zero e senza indicazione di prezzo.
- **Zone geografiche e virtuali** - Ai fini della verifica e della rimozione delle congestioni eventualmente determinate dai programmi di immissione e prelievo – siano essi determinati sul mercato o in esecuzione dei contratti bilaterali – il GME utilizza una rappresentazione semplificata della rete, che evidenzia solamente i limiti di transito più rilevanti, ovvero i limiti di transito tra zone geografiche nazionali, zone estere e poli di produzione limitati.

In particolare la rete si articola in:

- 6 zone geografiche (Nord, Centro-Nord, Centro, Sud, Sicilia, Sardegna);
- 6 zone virtuali estere (Francia, Svizzera, Austria, Slovenia, Corsica, Grecia);

- diversi Poli di Produzione Limitata, cioè zone costituite da sole unità di produzione, la cui capacità di interconnessione con la rete è inferiore alla potenza installata delle unità stesse.



Fig. 2.4 – Zone geografiche e massima capacità di trasporto fra esse (anno di riferimento 2003)

La conformazione di tali zone è funzionale alle modalità di gestione dei transiti lungo la penisola adottate da TERNA ed è comunicata al GME .

- **Offerte e punti di offerta** – Gli operatori partecipano al mercato presentando offerte di acquisto o vendita. Le offerte sono costituite da coppie “quantità di energia – prezzo unitario dell’energia” (MWh, €/MWh), ed esprimono la disponibilità a vendere (o comprare) una quantità di energia non superiore a quella specificata nell’offerta ad un prezzo non inferiore (o non superiore) a quello specificato nell’offerta stessa. Ogni zona geografica o virtuale è un insieme di punti di offerta. I punti di offerta sono le unità minime rispetto alle quali devono essere definiti i programmi orari di immissione e di

prelievo, siano essi definiti in esecuzione di contratti bilaterali o a seguito dell'accettazione di offerte di vendita o acquisto sul Mercato Elettrico. Nel caso dei programmi di immissione, i punti di offerta in immissione coincidono di norma con i singoli punti di immissione, cioè con le singole unità di produzione. Ciò dipende dal fatto che le unità di produzione, essendo in grado di controllare le proprie immissioni istante per istante, vengono dispacciate da TERNA direttamente ed individualmente per garantire il bilanciamento del sistema; e poiché le diverse unità presentano proprietà fisiche e dinamiche differenti, i programmi di immissione devono essere definiti per singole unità, in modo da consentire a TERNA di selezionare le unità da cui approvvigionare le risorse per i servizi di dispacciamento. Nel caso dei programmi di prelievo, invece, i punti di offerta in prelievo possono corrispondere sia a singoli punti di prelievo, cioè a singole unità di consumo, sia ad aggregati di punti di prelievo. L'aggregazione dei punti di prelievo afferenti a un punto di offerta è funzionale all'applicazione della disciplina degli sbilanciamenti e per questo deve soddisfare condizioni ben precise. Possono infatti essere aggregati in un unico punto di offerta in prelievo tutti i punti di prelievo nella disponibilità di un operatore purché: a) siano siti in una stessa zona geografica, per consentire il controllo dei transiti tra una zona e l'altra; b) siano connessi allo stesso livello di tensione (AT, MT, BT), per poter attribuire correttamente ad ogni offerta le perdite di trasporto; c) siano caratterizzati dallo stesso regime IVA (aliquota 20%, 10%, esenti), per una corretta fatturazione delle partite economiche.

- **Utente di dispacciamento** - Per ogni punto di offerta è individuato un “utente di dispacciamento”, responsabile verso TERNA dell'esecuzione dei programmi di immissione determinati sul mercato o in esecuzione dei contratti bilaterali, responsabile dell'esecuzione degli ordini di bilanciamento che TERNA può inviare ai punti di offerta nel tempo reale per garantire la sicurezza del sistema, nonché responsabile del pagamento a TERNA degli oneri di sbilanciamento, vale a dire delle penali attribuite ai punti di offerta per il mancato rispetto dei programmi cumulati.

- **System Marginal Price** - Il prezzo di borsa, pagato a tutti i venditori e da tutti i compratori, è il prezzo dell'offerta di vendita più costosa accettata per soddisfare la domanda.
- **Pay as Bid** - A ciascun venditore è pagato il prezzo da egli offerto (in questo caso vi è di solito un unico compratore) [9]-[10]-[11]-[12].

2.2.3 *La struttura ed il funzionamento*

Il Mercato Elettrico organizzato del GME si articola in 3 mercati.

- Il **MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)**, finalizzato allo scambio di energia all'ingrosso tra produttori e grossisti (o clienti idonei), alla definizione di programmi di immissione e prelievo per ciascuna ora del giorno dopo ed all'allocazione della capacità di transito disponibile, per ogni coppia di zone, a contratti bilaterali e operatori di mercato. Tale mercato si svolge, indicativamente, nella mattinata del giorno precedente al giorno di consegna, e possono parteciparvi tutti gli operatori in relazione a tutti i punti di offerta. Il Mercato del Giorno Prima (MGP) è a *System Marginal Price*.
- Il **MERCATO DI AGGIUSTAMENTO (MA)**, sul quale gli operatori possono modificare i programmi definiti in esito al MGP presentando ulteriori offerte di vendita o di acquisto. Tale mercato si svolge subito dopo il MGP, indicativamente nelle prime ore del pomeriggio, e possono parteciparvi tutti gli operatori in relazione a tutti i punti di offerta. Il Mercato di Aggiustamento (MA) è a *System Marginal Price*.
- Il **MERCATO PER IL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO (MSD)**, sul quale gli operatori presentano offerte di disponibilità di aumento o riduzione della potenza immessa o prelevata in ogni ora, che TERNA utilizza: a programma, per correggere i programmi che violano i limiti di transito sulla rete e costituire margini di riserva per il giorno successivo; nel tempo reale, per bilanciare il sistema a fronte di scostamenti dai programmi. A tale mercato possono partecipare solo gli utenti di dispacciamento dei punti di offerta abilitati da TERNA. Il MSD è a *Pay as Bid*.

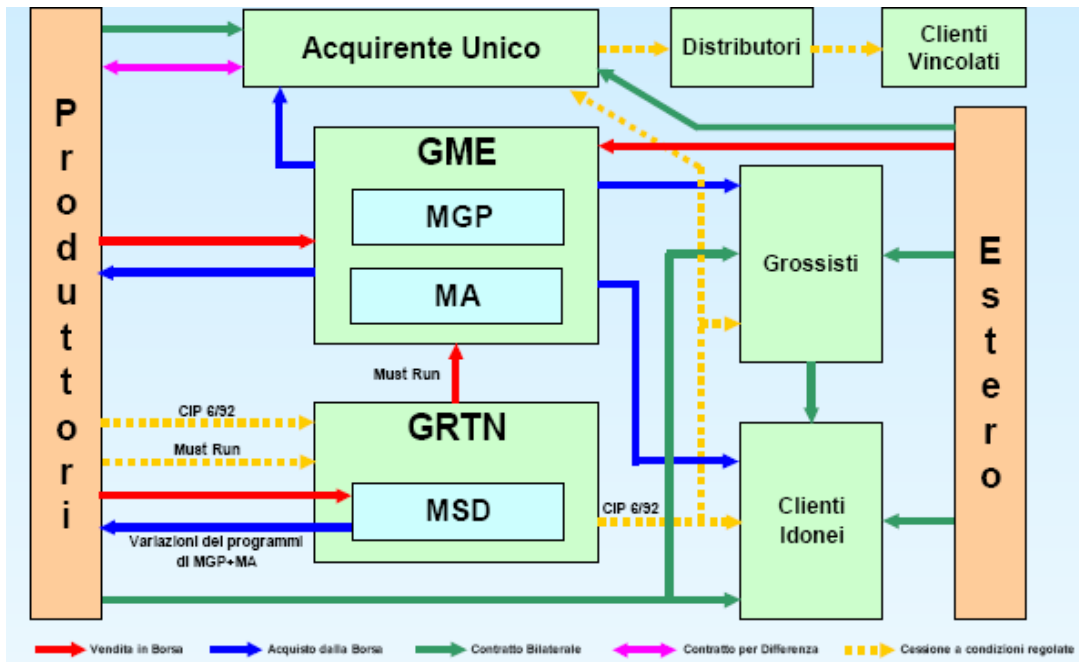


Fig. 2.5 – Operatori e mercati elettrici

Per sessione di mercato si intende l'insieme delle attività relative al ricevimento e alla gestione delle offerte, nonché alla determinazione dell'esito del mercato. Nell'ambito di ogni sessione è fissato un intervallo di tempo per la ricezione delle offerte: tale intervallo prende il nome di seduta.

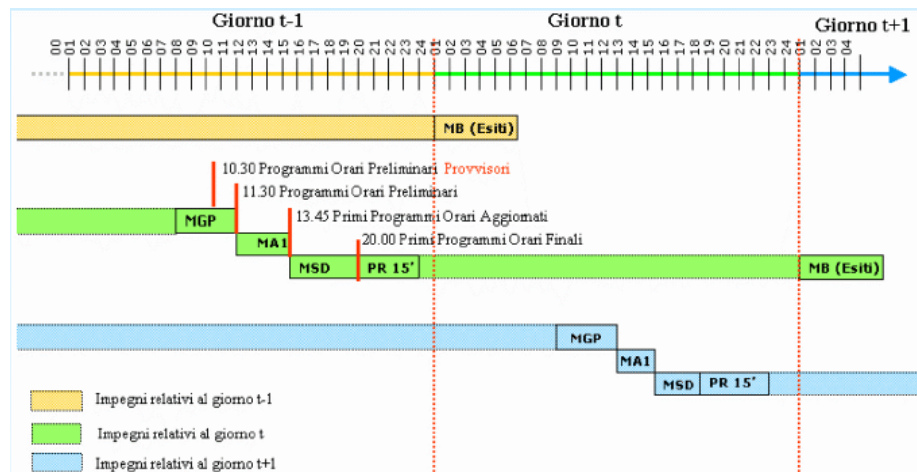


Fig. 2.6 – Cronologia dei mercati elettrici

Ciascun operatore può presentare offerte riferite a diversi punti di offerta, così come diversi operatori possono presentare offerte per uno stesso punto. Pertanto, gli operatori non devono necessariamente coincidere con gli utenti di dispacciamento. Solo sul MSD sono previsti vincoli alla partecipazione di operatori in relazione ai punti di offerta: in particolare, le offerte sul MSD possono essere riferite solo a punti di offerta tecnicamente idonei e possono essere presentate solo dai rispettivi utenti di dispacciamento. Sul MGP e sul MA, invece, qualunque operatore può presentare offerte per qualunque punto di offerta, purché dimostri l'assenso del relativo utente di dispacciamento mediante apposita lettera.

	Mercato del Giorno Prima (MGP)	Mercato di Aggiustamento	Mercato del Servizio di Dispacciamento	
Risorse scambiata	Energia	Energia	Energia per la soluzione delle congestioni e per i margini di riserva	Energia per il bilanciamento in tempo reale
Punti di offerta ammessi a partecipare	Tutti i punti di offerta in Immissione + Tutti i punti di offerta in prelievo		Tutti i punti di offerta in Immissione e prelievo abilitati dal GRTN alla fornitura dei servizi di dispacciamento	
Operatori ammessi a partecipare	Operatori di Mercato	Operatori di Mercato	Utenti di dispacciamento	Utenti di dispacciamento
Prezzo	Prezzo di Equilibrio	Prezzo di Equilibrio	Prezzo offerto	Prezzo offerto

Fig. 2.7 – Sintesi degli scambi nei mercati elettrici

Le offerte ricevute dal GME sono soggette a due tipi di **verifiche**:

1. *verifiche di validità*, consistono in un controllo formale atto a verificare che le offerte siano state presentate durante l'apposita seduta di mercato e siano state compilate correttamente; tale controllo viene eseguito dal sistema informatico all'atto della ricezione delle offerte e l'esito viene tempestivamente comunicato all'operatore.
2. *verifiche di congruità*, consistono in un controllo sostanziale volto ad accertare che: a) le quantità specificate nelle diverse offerte riferite a ciascun punto di offerta siano compatibili con le quantità massime acquistabili/vendibili presso lo stesso punto; b) il controvalore delle offerte di acquisto rientri nei margini di garanzia riconosciuti agli operatori. La verifica, di cui al precedente punto b) non viene effettuata sulle offerte

presentate dagli utenti di dispacciamento. Le verifiche rispetto ai margini servono a garantire che le quantità offerte indipendentemente da diversi operatori su uno stesso punto di offerta siano congiuntamente compatibili con le disponibilità massime di energia nel punto espresse tramite i margini; le verifiche relative alla capienza delle garanzie finanziarie servono a garantire il buon fine della regolazione dei pagamenti. Tali verifiche vengono svolte immediatamente dopo la chiusura della seduta.

L'**accettazione delle offerte** sul MGP e sul MA viene effettuata dal GME, mentre l'accettazione delle offerte sul MSD viene effettuata da TERNA. Nel mercato indicato da ultimo, il GME svolge le attività di raccolta delle offerte degli operatori e di comunicazione degli esiti agli operatori stessi. In tutti e tre i mercati di cui si compone il Mercato Elettrico, comunque, l'accettazione avviene solo dopo la chiusura della seduta di presentazione delle offerte e si riferisce alle sole offerte valide e congrue: le offerte vengono accettate in ordine di merito, cioè in ordine di prezzo crescente per le offerte di vendita ed in ordine di prezzo decrescente per le offerte di acquisto e in maniera tale che i programmi di immissione e prelievo risultanti (determinati come somma delle quantità accettate per ciascuna delle 24 ore e per ciascun punto di offerta) rispettino i limiti di transito tra le zone geografiche. I meccanismi specifici di accettazione delle offerte sono distinti tra i diversi mercati e sono illustrati nei paragrafi successivi.

A seguito della determinazione degli esiti del mercato, il GME:

- comunica a ciascun operatore l'esito delle proprie offerte in termini di quantità accettate (eventualmente corrette dal GME per le perdite di trasporto sulla base di coefficienti di perdita definiti e resi pubblici da TERNA), di prezzo di valorizzazione delle quantità, di controvalore in dare o in avere e di programmi di immissione o prelievo;
- comunica a TERNA ed agli utenti di dispacciamento dei diversi punti di offerta i programmi cumulati dei rispettivi punti, ottenuti come somma algebrica di tutte le offerte accettate riferite a quel punto di offerta;

- pubblica sulla sezione ad accesso non riservato del proprio sito gli esiti generali del mercato in termini di quantità complessivamente acquistate e vendute in ogni zona ed in ogni ora ed il relativo prezzo di valorizzazione [9]-[10]-[11]-[12].

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il MGP è un mercato per lo scambio di energia all'ingrosso tra operatori, nel quale si definiscono non solo i prezzi e le quantità scambiate ma anche programmi di immissione e prelievo per il giorno dopo, che il GME comunica a TERNA per la verifica di sostenibilità sulla rete e per la determinazione dall'ammontare di fabbisogno necessario. Al MGP possono partecipare tutti gli operatori che abbiano acquisito la qualifica di "operatore del mercato elettrico". La controparte centrale per le operazioni di acquisto e vendita sul MGP è il GME. Sul MGP possono essere presentate offerte sia di vendita che di acquisto, secondo tre tipologie: *offerte semplici*, costituite da una coppia quantità-prezzo unitario (MWh, €/MWh); *offerte multiple*, costituite da un massimo di quattro coppie quantità – prezzo unitario; *offerte predefinite*, che sono offerte semplici o multiple che ciascun operatore può presentare una tantum e che il GME utilizza in tutte le sedute in cui, per l'ora e per l'unità cui l'offerta predefinita è riferita, non sono pervenute offerte correnti.

Prima della seduta del MGP, TERNA invia al GME un insieme di informazioni preliminari che il GME a sua volta rende disponibili agli operatori sulla sezione ad accesso non riservato del proprio sito. Queste informazioni riguardano: il fabbisogno di energia previsto per ogni ora ed ogni zona; i programmi di immissione di impianti sotto il controllo del TERNA per ogni ora e per ogni zona (CIP 6); i limiti massimi di transito ammessi tra zone limitrofe per ogni ora e per ogni coppia di zone. A queste informazioni il GME aggiunge, per ogni ora e per ogni zona, il prezzo convenzionale di riferimento, cioè il prezzo che il GME applica convenzionalmente alle offerte di acquisto senza indicazione di prezzo per valutarne la congruità rispetto alla capienza delle garanzie finanziarie dell'operatore che non sia utente di dispacciamento.

Terminata la seduta di presentazione delle offerte, il GME attiva il processo per la risoluzione del mercato. Per ogni ora del giorno successivo, l'algoritmo del mercato accetta le offerte in maniera da massimizzare il valore delle contrattazioni, nel rispetto dei limiti massimi di transito tra zone. Il mercato funziona cioè secondo un modello di *mercato zonale*; modello sperimentato con successo in Norvegia, Svezia, Finlandia, Danimarca, nonché in quasi tutti i mercati liberalizzati degli Stati Uniti e dell'Oceania. Il processo di accettazione può essere schematicamente così riassunto:

1. tutte le offerte di vendita valide e congrue ricevute vengono ordinate per prezzo crescente in una curva di offerta aggregata e le offerte di acquisto valide e congrue ricevute sono ordinate per prezzo decrescente in una curva di domanda aggregata. L'intersezione delle due curve determina la quantità complessivamente scambiata, il prezzo di equilibrio, le offerte accettate ed i programmi di immissione e prelievo ottenuti come somma delle offerte riferite in un stessa ora ad uno stesso punto di offerta.

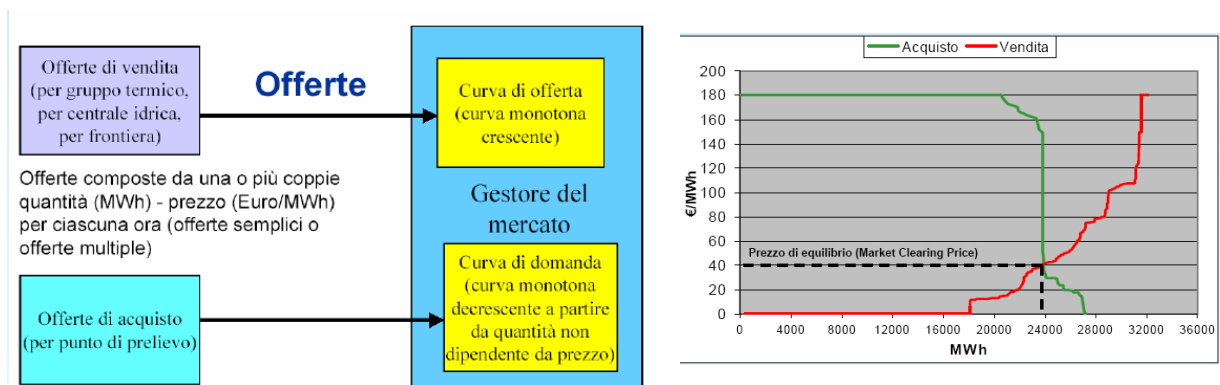


Fig. 2.8 – Mercato del Giorno Prima – Primo step

2. Se i flussi sulla rete derivanti dai programmi non violano nessun limite di transito, il prezzo di equilibrio è unico e pari a P^* e le offerte accettate sono quelle con prezzo di vendita non superiore a P^* e con prezzo di acquisto non inferiore a P^* .

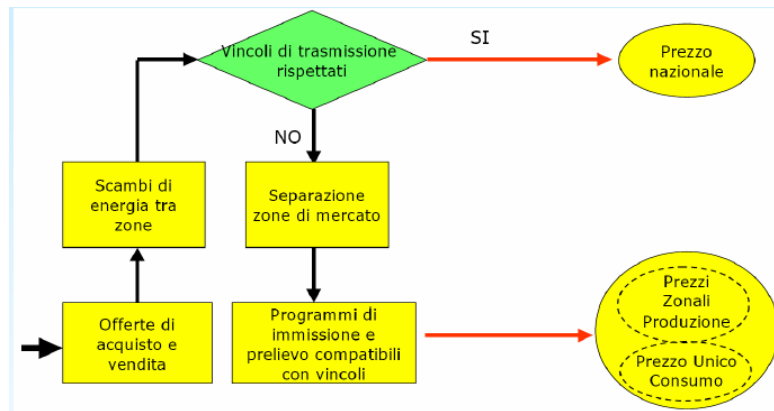


Fig. 2.9 – Mercato del Giorno Prima – secondo step

Se almeno un limite risulta violato, l’algoritmo “separa” il mercato in due zone di mercato - una in esportazione che include tutte le zone a monte del vincolo ed una in importazione che include tutte le zone a valle del vincolo - e ripete in ciascuna il processo di incrocio sopra descritto, costruendo per ciascuna zona di mercato una curva di offerta (che include tutte le offerte di vendita presentate nella zona stessa nonché la quantità massima importata) ed una curva di domanda (che include tutte le offerte di acquisto presentate nella zona stessa, nonché una quantità pari alla quantità massima esportata). L’esito è un prezzo di equilibrio zonale P_z , diverso in ogni zona, al quale vengono valorizzate tutte le offerte di vendita riferite a quella zona. In particolare il P_z è maggiore nelle zone importatrici e minore in quelle esportatrici. Se a seguito di questa soluzione ulteriori vincoli sono violati, il processo di “market splitting” si ripete all’interno delle zone già create fino ad ottenere un esito compatibile con i vincoli di rete.

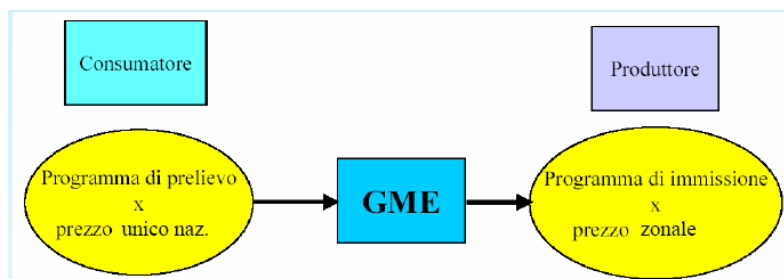


Fig. 2.10 – Mercato del Giorno Prima – terzo step

Riguardo al prezzo dell'energia al consumo, il GME ha implementato un algoritmo innovativo che, a fronte di prezzi di vendita differenziati per zona, prevede l'applicazione di un prezzo unico di acquisto su base nazionale (PUN), pari alla media dei prezzi di vendita zonali ponderati per i consumi zonali. Il PUN si applica solo ai punti di offerta in prelievo appartenenti alle zone geografiche (nazionali), mentre a tutti i punti di offerta in immissione, a tutti i punti di offerta misti e ai punti di offerta in prelievo appartenenti alle zone virtuali estere si applica il P_z sia in vendita che in acquisto. Le offerte di vendita possono essere effettuate a prezzi compresi tra 0 e 500 €/MWh (*price cap*).

In sostanza, per eliminare una congestione tra zone:

1. nella zona che esporta, si riduce il prezzo rispetto al Market Clearing Price "Unconstrained" (cioè quello determinato senza tenere conto dei vincoli di trasmissione), abbassando così la produzione / aumentando il consumo in tale zona;
2. nella zona che importa, si aumenta il prezzo rispetto al Market Clearing Price "Unconstrained", aumentando così la produzione / riducendo il consumo in tale zona
3. i prezzi, le produzioni ed i consumi (e quindi i transiti inter-zonali), vengono variati, in maniera ottimizzata, fino ad eliminare le congestioni.

Il metodo "zonale" di risoluzione delle congestioni determina un ricavo per il GME/TERNA. La quantità di energia che transita sull'interconnessione è comprata nella zona esportatrice ad un prezzo inferiore a quello a cui è venduta nella zona importatrice. La destinazione del ricavo è stabilita dall'Autorità (ad es. per "rinforzare" la rete o ridurre le tariffe di trasmissione).

Per quanto riguarda i contratti bilaterali l'energia scambiata in virtù di essi partecipa al processo sopra descritto, sia perché concorre ad impegnare una quota della capacità di trasporto disponibile sui transiti, sia perché contribuisce a determinare le quantità di ponderazione del prezzo unico nazionale. A tal fine TERNA comunica i programmi relativi ai contratti bilaterali al GME nella forma di offerte virtuali di vendita a prezzo zero e di offerte di acquisto senza indicazione di prezzo. Il GME, infatti, ordina le offerte di vendita per prezzo

crescente e le offerte di acquisto a prezzo decrescente, inserendo tra queste anche i programmi dei contratti bilaterali, ai quali viene data la massima priorità di prezzo (offerte di vendite a prezzo zero e offerte di acquisto a prezzo infinito). Se i flussi di rete derivanti dall'insieme delle offerte accettate non violano alcun limite di transito, il prezzo di equilibrio è unico ed è pari a P^* . In questo caso:

- il valore del diritto di transito è nullo, in quanto non è un bene scarso;
- il diritto di transito è assegnato a tutti i contratti bilaterali, senza il pagamento di alcun corrispettivo, e alle più competitive tra le offerte presentate sul mercato.

Se almeno un transito risulta violato, cioè se esiste scarsità di capacità di transito, l'algoritmo separa il mercato in due o più zone. In questo caso il prezzo di equilibrio è diverso in ogni zona ed è pari, in ciascuna di esse, a P_z . Da ciò discende che il valore del diritto di transito tra le zone x e y è pari a $P_y - P_x$. Il bilaterale è tenuto a pagare/riceve tale corrispettivo a/da TERNA per i flussi che contribuiscono a congestionare/decongestionare i transiti; il diritto di transito è assegnato ai bilaterali fino a disponibilità di capacità di transito e quindi alle più competitive tra le offerte presentate sul mercato; c'è perfetta indifferenza tra la scelta di un contratto bilaterale tra le zone x e y o la presentazione di un'offerta di vendita nella zona x ed una di acquisto nella zona y ai fini del pagamento del corrispettivo per il diritto di transito. Mentre al bilaterale, viene fatto pagare il corrispettivo per il diritto di transito come differenza tra P_y e P_x sulla quantità di energia oggetto del contratto, alle offerte presentate sul mercato tale corrispettivo è estratto implicitamente ricevendo il prezzo P_y dall'offerta di acquisto e pagando il prezzo P_x all'offerta di vendita.

MERCATO DI AGGIUSTAMENTO (MA)

Anche il MA è un mercato per lo scambio di energia elettrica all'ingrosso tra operatori, nel quale si determinano prezzi e quantità scambiate e nel quale si modificano i programmi di immissione e prelievo per il giorno dopo come determinati in esito al MGP. Anche questi programmi sono comunicati dal GME a TERNA per la verifica di sostenibilità sulla rete e per la determinazione dall'ammontare di fabbisogno necessario. La necessità di un mercato di

aggiustamento a valle del MGP discende dall'utilizzo di offerte semplici: poiché i 24 programmi orari di immissione o prelievo di ciascun punto di offerta sono determinati indipendentemente l'uno dall'altro, nulla garantisce che essi siano globalmente compatibili con i vincoli dinamici degli impianti di produzione sottesi a tali punti. La disponibilità di un mercato di aggiustamento consente agli operatori di presentare opportune offerte di vendita o acquisto per accomodare i propri programmi. Anche nel MA possono partecipare tutti gli operatori che abbiano acquisito la qualifica di operatore del mercato elettrico e la controparte centrale per le operazioni di acquisto e vendita e il GME. Sul MA possono essere presentate offerte sia di vendita che di acquisto, secondo tre tipologie: offerte semplici, multiple e bilanciate dove queste ultime sono insiemi di offerte presentate da uno o più operatori e aventi particolare priorità a parità di prezzo. Le informazioni preliminari fornite sono le medesime del MGP, come il processo di accettazione delle offerte è analogo a quello descritto per il MGP. Tuttavia, sul MA anche le offerte accettate, relative a punti di offerta in prelievo vengono valorizzate al prezzo di equilibrio zonale P_z . Al fine di evitare arbitraggi tra MGP e MA, sulle offerte accettate riferite ai punti di offerta in prelievo viene applicato un corrispettivo di non arbitraggio. Per le offerte di acquisto, l'operatore paga al GME, se negativo, o riceve dal GME, se positivo, tale corrispettivo, in misura pari al prodotto tra la quantità accettata sul MA e la differenza tra il P_z , riferito alla stessa zona e allo stesso periodo rilevante, e il PUN riferito allo stesso periodo rilevante, determinatisi in esito al MGP. Per le offerte di vendita, l'operatore paga al GME, se positivo, o riceve dal GME, se negativo, tale corrispettivo, in misura pari al prodotto tra la quantità accettata sul MA e la differenza tra il P_z , riferito alla stessa zona e allo stesso periodo rilevante, e il PUN riferito allo stesso periodo rilevante, determinatisi in esito al MGP.

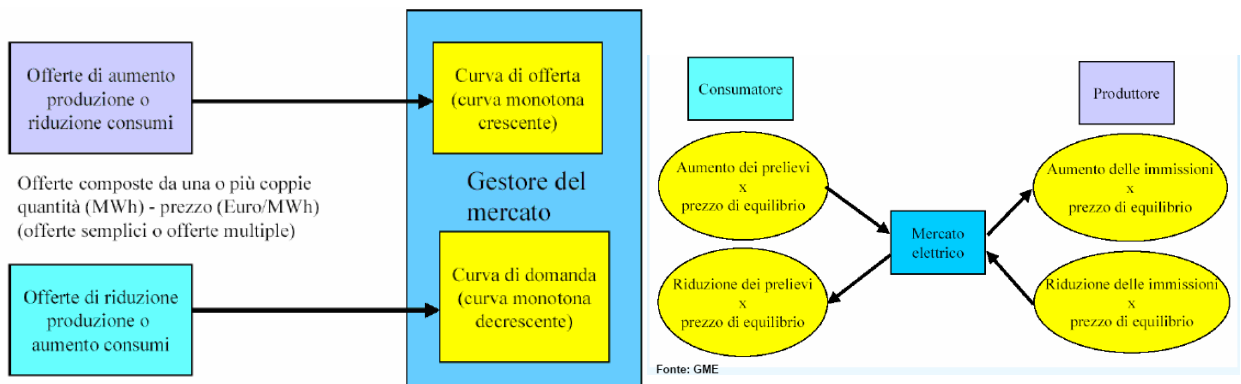


Fig. 2.11 – Mercato dell'aggiustamento

MERCATO DEL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO (MSD)

Il MSD è il mercato sul quale TERNA si approvvigiona delle risorse necessarie al servizio di dispacciamento. Il solo acquirente è quindi TERNA mentre i venditori sono come sempre i produttori. Sebbene anche la seduta del MSD si chiuda nel giorno precedente al giorno di consegna, il processo di accettazione delle offerte si svolge in due tempi: immediatamente dopo la chiusura della seduta, cioè a programma, quando le offerte sono accettate per modificare i programmi di immissione e prelievo determinati in esito al MGP ed al MA in modo da risolvere eventuali congestioni residue non risolte su tali mercati e costituire i margini di riserva secondaria e terziaria necessari alla sicurezza del sistema; durante tutta la durata del giorno di consegna (cioè nel tempo reale), quando le offerte sono accettate per bilanciare il sistema in tempo reale. L'intera architettura del mercato è quindi differente da quella del MGP o del MA. La controparte degli operatori è TERNA, che si pone come unico acquirente/venditore rispetto alle offerte presentate dagli operatori. Possono partecipare al MSD tutti gli utenti di dispacciamento, limitatamente ai punti di offerta in immissione e prelievo abilitati da TERNA, in quanto le unità ed essi sottese sono dotate di idonee caratteristiche tecniche di reattività. Gli utenti di dispacciamento sono tenuti ad offrire sul MSD tutta la potenza disponibile, sia in aumento che in diminuzione. Essi hanno, tuttavia, la facoltà di stabilire il prezzo esatto di vendita e di acquisto. Sul MSD devono essere presentate

offerte sia di vendita che di acquisto, ma possono essere specificate solo nel formato di *offerte semplici*: per ogni punto di offerta deve essere cioè specificata sia un'offerta di vendita, da intendersi come un'offerta di disponibilità all'aumento dell'immissione (o alla riduzione del prelievo), sia un'offerta di acquisto, da intendersi come un'offerta di disponibilità alla riduzione dell'immissione (o all'aumento del prelievo).

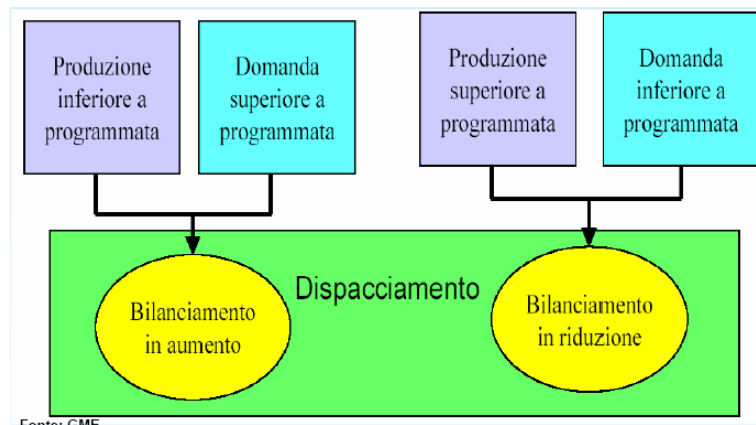


Fig. 2.12 – Mercato del servizio di dispacciamento

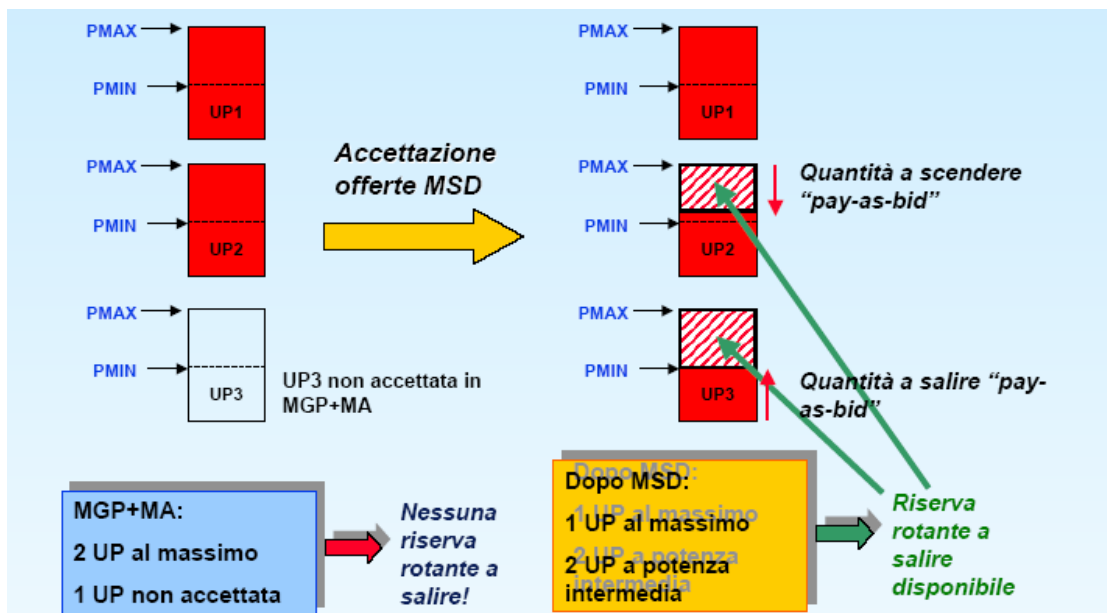


Fig. 2.13 – Mercato del servizio di dispacciamento

I produttori devono offrire un prezzo (di vendita) per la quantità a salire ed un prezzo (di riacquisto) per la quantità a scendere. Le quantità accettate per il giorno dopo (per la riserva o le congestioni intra-zonali) od in tempo reale (bilanciamento e eventuali ulteriori congestioni) sono vendute / riacquistate dai produttori ai prezzi da essi offerti (modalità “pay as bid”). Gli oneri sostenuti da TERNA sono ripagati anche dagli “oneri di sbilanciamento” dovuti da chi non ha rispettato i programmi di produzione e di consumo. Il processo di accettazione delle offerte sul MSD è affidato a TERNA, che riceve dal GME le offerte presentate dagli operatori e restituisce al GME le offerte accettate in due tempi, come sopra riferito. A differenza che sui mercati dell’energia, le offerte non sono remunerate al prezzo di equilibrio ma al proprio prezzo di offerta. Anche alle offerte accettate sul MSD, riferite ai punti di offerta in prelievo, è applicato il corrispettivo di non arbitraggio, secondo le stesse modalità descritte per il MA. In realtà la disciplina del dispacciamento a regime prevede la partecipazione attiva della domanda a tutti e tre i mercati, incluso quello del dispacciamento, ma le disposizioni transitorie per l’anno 2005 prevedono che essa partecipi solamente al MGP. Nell’anno 2006, nell’ambito della disciplina del dispacciamento, che già era stata rivista contestualmente all’avvio della partecipazione attiva della domanda ai mercati dell’energia elettrica, l’Autorità ha introdotto alcuni elementi innovativi per migliorare la flessibilità del sistema di negoziazioni. In particolare, a seguito degli esiti dell’applicazione della disciplina transitoria, relativa ai corrispettivi di sbilanciamento per l’anno 2005 alle unità di consumo non rilevanti, e delle segnalazioni degli operatori in merito, l’Autorità ha ritenuto opportuno prevedere che la medesima struttura dei corrispettivi di sbilanciamento si applicasse a regime alle unità sia di consumo non rilevanti sia di produzione non rilevanti. Con questo aggiornamento, gli sbilanciamenti di tutte le unità non rilevanti, siano esse di consumo o di produzione, vengono a essere meno penalizzati rispetto agli sbilanciamenti delle unità rilevanti. Sempre in tema di dispacciamento, devono ancora essere introdotte le modifiche relative al sistema di registrazione dei contratti di compravendita, propedeutiche all’avvio di un mercato a termine standardizzato. Tali modifiche sono state oggetto di due Documenti per la consultazione

emessi dall'Autorità nel corso del 2005. Infine l'Autorità ha avviato un procedimento volto all'adozione di provvedimenti relativi alle problematiche del dispacciamento delle unità di produzione non programmabili in condizioni di criticità del sistema elettrico.

2.3 Stato della liberalizzazione

2.3.1 La produzione nazionale

Nel 2005 la domanda di energia elettrica, pari a 329,4 TWh, è aumentata dell'1,3% rispetto all'anno precedente. Nonostante tale aumento, la generazione nazionale lorda è diminuita dello 0,3%, in ragione di un significativo incremento del saldo estero. Dal lato dell'offerta, l'anno si è inoltre caratterizzato per un maggiore contributo della produzione termoelettrica alla generazione lorda complessiva rispetto al 2004. La Tabella 2.1 indica l'andamento della produzione lorda per fonte dall'anno 1998 all'anno 2005 espressa in GWh: si evince che nel corso del 2005 la produzione termoelettrica lorda è cresciuta del 2,4%, risultando pari a circa 246,3 TWh; la produzione da gas naturale è aumentata di quasi il 15%, parallelamente a una contrazione della produzione da prodotti petroliferi (-24,1%) e da combustibili solidi (-3,6%).

Tab. 2.1 - Produzione nazionale lorda per fonte primaria di energia

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Produzione termoelettrica	206.741	207.246	218.549	216.792	227.646	238.291	240.488	246.299
Solidi	23.311	23.812	26.272	31.730	35.447	38.813	45.518	43.900
Gas naturale	70.213	86.217	97.608	95.906	99.414	117.301	129.772	148.900
Prodotti petroliferi	105.123	91.286	85.878	75.009	76.997	65.771	47.253	35.860
Altri	8.094	5.931	8.791	14.147	15.788	16.406	17.945	17.639
Produzione da fonti rinnovabili	46.894	51.992	51.386	55.087	49.013	47.971	55.669	49.501
Biomassa e rifiuti	1.229	1.822	1.906	2.587	3.423	4.493	5.637	6.113
Eolico	232	403	563	1.179	1.404	1.458	1.847	2.135
Fotovoltaico	6	6	6	5	4	5	4	5
Geotermico	4.214	4.403	4.705	4.507	4.662	5.341	5.437	5.325
Idroelettrico da apporti naturali	41.214	45.358	44.205	46.810	39.519	36.674	42.744	35.924
Produzione idroelettrica da pompaggi	6.151	6.419	6.695	7.115	7.743	7.603	7.164	6.558
Produzione totale	259.786	265.657	276.629	278.995	284.401	293.865	303.321	302.359
<i>Per memoria:</i>								
Produzione idroelettrica totale	47.365	51.777	50.900	53.925	47.262	44.277	49.908	42.482

Per quanto riguarda la produzione incentivata e ritirata dal TERNA ai sensi dell'art. 3, comma 12, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, per il 2005 è ammontato a 51.262 GWh, pari al 17,7% della produzione nazionale. I ritiri obbligati, che riguardano quasi interamente energia prodotta in impianti in convenzione CIP6, si sono ridotti del 9,5% rispetto all'anno precedente con un contributo alla generazione nazionale inferiore di quasi il 2%. Le riduzioni riscontrabili in tutte le voci di bilancio relative ai ritiri da parte del TERNA sono imputabili a diverse motivazioni. Nella Figura 2.14 vengono riportate le quote di generazione dei principali operatori nel 2005 confrontate con quelle dell'anno precedente. In linea con il trend degli ultimi anni, si evidenzia un'ulteriore contrazione della quota di mercato del gruppo Enel, pari a circa 4,5 punti percentuali, a favore di alcuni fra gli altri produttori maggiori, quali Eni, Endesa Italia, Tirreno Power e AEM Torino. Eni, in particolare, ha raggiunto una quota di mercato del 9% circa. Rilevante è anche risultato l'aumento della quota di mercato per Tirreno Power, nell'ordine di 1,6 punti percentuali, e di Endesa Italia, che ha visto il proprio contributo alla produzione lorda superare l'8%.

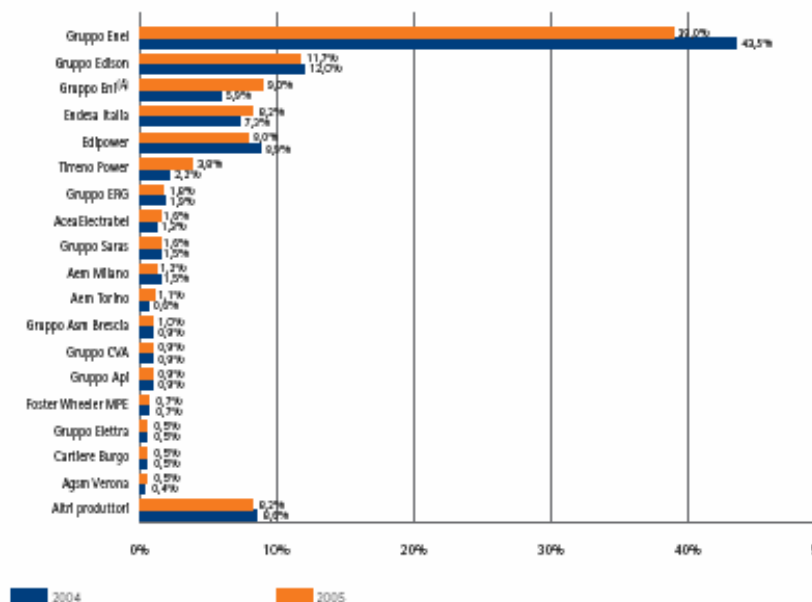


Fig. 2.14 - Principali operatori produzione: contributi % alla produzione nazionale lorda – confronto 2004-2005

Per quanto riguarda la capacità installata lorda, si è registrata nel 2005 una crescita superiore a 5.000 MW, con un incremento pari a circa il 6,4% rispetto all'anno precedente. La nuova capacità è costituita soprattutto da impianti termoelettrici, con l'ingresso di circa 4.400 MW. Dalla Figura 2.15, che riporta la capacità disponibile lorda per i maggiori operatori, si nota come gli incrementi abbiano interessato in particolare la capacità termoelettrica del gruppo Edison e del gruppo Eni, che dichiarano circa 1.000 MW in più ciascuno rispetto al 2004 [9]-[10].

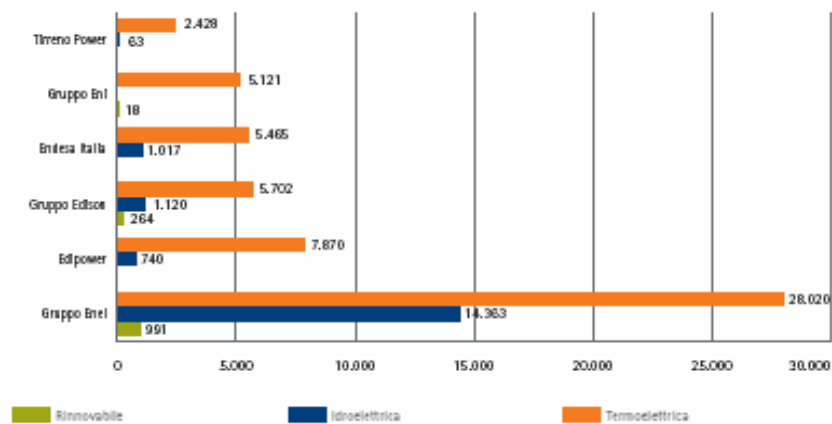


Fig. 2.15 - Disponibilità di capacità lorda per i maggiori gruppi [MW] – anno 2005

2.3.2 Le importazioni

Per quanto riguarda le importazioni, il saldo estero per il 2005 è ammontato a 49.155 GWh quale differenza tra le importazioni pari a 50.264 GWh e le esportazioni pari a 1.109 GWh. Rispetto al 2004 il saldo estero è aumentato del 7,7%, attestandosi su valori comunque inferiori a quelli registrati nel 2003 di circa 1.800 GWh. Tale aumento inverte il trend verificatosi negli ultimi due anni, nei quali si era registrata una riduzione dell'import dopo diversi anni di crescita continua¹. Il saldo estero ha garantito nel 2005 la copertura del 14,9%

¹ Il decreto del Ministero delle attività produttive del 13 dicembre 2005 ha stabilito le modalità e le condizioni per la regolazione delle importazioni di energia elettrica nel 2006. Ai sensi della legge 23 agosto 2004, n. 239, rientrano infatti nelle funzioni attribuite allo stato le determinazioni inerenti l'importazione e

del fabbisogno nazionale di energia elettrica, contro il 14,0% dell'anno precedente. Le importazioni dalla Svizzera sono aumentate del 27% circa rispetto all'anno precedente, mentre quelle dalla Francia si sono ridotte del 15%. Da evidenziare è anche il forte aumento delle importazioni dalla Slovenia, cresciute di circa 1.800 GWh e, specularmente, la forte riduzione di quelle dalla Grecia, che si sono sostanzialmente dimezzate nel corso dell'anno. A fronte di questa tendenza all'aumento delle esportazioni, si evidenzia come le importazioni abbiano cominciato a ridursi in termini percentuali solo dal mese di novembre. Questa tendenza si è andata accentuando nei primi mesi del 2006, durante i quali si è registrata, accanto a una forte diminuzione del saldo estero, più che dimezzato rispetto agli stessi mesi dell'anno precedente, una riduzione delle importazioni nell'ordine del 48% [9]-[10].

l'esportazione di energia elettrica. Il decreto conferma l'attribuzione separata da parte dei gestori esteri e della società TERNA Spa del 50% ciascuno della capacità disponibile al netto dei contratti pluriennali, pari a 2.000 MW intestati a Enel e destinati all'AU per la fornitura del mercato vincolato. Come avvenuto nel 2004, la diversità dei metodi per la gestione delle congestioni sull'interconnessione con l'Italia adottati dai paesi confinanti, non ha infatti consentito l'adozione di procedure congiunte di assegnazione. Della quota spettante a TERNA, il decreto identifica: la disponibilità per l'AU di diritti di importazione sulla capacità di trasporto in misura non superiore al 26% della capacità alle frontiere elettriche settentrionali e alla frontiera meridionale; limitatamente alla frontiera elettrica con la Svizzera, una quota pari a 150 MW costante durante tutto l'anno e, per un periodo di sei anni a partire dal 2005, riservata alla società Raetia Energie; limitatamente alla frontiera con la Svizzera, sino a un massimo di 32 MW a favore di Edison per garantire il reingresso in territorio italiano dell'energia elettrica prodotta nel 2006 presso il bacino idroelettrico di Innerferrera, prevedendo la possibilità di rientro graduale dell'energia non transitata relativa agli anni precedenti in misura pari a ulteriori 15 MW; l'attribuzione di quote di capacità di trasporto per le forniture alla Repubblica di San Marino e allo Stato della Città del Vaticano, in ottemperanza ad accordi internazionali, nella misura strettamente necessaria a soddisfare i consumi di ciascuno Stato.

Il decreto, come già evidenziato, ha previsto anche per l'anno 2006 il mantenimento della riserva di capacità di trasporto ai fini dell'esecuzione di tali contratti pluriennali. A partire dal 2005, i diritti di transito dell'energia sulle linee di interconnessione, in ottemperanza del regolamento CE n. 1228/2003 del 26 giugno 2003, devono essere assegnati con un criterio competitivo. Il decreto del Ministero delle attività produttive del 13 dicembre 2005, confermando quanto previsto per l'anno precedente, ha stabilito che l'utilizzo della capacità di trasporto sulla rete di interconnessione sia determinato, per tutta la durata del 2006, sulla base di offerte di vendita e di acquisto di energia elettrica, relative alla esecuzione di scambi transfrontalieri da parte di operatori esteri e nazionali, che vengono poste sul mercato elettrico secondo disposizioni dell'AEEG.

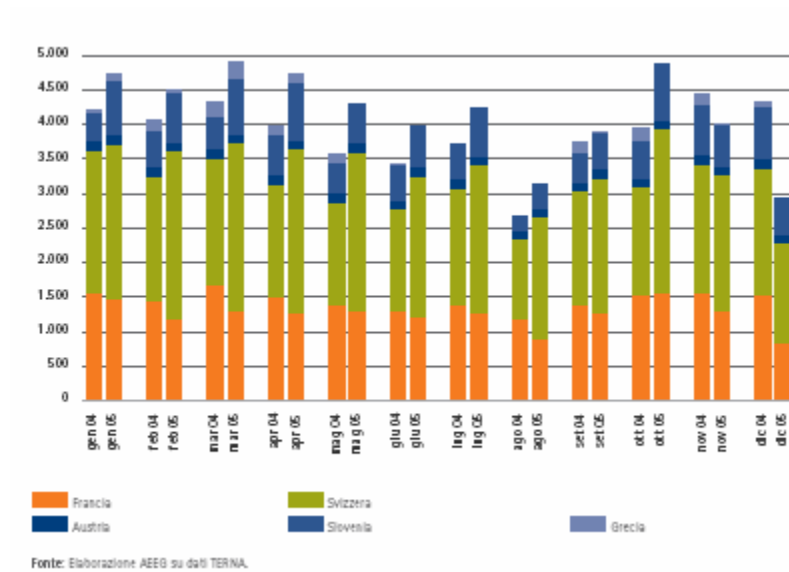


Fig. 2.16 – Importazioni di energia elettrica per frontiera nel 2004 e nel 2005 [GWh]

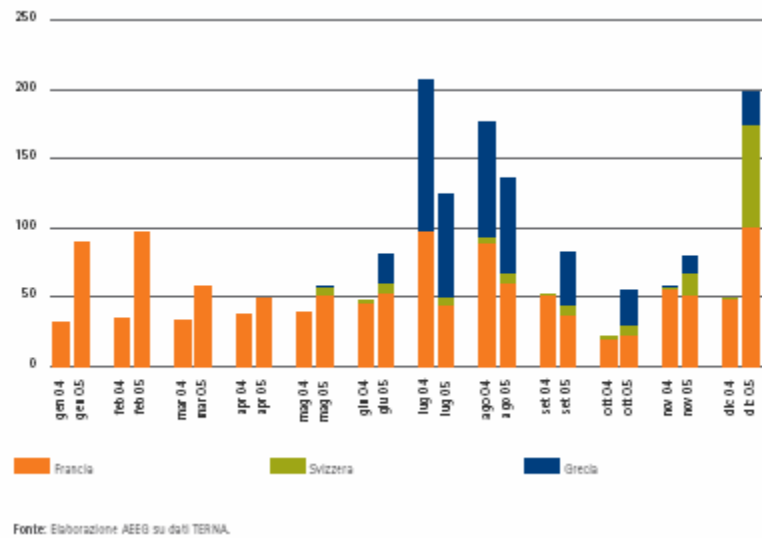


Fig. 2.17 – Esportazioni di energia elettrica per frontiera nel 2004 e nel 2005 [GWh]

2.3.3 La trasmissione

Il decreto legislativo n. 79/99 di attuazione della Direttiva 96/92/CE ha disposto, secondo il modello dell'Independent System Operator (ISO), la separazione proprietaria tra l'attività di gestione della rete di trasmissione nazionale, affidata a un soggetto pubblico controllato dal Ministero dell'economia e delle finanze, e le attività connesse con la proprietà delle infrastrutture di rete, rimaste in capo agli operatori. Il modello adottato in Italia ha mostrato tuttavia inefficienze e difficoltà di coordinamento tra il gestore delle rete e i proprietari della medesima; ciò ha indotto il Governo a proporre la riunificazione di proprietà e gestione, divenuta operativa nel novembre del 2005 con la nascita di TERNA – Rete elettrica nazionale Spa. La società TERNA è attualmente proprietaria di oltre il 90% della rete di trasmissione nazionale, mentre le rimanenti infrastrutture sono di proprietà di alcune imprese municipalizzate e di alcuni produttori di energia elettrica, per un totale di 13 imprese. Tra le altre imprese, quelle che detengono una quota maggiore delle infrastrutture di rete sono Edison Rete Spa, che possiede quasi 3.000 km di linee ad alta tensione, Aem Trasmissione Spa, che possiede poco più di 1.000 km di linee, e Rete Ferroviaria Italiana Spa. TERNA è a oggi proprietaria di circa 35.000 km di linee e possiede 302 stazioni di trasformazione e smistamento e 3 centri di teleparte conduzione. Nel settembre del 2005 la società ha acquisito Acea Trasmissione Spa, proprietaria di circa 700 km di rete ad alta tensione, pari a circa il 2% della rete nazionale. L'acquisizione ha avviato il processo di unificazione della rete di trasmissione nazionale previsto dalla legge 27 ottobre 2003, n. 290, sul riassetto del settore elettrico e dal successivo decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 11 maggio 2004. Nel corso del 2005, nell'ottica del processo di unificazione della rete di trasmissione sotto la proprietà di un unico soggetto indipendente, Enel ha ridotto la propria partecipazione in TERNA; allo stato attuale, una quota pari al 29,99% delle azioni della società è di proprietà della società Cassa depositi e prestiti Spa, mentre Enel è in possesso del 5,12% delle sue azioni. Nel gennaio del 2006 TERNA ha diffuso il Piano di sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale,

soggetto all'approvazione del Ministero delle attività produttive, contenente una analisi delle criticità attuali e future della rete e l'individuazione dei principali interventi di sviluppo. Tali interventi sono stati classificati in base ai benefici prevalenti a essi associati: adeguatezza del sistema per la copertura del fabbisogno, sicurezza di esercizio della rete, riduzione delle congestioni e dei poli di produzione limitati nel mercato, miglioramento della qualità e continuità del servizio e della fornitura. Gli interventi sono inoltre stati differenziati tra opere di breve-medio termine, di norma riferite al prossimo quinquennio, e attività di lungo periodo relative al prossimo decennio [9]-[10].

2.3.4 La distribuzione

Il decreto n. 79/99, prevedendo il rilascio di una sola concessione di distribuzione per ambito comunale e attribuendo alle società partecipate dagli enti locali la facoltà di chiedere all'ex monopolista Enel la cessione dei rami d'azienda operanti l'attività di distribuzione nel territorio comunale, ha dato il via a un processo di graduale razionalizzazione dell'attività, destinato a proseguire negli anni a venire. Nel periodo 2000-2002 il processo di riorganizzazione dell'attività di distribuzione è stato particolarmente intenso, con il trasferimento da Enel alle società partecipate dagli enti locali di più di un milione e mezzo di clienti finali, localizzati in 27 comuni tra cui Roma, Milano, Torino, Verona e Parma. Nel successivo biennio 2003-2004 sono state portate a termine ulteriori operazioni di cessione di reti di Enel che hanno coinvolto circa 61 comuni, tra cui Brescia, per un totale di circa 140.000 utenti. Nel periodo 2000-2004, inoltre, è stata completamente ceduta a Enel Distribuzione Spa l'attività di distribuzione relativa a 13 comuni, con un trasferimento di circa 14.000 clienti, e parzialmente ceduta l'attività in 46 comuni, con un trasferimento di circa 2.000 clienti. Nel corso del 2005, Enel Distribuzione ha ceduto il ramo d'azienda dell'intera provincia di Trento a SET Distribuzione Spa; tale cessione ha interessato circa 231.000 clienti. In data 13 marzo 2006 Enel Distribuzione ha poi sottoscritto un contratto preliminare con Hera Spa per la

cessione delle reti di 18 comuni, per un totale di circa 80.000 clienti. La data di efficacia prevista per tale contratto è l'1 luglio 2006. In data 29 marzo, infine, Enel Distribuzione ha sottoscritto un contratto preliminare con SECAB Alto But Soc. Coop. arl. per la cessione di circa 900 clienti nel comune di Sutrio: per tale contratto la data di efficacia è ancora da definire. Nel 2005 sono avvenute anche tre cessioni complete dell'attività di distribuzione a Enel, da parte delle società AEC Comunale, AEC Cefalù e Azienda aldovin Carulli (cessione dei contratti di somministrazione), per un totale di circa 7.000 clienti [9]-[10].

2.3.5 Le utenze finali: clienti liberi e vincolati

Con l'entrata in vigore dell'art. 21, comma 1, lettera b), della Direttiva europea 26 giugno 2003 - 2003/54/CE), dall'1 luglio 2004 tutti i clienti non domestici sono da considerarsi idonei e quindi liberi di scegliere la controparte contrattuale nonché di contrattare le condizioni della fornitura, fatti salvi i profili regolati. Al riconoscimento di tale diritto è comunque correlata la facoltà di mantenere la propria collocazione sul mercato vincolato, a meno di non esercitare la facoltà di recesso nei termini disciplinati con delibera 20 ottobre 1999, n. 158 e successive modifiche e integrazioni. In caso di mancato esercizio di detta facoltà, permane, in capo ai soggetti distributori/venditori, l'obbligo di garantire la fornitura nei termini di cui all'art. 4, del decreto legislativo n. 79/99. I clienti idonei (quindi potenzialmente liberi) al 31 dicembre 2005 erano circa 7,7 milioni, e hanno prelevato, nel corso dell'anno, 223,2 TWh di energia (al netto dei consumi della Rete Ferroviaria Italiana); rispetto all'anno precedente il volume di energia prelevata dagli stessi clienti è aumentato di circa 5,6 TWh. Il prelievo medio per cliente, risultato sostanzialmente stabile rispetto al 2004 attestandosi su 28.814 kWh, continua a presentare una significativa variabilità a livello regionale. In particolare, il prelievo medio passa dai quasi 48.000 kWh della Lombardia agli appena 12.141 kWh della Calabria. La Lombardia è anche la regione in cui è maggiore il quantitativo di energia elettrica prelevata dalla rete in termini assoluti, rappresentando, da sola, poco meno del 24% della domanda, seguita dal

Veneto (10,8%) e dall'Emilia Romagna (8,9%). I clienti che al 31 dicembre 2005 risultavano approvvigionarsi sul mercato libero, erano invece circa 330.000, con un rilievo complessivo di 136,6 TWh, corrispondente a una quota del 61,2% del mercato potenziale. Nel corso del 2005, quindi, risultano aumentati i clienti liberi, cresciuti di più di 200.000 unità, mentre l'energia prelevata è cresciuta di circa 9 TWh. Come effetto, sono molto diminuiti i prelievi pro capite, passati da circa 1 GWh nel 2004 a 0,41 GWh nel 2005. I prelievi pro capite dei clienti liberi hanno una variabilità ancor più accentuata se riferiti al mercato potenziale: da 1,15 GWh in Basilicata a 0,12 GWh in Liguria. I prelievi pro capite risultano ampiamente sotto la media anche in Sicilia (0,22 GWh), Calabria (0,23 GWh) e Lazio (0,26 GWh). Le regioni in cui una quota maggiore di consumatori potenzialmente liberi ha deciso di approvvigionarsi sul mercato libero sono il Friuli Venezia Giulia, la Sardegna e l'Umbria (oltre il 70%), mentre altre regioni del Sud evidenziano quote molto inferiori, soprattutto Calabria (31,3%), Sicilia (41,2%) e Campania (42,7%). Rispetto all'anno precedente, le regioni che nel 2005 hanno registrato la maggiore espansione dei clienti liberi, tanto in termini numerici che di energia prelevata, sono state la Lombardia (+ 3 TWh), l'Emilia Romagna, il Veneto e il Lazio, ognuna con aumenti di 0,9 TWh. Circa 86,6 TWh di energia fornita a clienti idonei sul mercato vincolato sono prelievi effettuati da utenti molto piccoli con prelievi medi che si aggirano intorno a 11.700 kWh e che, almeno fino al dicembre 2005, hanno preferito continuare ad acquistare energia elettrica presso il distributore locale. Nel corso del 2005 i consumi del mercato vincolato, sulla base dei dati di preconsuntivo forniti dai distributori, sono diminuiti di oltre il 2% rispetto all'anno precedente. Il calo è interamente attribuibile ai consumi dei non domestici vincolati. Per questi ultimi, in prevalenza piccole aziende, artigiani, professionisti, ecc..., che al 1° luglio 2004 sono diventati clienti idonei, la domanda è diminuita, infatti, del 4% circa mentre i consumi dei domestici sono rimasti sostanzialmente stabili rispetto al 2004. Negli ultimi cinque anni il peso del mercato

vincolato, in termini di volumi, sul mercato totale (al netto degli autoconsumi) è sceso dall'82% al 53% [9]-[10].

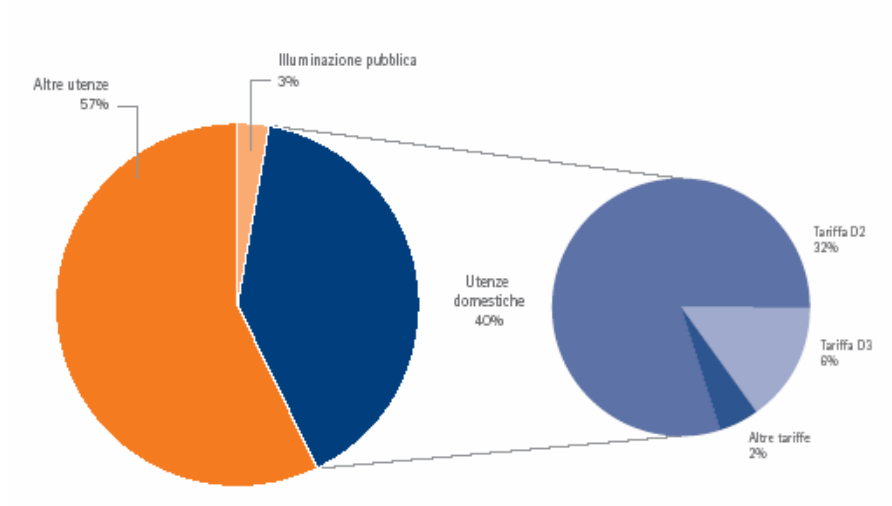


Fig. 2.18 – Mercato vincolato per tipologia di utente – dati percentuali sui prelievi 2005

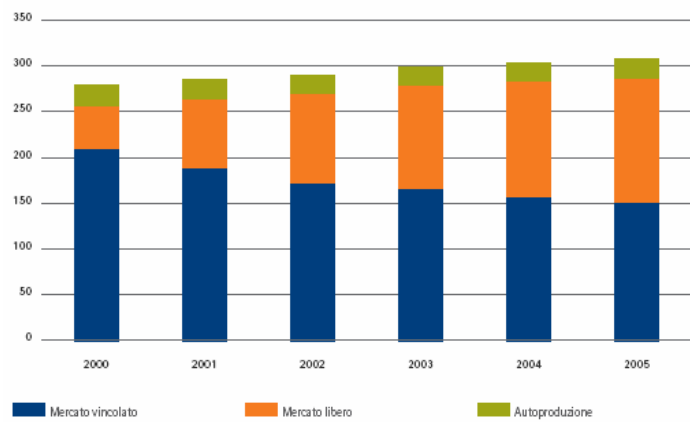


Fig. 2.19 – Consumi finali per tipologia di mercato

3 Pianificazione del sistema elettrico nel lungo termine

3.1 Introduzione

La pianificazione dello sviluppo della rete di trasmissione costituisce un processo decisionale il cui obiettivo è la soluzione di un problema di ottimizzazione costi/benefici: i primi correlati agli investimenti necessari per il potenziamento e sviluppo della rete, i secondi valutati tenendo conto di tutti i miglioramenti sia dal punto di vista tecnico-operativo, sia da quello più strettamente economico. E' quindi naturale che, con la progressiva estensione dimensionale delle reti, su scala regionale prima e nazionale poi, la pianificazione della rete di trasmissione abbia assunto un ruolo sempre più rilevante nell'ambito del processo più generale di definizione della evoluzione e sviluppo dell'intero sistema elettrico. Ciò ha fatto sì che, a partire dai primi anni '50 del secolo scorso, ci sia stato un notevole sviluppo di metodologie, algoritmi e procedure di analisi per la pianificazione dei sistemi elettrici che, con l'avvento dei moderni calcolatori, si è tradotto nella implementazione di programmi di calcolo sempre più sofisticati. Tale processo ha interessato un arco temporale sostanzialmente coincidente con lo sviluppo dell'industria elettrica in regime di monopolio, dominato da imprese che si caratterizzavano principalmente per la struttura verticale dei tre segmenti principali della filiera elettrica (Generazione, Trasmissione e Distribuzione) [13]-[18].

Negli ultimi 10-15 anni l'interesse per la ricerca nel campo della pianificazione del sistema di trasmissione si è rivitalizzato. Le motivazioni sono da ricercare nella ristrutturazione in senso liberista dell'industria elettrica che, in varia misura e con differenti modalità, si sta sviluppando a livello mondiale e che sta rendendo sempre più necessario, nel processo decisionale che definisce le strategie di rinforzo ed espansione delle reti, affiancare

ai tradizionali obiettivi di ordine economico generale e tecnico-affidabilistico, quelli che riflettono in modo più specifico gli interessi, non sempre coincidenti ed a volte conflittuali, dei vari attori-operatori del mercato elettrico.

Dal momento che si sono imposte nuove regole e nuovi ambiti regolatori, è emersa la necessità di rivisitare il processo di pianificazione della rete di trasmissione non solo per gli aspetti modellistica e degli algoritmi di calcolo, che devono essere in grado di simulare l'esplicitarsi delle nuove condizioni di mercato, ma anche e soprattutto per la messa a fuoco dei problemi fatti emergere dalle specifiche caratteristiche e implicazioni che l'attività di trasmissione assume in un ambiente di mercato competitivo: sono cambiate le condizioni al contorno a cui deve far riferimento la pianificazione della rete di trasmissione, si sono ampliati gli obiettivi della pianificazione stessa, e sono aumentate le incertezze del quadro di riferimento in cui si colloca il processo stesso e vengono definite le condizioni al contorno che ne determinano gli esiti [19]-[27].

La separazione societaria e proprietaria fra i tre segmenti della filiera elettrica, Generazione – Trasmissione - Distribuzione, ha avuto come conseguenza anche il passaggio dalla pianificazione “centralizzata”, che vedeva in modo esplicito le interazioni fra le decisioni di sviluppo relative ai tre segmenti, alla pianificazione “de-centralizzata” che, per il segmento Trasmissione, assume però un carattere particolare. Dovendo infatti la rete di trasmissione costituire una infrastruttura utilizzabile dai segmenti a monte (Generazione) ed a valle (Distribuzione), la pianificazione del suo sviluppo deve comunque temperare le esigenze e gli obiettivi economici degli operatori di entrambi i segmenti, cosa che le conferisce un contenuto oggettivamente centrale anche nel contesto del mercato competitivo.

Il superamento della cosiddetta pianificazione integrata o centralizzata ha fatto emergere almeno tre ordini di problemi, come si legge nel rapporto conclusivo del W.G. 37-30, “*Network planning in a deregulated environment*” pubblicato a fine 2002.

Il primo ordine di problemi riguarda gli **obiettivi** della pianificazione ed in particolare la **correlazione esistente fra sviluppo della rete di trasmissione ed esigenze economiche di**

mercato. Il superamento del dispacciamento basato sui costi, il prevedibile ingresso di nuovi attori nella produzione, una maggior variabilità degli scambi attraverso le linee di interconnessione, fanno intuire modalità differenti nella utilizzazione della rete di trasmissione. Nella pianificazione centralizzata, concettualmente coerente con la natura monopolistica del mercato e l'integrazione verticale dei tre segmenti della filiera, le giustificazioni economiche per gli investimenti aggiuntivi in impianti di trasmissione rientrano sostanzialmente in tre categorie:

- i costi complessivi di esercizio del sistema Generazione + Trasmissione (costi di produzione e costi delle perdite di trasmissione),
- il costo per mancanza di adeguatezza del sistema di trasmissione (Energia non Fornita e relativa valorizzazione economica),
- i minori costi di investimento in generazione nel caso di potenziamento o apertura di nuove interconnessioni.

La liberalizzazione del mercato elettrico, aprendo alla competizione i segmenti della Generazione e della Distribuzione, in cui operano una pluralità di operatori, ha fatto emergere, attraverso i meccanismi di competizione fra i produttori e quello dell'incontro fra domanda ed offerta sulla base dei prezzi offerti e della propensione dei consumatori finali a pagare il kWh, un nuovo quadro di giustificazioni economiche per gli investimenti in trasmissione. Nel nuovo contesto si evidenzia in particolare la necessità di valutare l'impatto che tali investimenti hanno su variabili che misurano gli interessi degli operatori di mercato (il surplus dei consumatori e dei produttori, le rendite di congestione del proprietario di rete), la cui determinazione dipende dal come si realizza il mercato elettrico per assegnate condizioni di sviluppo della rete di trasmissione. Al contempo però la rete di trasmissione, nella maggior parte dei mercati liberalizzati ed in quelli dell'Area Europea in particolare, continua ad essere concepita come una "infrastruttura" con carattere di "monopolio regolato". Infatti gli alti costi di investimento non giustificano fino ad oggi la competizione nella trasmissione di energia, e cioè la duplicazione di linee sulla stessa direttrice di trasporto, con proprietari diversi e relativi

gestori che acquisiscono in forme competitive l'utilizzazione degli impianti e la relativa remunerazione del servizio. Il carattere di infrastruttura e di "monopolio regolato" della rete di trasmissione fa sì che la sua pianificazione debba farsi carico non solo dei problemi propri di efficienza tecnica ed economica, ma anche di quelli connessi alla pluralità di interessi dei singoli operatori del mercato, sui quali il potenziamento della rete realizzato in uno specifico modo può determinare effetti non coincidenti o addirittura contrapposti. La pianificazione della rete di trasmissione è quindi sì de-centralizzata, ma deve assolvere contemporaneamente ad un ruolo che di fatto realizza, centralizzandolo, il giusto equilibrio fra interessi contrapposti degli operatori della Generazione e della Distribuzione e di quelli dei consumatori finali. Questa caratteristica peculiare del processo di pianificazione fa sì che sia preferibile affidarne la responsabilità ad un unico soggetto che sia "indipendente" dagli operatori dei segmenti Generazione e Distribuzione, soggetto che normalmente si identifica con il Gestore della Rete (Transmission System Operator TSO o Independent System Operator ISO), che può essere o meno proprietario della rete di trasmissione che gestisce a seconda del modello di mercato adottato.

Il secondo ordine di problemi riguarda i nuovi **vincoli** del processo di pianificazione e scaturisce dalla considerazione che il nuovo contesto competitivo richiede trasparenza ed efficienza economica anche al segmento Trasmissione e quindi può aumentare la tendenza ad utilizzare in modo più intenso la rete esistente, cosa che può pregiudicare la **affidabilità del sistema**. Questa tendenza pone all'ordine del giorno il quesito decisivo se i criteri affidabilistici di pianificazione devono essere rilassati, rafforzati o restare invariati.

Il terzo ordine di problemi riguarda l'**incertezza a contorno del processo di pianificazione** e nasce dal fatto che il pianificatore vede modificarsi in maniera drastica le basi su cui deve fondare il suo processo decisionale; in particolare cambiano le possibilità di conoscere con anticipo e con certezza, per motivi di riservatezza legati alla competizione, l'evoluzione del sistema di generazione (entità, localizzazione e tempi di entrata in servizio o tempi di decommissioning) e perché viene introdotta la possibilità di sviluppo delle

interconnessioni commerciali (*merchant lines*). Queste problematiche fanno sì che il processo di pianificazione sia più complesso e dai contorni più incerti.

Va inoltre osservato che le stesse decisioni di potenziamento della rete di trasmissione diventano meno univocamente giustificabili, essendo maggiore l'incertezza del quadro tecnico e normativo che le supporta, con la conseguenza di rendere più accidentato anche l'iter autorizzativo, in particolare per nuove linee aeree, nel corso del quale le argomentazioni a favore dei potenziamenti della rete devono confrontarsi non solo con più stringenti vincoli di tipo economico-finanziario ma anche con i crescenti timori nei confronti dei campi elettromagnetici e con l'opposizione di carattere ambientalista per problemi di impatto visivo dovuto ai nuovi impianti.

3.2 Gli obiettivi

Nella precedente situazione di mercato monopolistico, in cui gli operatori dominanti erano imprese verticalmente integrate a capitale sia pubblico che privato, l'obiettivo della attività di pianificazione era sostanzialmente quello di individuare i piani di potenziamento ed espansione che permettessero di raggiungere il miglior compromesso tecnico-economico fra i costi, strettamente legati al crescente volume di investimenti in impianti di trasmissione, ed i benefici che potevano essere misurati non solo in termini di risparmio sui costi di esercizio e di investimento della produzione ma anche sul miglioramento della qualità e continuità del servizio fornito alla clientela (adeguatezza) e della sicurezza in esercizio del sistema.

L'oggetto della pianificazione non era, e non poteva essere, quindi la sola rete di trasmissione, in quanto *“gli investimenti in reti di trasmissione erano progettati in modo da soddisfare le necessità dei piani di sviluppo a lungo termine della generazione e la formulazione di questi ultimi teneva conto dei costi di sviluppo dei piani associati della trasmissione. Il risultato era, auspicabilmente, un ottimo livello di espansione della generazione e della trasmissione al costo minimo in modo da mettere a disposizione dei consumatori finali una fornitura di elettricità affidabile e di buona qualità al prezzo più basso*

possibile”. Tutto questo si inquadrava in quella che era definita la pianificazione centralizzata in cui il pianificatore della rete disponeva di tutte le informazioni necessarie sulla evoluzione della offerta e della domanda sia in potenza che in energia ed era in grado di valutare quantitativamente, sul piano tecnico e operativo e su quello economico, i mutui effetti delle decisioni relative alla espansione sia della rete che del parco di generazione.

L’obiettivo generale della pianificazione della trasmissione nei sistemi liberalizzati è invece di dotare il sistema elettrico di una infrastruttura, quale è la rete di trasmissione, che dia a tutti gli attori del mercato elettrico, senza discriminazione, la possibilità di operare in un ambiente competitivo e che contemporaneamente sia in grado di garantire opportuni livelli di affidabilità del sistema, salvaguardando in ogni caso i criteri di efficienza economica a cui devono rispondere gli investimenti anche nel segmento trasmissione. Quindi nel cosiddetto ambiente deregolamentato, cioè in un contesto di mercato competitivo, si individuano per la pianificazione della rete i seguenti obiettivi specifici:

- a. incoraggiare e facilitare la concorrenza fra gli attori del mercato elettrico,
- b. garantire libero accesso alla generazione a buon mercato per tutti i consumatori finali ed in modo non discriminatorio,
- c. fornire adeguati margini di riserva di capacità di trasmissione sia lato fornitura per i produttori, sia lato domanda per i consumatori,
- d. fornire piani di sviluppo che siano robusti rispetto a tutti i tipi di incertezze che caratterizzano il processo,
- e. essere una pianificazione basata sul valore del servizio di trasmissione piuttosto che esclusivamente sui costi e sulla affidabilità.

Va infine sottolineato che le decisioni che scaturiscono dalla pianificazione dell’espansione della rete vanno ad incidere in modo diseguale sugli interessi e gli obiettivi economici dei diversi operatori del mercato e che questo deve essere tenuto in conto nel processo decisionale della pianificazione [23], [24], [28].

3.3 I vincoli a contorno

Il funzionamento del sistema elettrico è soggetto a vincoli tecnici molto stringenti, in quanto richiede:

- un bilanciamento istantaneo e continuo tra le quantità di energia immessa in rete e quelle prelevate dalla rete, tenuto conto delle perdite di trasporto e distribuzione;
- il rispetto dei limiti di frequenza e tensione, per tutelare la sicurezza degli impianti;
- il rispetto dei limiti di portata sui singoli collegamenti (assenza di congestioni in rete).

Altri vincoli possono essere di carattere economico, quali la minimizzazione dei costi di esercizio e manutenzione degli impianti, la minimizzazione dell'impatto ambientale, la minimizzazione del rischio dell'investimento, ecc..

In realtà i vincoli di carattere economico possono anche essere interpretati come obiettivi del processo di pianificazione a seconda della modellazione utilizzata per la risoluzione del problema. In particolare l'obiettivo della "sostenibilità ambientale" non viene però esaminato in questa sede anche perché i parametri che la esprimono, soprattutto nel caso della rete di trasmissione, sono soggetti a vincoli che devono essere tassativamente rispettati (ad esempio le intensità dei campi elettrico e magnetico originati dalle linee elettriche aeree), e che non possono quindi costituire variabili da ottimizzare nel processo decisionale.

3.4 Le incertezze

Il problema della incertezza nella determinazione di alcuni dei fattori che condizionano il processo di pianificazione del potenziamento e della espansione della rete di trasmissione, non è una esplicita e specifica conseguenza della liberalizzazione del mercato elettrico. È sufficiente considerare che, anche nella precedente fase del mercato monopolistico, un fattore di incertezza era il tasso previsto di crescita della domanda che condizionava ovviamente non solo l'espansione del parco di produzione ma anche le necessità complessive di trasporto dell'energia e le direttrici del trasporto stesso. Si parlava al tempo di "scenari" di evoluzione del carico rispetto ai quali si definivano strategie di espansione della rete. Per chiarire meglio

il concetto di incertezza nel contesto della pianificazione si può utilmente ricorrere alla definizione fornita, nel 1995, dal WG 37.10 della CIGRE che recitava: *“Incertezza significa qui l’evoluzione di parametri pertinenti di cui è impossibile prevedere il valore sulla base di osservazioni passate dei fenomeni. Questa nozione non deve essere confusa con un altro tipo di incertezze legate ai valori futuri di parametri o variabili casuali i cui valori seguono legge conosciute di probabilità”*. Allo scopo di definire l’evoluzione richiesta ai requisiti del processo di pianificazione della rete di trasmissione a seguito dell’avvento del mercato elettrico competitivo, è necessario distinguere le incertezze di natura casuale o stocastica da quelle di natura non casuale e definire, per ciascuna delle due categorie, quali fra esse sono una conseguenza specifica della liberalizzazione [28]-[30].

Fra le incertezze “casuali” rientrano quelle ascrivibili a fenomeni i cui parametri descrittivi seguono leggi probabilistiche note o che possono comunque essere dedotte da serie storiche ottenute dalla registrazione di esperienze precedenti. Esse riguardano essenzialmente:

- a)** lo scostamento del valore, totale e nodale, del carico da quello della previsione di medio-lungo termine, per cause occasionali (ad esempio le condizioni meteorologiche);
- b)** le oscillazioni dei costi di produzione e quindi delle offerte degli operatori della generazione;
- c)** i contratti occasionali di vettoriamento;
- d)** la disponibilità di generatori, linee e altri impianti di trasmissione.

Le incertezze di tipo **a)** e **d)** sono definibili come strutturali ed hanno rilevanza sistematica ai fini della valutazione della affidabilità della fornitura di energia e potenza garantita dalla rete di trasmissione, infatti sono generalmente opportunamente modellate nei relativi programmi di calcolo probabilistico per il calcolo degli indici del tipo LOLP (Loss Of Load Probability), LOLE (Loss Of Load Expectation) e EENS (Expected Energy Not Supplied). Quelle di tipo **b)** e **c)** non dovrebbero invece essere prese in considerazione nella pianificazione della espansione della rete poiché hanno un carattere di occasionalità che non

può ragionevolmente condizionare un processo decisionale, che è di lungo periodo e relativo ad investimenti con tempi di ammortamento altrettanto lunghi.

Le incertezze “non casuali” sono:

- e) crescita del carico nei siti esistenti e in nuovi siti eventuali;
- f) espansione della generazione (localizzazione e potenza installata) e chiusura di siti di produzione esistenti all’inizio del periodo di studio;
- g) evoluzione della capacità di importazione dall’estero;
- h) costi e vincoli per la espansione della rete di trasmissione;
- i) possibili autorizzazioni di impianti di trasmissione in regime particolare (merchant lines);
- j) evoluzione delle regole del mercato elettrico.

Per quanto riguarda **e)**, l’incertezza peculiare introdotta dal mercato liberalizzato si riferisce quasi esclusivamente alla localizzazione dei carichi, dal momento che l’entità complessiva della domanda in energia e potenza dipende essenzialmente da fattori macroeconomici che mantengono le stesse caratteristiche di incertezza che avevano anche nel mercato elettrico monopolistico. Sul fronte dell’offerta, e quindi delle voci **f)** e **g)**, si può innanzitutto osservare che l’evoluzione complessiva (in MW) di capacità di produzione e di importazione dall’estero deve seguire nel medio e lungo periodo quella della domanda, a meno di carenze macroscopiche dei meccanismi del mercato stesso e della attività di regolazione (procedimenti autorizzativi, definizione degli incentivi per la remunerazione della capacità di riserva, monitoraggio e sanzione di comportamenti lesivi della concorrenza, ecc.). L’incertezza riguarda quindi da un lato la localizzazione (dove viene installata la nuova potenza di generazione o in quali nodi della rete è possibile importare) e dall’altro il mix produzione-importazione, che sarà sensibile ai valori attesi di lungo periodo dei prezzi medi o marginali dei sistemi interessati all’import-export. Infine, le incertezze di tipo **i)** ed **j)** sono anch’esse peculiari del mercato competitivo, mentre l’incertezza di tipo **h)** mantiene, grosso modo, le stesse caratteristiche sia nel mercato monopolistico che in quello competitivo.

A ben osservare, il problema delle “incertezze non casuali” è in buona parte il prodotto dell’*unbundling* che sottrae al Gestore della rete di trasmissione, responsabile della sua pianificazione, l’accesso alle informazioni sulle strategie degli operatori del segmento generazione a monte. A rendere più complesso ed incerto il processo di pianificazione della rete si aggiunge, anche la combinazione fra evoluzione tecnologica della produzione, con la crescente diffusione delle centrali a Ciclo Combinato, che ha drasticamente ridotto rispetto al passato i tempi di costruzione delle centrali, ed il contemporaneo appesantimento e allungamento delle procedure per l’autorizzazione e la costruzione di nuovi impianti di trasmissione, col risultato di ridurre i margini di manovra del pianificatore delle rete.

3.5 Le nuove tecniche e le nuove metriche

Metodi, strumenti di calcolo e procedure per tenere conto delle incertezze di natura stocastica rilevanti per la pianificazione della rete, in un contesto di mercato monopolistico dominato da imprese verticalmente integrate, erano già stati sviluppati e applicati nei decenni passati, e di essi esiste una ampia documentazione [31]-[36].

Al fine di riportare una carrellata delle nuove tecniche di pianificazione si premettono due definizioni, riferite al problema della espansione della rete di trasmissione:

Scenario: insieme di esiti o realizzazioni di tutte le incertezze, che riflette un possibile stato futuro dei fattori esterni che condizionano il processo di pianificazione (ad esempio: valore del tasso di crescita del carico, insieme di localizzazioni di centrali, ecc.),

Strategia: un insieme di opzioni per lo sviluppo futuro della rete (ad esempio: massimo livello di tensione delle linee, massimo numero di circuiti per corridoio, ecc...).

3.5.1 *Gestione e modellazione delle incertezze: tecniche di scenario e analisi delle decisioni*

Le tecniche che stanno alla base delle attuali procedure di pianificazione possono suddividersi in due macro-categorie: *Tecniche di scenario* e *Tecniche di analisi delle*

decisioni. La procedura di pianificazione che usa le *Tecniche di scenario* si sviluppa attraverso i seguenti passi:

- determinazione di un insieme di probabili o possibili scenari futuri (indice k);
- assegnazione ad ogni scenario di un grado di importanza o di probabilità di verificarsi (w_k);
- selezione delle possibili strategie di sviluppo della rete (indice i);
- determinazione dell'insieme delle possibili soluzioni (i,k), ciascuna ottimizzata secondo lo stesso insieme omogeneo di criteri di pianificazione;
- determinazione di una "cifra di merito" $f_{i,k}$ (ad esempio una funzione di costo) che misuri la bontà della soluzione;
- selezione del piano ottimo rispetto a tutti gli scenari utilizzando, in alternativa:
 - l'approccio del "Minimo Costo Atteso" altrimenti detto della "Scelta Probabilistica";
 - l'approccio della "Analisi del Rischio" sviluppata utilizzando vari criteri: Min Max Regret, Laplace, Von Neumann-Morgenstern, Hurwicz, Pareto-optimal, ecc.

Il confronto fra i due approcci utilizzabili nell'ambito delle *Tecniche di Scenario* porta alle seguenti conclusioni, che devono indirizzare il pianificatore nella scelta dell'approccio più adatto al contesto in cui si colloca il suo processo decisionale:

- per l'utilizzo dell'approccio della "Scelta Probabilistica", deve valere l'ipotesi base dell'analisi probabilistica e cioè che gli scenari devono essere ripetibili e le leggi che governano il fenomeno devono restare invariate, cosicché la frequenza con cui si verifica ciascun scenario tende ad essere prossima con la probabilità ad esso assegnata. Questa condizione tenderebbe però ad escludere, per definizione, la possibilità di utilizzare il metodo per le cosiddette "incertezze non casuali";
- la "Scelta Probabilistica" costituisce una valutazione *a priori* nel senso che la scelta della soluzione finale è effettuata prima di conoscere quale scenario futuro si verificherà nei fatti;

- L'“Analisi del Rischio” consente invece di effettuare una valutazione *a posteriori*, cioè la soluzione finale è scelta dopo aver verificato le conseguenze di ciascuna soluzione in ciascuno dei possibili scenari futuri;
- la “Scelta Probabilistica” potrebbe nascondere soluzioni che nella realtà sono interessanti in ambiente incerto e in alcuni casi tende a suggerire soluzioni a più alto rischio;
- per decisioni molto importanti, in cui la sopravvivenza del sistema è richiesta anche a fronte di uno scenario improbabile ma catastrofico, è prudente in ogni caso ricorrere al criterio del Min-Max Regret.

Con la *Tecnica della analisi delle decisioni* l'insieme completo di scenari sui diversi intervalli in cui si suddivide il periodo di pianificazione è descritto attraverso un “albero degli eventi” per mezzo del quale è possibile modellare e risolvere un classico problema di programmazione dinamica stocastica. L'analisi delle decisioni consente di individuare oltre al piano di sviluppo ottimo anche gli eventuali adattamenti resi necessari dal verificarsi degli eventi futuri, cioè dal concretizzarsi delle incertezze in uno dei modi previsti.

3.5.2 Gestione e modellazione dell'orizzonte temporale: tecniche statiche e dinamiche

L'entità degli investimenti, la complessità delle decisioni, i tempi di ritorno del capitale investito sono tre fattori che impongono che la pianificazione della evoluzione ed espansione della rete di trasmissione copra un arco temporale sufficientemente ampio, soprattutto se si prospettano possibilità di modificazioni significative nella topologia della rete e nelle caratteristiche tecnologiche dei suoi componenti. Se l'orizzonte temporale dei 2-5 anni può essere adatto per adeguamenti locali legati alla comparsa di una nuova centrale di taglia piccolo-media, bisognerà passare invece ad un orizzonte almeno decennale nel caso di problematiche legate alla evoluzione della bulk-transmission. Ciò premesso, si constata che, indipendentemente dal contesto istituzionale e di mercato in cui si colloca il problema dello sviluppo delle reti di trasmissione, il processo di pianificazione è classificato come *statico* o come *dinamico* a seconda di come viene gestito nel processo decisionale il periodo di studio.

Il planning è definito *statico* se l'obiettivo del pianificatore è semplicemente quello di individuare lo stato finale ottimo della rete (l'insieme dei rinforzi necessari) per una definita situazione futura di carico e generazione, senza preoccuparsi di determinare quando i nuovi impianti devono essere installati.

Nella pianificazione *dinamica*, invece, sono considerati molteplici anni intermedi, fra quello iniziale e quello orizzonte dello studio, e viene definita una strategia ottima di espansione della rete per tutto il periodo, tale cioè che in ciascun anno intermedio siano rispettati i criteri di pianificazione adottati e che le soluzioni individuate siano concatenate nel tempo in un processo univoco di espansione e potenziamento della rete. Il problema della pianificazione dinamica è molto complesso e di dimensioni molto grandi perché deve tenere conto, non solo dei problemi di localizzazione e taglia ottima degli impianti da aggiungere, ma anche di quelli relativi alla scelta ottimale del tempo della loro installazione, che a sua volta può interagire con i primi due aspetti. Questo si traduce in un grande numero di variabili, di legami funzionali complessi fra le stesse e di vincoli, numero che tende a diventare proibitivo quando il problema riguarda sistemi reali e non semplici test-systems. Per superare le difficoltà modellistiche e computazionali inerenti alla formulazione e soluzione del problema completo di pianificazione dinamica, specialmente quando si tratti di sistemi elettrici di grandi dimensioni, la via più semplice suggerita da molti autori è quella di decomporre il problema dinamico in una sequenza di sotto-problemi statici, adottando cioè procedure *pseudodinamiche*. Fra queste procedure, due approcci sono risultati per così dire spontanei, tenuto conto della natura del problema:

- *Procedura "in avanti" (forward)* che consiste nel risolvere i problemi statici di espansione in sequenza, per tutti gli anni o per tutti gli i sottointervalli di tempo del periodo di studio, considerando acquisiti a ciascun passo i potenziamenti di rete decisi al passo precedente. La prima osservazione è che questa procedura porta alla individuazione di piani di sviluppo estremamente gradualmente, cioè per incrementi della capacità di trasporto proporzionate all'incremento delle necessità di trasmissione di ciascun sub-intervallo di

studio, ed a formulare quindi soluzioni, che specialmente nel lungo periodo, non vedono la opportunità di scelte strategiche importanti, quali l'apertura di nuovi corridoi o la scelta di nuove tecnologie di trasmissione (passaggio a livelli superiori di tensione, opzioni HVDC su alcune direttrici, ecc...).

- *Procedura "all'indietro" (backward)* che consiste nel risolvere un primo problema statico relativo all'intero periodo di studio dall'anno iniziale all'anno orizzonte e quindi risolvere in sequenza i problemi statici per tutti gli anni o intervalli di tempo intermedi, per trovare la miglior sequenza temporale di installazione degli impianti nuovi risultati necessari nel primo passo complessivo. Naturalmente se l'insieme dei potenziamenti previsti dal primo studio (dall'anno iniziale direttamente all'anno orizzonte) non fosse sufficiente per soddisfare le esigenze operative ed i criteri di pianificazione per ciascuno degli anni intermedi, la procedura seleziona alcuni impianti addizionali scelti fra tutte le opzioni di rinforzo, che erano state definite preliminarmente dal pianificatore.

Tenendo conto di quanto già detto a proposito della procedura *forward* e del fatto che quella *backward* si basa sostanzialmente sulla soluzione trovata per prima per l'anno finale, in cui normalmente si verificano le condizioni di maggiore necessità di trasmissione di potenza ed energia, le soluzioni prodotte dalla procedura *backward* sono generalmente migliori di quelle ottenute con la procedura *forward*.

3.5.3 Gestione e modellazione degli obiettivi: indici ed indicatori

Il grado di raggiungimento degli obiettivi della pianificazione di un sistema elettrico è solitamente misurato mediante indici e/o indicatori che sono calcolati simulando il comportamento del sistema nelle configurazioni e nelle condizioni operative previste e/o possibili, coerenti con i modelli adottati per rappresentare:

- le condizioni significative della domanda carico,
- le incertezze di tipo casuale, in particolare i fuori servizio dei componenti e l'aleatorietà della domanda,
- le regole di mercato ed il conseguente utilizzo delle risorse.

Il tipo di indici/indicatori, e le metodologie per calcolarli, dipendono ovviamente dalla maggiore o minore complessità dei modelli adottati per la simulazione del comportamento del sistema. A prescindere da ciò una prima macroclassificazione li distingue in:

- **Indici deterministici**, calcolati per un numero limitato e predefinito di condizioni operative del sistema;
- **Indici probabilistici**, calcolati simulando il comportamento del sistema elettrico per un numero molto elevato di stati (configurazioni e condizioni operative) e pesando il valore calcolato con la probabilità dello stato corrispondente.

Una seconda macroclassificazione li distingue fra:

- **Indici di sistema**, che misurano il raggiungimento od il non raggiungimento dell'obiettivo a livello complessivo;
- **Indici locali**, che danno una misura della efficienza od inefficienza della rete, rispetto all'obiettivo, misurata per i singoli nodi o per aree ristrette della stessa.

Tenendo conto degli obiettivi della pianificazione (quali affidabilità del sistema elettrico; robustezza a fronte di incertezze di varia natura; efficienza e concorrenzialità del mercato) in letteratura si possono individuare due tipologie di indici, di tipo probabilistico, più adatti su cui basare il processo di pianificazione:

1. **Indici di adeguatezza** (affidabilità in regime permanente),
2. **Indici di efficienza di mercato** (indicatori di benessere sociale e prezzo marginale locale)

Gli **indici di adeguatezza** rientrano nel processo di pianificazione della rete già prima della liberalizzazione del mercato elettrico. Originariamente essi davano una misura, di tipo probabilistico, della capacità del sistema di garantire la qualità e continuità della fornitura di energia e potenza, nelle quantità e nei nodi previsti, tenendo conto dei vincoli operativi del sistema (profilo delle tensioni, correnti massime, ecc.) e delle indisponibilità forzate e programmate dei componenti. Questo tipo di adeguatezza, puramente tecnica, è espressa tramite indici quali LOLP (Loss Of Load Probability) o EENS (Expected Energy Not Supplied), calcolati utilizzando metodi probabilistici diretti (convoluzione, enumerazione

degli stati, ecc.) o di simulazione (Montecarlo). Successivamente il concetto di adeguatezza si è esteso, includendo anche la misura probabilistica della capacità della rete di assolvere ad altre funzioni, che hanno implicazioni più marcatamente economiche, quali:

- realizzare il dispacciamento a minimi costi, senza violazione dei vincoli operativi,
- consentire tutta la produzione preventivamente contrattata di alcune centrali,
- garantire volumi di scambio programmati fra sistemi interconnessi.

Questa estensione del concetto di adeguatezza è stata variamente utilizzata, anche recentemente, nella pianificazione della rete in una logica di minimizzazione dei costi di sistema.

Gli indici di efficienza del mercato servono a valutare, in sede di pianificazione, l'impatto sul mercato derivante dalle decisioni di potenziamento della rete. In sintesi si può affermare che in un mercato liberalizzato gli effetti dell'espansione della capacità di trasmissione sono di due tipi:

- un *effetto di sostituzione* di generazione elettrica a costi elevati con produzione meno costosa;
- un *effetto strategico* legato dell'aumento della concorrenza tra i produttori.

Il primo effetto aumenta la cosiddetta efficienza produttiva ed è stato evidenziato anche nelle tradizionali analisi effettuate con modelli di tipo tecnico. Il secondo, aumenta la cosiddetta efficienza allocativa e richiede un modello di analisi più articolato che tenga conto della relazione che esiste tra la strategia ottima di offerta dei produttori e la capacità di trasporto offerte dalla rete. Le decisioni di potenziamento della rete hanno quindi un impatto sull'efficienza economica del mercato, e diventa quindi importante che il processo di pianificazione possa basarsi su indici che possano fornire una misura di tale efficienza. Da un'indagine bibliografica si è evidenziato che vi è un orientamento diffuso a basare le decisioni di pianificazione su due indicatori di efficienza del mercato:

- indicatori di sistema, basati sulla misura del Benessere Sociale (Social Economic Welfare)²;
- indicatori locali, basati sulla misura dei Prezzi Marginali Locali (Location Marginal Pricing LMP)³.

Per quanto riguarda i primi indicatori, ai fini della pianificazione della espansione della rete, l'importante è determinare il legame fra espansione della capacità di trasmissione e variazione dei valori delle componenti del Benessere Sociale che sono condizionati dall'esistenza o meno di sezioni congestionate della rete⁴. Si può ragionevolmente ipotizzare che gli indici di Benessere Sociale possono essere calcolati in modo probabilistico, utilizzando approcci analoghi a quelli usati per il calcolo degli indici di Adeguatezza, purché la determinazione delle condizioni operative del sistema nelle sue possibili configurazioni, sia ottenuta con tecniche di Optimum Power Flow.

Per quanto riguarda gli indicatori locali basati sul calcolo dei LMP, molti autori li ritengono validi indicatori del livello di efficienza del mercato garantita dalla rete di trasmissione, nel senso che tanto più robusta è la rete tanto più uniformi sono gli LMP e quindi tanto più libero è l'accesso di tutti i consumatori alle produzioni più a buon mercato. Il LMP sono però generalmente prezzi di breve periodo che non inglobano in alcun modo oneri

² Secondo una definizione estremamente sintetica, in una economia di mercato “*Il Benessere Collettivo è la somma dei profitti dei produttori e del benessere o surplus dei consumatori*”. L'ottimo del Benessere Collettivo coincide con una condizione di organizzazione ottima della produzione (efficienza produttiva) e degli scambi (efficienza allocativa). L'interconnessione con aree di produzione a basso costo porta infatti ad un miglioramento dell'efficienza produttiva, aumentando il benessere collettivo, e l'incremento della capacità di trasporto tra aree riduce il potere di mercato locale dei generatori, aumentando l'efficienza allocativa. Questi effetti sono indicati in letteratura come, rispettivamente, effetto di *sostituzione* ed effetto *strategico*. In condizione di equilibrio fra domanda ed offerta nel mercato dell'energia elettrica, che si determina unicamente sulla base dei rispettivi andamenti dei prezzi marginali in assenza di congestioni di rete, il Benessere Collettivo è massimo, per la assegnata struttura dei prezzi, ed è rappresentato dall'area compresa fra la curva dell'offerta e quella della domanda.

³ In termini del tutto generali si può assumere la seguente definizione: “*il LMP è il prezzo di fornitura, per una ora, di un MW aggiuntivo in uno specifico nodo di carico, calcolato come somma del prezzo di produzione, del costo di risoluzione delle congestioni e del costo delle perdite*”.

⁴ Le congestioni infatti riducono il beneficio dei consumatori e incrementano il surplus di una parte dei produttori, anche perché possono favorire l'esercizio del cosiddetto potere di mercato.

di investimento relativi a necessità di potenziamento della rete per ridurre l'eventuale effetto delle congestioni, e come tali vanno trattati nel processo di pianificazione. Il calcolo riferito ad una situazione di sistema puntuale, rappresentativa ad esempio di una ora di funzionamento, fornisce una valutazione deterministica dell'indice LMP. Anche gli indici di LMP possono essere calcolati come valori medi attesi di una variabile probabilistica.

3.6 I nuovi criteri /approcci

Indipendentemente dal grado di complessità del problema da risolvere (approccio statico o dinamico, messa in conto o meno di una molteplicità di scenari, necessità di basare le decisioni sul rischio di investimento, ecc...), il processo di pianificazione deve individuare piani di espansione della rete che siano coerenti con i **criteri di pianificazione** adottati, cioè l'insieme di regole di esercizio, di criteri affidabilistici e di logica economica che sintetizzano rispettivamente:

- il rispetto dei vincoli operativi di tipo tecnico,
- il raggiungimento degli obiettivi di continuità della fornitura,
- la giustificazione economica degli investimenti non solo in termini di costi evitati ma più in generale di efficienza del mercato elettrico in cui la rete opera come infrastruttura fondamentale.

La progressiva diffusione della liberalizzazione, della conseguente suddivisione della filiera in tre segmenti (Generazione, Trasmissione, Distribuzione) e della concorrenza fra operatori della produzione, implica anche una revisione dei criteri di pianificazione della rete.

Una volta che siano stati individuati gli indici più adeguati ad esprimere la corrispondenza delle soluzioni di rete agli obiettivi, l'aggiornamento dei criteri di pianificazione ruota attorno al problema del giusto peso da dare ai vari obiettivi e di come utilizzare gli indici stessi, che li rappresentano, al fine di giustificare i futuri investimenti per il potenziamento della rete.

In letteratura sono presenti molteplici approcci di risoluzione che integrano criteri tipici della pianificazione centralizzata, basati sui costi e sulla affidabilità, con criteri che riflettano

soprattutto l'impatto dei potenziamenti di rete sulla efficienza del mercato, misurata dall'indice di Benessere Sociale e dal grado di uniformità nella rete degli indici di LMP. Questo consente di sviluppare una pianificazione "basata sul valore" in cui è comunque necessario tenere conto dei costi di investimento, dei costi di esercizio e dei costi causati da non affidabilità del sistema.

Nella revisione dei criteri di pianificazione bisogna considerare che il processo di pianificazione della rete riguarda decisioni di investimento, caratterizzate da tempi lunghi di implementazione e da tempi ancora più lunghi di recupero del capitale investito, e che hanno interdipendenze significative con lo sviluppo del sistema di generazione e dei relativi investimenti. Da questo deriva che il pianificatore deve basare le proprie decisioni su indici di obiettivo valutati con **criteri e parametri di lungo termine**. Inoltre l'eventuale soluzione del problema basata sui segnali di mercato a breve termine o su simulazioni degli effetti di fenomeni esasperati di volatilità dei prezzi, quali quelli che si possono dedurre dalla gestione delle congestioni di rete, può portare solo a progetti speculativi in cui localizzazione e capacità degli impianti sono obiettivi mobili, con la conseguenza di uno sviluppo frammentario del sistema nel caso migliore, o della paralisi nel caso peggiore.

Ciò premesso, la revisione dei criteri di pianificazione della Rete di Trasmissione può essere condotta tenendo conto che il criterio di fondo deve rimanere quello del confronto costi (di investimento) vs. benefici in termini di affidabilità e di efficienza (produttiva ed allocativa) del settore.

Per quanto riguarda l'affidabilità in esercizio, essa rimane un obiettivo imprescindibile in quanto riflette le esigenze di sicurezza del sistema. Il rispetto di criteri di sicurezza (capacità del sistema di superare indenne transitori seguenti a guasti accidentali selezionati) e di criteri deterministici di adeguatezza (alcuni N-1 o N-2 suggeriti dalla esperienza dell'operatore di sistema) dovrebbero comunque essere garantiti. Pertanto i criteri affidabilistici, che riguardano l'aspetto della adeguatezza (affidabilità in regime permanente), hanno costituito un caposaldo nella pianificazione centralizzata, ma possono rappresentare un utile riferimento

concettuale per individuare i principi di evoluzione dei criteri della pianificazione decentralizzata. Infatti la rispondenza di una soluzione di rete all'insieme dei criteri di adeguatezza (siano essi scelti dal pianificatore o imposti dal Regolatore) fornisce una misura qualitativa e quantitativa di come la rete di trasmissione risultante permetta al sistema di garantire la continuità della fornitura di energia e potenza, che rimane un obiettivo da perseguire anche nella maggior parte dei mercati elettrici liberalizzati. Come è noto i criteri di adeguatezza possono essere di tipo deterministico o probabilistico: i primi fanno riferimento, per ciascun scenario esaminato, ad un numero estremamente limitato di situazioni operative del sistema (ad esempio condizioni di carico massimo e minimo annuo e relativo load-flow) e ad un selezionato insieme di eventi di guasto (ad esempio i guasti singoli di rete secondo il criterio N-1) e, per ciascuna situazione di carico e di rete esaminata, non devono essere violati i limiti operativi prefissati per quanto riguarda tensioni, correnti, limiti di erogazione dei gruppi generatori, ecc.; i secondi si basano invece sull'uso di indici, calcolati utilizzando metodi probabilistici diretti (convoluzione, enumerazione degli stati, ecc.) o di simulazione (Montecarlo) che danno una misura, in termini di probabilità e di valori medi attesi, del mancato raggiungimento dell'obiettivo di adeguatezza (ad esempio gli Indici di Rischio quali Loss of Load Probabilità – LOLP, Expected Energy Not Supplied – EENS, per quanto attiene la mancata fornitura del carico). Il calcolo di tali indici tiene conto delle incertezze di natura casuale significative ai fini delle decisioni di pianificazione. Nel caso si usino indici probabilistici è possibile adottare due tipi di criteri affidabilistici:

- uno basato sul rispetto, per ciascun tipo di indice calcolato, di un valore di soglia che non deve essere superato (ad esempio EENS): i potenziamenti di rete vengono decisi in modo che il criterio sia rispettato, analogamente a quanto avviene adottando un criterio deterministico;
- l'altro basato sulla soluzione di un problema di ottimizzazione fra le cui variabili compaiono gli indici stessi, quando ad essi sia associabile un valore economico: tipico il caso

dell'indice EENS a cui si associa un costo unitario, pari al danno economico stimato per la mancata fornitura di 1 kWh.

Premesso ciò è necessario evidenziare che, nell'analisi Costi vs. Benefici in un contesto di mercato, la valutazione dei costi dell'Energia non Fornita impone la distinzione di due componenti del carico non alimentato: quella corrispondente alla domanda non soddisfatta perché il suo valore di offerta è risultato inferiore al prezzo di equilibrio di mercato e quella corrispondente invece alla domanda non alimentata a causa di vincoli tecnici del sistema (deficit di capacità). Il distacco di carico per vincoli tecnici viola il principio dell'obbligo della fornitura, riconosciuto nella maggior parte dei sistemi liberalizzati, e può andare ad intaccare quote di domanda non elastica (insensibile al prezzo), che comprende la fornitura di carichi essenziali, la cui disalimentazione va valorizzata al costo dell'Energia Non Fornita, che può essere fino a due ordini di grandezza più elevato del prezzo di mercato. Ciò suggerisce pertanto una possibile revisione del concetto di adeguatezza che dovrebbe comprendere, non solo la capacità della rete di garantire la possibilità tecnica di alimentazione del carico nelle quantità previste dalla previsione di evoluzione della domanda, ma anche la capacità di conseguire il valore più elevato di Benessere Sociale compatibile con configurazione dei sistemi di generazione e trasmissione e la struttura della domanda.

4 Flessibilità della rete di trasmissione: nuova metrica per la pianificazione di lungo periodo

4.1 Definizioni di flessibilità

Il problema della valutazione della flessibilità delle reti di trasmissione nasce con la liberalizzazione del mercato dell'energia che, a partire da una situazione caratterizzata da un monopolio nelle mani di un attore che gestiva la netta maggioranza del mercato e da una struttura verticalmente integrata, è passato ad una pluralità di enti generanti, con un gestore della rete indipendente che deve agire in modo trasparente e con l'obbligo di concedere l'accesso alla rete a chiunque lo richieda, ed una distribuzione sostanzialmente liberalizzata a meno di monopoli naturali per i piccoli utenti. A causa di ciò, in un lasso di tempo abbastanza breve, le reti esistenti si sono trovate ad operare in condizioni molto diverse da quelle per le quali erano state concepite e progettate. Questa riflessione era emersa già più di 10 anni fa in occasione della tavola rotonda sul tema "*More effective Networks*", nell'ambito della sessione generale CIGRE del 1994, in cui si sottolineava che, a seguito della liberalizzazione e per effetto della attitudine competitiva delle utility e della pressione delle Autorità di regolazione "*(...) l'infrastruttura di trasmissione dovrà far fronte a richieste non previste dal pianificatore del passato. Tali richieste comprendono maggiori transazioni di energia fra sistemi, una maggior varietà di direttrici interessata da flussi derivanti da transazioni su lunghe distanze, dettate da motivazioni economiche, sia fra utility che promosse da operatori della generazione (...).*"

I problemi che ne derivano vanno dalla saturazione anticipata dei limiti di trasporto di porzioni della rete, alla maggior esposizione al rischio di collasso delle tensioni dovuto alla trasmissione di grandi volumi di potenza su distanze maggiori di quelle originariamente

previste. L'insorgere di tali problematiche limita di fatto la competizione a livello di produzione e costituisce quindi un ostacolo allo sviluppo di un mercato competitivo in senso pieno.

Una prima risposta a questo problema è data dal considerare la flessibilità come attributo della soluzione risultato del processo di pianificazione, flessibilità la cui definizione è riportata nel rapporto del W.G. 37.10 della CIGRE: *“Dal punto di vista del pianificatore, flessibilità significa la capacità di adattare lo sviluppo pianificato del sistema elettrico, rapidamente e con costi ragionevoli, a qualsiasi modificazione, prevista o no, delle condizioni prevalenti al momento in cui l'evoluzione del sistema stesso era stata pianificata”* [37], [38].

Questo in sostanza implica che:

1. il pianificatore definisca una soluzione del problema che presenti intrinsecamente dei margini di flessibilità (flessibilità a livello di pianificazione, **flessibilità strutturale o intrinseca**);
2. il pianificatore possa disporre di tecnologie in grado di incrementarla, quando fosse necessario per adattare la rete alle mutate condizioni al contorno (**flessibilità di esercizio**).

La **flessibilità in esercizio** si ottiene oggi grazie allo sviluppo delle apparecchiature basate sulla elettronica di potenza che rende disponibili, anche se a costi relativamente elevati, varie tipologie di dispositivi (FACTS), in grado di flessibilizzare il grado di utilizzazione delle linee nei sistemi in c.a.. L'installazione di tali apparecchiature aumenta rapidamente (on-line) la flessibilità delle reti, in attesa di poter realizzare i potenziamenti veri e propri richiesti sia dall'andamento prevalente dei transiti di potenza determinati dalle nuove condizioni di mercato sia, ove esistano e siano ragionevolmente prevedibili, dalle esigenze di trasporto di lungo periodo.

La **flessibilità strutturale** è invece un attributo intrinseco alla soluzione pianificatoria adottata, che prescinde dall'esercizio del sistema, pertanto è un obiettivo da conseguire in fase di pianificazione. In un certo qual senso, la flessibilità strutturale può essere considerata come una sorta di flessibilità di esercizio di lungo periodo, garantita da scelte operate in fase di

pianificazione del sistema. Infatti la flessibilità di esercizio è una misura di adattabilità del sistema alle incertezze associate all'esercizio della rete, la flessibilità strutturale è invece una misura di adattabilità alle aleatorietà di medio-lungo periodo.

È ovvio che esiste una stretta correlazione fra flessibilità di esercizio e flessibilità strutturale: una soluzione pianificatoria strutturalmente flessibile deve garantire una certa flessibilità nell'esercizio, mentre non è detto il viceversa, a causa delle differenti tipologie e del differente grado di aleatorietà associato all'esercizio delle reti nel breve e nel medio-lungo periodo.

Quindi sebbene per flessibilità si intenda in ogni caso una misura della attitudine del sistema ad adattarsi alla variabilità delle condizioni a contorno, la flessibilità è un concetto relativo, strettamente legato all'orizzonte temporale in cui la si vuole misurare, ed alle grandezze in funzione della quale si vuole valutare: a seconda che si parli di flessibilità strutturale o di esercizio, le definizioni e le metriche da adottare devono essere differenti; a seconda dell'incertezza in funzione della quale si vuole definire la flessibilità (sia essa in esercizio che strutturale) varia la formulazione del problema.

L'oggetto della presente tesi è la definizione di indici che misurino la flessibilità di un sistema bulk nel medio-lungo periodo, ossia indici di flessibilità strutturale della rete di trasmissione in funzione delle aleatorietà di medio-lungo periodo associate alla generazione.

Mentre le aleatorietà di breve periodo associate al sistema di generazione sono fondamentalmente legate a:

- la disponibilità dei generatori (incertezza di tipo casuale⁶),
- le oscillazioni dei costi di produzione e quindi delle offerte degli operatori della generazione (incertezza di tipo casuale⁵),

quelle di lungo periodo sono fondamentalmente legate a:

⁵ Ricordiamo che fra le incertezze "casuali" rientrano quelle ascrivibili a fenomeni i cui parametri descrittivi seguono leggi probabilistiche note o che possono comunque essere dedotte da serie storiche ottenute dalla registrazione di esperienze precedenti

- la taglia e la localizzazione dei nuovi generatori o l'eventuale chiusura di siti di produzione esistenti (incertezza di tipo non casuale⁶),
- i tempi di entrata in servizio dei nuovi generatori (incertezza di tipo non casuale⁷),
- la disponibilità dei generatori (incertezza di tipo casuale⁶),

La disponibilità dei generatori è dunque l'unica incertezza di tipo casuale che deve essere presa in considerazione nella pianificazione della espansione della rete. Essa è infatti definibile come una incertezza di tipo strutturale ed ha rilevanza sistematica ai fini della valutazione della affidabilità della fornitura di energia e potenza garantita dalla rete di trasmissione (infatti è generalmente opportunamente modellata nei relativi programmi di calcolo probabilistico per il calcolo degli indici del tipo LOLP, LOLE ed EENS), a differenza delle oscillazioni dei costi di produzione e quindi delle offerte degli operatori della generazione, che non possono invece essere prese in considerazione nella pianificazione della espansione della rete, poiché hanno un carattere di occasionalità che non può ragionevolmente condizionare un processo decisionale, che è di lungo periodo e relativo ad investimenti con tempi di ammortamento altrettanto lunghi.

Per quanto riguarda invece le incertezze di tipo non casuale, bisogna precisare che l'evoluzione complessiva in MW della produzione deve seguire, nel medio e lungo periodo, quella della domanda, a meno di carenze macroscopiche dei meccanismi del mercato stesso e della attività di regolazione (procedimenti autorizzativi, definizione degli incentivi per la remunerazione della capacità di riserva, monitoraggio e sanzione di comportamenti lesivi della concorrenza, ecc.). L'incertezza riguarda quindi principalmente la localizzazione, ossia dove viene installata la nuova potenza di generazione. Ciò sta ad indicare che necessitano indicatori di flessibilità di tipo locale.

L'altra incertezza non casuale da considerare è quella associata ad i tempi di entrata in servizio delle unità di generazione: la combinazione fra evoluzione tecnologica della produzione, con la crescente diffusione delle centrali a Ciclo Combinato, che ha

⁶ Le incertezze "non casuali" sono tutte quelle non definibili come casuali.

drasticamente ridotto rispetto al passato i tempi di costruzione delle centrali, ed il contemporaneo appesantimento e allungamento delle procedure per l'autorizzazione e la costruzione di nuovi impianti di trasmissione, ha ridotto i margini di manovra del pianificatore delle rete.

Quindi mettendo da parte la disponibilità dei generatori, dal confronto fra le aleatorietà di breve periodo e quelle di medio-lungo periodo, si evince che sebbene in entrambi gli orizzonti esse riguardino l'incertezza delle potenze generate nel sistema (entità, localizzazione e tempistica), la loro variabilità nei due orizzonti temporali è legata ad aspetti profondamente diversi che le rendono, nel breve periodo casuali, e nel lungo periodo non casuali. Ciò impone l'uso di approcci molto diversi per schematizzarle. Questo significa che gli indici di flessibilità della rete di trasmissione nei confronti della produzione potranno avere la stessa formulazione nel breve periodo (indici di esercizio) e nel lungo periodo (indici strutturali), ma dovrà necessariamente variare l'approccio ovvero la tecnica di calcolo per poter tener conto della diversa tipologia di incertezza, in particolare si tratterà di :

1. un approccio basato su dati di esercizio per la valutazione della flessibilità in esercizio nel breve periodo;
2. un approccio basato su dati probabilistici per la valutazione della flessibilità strutturale nel medio-lungo periodo.

4.2 Indici di flessibilità in letteratura

Come premesso nel precedente capitolo per la misura degli attributi/obiettivi del processo di pianificazione si adottano degli indici/indicatori, classificabili come globali o locali, deterministici o probabilistici, ecc... Consolidato che la flessibilità rappresenta un attributo fondamentale del processo di pianificazione, anche per la sua misura è necessario definire degli indici/indicatori.

Nella letteratura più recente esistono diverse proposte di indici non propriamente definiti di flessibilità, che però si avvicinano molto alla definizione di flessibilità data (flessibilità del

sistema di trasmissione nei confronti delle incertezze associate al sistema di produzione). Attraverso la loro stima, in particolare mediante l'analisi della loro variabilità, è possibile, pur non fornendo direttamente valutazioni quantitative della flessibilità, effettuare valutazioni qualitative della flessibilità della rete (stima indiretta). In particolare, è possibile adottare i seguenti due criteri di misura indiretta della flessibilità di rete:

- un criterio basato sulla stima di indici di rischio come ad esempio il *TRS (Transmission line Reliability Sensitivity)*, il *Risk of Curtailment of a Vectorial Transaction*, ecc...[39]-[42].
- un criterio basato sulla stima di parametri legati all'esercizio del sistema elettrico, quali l'*ENP (Energy Not Produced)*, l'*ATC (Available Transfer Capability)*, *GRU (Grid Utilization)*, ecc...[43]-[53].

A titolo di esempio si riportano un caso di stima indiretta di flessibilità basata sulla valutazione di un indice di rischio ed un caso di stima indiretta di flessibilità basata sulla valutazione di un indice di esercizio, rinviando alla bibliografia per l'analisi degli altri indicatori.

Uno degli indici, basato su parametri di esercizio, per la stima indiretta della flessibilità, (sia esercizio sia che strutturale) è rappresentato dall'*Energia Non Prodotta*, definito in generale come il valore dell'energia non prodotta, in assegnato intervallo di tempo, in ciascun sito di produzione del sistema elettrico considerato, per effetto di vincoli di trasmissione. Come premesso, analiticamente l'indice in questione viene calcolato secondo due differenti approcci, a seconda che si voglia utilizzarlo come indicatore di flessibilità in esercizio o in pianificazione:

1. approccio basato su dati di esercizio ossia sulla valutazione dell'energia non prodotta (*ENP: Energy Not Produced*) dai generatori a causa di vincoli di trasmissione ora per ora, per avere indicazione sulla flessibilità in esercizio;

2. approccio basato su dati probabilistici ossia sulla valutazione del valore atteso dell'energia non prodotta (*EENP: Expected Energy Not Produced*) dai generatori a causa di vincoli di trasmissione, per avere indicazione sulla flessibilità strutturale.

Relativamente al primo approccio l'ENP è definita nella seguente maniera:

$$ENP = E_2 - E_1 = \sum_i d_i (G_{2i} - G_{1i}) \quad (4.1)$$

dove:

- E_2 è l'energia che sarebbe prodotta in assenza di vincoli, misurata in MWh;
- E_1 rappresenta l'energia che può essere realmente prodotta, misurata in MWh;
- d_i è la durata dell' i -esimo intervallo di tempo, misurata in ore;
- G_{2i} è la potenza che sarebbe prodotta nell' i -esimo intervallo di tempo in assenza di contingenze, misurata in MW;
- G_{1i} è la potenza realmente prodotta (cioè, in presenza di contingenze) nell' i -esimo intervallo di tempo, misurata in MW.

In sostanza, l'ENP è determinata dalla differenza tra l'energia prodotta secondo un dispacciamento rispettivamente non vincolato (E_2) e vincolato (E_1) alle contingenze e quindi all'affidabilità del sistema.

Relativamente al secondo approccio l'EENP è definita nella seguente maniera:

$$EENP = \sum_{i,j,k} d_{i,j,k} (G_{2i} - G_{1i}) \quad (4.2)$$

dove:

- G_{2i} è la potenza che sarebbe prodotta nell' i -esimo intervallo di tempo in assenza di contingenze, misurata in MW;
- G_{1i} è la potenza realmente prodotta (cioè, in presenza di contingenze) nell' i -esimo intervallo di tempo, misurata in MW;
- $d_{i,j,k}$ è il valore atteso della durata dell' i -esimo intervallo di tempo, misurata in ore, determinato a partire dalla probabilità che si verifichi il livello di carico i -esimo

$(P_{LoadLevel,i})$, dalla probabilità che si verifichi una contingenza j -esima ($P_{Contingency,j}$) e dalla probabilità di avere un certo scenario di dispacciamento ($P_{Dispatch,ijk}$). Da notare che l'ultima è una probabilità condizionata, in particolare è la probabilità del verificarsi del k -esimo scenario di dispacciamento all' i -esimo livello di carico nella contingenza j -esima. Tale definizione si sintetizza nella seguente espressione analitica:

$$d_{ijk} = 8760 \cdot P_{LoadLevel,i} \cdot P_{Contingency,j} \cdot P_{Dispatch,ijk} \left[\frac{ore}{anno} \right] \quad (4.3)$$

Nella formulazione probabilistica tale indice da una doppia indicazione al pianificatore: lato produzione fornisce un indirizzo su dove collocare i nuovi impianti di generazione, lato rete da un'indicazione su come ampliare il sistema di trasmissione. In particolare, lato produzione l'indice è di ausilio ai produttori indipendenti per la scelta del sito di generazione ottimale: attualmente la tecnologia dominante per i nuovi impianti di generazione è quella dei cicli combinati turbogas-vapore (CCGT), basata su moduli di taglia standard, è una tecnologia con tempi di messa in servizio che possono essere inferiori ai 24 mesi e pertanto largamente inferiori ai tempi necessari all'iter di costruzione di una nuova linea di trasmissione. Ne consegue che l'entrata in servizio delle nuove centrali potrebbe non essere coordinata con le necessarie espansioni del sistema di trasmissione. Ciò accresce la probabilità che, a causa di contingenze, i generatori di un particolare sito di produzione vengano disconnessi dalla rete o dispacciati solo parzialmente. L'effetto delle contingenze sull'approvvigionamento di potenza è tradizionalmente valutato lato carico da indici che quantificano il distacco di carico atteso, come ad esempio l'energia non fornita (*ENF*); in maniera innovativa l'indice energia non prodotta (*EENP*) si propone invece di effettuare una simile stima probabilistica lato generazione. In tal senso l'*EENP*, misurata in MWh/anno, può esser associata a ciascun generatore di ogni sito di produzione e:

1. *un valore positivo di EENP* indica che in un particolare sito di generazione la produzione di potenza potrebbe essere limitata da vincoli di trasmissione (per esempio da limiti termici delle linee o da problemi legati alla tensione);
2. *un valore negativo di EENP* indica che i generatori situati in un particolare sito potrebbero trarre vantaggio dai problemi di trasmissione. Questo potrebbe essere il caso, ad esempio, di un generatore ad alto costo di produzione che non potrebbe essere completamente dispacciato in assenza di vincoli di trasmissione.

In sostanza, quindi, l'*EENP* rappresenta un indice per quantificare l'attesa limitazione dell'energia prodotta da generatori esistenti o in fase di pianificazione, a causa di vincoli del sistema di trasmissione: utilizzando l'*EENP* è possibile identificare, per ogni possibile alternativa pianificatoria di un sistema di trasmissione, i siti "favorevoli" e "sfavorevoli" per l'installazione di nuovi impianti di produzione (locazioni con segno negativo e rispettivamente positivo dell'*EENP*).

Lato rete l'*EENP* fornisce una indicazione di flessibilità se calcolato per diversi scenari di trasmissione e valutandone la sua variabilità (stima indiretta). Infatti per un assegnato nodo di produzione sarebbe necessario valutare la variabilità dell'*EENP* al variare dell'assetto della rete. Se il nodo scelto presenta un *EENP* positivo, allora l'assetto di rete che ne consente una riduzione è identificabile come il più flessibile a fronte delle incertezze associate a quel dato sito di produzione. Se invece il nodo scelto presenta un *EENP* negativo, allora l'assetto di rete che ne consente una aumento in valore assoluto è identificabile come il più flessibile a fronte delle incertezze associate a quel dato sito di produzione. È quindi ovvio che oltre ad un indicatore indiretto di flessibilità di rete si tratta di un indicatore locale.

Uno degli indici, basato su parametri di rischio, per la stima indiretta della flessibilità, (sia esercizio sia che strutturale), è invece la sensibilità della rete di trasmissione all'affidabilità delle singole linee *Transmission Reliability Sensitivity (TRS)*, parametro originariamente introdotto al fine di individuare i punti di vulnerabilità dei sistemi elettrici. Essa è definita come la differenza fra il valore dell'energia non fornita nel caso in cui l'unico limite di

trasmissibilità introdotto è quello della linea di cui si vuole valutare la vulnerabilità (ENF_2) e il valore dell'energia non fornita nel caso in cui non sia presente alcun limite di trasmissibilità in rete (ENF_1). Tale differenza viene poi normalizzata su ENF_1 . Analiticamente, se la j -esima linea è quella su cui si è imposto il limite di trasmissibilità, si ha:

$$TRS^j = \frac{ENF_2^j - ENF_1}{ENF_1} \quad (4.4)$$

Le linee per le quali il valore di TRS è maggiore sono i punti vulnerabili della rete. Tale indice non fornisce pertanto informazioni globali sul sistema ma solo puntuali; da quindi, un indirizzo nelle scelte pianificatorie relative ad esempio all'inserimento di nuove unità di generazione e/o di potenziamento del sistema di trasmissione, ma non contribuisce alle scelte di scenario. Inoltre tale indice di tipo locale ha caratteristiche di natura più affidabilistica piuttosto che di flessibilità in quanto un set di vulnerabilità locali dà scarse indicazioni sulla capacità del sistema di adeguarsi alle libere transazioni generatori-utenti non vincolati. Inoltre, nell'ottica di una corretta stima della flessibilità di una rete, i valori di ENF necessari per il calcolo del TRS , dovrebbero essere relativi solo all'eventuale deficit di trasmissione.

4.3 Indici di flessibilità di rete proposti

Gli indici di flessibilità di trasmissione nei confronti delle incertezze associate alla generazione nel lungo periodo proposti nel presente lavoro di tesi sono:

1. indici globali per la valutazione della flessibilità dell'intero sistema;
2. indici locali per la valutazione della flessibilità della rete in relazione al singolo nodo di generazione.

Essendo indici per la pianificazione nel medio e lungo periodo sono ovviamente indici probabilistici, ossia calcolati simulando il comportamento del sistema elettrico per un numero molto elevato di stati (configurazioni e condizioni operative) e pesando il valore calcolato con la probabilità dello stato corrispondente.

Per semplicità di trattazione la loro formulazione è riportata in termini deterministici, ma si ritiene implicito che in realtà ciascuna grandezza usata per il loro calcolo, a meno di esplicita precisazione, va intesa come valore medio pesato con pesi le relative probabilità.

4.3.1 Ipotesi di partenza

Come già precisato l'obiettivo della tesi è l'individuazione di indici di flessibilità locale e globale della rete di trasmissione nei confronti delle aleatorietà associate alla produzione introdotte dalla presenza del libero mercato, che come visto nel lungo periodo sono fondamentalmente riconducibili ad incertezze, di tipo non casuale, relative a:

- taglia della nuova generazione,
- tempi di entrata in servizio della nuova generazione,
- localizzazione della nuova generazione.

L'aleatorietà associata all'entrata in servizio dei generatori è in realtà non presa in considerazione ai fini della valutazione della flessibilità, in quanto tali indici si propongono di dare una indicazione aggiuntiva nell'ambito di un processo di pianificazione di tipo statico, ossia finalizzato ad individuare lo stato finale ottimo della rete per una definita situazione futura di carico e generazione, senza preoccuparsi di determinare quando i nuovi impianti devono essere installati.

Fissare l'orizzonte temporale della pianificazione, cioè ipotizzare di effettuare una pianificazione statica della rete all'anno x , elimina automaticamente anche l'alea associata all'entità complessiva della potenza installata, in quanto si presuppone che il carico sia definito usufruendo di un sistema di previsione di carico affidabile e robusto nel lungo periodo.

Rimane pertanto soltanto l'alea associata alla localizzazione delle nuove centrali, quindi solo nei confronti di tale alea si vogliono individuare gli indici di flessibilità di rete.

La valutazione di tali indici va ovviamente integrata nell'ambito di un processo di pianificazione più articolato, come verrà spiegato nel successivo paragrafo 4.4.2 dopo aver dato la loro definizione analitica. Si premette soltanto che la procedura di pianificazione

adottata nel complesso, che include la valutazione della flessibilità come obiettivo di lungo periodo, si ritiene basata su una *Tecnica di scenario* si sviluppa attraverso i seguenti passi:

- determinazione di un insieme di probabili scenari di generazione futuri (indice k);
- assegnazione ad ogni scenario di un grado di probabilità di verificarsi (w_k);
- selezione delle possibili strategie di sviluppo della rete di trasmissione (indice i);
- determinazione dell'insieme delle possibili soluzioni (i,k), ciascuna ottimizzata secondo lo stesso insieme omogeneo di criteri di pianificazione;
- determinazione di una "cifra di merito" $f_{i,k}$ che misuri la bontà della soluzione;
- selezione del piano ottimo rispetto a tutti gli scenari utilizzando una valutazione *a posteriori*, cioè la soluzione finale è scelta dopo aver verificato le conseguenze di ciascuna soluzione in ciascuno dei possibili scenari futuri.

Allo scopo di ridurre ulteriormente la complessità del problema, le reti oggetto della pianificazione sono state scelte in modo da soddisfare le seguenti ipotesi/condizioni:

- Si sono confrontate i reti (possibile sviluppo della rete attuale) costituite dagli stessi elementi di impianto, cioè comprendenti lo stesso numero di linee di trasmissione e trasformatori, così da avere lo stesso valore impiantistico. Le differenze tra le reti sono quindi di natura esclusivamente topologica: ciascuna rete differisce dalle altre per l'ubicazione di m linee su un totale di n collegamenti.
- Per tutte le reti di prova si è fatto riferimento allo stesso scenario "base" di generazione.
- Per ognuna delle i reti sono stati presi in considerazione k scenari diversi di generazione, caratterizzati dallo stesso valore di potenza complessivamente generata ma con differente ubicazione dei generatori; detti piani di generazioni sono stati assunti equiprobabili ($w_{k1}=w_{k2}$ per $k_1 \neq k_2$).
- Si è cercato, per quanto possibile, di ottenere reti di prova caratterizzate dallo stesso valore di affidabilità nelle condizioni iniziali di generazione, facendo però riferimento alla sola aliquota di *ENF* dovuta ai sovraccarichi nel sistema di trasmissione. Questo allo scopo di separare la stima della "flessibilità" delle reti dalla loro affidabilità iniziale. Reti

caratterizzate da analoghi indici di affidabilità nella configurazione iniziale di generazione possono presentare comportamenti diversi, in termini di deficit di trasmissione, al variare dello scenario di generazione, quindi risultare alquanto differenti dal punto di vista della flessibilità.

4.3.2 Indice di flessibilità euristico

In prima battuta è stato individuato, attraverso un'indagine a largo spettro, un parametro euristico per la valutazione della flessibilità globale di una rete elettrica, denominato secondo la terminologia inglese *Uncertainty Scenarios Flexibility Index (USFI)* [54], [55].

I parametri a base dell'indice sono:

1. i margini di potenza che si hanno su ciascuna linea;
2. i coefficienti di influenza linea-nodo.

Combinando quindi parametri di esercizio con parametri strutturali, si ottiene un indice che fornisce un'indicazione di tipo globale sulla flessibilità. In particolare, l'indice è calcolato come la media pesata dei coefficienti di influenza globali nodo/linee (inteso come somma dei valori assoluti dei singoli coefficienti nodo/linea) utilizzando come pesi i margini. Sotto le ipotesi dell'approssimazione in corrente continua (DCLF) per il calcolo dei flussi di potenza attiva, il coefficiente di influenza ramo/nodo fornisce la variazione del flusso di potenza attiva, nel ramo per una variazione unitaria della potenza attiva immessa al nodo.

Considerata la necessità di valutazione della flessibilità in termini strutturali ai fini pianificatori e tenendo conto che sia i coefficienti di influenza che le correnti di margine sono invece dei parametri di esercizio, variabili ora per ora, in prima battuta si è fatto riferimento a:

- i coefficienti di influenza valutati per la rete in assetto completo, ossia a partire dalla matrice delle impedenze valutata con tutti i componenti di rete non guasti;
- le correnti di margine medie statistiche su 8760 h di simulazione.

Si è riscontrato per via euristica che la rete con il valore più basso dell'indice proposto può considerarsi come la più flessibile tra quelle poste a confronto. Una spiegazione teorica di tipo

intuitivo può essere rintracciata nelle definizioni di coefficiente di influenza e di margine di potenza:

1. Il margine di potenza di un collegamento è la differenza tra la portata del ramo in questione e il suo effettivo caricamento: linee caratterizzate da margini più elevati hanno quindi, in principio, la possibilità di far fronte a variazioni più ingenti delle iniezioni nodali e quindi dei flussi di potenza.
2. Come si è ricordato, sotto le ipotesi semplificative del DCLF, il coefficiente d'influenza di un ramo rispetto ad un nodo fornisce la variazione del flusso di potenza attiva nel ramo in questione, a seguito di una variazione unitaria dell'iniezione di potenza attiva nel nodo. Quindi, in un contesto di margini approssimativamente omogenei, la rete caratterizzata dai coefficienti d'influenza più piccoli sarà più flessibile, visto che ciò implica per definizione un minore impatto degli spostamenti di generazione sui flussi di potenza.

È quindi evidente che l'indice proposto in linea di principio consente di definire, in un ventaglio di configurazioni alternative di una rete di trasmissione, quella tendenzialmente più flessibile rispetto agli spostamenti di generazione tra diversi punti di immissione. Potrebbe quindi essere utilizzato nella pianificazione di un sistema di trasmissione, in presenza di scenari non univoci di evoluzione futura della generazione.

4.3.3 Indici di flessibilità non euristici

La principale caratteristica dell'indice *USFI* è la semplicità e la capacità di combinare elementi strutturali (*CINF*) con elementi legati all'esercizio (margini), che intrinsecamente contengono informazioni sulla localizzazione e l'entità delle generazioni e sulle portate delle linee. Inoltre dai test effettuati si è evinto che *USFI* presenta un indubbio carattere di significatività. Poiché però l'individuazione di *USFI* è stata basata su un criterio euristico, solo intuitivamente si può ammettere che la soluzione con massima flessibilità è quella ad *USFI* minimo. Inoltre la incertezza rilevata in alcuni casi test, in cui i valori di *USFI* riscontrati differivano fra loro di molto poco, non ha consentito la realizzazione di un'esatta "metrica".

Inoltre il parametro *USFI* è un indicatore di carattere globale: alla luce di numerosi test è risultato impossibile applicare la stessa definizione per valutare la flessibilità relativamente a porzioni di rete o in riferimento al singolo nodo. Da qui è nata la necessità di trovare accanto a degli *USFI* locali della rete.

L'altro aspetto non poco rilevante è che l'indice *USFI* è un indicatore di flessibilità globale puramente tecnico; in esso non vengono computati in alcun modo parametri di carattere economico, che possano dare un'indicazione relativamente al valore economico che la flessibilità stimata ha effettivamente. Poiché in un contesto di libero mercato, la flessibilità è un attributo essenziale per il pianificatore tanto quanto i costi che la garantiscono, è nata la necessità di trovare accanto ad *USFI* puramente tecnici, indicatori della flessibilità globale e locale della rete (*T-USFI*), anche *USFI* tecnico-economici (*TE-USFI*) che accanto alla flessibilità ne stimino anche il costo.

Per il calcolo dei nuovi *USFI* è stata sviluppata una procedura teorica che ha una premessa concettuale sintetizzabile nell'assioma che: *“una rete di trasmissione è tanto più strutturalmente flessibile, nel rispetto delle aleatorietà associate alla generazione nel lungo periodo, quanto più è in grado di accogliere massime variazioni delle iniezioni non previste con il minimo degrado nell'esercizio”*. Tenendo conto della definizione di margine, da tale assioma discende ovviamente che: *“un sistema a margini minimi è a flessibilità zero”*. Assegnato quindi l'orizzonte temporale di pianificazione, il che significa assegnato il carico elettrico, a partire dall'esame dei margini delle varie linee, si può risalire al set delle potenze generate ed iniettate in un prestabilito insieme di nodi della rete (nodi candidati) che il sistema è capace di “sopportare” senza degradare le sue prestazioni in esercizio, ed utilizzare i valori di tali potenze generate ed iniettate per ricavare delle indicazioni sulla sua flessibilità, ovviamente condizionata al set di nodi candidati. Il sistema finale ottenuto con questo processo, in cui sono stati minimizzati i margini sulle, linee è un sistema a flessibilità nulla. Pertanto risalendo a quanto, e in quali aree si è stressato il sistema attraverso le iniezioni di

potenza generata, a partire dalla sua condizione originaria, si può ottenere una misura della flessibilità.

Queste considerazioni hanno portato alla formulazione del suddetto indice di flessibilità tecnico *T-USFI*, sia nell'accezione di indice locale che di indice globale.

Accanto ad esso è stato poi formulato anche il *TE-USFI* basato sempre sulla stima iniezioni di potenza generata che il sistema può sopportare portandosi alla condizione di margini minimi, ma imponendo l'ulteriore vincolo della minimizzazione di alcuni costi legati alla flessibilità. Nella pianificazione centralizzata le giustificazioni economiche per gli investimenti aggiuntivi in impianti di trasmissione rientravano sostanzialmente in tre categorie:

- i costi complessivi di esercizio del sistema Generazione + Trasmissione (costi di produzione e costi delle perdite di trasmissione),
- il costo per mancanza di adeguatezza del sistema di trasmissione (Energia non Fornita e relativa valorizzazione economica),
- i minori costi di investimento in generazione nel caso di potenziamento o apertura di nuove interconnessioni.

Nei sistemi liberalizzati l'obiettivo generale della pianificazione della trasmissione è di dotare il sistema elettrico di una infrastruttura (rete di trasmissione) che dia a tutti gli attori del mercato, senza discriminazione, la possibilità di operare in un ambiente competitivo, e che contemporaneamente sia in grado di garantire opportuni livelli di affidabilità del sistema, salvaguardando i criteri di efficienza economica a cui devono rispondere gli investimenti anche nel segmento trasmissione. La pianificazione deve essere quindi basata sul "valore del servizio di trasmissione" piuttosto che esclusivamente sui costi e sulla affidabilità, pur rimanendo in vita i vincoli di carattere economico di tipo classico (ad es. la minimizzazione dei costi di esercizio e manutenzione degli impianti), che possono anche essere interpretati come obiettivi del processo di pianificazione, a seconda della modellazione utilizzata per la risoluzione del problema.

Cambia dunque il quadro di giustificazioni economiche per gli investimenti in trasmissione: nasce la necessità di valutare l'impatto che tali investimenti hanno su variabili che misurano gli interessi e gli obiettivi economici degli operatori di mercato (il surplus dei consumatori e dei produttori, le rendite di congestione del proprietario di rete), la cui determinazione dipende dal come si realizza il mercato elettrico per assegnate condizioni di sviluppo della rete di trasmissione. Si è già evidenziato che l'impatto sul mercato derivante dalle decisioni di potenziamento della rete viene generalmente misurato da indici di efficienza del mercato che misurano i due possibili effetti dell'espansione della capacità di trasmissione: l'*effetto di sostituzione* di generazione elettrica a costi elevati con produzione meno costosa; l'*effetto strategico* legato dell'aumento della concorrenza tra i produttori. Il primo effetto aumenta la cosiddetta efficienza produttiva ed è stato evidenziato anche nelle tradizionali analisi effettuate con modelli di tipo tecnico. Il secondo, aumenta la cosiddetta efficienza allocativa e richiede un modello di analisi più articolato che tenga conto della relazione che esiste tra la strategia ottima di offerta dei produttori e la capacità di trasporto offerte dalla rete. La giustificazione economica degli investimenti, non solo in termini di costi evitati ma più in generale di efficienza del mercato elettrico, in cui la rete opera come infrastruttura fondamentale, deve essere poi sintetizzata nei criteri economici di pianificazione adottati: in letteratura sono presenti molteplici approcci di risoluzione che integrano criteri tipici della pianificazione centralizzata, basati sui costi e sulla affidabilità, con criteri che riflettano soprattutto l'impatto dei potenziamenti di rete sulla efficienza del mercato, consentendo di sviluppare una pianificazione "basata sul valore" in cui è comunque necessario tenere conto dei costi di investimento, dei costi di esercizio e dei costi causati da non affidabilità del sistema. Il criterio di fondo deve comunque rimanere quello del confronto costi (di investimento) vs. benefici in termini di affidabilità e di efficienza (produttiva ed allocativa) del settore.

Premesso questo si è cercato di definire il legame fra la flessibilità ed il valore economico del servizio di trasmissione. Per le definizioni date, il sistema più flessibile è quello che

teoricamente presenta le massime variazioni delle iniezioni rispetto alla configurazione iniziale (in riferimento ad un set di nodi di generazione predefinito), cioè quello che accoglie meglio (con minor degrado in esercizio) le aleatorietà di generazione di lungo periodo in determinati siti. Il problema è quantificare quanto costa questa flessibilità, cioè quanto effettivamente avere la possibilità di accogliere variazioni delle iniezioni massime, impatti sui costi del sistema e sulla efficienza del mercato.

Per quanto riguarda i costi, bisogna anticipare quanto spiegato esplicitamente nel successivo paragrafo, ossia che si parte dall'ipotesi di valutare la flessibilità di reti che siano soluzioni equivalenti dal punto di vista della formulazione convenzionale del problema di espansione ottima delle reti, in cui si è tenuto conto dei costi di investimento e dell'affidabilità. Ciò comporta che gli unici costi che rimangono variabili, e quindi da legare alla flessibilità, sono i costi di esercizio. A questo va poi aggiunto la quantificazione dell'impatto della flessibilità sulla efficienza produttiva, che si è definita come la misura dell'*effetto di sostituzione* di generazione elettrica a costi elevati con produzione meno costosa.

Per quanto riguarda i costi di esercizio, in un regime di libero mercato, dal punto di vista del pianificatore, questi si riconducono ai soli costi delle perdite di trasmissione, ed il loro legame con la flessibilità risulta essere intuitivamente abbastanza immediato: per massimizzare la flessibilità, minimizziamo i margini, il che significa massimizzare i flussi di potenza e quindi le perdite ed i costi della perdite; è quindi necessario avere un vincolo di carattere economico che dia un limite al sovraccosto delle perdite per il "guadagno in flessibilità".

Per quanto riguarda invece il legame fra flessibilità ed efficienza produttiva, esso risulta piuttosto complesso: non è detto che un sistema più tecnicamente flessibile sia anche quello che garantisce la massima efficienza produttiva. Affinché i due obiettivi non siano contrastanti, si può imporre un vincolo sui costi di generazione totali: calcolato il costo di generazione allo stato iniziale si impone che un eventuale sovraccosto associato alla

ridistribuzione delle potenze generate, effettuata dall'algoritmo di minimizzazione dei margini, non superi un certo valore. Questo non garantisce che la soluzione di rete scelta come più flessibile sia anche quella che garantisce la massima efficienza produttiva, ma almeno non viene ignorato totalmente questo secondo obiettivo, anzi ad essa viene condizionata la stima di flessibilità.

Legando la stima di flessibilità a questi due aspetti economici, su cui essa può impattare, si ottiene una stima tecnico-economica di tale parametro. Sotto tali ipotesi è stata formulata l'espressione del *TE-USFI*, che in realtà coincide con quella del *T-USFI*, ed è basata sul calcolo delle potenze generate ed iniettate in rete, introducendo come già detto nel calcolo di queste ultime vincoli sui costi.

Riassumendo il calcolo dei nuovi indicatori di flessibilità è dunque basato sulla valutazione in un predefinito insieme di nodi probabili siti di generazione futura, a partire da una condizione iniziale, di:

- le iniezioni addizionali a margini minimi senza vincoli di costo,
- le iniezioni aggiuntive a margini minimi con i vincoli di costi,

e si assumono come indicatori di flessibilità degli indici globali e locali, opportunamente formulati, legati a tali iniezioni. Per la descrizione metodologia di calcolo si rinvia al capitolo successivo [56]-[58].

4.4 Approccio sequenziale per l'introduzione dei nuovi indici nella formulazione del problema di pianificazione di lungo periodo

4.4.1 Approccio standard per la pianificazione del sistema di trasmissione nel lungo periodo

Un buon piano di espansione della rete di trasmissione deve essere quello che garantisce un certo livello di benessere sociale e rispetta i requisiti di affidabilità sotto i vincoli di ridurre le congestioni di rete, minimizzare i costi di esercizio e manutenzione, separando gli obiettivi di minimizzazione dell'impatto ambientale e del rischio degli investimenti. Generalmente un

piano che garantisce il massimo benessere sociale e le minime congestioni di rete, automaticamente minimizza i costi di esercizio e manutenzione. Quindi, se è possibile separare l'analisi di rischio, la risoluzione del problema di pianificazione (*Transmission System Expansion Problem TSEP*) può essere ragionevolmente ricondotta alla soluzione di un problema MO con due funzioni obiettivo combinate differentemente:

- massimizzazione del benessere sociale,
- minimizzazione dei costi di congestione,

sotto gli opportuni vincoli di rete.

Definiti:

- $B = \{1, 2, \dots, N\}$ come il set dei nodi di rete,
- P_b come la potenza iniettata al nodo b ,
- $L = \{1, 2, \dots, N_L\}$, dove una linea l è identificata dalla coppia di nodi i e j che essa connette $l = \{i, j\}$, con $i, j \in B$,
- P_{ij} come la potenza fluente su ciascuna linea $l \in L$,
- P_{ij}^{max} come la massima potenza che può fluire sulla linea

a prescindere dallo specifico criterio adottato per la definizione delle funzioni obiettivo, come misura del benessere sociale e dei costi di congestione, la formulazione matematica standard per il *TSEP* generalmente può essere espressa come :

$$\max S_h = \sum_{i=1}^n \alpha_i S_i \quad (4.5)$$

e/o

$$\min CC = \sum_{l=1}^L CC_l \quad (4.6)$$

sotto i vincoli:

$$\sum_{b=1}^N P_b = 0, \quad b \in B \quad (4.7)$$

$$P_{ij} \leq P_{ij}^{mas}, i, j \in B \quad (4.8)$$

dove:

- S_h è la metrica adottata per la misura totale del benessere sociale all'anno orizzonte di pianificazione h ,
- S_i con $i=1, \dots, n$ sono le sue componenti e α_i i pesi che dipendono dalla specifica formulazione;
- CC è il costo totale delle congestioni,
- CC_l è il costo della congestione sulla singola linea $l \in L$.

Risolvendo questo problema con strumenti probabilistici, è possibile trovare un set di soluzioni feasible ed ottimali per il *TSEP*. Tutte le soluzioni del set potrebbero essere considerate come ottime dal punto di vista economico ed affidabilistico, ma per esse non sono considerate tutti gli altri vari buoni attributi come la flessibilità [29], [30].

4.4.2 Integrazione dell'attributo flessibilità nel problema di pianificazione

La definizione proposta della flessibilità di trasmissione rispetto alle aleatorietà di generazione permette di considerare la flessibilità come un buon attributo per la valutazione del progetto di espansione della trasmissione ottimo, da aggiungere agli obiettivi principali di *TSEP*. Per i sistemi definibili come *high-developed*, la flessibilità del sistema di trasmissione diviene uno dei principali attributi richiesti per una buona pianificazione. Infatti se il sistema è già sviluppato, generalmente le soluzioni di espansione differiscono solamente per un piccolo numero di linee. Così, mentre le varie soluzioni pianificatorie potrebbero essere molto vicine in termini di miglioramento degli obiettivi di benessere sociale e di riduzione delle congestioni, esse potrebbero differire notevolmente nel miglioramento della flessibilità. Per questa ragione diviene necessario integrare la valutazione di flessibilità nel *TSEP*. Per farlo sarebbe possibile ricorrere alle varie tecniche multi-obiettivo (MO) ed aggiungere l'obiettivo di flessibilità alla formulazione di *TSEP* come *slave function*, in relazione ad una *master function* che tenga invece conto degli obiettivi suddetti. Per separare la valutazione della

flessibilità, come informazione supplementare al *TSEP* l'autore propone un approccio di integrazione che potrebbe essere definito un *approccio di Tipo Serie*, composto dai passi seguenti:

1. risoluzione del problema di *TSEP* in funzione della sua formulazione;
2. individuazione del set di soluzioni feasible ed ottimali ossia di un numero definito di soluzioni di trasmissione che soddisfanno gli obiettivi del *TSEP* nella formulazione standard;
3. selezione dei possibili scenari di generazione futuri, con l'identificazione degli nodi candidati come siti di nuova generazione;
4. applicazione a tali scenari della procedura di valutazione della flessibilità di trasmissione;
5. classificazione degli scenari ottimali in funzione dei valori di flessibilità di sistema.

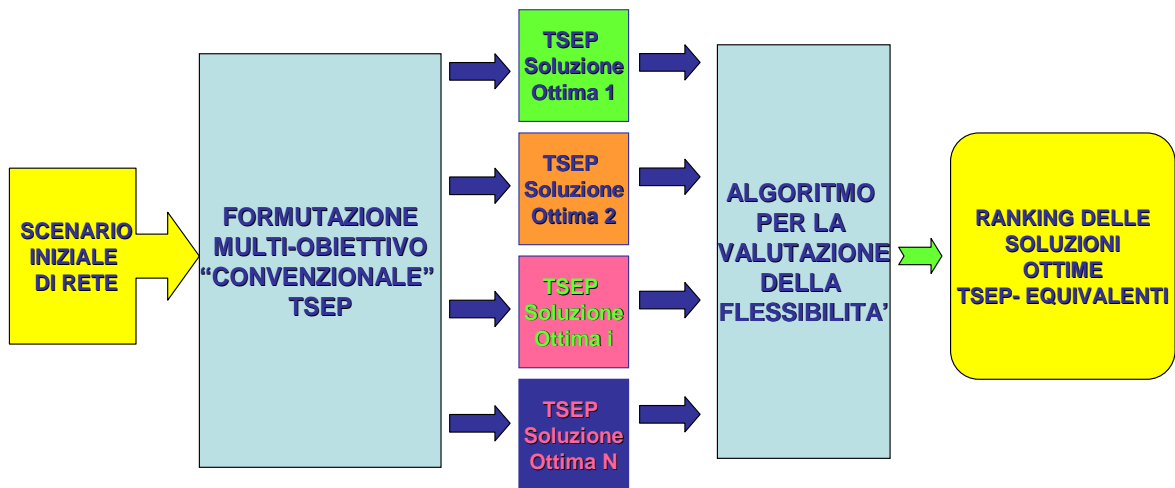


Fig. 4.1 – Schema dell'approccio serie

In tale modo è possibile disgiungere le incertezze associate al sistema di generazione dal *TSEP*. Inoltre la procedura di valutazione di flessibilità permette di trovare anche delle informazioni sulle proprietà locali del assetto di trasmissione scelto: gli *USFI* locali indicano i nodi dove un potenza aggiuntiva determinerebbe un impatto inferiore per un buon esercizio del sistema [58].

5 Metodologia di calcolo degli indici di flessibilità

5.1 Struttura della metodologia di calcolo

Con gli indici di flessibilità si vuole trovare per l'assegnato sistema una misura del suo comportamento nei confronti della variazione dell'assetto della generazione a parità di carico, cioè quanto il sistema degraderebbe in prestazioni in esercizio se a parità di potenza totale installata varierebbe la configurazione dei generatori in rete nello stesso anno orizzonte x . Una prima possibilità sarebbe quella di simulare il sistema per tutte le possibili configurazioni di generazione e verificare la variabilità dei parametri che ne definiscono l'ottimalità nel funzionamento. L'alternativa è trovare indici di flessibilità calcolabili una volta per tutte che indichino, a prescindere dalle possibili evoluzioni sulla generazione, come si comporta il sistema. In tale prospettiva sono stati individuati gli indici di flessibilità proposti. Per il loro calcolo si suppone dato:

1. l'assetto di rete all'anno x (soluzione del TSEP);
2. il carico di rete;
3. lo scenario di generazione all'anno x in termini di entità e localizzazione della potenza di generazione installata.

Assegnati i nodi di generazione candidati alla variabilità della potenza iniettata, si parte dall'assetto di generazione di base (sul quale si è risolto il TSEP) ed in riferimento a tale assetto si opera una distinzione fra:

- a. i nodi di generazione a potenza installata nulla;
- b. i nodi di generazione a potenza installata non nulla.

I primi rappresentano i nodi in cui si prevede la possibilità di avere generazione nell'anno orizzonte x a differenza di quanto si era considerato nell'assetto base per la risoluzione del

TSEP, i secondi rappresentano invece i nodi in cui la generazione è già esistente nell'assetto base, ma in cui la generazione potrebbe essere ridotta a causa della "nascita" dei nuovi siti di generazione. Infatti lavorando a carico costante la "nascita" di generazione in un nodo del primo subset prevede la riduzione della generazione nei nodi sul secondo subset.

Detto ciò il problema è quantificare tale variabilità nella potenza installata, e risalire da essa ad indicazioni di flessibilità strutturale. Poiché si è partiti dall'asserzione che un sistema a margini nulli in esercizio è un sistema a flessibilità nulla, l'idea di base è valutare quale set di potenze generate rende nulli tali margini, per un dato carico di rete, e considerare più flessibile la rete che consente di avere i valori più alti di tali potenze, perché ciò significa, che per saturare il margine disponibile in rete, sarebbero necessarie grosse variazioni della potenza generata a partire dalla configurazione iniziale, cioè grosse variazioni in termini di localizzazione e taglia delle potenze installate nei vari nodi.

È ovvio che la maggiore complicazione è rappresentata da come passare dalle potenze generate alla potenze installate, ossia come passare da dati di esercizio a dati di pianificazione. Infatti il nuovo set di potenze generate, trovato per minimizzazione dei margini, andrebbe definito per ogni condizione di carico della rete nell'anno orizzonte, cioè ora per ora: per avere un indicatore di flessibilità strutturale è invece necessario ragionare in termini probabilistici. Per fare ciò si è ricorsi all'uso della simulazione della rete sulle 8760 ore dell'anno orizzonte di pianificazione x mediante il metodo Montecarlo. Esso infatti rappresenta l'unico approccio che può gestire un gran numero di variabili casuali associate ad un sistema di generazione e trasmissione come quello attuale. A tale simulazione si è abbinata una procedura probabilistica diretta che usa la minimizzazione di funzioni obiettivo, il cui input è fornito dai calcoli effettuati attraverso la simulazione Montecarlo precedente. Mettendo insieme i risultati delle procedure di minimizzazione con funzioni probabilistiche appropriate, valutate a partire dalla simulazione Montecarlo, è possibile calcolare gli indici di flessibilità locale e globale strutturali. Scendendo nel dettaglio della metodologia, la sua architettura può essere schematizzata come riportato in Figura 5.1: il primo passo del metodo,

come già detto, è la simulazione Montecarlo del sistema all'anno stabilito come orizzonte temporale di pianificazione (anno x) nella configurazione di generazione iniziale. Tale simulazione rende disponibile un grande numero di informazioni in output che vengono opportunamente memorizzate in un database; in particolare esso contiene sia il valore orario che le distribuzioni statistiche delle principali grandezze elettriche caratterizzanti il sistema (potenze fluenti di ramo e di potenze iniettate di nodo). A valle della simulazione Montecarlo, che fornisce quindi lo stato della rete all'anno x ora per ora, si trovano le due procedure di minimizzazione, che vengono applicate al fine di calcolare i valori delle iniezioni a parità di carico, che il sistema simulato può gestire senza degradare le sue prestazioni in esercizio, che stanno alla base della definizione degli indici di flessibilità suddetti, a partire dalle iniezioni definite dalla simulazione.

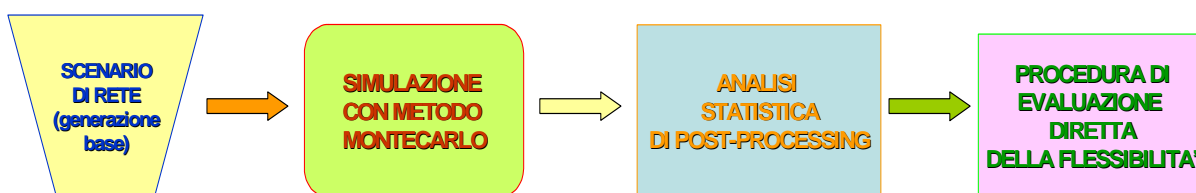


Fig. 5.1 – Architettura generale della metodologia di calcolo

Per accoppiare l'output del metodo Montecarlo con le due procedure, il che equivale a dire per passare da informazioni di esercizio (ora per ora) a informazioni che diano indicazioni sulla flessibilità strutturale del sistema, è necessario elaborare statisticamente le uscite della simulazione e ragionare per set di prove raggruppabili ed identificabili da una probabilità di accadimento. In via preliminare si è scelto di raggruppare le 8760 prove in 10 set ciascuno corrispondente ad una assegnata condizione di caricamento della rete e di identificare lo stato di caricamento della rete, anche qui in via preliminare, in base al carico di rete globale e la sua probabilità. Per minimizzare la perdita di informazione sulla variabilità della potenza generata e fluente, dovuta alle contingenze statistiche, nell'ambito di un subset identificato da un unico dato di carico e dalla sua probabilità di accadimento, sono state poi usate le probabilità condizionate al carico delle potenze generate e fluenti. Gli algoritmi di

minimizzazione lavorano pertanto per ogni sopradetto subset, riferendosi alle grandezze medie pesate con pesi le probabilità condizionate al carico, e ricavano le grandezze necessarie per il calcolo di T - e TE-USFI. Infatti le due procedure di minimizzazione vengono applicate per ogni sottoinsieme al fine di calcolare i valori delle iniezioni che un sistema può gestire senza degradare le sue prestazioni in esercizio che stanno alla base della definizione degli indici di flessibilità suddetti [56].

5.2 Modello matematico per il calcolo degli indici globali e locali

5.2.1 Definizioni preliminari

Si definiscono i seguenti set di nodi:

- $\mathcal{B} = \{1, 2, \dots, N\}$ set dei nodi di rete
- $\mathcal{G} = \{1, 2, \dots, N_g\}$ set dei nodi di generazione;
- $\mathcal{G}^{old} = \{1, 2, \dots, N_G^{old}\}$ set dei nodi già siti di generazione nell'assetto iniziale all'anno x
 $\mathcal{G}^{old} \subset \mathcal{G}$;
- $\mathcal{G}^{new} = \{1, 2, \dots, N_G^{new}\}$ set dei nodi possibili siti di generazione all'anno x con $\mathcal{G}^{new} \subset \mathcal{G}$
dove $\mathcal{G}^{old} \cap \mathcal{G}^{new} = \emptyset$ e $\mathcal{G}^{old} \cup \mathcal{G}^{new} = \mathcal{G}$, quindi $N_g = N_G^{old} + N_G^{new}$
- $\mathcal{C} = \{1, 2, \dots, N_c\}$ set dei nodi di carico
- $\mathcal{T} = \{1, 2, \dots, N_t\}$ set dei nodi di transito, ossia senza generazione presente e futura e senza carico

È possibile associare ad ogni $g^{new} \in \mathcal{G}^{new}$ il seguente insieme di 4 valori:

$$S_g(g^{new}) = \{b, \Delta P_g, [\Delta P_g^{min}, \Delta P_g^{max}]\} \quad (5.1)$$

dove $b \in \mathcal{G}^{new}$ è nodo di connessione del generatore g^{new} , ΔP_g è la possibile variazione di iniezione di potenza al nodo b , $[\Delta P_g^{min}, \Delta P_g^{max}]$ è il range di variabilità della potenza generata. Poiché inizialmente la potenza generata è posta come nulla in tali siti, ΔP_g è necessariamente una variazione positiva di potenza.

È possibile associare ad ogni $g^{old} \in \mathcal{G}^{old}$ il set seguente di 5 valori:

$$S_g(g^{old}) = \{b, P_g, \Delta P_g, [P_g^{min}, P_g^{max}]\} \quad (5.2)$$

dove $b \in G^{old}$ è nodo di connessione del generatore g^{old} , P_g è la potenza iniettata al nodo b , ΔP_g è la possibile variazione di iniezione di potenza al nodo b , $[P_g^{min}, P_g^{max}]$ è il range di variabilità della potenza generata.

Poiché si fa riferimento ad una pianificazione di tipo statico, ossia l'orizzonte temporale risulta essere fissato all'anno x per cui si ritiene noto di valore del carico da alimentare, la potenza generata complessivamente è nota. Il problema è determinare l'assetto di tali potenze sui nodi disponibili che rende minimi i margini in rete con e senza ulteriori vincoli di costo. Questo significa che:

$$\sum_{g \in G^{new}} \Delta P_g + \sum_{g \in G^{old}} \Delta P_g = 0 \quad (5.3)$$

Poiché tutti i ΔP_g associati ai g_{new} sono per definizione positivi, tutti i ΔP_g associati ai g_{old} dovranno essere negativi.

Così definito l'insieme delle linee $\mathcal{L} = \{1, 2, \dots, L\}$, dove una linea l è identificata dalla coppia di nodi i e j che essa connette $l = \{i, j\}$, con $i, j \in B$, è possibile associare ad ogni linea $l \in \mathcal{L}$ il set seguente di 5 valori:

$$S_l(l) = \{P_{ij}, M_{ij}, I_{ij}, R_{ij}, P_{ij}^{max}\} \quad (5.4)$$

dove P_{ij} è la potenza fluente, M_{ij} è il margine di potenza sulla capacità della linea, P_{ij}^{max} è la massima potenza fluente, I_{ij} è la corrente fluente, R_{ij} è la resistenza.

Inoltre è possibile individuare il sottoinsieme di nodi $B^* \subset B$ per il quale un'iniezione di potenza addizionale può comportare un scaricamento della rete.

Per ogni $l = \{i, j\}$, con $i, j \in B$, e per ogni $k \in B$ è possibile definire i fattori di distribuzione (o coefficienti di influenza, da cui l'acronimo *CINF*) del nodo k rispetto alla linea $l = \{i, j\}$ che è indicato come $CINF_{ij}^k$ e definito come:

$$CINF_{ij}^k = y_{ij} \cdot (Z_{ik} - Z_{jk}) \quad (5.5)$$

in cui:

y_{ij} ammettenza longitudinale del ramo $i-j$;

Z_{ik} elemento $i-k$ della matrice delle impedenze nodali di rete;

Z_{jk} elemento $j-k$ della matrice delle impedenze nodali di rete.

Per ogni $l = \{i, j\}$, con $i, j \in \mathcal{B}^*$, e per ogni $k \in \mathcal{B}$ è possibile definire i fattori di distribuzione (o coefficienti di influenza, da cui l'acronimo *CINF*) del nodo k rispetto ai nodi appartenenti al subset \mathcal{B}^* , che è indicato come $CINF^*_{ij}{}^k$.

$$CINF^*_{ij}{}^k = y_{ij} \cdot (Z_{ik} - Z_{jk}) \quad (5.6)$$

in cui:

y_{ij} ammettenza longitudinale del ramo $i-j$;

Z_{ik} elemento $i-k$ della matrice delle impedenze nodali di rete;

Z_{jk} elemento $j-k$ della matrice delle impedenze nodali di rete.

5.2.2 Indici di flessibilità globale

A partire da queste definizioni gli indici di flessibilità globale di rete sono definiti come

$$USFI_S = \sum_{g \in G^{new}} \Delta P_g \quad (5.7)$$

Bisogna precisare:

1. la sommatoria è estesa al subset di nodi di generazione G^{new} , per i quali i ΔP_k sono stati imposti positivi per cui non occorre il valore assoluto. Tale indice può essere normalizzato ed espresso da un numero puro dividendolo per il carico totale P_c della rete.
2. l'indice di flessibilità ottenuto è solo tecnico se si fa riferimento alle iniezioni di potenza calcolate in base alla sola minimizzazione dei margini (*T-USFI*), o tecnico economico (*TE-USFI*) se si fa riferimento alle iniezioni di potenza calcolate in base alla minimizzazione dei margini imponendo i vincoli sui costi.

Per quanto già detto si può affermare che più alto è questo indice di flessibilità, tanto più flessibile sarà il sistema studiato. Per cui data una serie di assetti rete all'anno orizzonte x ,

definiti come soluzioni equivalenti del TSEP, si può effettuare in base alla valutazione dell'indice di sistema un ranking di essi i termini di flessibilità.

5.2.3 Indici di flessibilità locale

A livello locale, partendo sempre dalle iniezioni di potenza generata nei singoli nodi, si è giunti alla definizione di due indici di flessibilità di area diversi, di cui uno calcolato in funzione di parametri operativi (margine di potenza sulle linee) e l'altro in funzione di parametri strutturali (coefficienti di influenza della linea rispetto ai nodi). In sintesi essi sono espressi come:

$$USFI_A^I(b) = \alpha_b \Delta P_b \quad (5.8)$$

$$USFI_A^{II}(b) = \Delta P_b - \Delta P_b^* \quad (5.9)$$

con:

$$\alpha_b = f_{ab}(CINF_{ij}^{*b}, \sum_{i,j \in B^*} M_{ij}) \quad (5.10)$$

$$\Delta P_b^* = f_{\Delta P_b}(CINF_{ij}^{*b}) \quad (5.11)$$

dove α_b è un coefficiente di nodo funzione dei $CINF_{ij}^{*b}$ e della somma delle variazioni negative dei margini di potenza sulle linee che confluiscono nel nodo dovute alle iniezioni ΔP_b ; ΔP_b^* è un fattore di riduzione funzione di $CINF_{ij}^{*b}$.

Tali indici di flessibilità sono solo tecnici se si fa riferimento alle iniezioni di potenza calcolate in base alla sola minimizzazione dei margini ($T-USFI_A$), o tecnico-economici ($TE-USFI_A$) se si fa riferimento alle iniezioni di potenza calcolate in base alla minimizzazione dei margini imponendo i vincoli sui costi.

A tale formulazione si è giunti partendo dalla considerazione che i singoli ΔP_k nei vari nodi si possono considerare solo degli indicatori di flessibilità in quanto, influenzandosi mutuamente, la presenza/assenza di uno o più di essi va ad influenzare gli altri, pertanto il ΔP_k

massimo accettabile varia in funzione dei nodi presi in considerazione. Non potendo fornirsi valutazioni quantitative semplicemente usando i ΔP_k si è pensato di procedere in due fasi:

- effettuando una prima valutazione qualitativa/orientativa della flessibilità locale a partire dai soli ΔP_k e dai $CINF_{ij}^k$
- effettuando una ricerca di veri e propri indici locali conservativi, anche se approssimati, tenendo in conto le altre grandezze di cui si dispone.

5.2.3.1 Stima qualitativa della flessibilità locale

Le considerazioni qualitative/orientative che possono essere dedotte dall'analisi dei soli ΔP_k e dei $CINF_{ij}^k$ sono le seguenti:

1) Ranking dei ΔP_k

Non si può affermare che il ΔP_k nel nodo $k \in \mathcal{G}_{new}$ ottenuto dalla minimizzazione dei margini con e senza vincoli economici, rappresenta la massima potenza che un produttore può iniettare nel nodo k senza che la rete perda le sue caratteristiche di sistema ben funzionante, ma possono valere considerazioni orientative, come ad esempio quelle di ranking tra i vari nodi: l'area di rete prossima al nodo con massimo ΔP_k è orientativamente quella a maggiore flessibilità locale.

2) Esame dei CINF

Un'altra indicazione di massima dell'effetto della generica iniezione ΔP_k sui margini di rete, può essere dedotta dall'analisi dei coefficienti di influenza delle linee afferenti a quel nodo, in particolare dal calcolo del $CINF_k$ definito come *coefficiente di influenza di nodo*, dato da:

$$CINF_k = \sum_{ij \in \mathcal{L}} CINF_{ij}^k \quad (5.12)$$

Da tale definizione è evidente che le aree di rete contenente i nodi con i valori più grandi dei $CINF_k$ sono quelle meno flessibili.

3) Calcolo dei coefficienti di mutua influenza nodo/nodo

Per studiare la mutua influenza nodo/nodo in corrispondenza del vettore dei ΔP_k , si esamina cosa succede nel nodo k_2 , se nel nodo k_1 si immette la potenza ΔP_{k1} . L'effetto della iniezione viene stimato solo sui **collegamenti del primo ordine**, ossia sulle linee che confluiscono direttamente al nodo, anche se il calcolo si potrebbe facilmente estendere ai **collegamenti del secondo ordine**, cioè a quelle linee che confluiscono al nodo attraverso soltanto una seconda linea che vi fa capo direttamente.

Si indica con $L_{k2} = \{l_1, l_2, \dots, l_{Nk2}\}$ l'insieme delle linee che fanno capo direttamente a k_2 ; a causa della iniezione di potenza ΔP_{k1} su ciascuna di tali linee l_h , alla potenza già fluente P_{lh} , si sovrappone una potenza fluente $\Delta P_{lh}(k_1)$ che può essere dello stesso segno di P_{lh} o di verso opposto. In particolare per la sola linea l_h vale la relazione:

$$\Delta P_{lh}(k_1) = CINF_{lh}^{k1} \Delta P_{k1} \quad (5.13)$$

Poiché non interessa valutare la variazione dei transiti, ma gli effetti che tali variazioni hanno, sovrapponendosi ai transiti iniziali, si introduce un termine moltiplicativo (di valore ± 1) che convenzionalmente è:

- positivo, se la variazione della potenza fluente è positiva (riduzione dei margini),
- negativo, se la variazione della potenza fluente è negativa (aumento dei margini).

Dividendo la variazione di flusso per il ΔP_{k1} in modo da avere grandezze per unità, si ha:

$$\Delta p_{lh}(k_1) = CINF_{lh}^{k1} INDGEN_{k1} \quad (5.14)$$

avendo introdotto $INDGEN_{k1}$, che è un indicatore del segno di ΔP_{k1} che vale quindi +1 o -1 a seconda del segno della variazione della potenza generata, quindi, per quanto definito, pari a +1 se $k_1 \in G_{new}$, e pari a -1 se $k_1 \in G_{old}$.

Facendo la sommatoria di tali termini estesa a tutte le linee afferenti nel nodo k_2 , si ottiene:

$$\sum_{l_h \in L_{k2}} \Delta p_{lh}(k_1) = \sum_{l_h \in L_{k2}} CINF_{lh}^{k1} INDGEN_{k1} \quad (5.15)$$

Ovviamente:

$$\sum_{l_h \in L_{k_2}} \Delta p_{l_h}(k_1) = \sum_{l_h \in L_{k_2}} \Delta m_{l_h}(k_1) \quad (5.16)$$

essendo $\Delta m_{l_h}(k_1)$ la variazione, espressa in p.u., in termini di margini di potenza sulla linea l_h dovuta alla variazione di iniezione in k_2 . la variazione totale dei margini delle linee afferenti al nodo k_2 a causa della variazione della potenza generata in k_1 indicata come :

$$\sum_{l_h \in L_{k_2}} \Delta m_{l_h}(k_1) = \Delta m_{tot}(k_1, k_2) = \mathbf{CINFKK}(k_1, k_2) \quad (5.17)$$

si può definire *coefficiente di mutua influenza del nodo k_1 sul nodo k_2* . È necessario evidenziare che tale valore è subordinato alla situazione iniziale fornita, quindi non valido in generale: esso non è solo legato a parametri strutturali, ma condizionato ai risultati della simulazione dell'esercizio. Essendo ciascun termine della sommatoria espresso in p.u., l'intera sommatoria rappresenta la somma della variazione con segno dei margini di tutte le linee fluenti in k_2 , se si inietta una potenza unitaria dello stesso segno in k_1 .

Calcolando tale coefficiente per tutti i nodi di generazione, ossia per $k_1 \in \mathcal{G}$, rispetto a tutti i nodi della rete ossia per $k_2 \in \mathcal{B}$, si può calcolare la *matrice dei coefficienti di influenza nodo/nodo CINFKK* $[N_g, N_j]$. Per definizione, ciascun termine $CINFKK(i, j)$ da la variazione di margini nel nodo j per un'iniezione unitaria nel nodo i . La matrice $CINFKK(i, j)$ oltre che rettangolare non è simmetrica neanche nella sua partizione quadrata (N_g, N_g) essendo:

$$\Delta m_{tot}(k_1, k_2) \neq \Delta m_{tot}(k_2, k_1) \quad (5.18)$$

Con la stessa matrice si può vedere l'effetto di un ΔP_{k_1} non unitario; inoltre se i ΔP_{k_1} sono su più nodi e si vuol vedere il loro effetto complessivo sempre su uno stesso nodo k_2 , si può usare il principio di sovrapposizione degli effetti.

5.2.3.2 Stima quantitativa della flessibilità locale

Come già detto i singoli ΔP_k non possono essere considerati degli indicatori quantitativi della flessibilità locale per via della mutua influenza nodo-nodo. Al fine di individuare degli

indici locali si è partiti dal considerare un solo nodo $k \in \mathcal{G}$, da una sola linea $l = \{i, j\}$, con $i, j \in \mathcal{CB}$ ed il corrispondente $CINF_{ij}^k$. Relativamente a tali parametri si può definire una **matrice dei coefficienti di influenza modificata** $CINFMOD[N_g, N_L]$ ossia relativa ai soli nodi di generazione, dove il singolo termine è definito come:

$$CINFMOD(k, ij) = CINF_{ij}^k * SIGN(P_{ij}^0) \quad (5.19)$$

essendo $SIGN(P_{ij}^0)$ il segno di P_{ij}^0 , cioè il segno della potenza fluente sulla linea $l = \{i, j\}$ allo stato iniziale.

Se il $CINF_{ij}^k$ è concorde con il segno di P_{ij}^0 , il $CINFMOD(k, ij)$ è positivo, quindi un'iniezione ΔP_k positiva riduce il margine sulla linea $i-j$ altrimenti se $CINF_{ij}^k$ e P_{ij}^0 sono discordi, un'iniezione ΔP_k positiva aumenta il margine in linea.

Passando all'intera rete, per definire l'effetto complessivo della generica iniezione ΔP_k sui margini iniziali si calcola per ogni $k \in \mathcal{G}$:

$$\sum_{l \in L} CINFMOD(k, l) = CINFMODK(k) \quad (5.20)$$

ossia un vettore di lunghezze N_g per il quale si può affermare che :

- se il segno del ΔP_k è concorde con $CINFMODK(k)$, si può affermare che globalmente l'effetto del ΔP_k sulla rete è quello di ridurre i margini, allora si parla di ΔP_k “concordanti”;
- se il segno del ΔP_k è discorde con $CINFMODK(k)$, si può ammettere che l'effetto del ΔP_k sulla rete globalmente è quello di aumentare i margini, allora si parla di ΔP_k “discordanti”.

Poiché nel normale esercizio non si vuole portare la rete a lavorare a margini minimi, bisogna ragionare con logica speculare rispetto alla flessibilità globale: se il ΔP_k è discordante, l'iniezione di potenza alleggerisce la rete quindi ha un effetto positivo nel suo esercizio; se il ΔP_k è concordante l'iniezione di potenza appesantisce la rete quindi ha un effetto negativo nel suo esercizio. A valle di tali considerazioni si possono estrapolare le seguenti valutazioni quantitative:

1) Ranking più accurato nella classificazione della criticità dei siti

Calcolati i ΔP_k e classificatoli in concordanti e discordanti, l'ordine in cui tali siti possono essere classificati come "migliori" siti per la generazione futura è:

- siti con ΔP_k discordanti, fra cui si opera un ranking per cui il sito migliore è quello con il massimo valore di ΔP_k , in base a quello che si può definire un "criterio del minor caricamento"; infatti i siti con massimo ΔP_k discordante sono quelli che determinano la massima riduzione del caricamento della rete, essendo essa proporzionale alla iniezione;
- siti con ΔP_k concordanti, fra cui si opera un ranking per cui il sito migliore è sempre quello con il massimo valore di ΔP_k in base a quello che si può definire un "criterio della maggiore iniettabilità".

2) Indici di flessibilità locale

L'obiettivo è trovare un indice di flessibilità locale riferito al singolo nodo ($USFI_A(k)$), inteso come la massima iniezione che il sistema può sopportare nel singolo nodo k senza che si abbia un suo degrado, qualunque cosa succeda nei rimanenti nodi di generazione, ossia svincolato dalle mutue influenze. A tale scopo:

- Si indica con $\mathcal{G}_A = \{1, 2, \dots, N_g^A\}$, con $\mathcal{G}_A \subset \mathcal{G}$, il sottoinsieme di nodi di generazione con ΔP_k discordanti;
- Si indica con $\mathcal{G}_B = \{1, 2, \dots, N_g^B\}$, con $\mathcal{G}_B \subset \mathcal{G}$, il sottoinsieme di nodi di generazione con ΔP_k concordanti.

Si noti che l'insieme unione di $\mathcal{G}_A \cup \mathcal{G}_B \neq \mathcal{G}$ in quanto possono esserci dei nodi di generazione con ΔP_k nulli e quindi non classificabili né in \mathcal{G}_A né in \mathcal{G}_B .

È evidente che:

- se $k \in \mathcal{G}_A$ il ΔP_k può essere grande a piacere a meno che non diventi talmente grande da portare il margine al valore della portata (flusso di potenza nullo sulla linea) e poi superarla, il che significa che da discordante poi diventerebbe concordante. In tal senso un limite superiore in via cautelativa andrebbe imposto;

- se $k \in \mathcal{G}_B$ bisogna imporre un limite massimo che però non può prescindere dalla compresenza dei ΔP_k discordanti che hanno l'effetto di bilanciare le riduzioni di margine dovute ai ΔP_k concordanti.

È quindi ovvio che andranno definiti indici di flessibilità locali differenti a seconda della categoria a cui fa parte il nodo considerato. Per quanto riguarda i nodi con $k \in \mathcal{G}_A$ (nodi discordanti) si può assumere banalmente:

$$USFI'_A(k) = \Delta P_k \quad (5.21)$$

Per i $k \in \mathcal{G}_B$ sarà invece necessario tener conto delle mutue influenze con i $k \in \mathcal{G}_A$. Premesso questo si passa a definire le due tipologie di indici di flessibilità locale precedentemente citate.

a) Indici di flessibilità locale basati su elementi operativi

A partire dalla matrice dei coefficienti di influenza nodo/nodo $CINFKKN[N_B, N]$ si ricavano due matrici delle sue stesse dimensioni, identificate con $CINFKKM+$ e $CINFKKM-$ dove:

$$CINFKKM+(i,j) = |CINFKKN(i,j)| \text{ per } i \in \mathcal{G}_A \quad (5.22)$$

$$CINFKKM+(i,j) = 0 \text{ per } i \in \mathcal{G}_B \quad (5.23)$$

ossia include solo i coefficienti di mutua influenza relativi ai nodi di generazione con ΔP_i discordanti mentre gli altri vengono posti uguali a 0, e:

$$CINFKKM-(i,j) = |CINFKKN(i,j)| \text{ per } i \in \mathcal{G}_B \quad (5.24)$$

$$CINFKKM-(i,j) = 0 \text{ per } i \in \mathcal{G}_A \quad (5.25)$$

ossia include solo i coefficienti di mutua influenza relativi ai nodi di generazione con ΔP_i discordanti mentre gli altri vengono posti uguali a 0.

Si consideri un nodo $k_1 \in \mathcal{G}_B$ (nodi concordanti) ed un nodo $k_2 \in \mathcal{G}_A$ (nodi discordanti). Si vuole valutare di quanto bisogna ridurre l'iniezione ΔP_{k_1} nel caso in cui la ΔP_{k_2} risulti assente affinché la rete non saturi per suo effetto. Riprendendo la definizione dell'insieme delle linee che fanno capo ad un nodo si può definire il **margine totale di nodo riferito a k_1** :

$$M^{tot}(k_1) = \sum_{l_h \in L_{k_1}} M_{l_h} \quad (5.26)$$

Per considerare l'assenza di ΔP_{k_2} (discordante) basta calcolare la variazione dei margini associata alle linee confluenti in k_1 dovuta alla presenza del ΔP_{k_2} in valore assoluto:

$$\Delta M_{tot}(k_1, k_2) = \sum_{l_h \in L_{k_2}} \Delta M_{l_h}(k_1) = CINFKKM+(k_2, k_1) |\Delta P_{k_2}| \quad (5.27)$$

per cui in assenza del ΔP_{k_2} (discordante), il margine sulle linee confluenti in k_1 si riduce a:

$$M^{tot}(k_1, \Delta P_{k_2}) = M^{tot}(k_1) - \Delta M_{tot}(k_1, k_2) \quad (5.24)$$

considerando la linearità che esiste tra le iniezioni e la diminuzione dei margini, si può calcolare la variazione massima che può avere il ΔP_{k_1} , in assenza di ΔP_{k_2} :

$$\Delta P_{k_1}(\Delta P_{k_2}) = [M^{tot}(k_1, \Delta P_{k_2}) / M^{tot}(k_1)] \Delta P_{k_1} = [M^{tot}(k_1) - \Delta M_{tot}(k_1, k_2) / M^{tot}(k_1)] \Delta P_{k_1} \quad (5.28)$$

Estendendo a tutti i $k_2 \in \mathcal{G}_A$:

$$\Delta M_{tot}(k_1, \mathcal{G}_A) = \sum_{k_2 \in \mathcal{G}_A} CINFKKM+(k_2, k_1) |\Delta P_{k_2}| \quad (5.29)$$

da cui:

$$M^{tot}(k_1, \mathcal{G}_A) = M^{tot}(k_1) - \Delta M_{tot}(k_1, \mathcal{G}_A) \quad (5.30)$$

Se $M^{tot}(k_1, \mathcal{G}_A) < 0$ allora $USFI_A^I(k_1) = 0$ cioè la flessibilità della rete rispetto al nodo può considerarsi nulla. Se $M^{tot}(k_1, \mathcal{G}_A) > 0$ allora si può considerare un buon indicatore della flessibilità locale della rete rispetto a quel nodo la seguente espressione:

$$USFI_A^I(k_1) = [M^{tot}(k_1, \mathcal{G}_A) / M^{tot}(k_1)] \Delta P_{k_1} \quad (5.31)$$

Posto:

$$\alpha_{k_1} = [M^{tot}(k_1, \mathcal{G}_A) / M^{tot}(k_1)] \quad (5.32)$$

si ha:

$$USFI_A^I(k_1) = \alpha_{k_1} \Delta P_{k_1} \quad (5.33)$$

b) Indici di flessibilità locale basati su elementi strutturali

L'obiettivo è stabilire un'equivalenza tra le iniezioni nei vari nodi ed utilizzarla per valutare gli indicatori locali di flessibilità. Si consideri una generica iniezione ΔP_{k_2} , si vuole determinare una iniezione ΔP_{k_1} equivalente a ΔP_{k_2} in termini di variazione dei margini delle linee confluenti in k_2 . Per le definizioni date bisognerà semplicemente imporre che:

$$\sum_{l_h \in L_{k_2}} CINF_{lh}^{k_2} \Delta P_{k_2} = \sum_{l_h \in L_{k_2}} CINF_{lh}^{k_1} \Delta P_{k_1}^{eq}(\Delta P_{k_2}) \quad (5.34)$$

cioè essendo ΔP_{k_2} e ΔP_{k_1} indipendenti dagli indici di sommatoria:

$$\Delta P_{k_1}^{eq}(\Delta P_{k_2}) / \Delta P_{k_2} = \sum_{l_h \in L_{k_2}} CINF_{lh}^{k_2} / \sum_{l_h \in L_{k_2}} CINF_{lh}^{k_1} \quad (5.35)$$

ovvero:

$$\Delta P_{k_1}^{eq}(\Delta P_{k_2}) = \left(\sum_{l_h \in L_{k_2}} CINF_{lh}^{k_2} / \sum_{l_h \in L_{k_2}} CINF_{lh}^{k_1} \right) \Delta P_{k_2} = CEQKK(k_1, k_2) \quad (5.36)$$

I $\Delta P_{k_1}^{eq}(\Delta P_{k_2})$ ottenuti per tutti i nodi di generazione si possono memorizzare in una matrice, che si definisce come **CEQKK** che può essere chiamata **matrice dei coefficienti di equivalenza rispetto all'iniettabilità nodo/nodo**: essa è una matrice quadrata $[N_g, N_g]$, i suoi termini diagonali sono unitari, mentre gli altri saranno certamente maggiori di 1 in modulo perché un'iniezione in loco è più efficace di una a distanza.

Definita tale matrice si può formulare un altro criterio per calcolare $USFI_A(k_1)$ a partire dai ΔP_{k_1} con $k_1 \in \mathcal{G}_B$ (nodi concordanti). Se manca un nodo $k_2 \in \mathcal{G}_A$ ossia di tipo discordante, per funzione di **CEQKK**, la sua assenza è equivalente alla presenza di un $\Delta P_{k_1}^{eq}(\Delta P_{k_2})$ aggiuntivo dato da:

$$\Delta P_{k_1}^{eq}(\Delta P_{k_2}) = CEQKK(k_1, k_2) \Delta P_{k_2} \quad (5.37)$$

quindi per svincolare i ΔP_{k_1} concordanti da quelli discordanti, e quindi considerarli degli indicatori assoluti della flessibilità locale riferita al nodo bisognerà sottrarre ad essi proprio tale termine per ogni $k_2 \in \mathcal{G}_A$, quindi generalizzando a tutti i nodi dell'insieme \mathcal{G}_A :

$$USFI_A^H(k_1) = \Delta P_{k_1} - \sum_{k_2 \in G_A} /CEQKK(k_1, k_2) \Delta P_{k_2}/ \quad (5.38)$$

Posto:

$$\Delta P^*_{k_1} = \sum_{k_2 \in G_A} /CEQKK(k_1, k_2) \Delta P_{k_2}/ \quad (5.39)$$

si ha:

$$USFI_A^H(k_1) = \Delta P_{k_1} - \Delta P^*_{k_1} \quad (5.40)$$

Per entrambe le definizioni trovate, è intuitivo che quando il fattore correttivo è modesto vuol dire che la mutua influenza fra i nodi di G_A e G_B , è praticamente inesistente; quando invece il fattore correttivo tende ad ridurre fino a renderlo molto prossimo a zero il ΔP_{k_1} vuol dire che la mutua influenza è talmente forte da non rendere stimabile il $USFI_A^H(k_1)$.

Per quanto riguarda invece i nodi con $k_2 \in G_A$ (nodi discordanti) si può assumere banalmente:

$$USFI_A^H(k_2) = \Delta P_{k_2} \quad (5.41)$$

5.3 Algoritmo di minimizzazione per il calcolo degli indici tecnici

Come già detto gli indici di flessibilità puramente tecnici sono legati al set di iniezioni di potenza generata ottenuto imponendo la minimizzazione dei margini sulla intera rete.

Questo si traduce matematicamente nella scrittura di un problema di ottimizzazione vincolata con variabili di controllo le suddette iniezioni ai nodi di generazione. In particolare la formulazione di partenza del problema di ottimizzazione è:

$$\mathbf{F.O. 1} \quad \sum_{i,j \in B} M_{ij} = \sum_{i,j \in B} (P_{ij}^{\max} - |P_{ij}|) = \min \quad (5.42)$$

essendo:

M_{ij} margine di potenza sulla linea ij ;

P_{ij} la potenza fluente sulla linea ij ;

P_{ij}^{\max} la potenza massima trasportabile sulla linea ij .

Le variabili di controllo sono le potenze iniettate nei nodi siti di generazione esistente (gli N_G^{old} nodi appartenenti a \mathcal{G}^{old}) e le potenze iniettate nei nodi candidati come nuovi siti di generazione (gli N_G^{new} nodi appartenenti a \mathcal{G}^{new}), cioè i ΔP_k con $k = 1, \dots, N_G^{old} + N_G^{new}$. Ovviamente, a convergenza avvenuta:

$$P_k = P_k^0 + \Delta P_k \quad \text{per } k \in \mathcal{G}^{old} \cup \mathcal{G}^{new} = \mathcal{G} \quad (5.43)$$

$$P_k = P_k^0 \quad \text{per } k \in \mathcal{C} \cup \mathcal{T} \quad (5.44)$$

Le potenze iniettate sono legate alle potenze transitanti attraverso la matrice dei coefficienti di influenza:

$$[P_{ij}] = [CINF_{ij}^k] [P_k] \quad (5.45)$$

con:

$[P_{ij}]$ vettore colonna di lunghezza $[N_L]$

$[CINF_{ij}^k]$ matrice di dimensioni $[N_L, N]$

$[P_k]$ vettore colonna di lunghezza $[N]$

Quindi la F.O. può essere riformulata come:

$$\sum_{i,j \in B} M_{ij} = \sum_{i,j \in B} (P_{ij}^{\max} - |P_{ij}|) = \sum_{i,j \in B} (P_{ij}^{\max} - |CINF_{ij}^k \cdot P_k|) = \sum_{i,j \in B} (P_{ij}^{\max} - |CINF_{ij}^k \cdot (P_k^0 + \Delta P_k)|) = \min \quad (5.46)$$

L'espressione della F.O. mostra che si tratta di un problema di ottimizzazione di tipo non lineare a $N_G^{new} + N_G^{old}$ variabili. Lavorando a carico costante, come già detto i ΔP_k sono positivi e negativi, in riferimento ai due subset di nodi disgiunti \mathcal{G}^{old} , \mathcal{G}^{new} e devono essere soggetti a vincoli diversi.

Per quanto riguarda i vincoli sui ΔP_k sono i seguenti:

- per i nodi $k \in \mathcal{G}^{new}$ deve essere:

$$0 \leq \Delta P_k^{MIN} \leq \Delta P_k \leq \Delta P_k^{MAX} \quad (5.47)$$

- per i nodi $k \in \mathcal{G}^{old}$ deve essere:

$$\Delta P_k \leq 0 \quad (5.48)$$

$$0 < P_k^{MIN} < P_k < P_k^{MAX} \quad (5.49)$$

Per quanto riguarda i vincoli sui transiti sulle linee P_{ij} :

$$-P_{ij}^{max} < P_{ij} < P_{ij}^{max} \text{ con } ij = 1, \dots, N_L \quad (5.50)$$

Affinché sia rispettato il bilancio delle potenze generate è necessario che sia verificata la:

$$\sum_{k \in G} \Delta P_k = \sum_{k \in G_{old}} \Delta P_k + \sum_{k \in G_{new}} \Delta P_k = 0 \quad (5.51)$$

Infatti il carico non varia e quindi non deve variare la generazione totale.

A convergenza avvenuta si ha un vettore di dimensioni $N_G^{new} + N_G^{old}$ con le iniezioni addizionali ΔP_k^T (dove l'apice T indica che verrà utilizzato per il calcolo del $T-USFI$) ed un vettore di N_L locazioni P_{ij}^T , da cui sono ricavabili i margini M_{ij}^T non necessariamente tutti nulli in quanto possono esservi sia cause strutturali che impediscono la saturazione di una o più linee (come nel caso di una linea in antenna), sia cause dovute al fatto che i vincoli posti sul segno e la localizzazione dei ΔP_k siano troppo stringenti.

I ΔP_k^T danno indicazioni sulla flessibilità dello scenario studiato: essi indicano quanto il sistema può essere stressato da iniezioni impreviste senza che ciò comporti una saturazione delle sue linee. Per quanto riguarda gli M_{ij}^T che non sono tutti nulli, danno un'indicazione (con la sola eccezione delle linee in antenna) di una capacità residuale del sistema a trasportare potenza e quindi possono costituire un'informazione complementare a quella data dai ΔP_k^T .

5.4 Algoritmo di minimizzazione per il calcolo degli indici tecnico-economici

La formulazione di partenza del problema di ottimizzazione è:

$$\mathbf{F.O. 2} \quad \sum_{ij \in B} M_{ij} = \sum_{ij \in B} (P_{ij}^{max} - |P_{ij}|) = \min \quad (5.52)$$

$$\Delta C_{gen} = \sum_{k \in G_{old}} c_k(P_k) - \sum_{k \in G_{old}} c_k^0(P_k^0) = \min \quad (5.53)$$

$$\Delta C_{losses} = \sum_{ij \in L} \left[\sum_{k \in G_{old}} c_k^0(P_k^0) \cdot \frac{P_{ij}^{losses} - P_{ij}^{losses 0}}{P_{ij}^{losses 0}} \right] = \min \quad (5.54)$$

dove:

M_{ij} margine di potenza sulla linea $i-j$;

P_{ij} la potenza fluente sulla linea $i-j$;

P_{ij}^{max} la potenza massima trasportabile sulla linea $i-j$;

$c_k(P_k)$ il costo di generazione associato alla potenza iniettata P_k , normalizzato al carico totale di rete:

$$c_k(P_k) = C_k(P_k) / P_c \quad (5.55)$$

dove C_k è il costo di generazione associato a P_k che vale, secondo la formula trinomia:

$$C_k(P_k) = a_k P_k^2 + b_k P_k + c_k \quad (5.56)$$

P_{ij}^{losses} la potenza persa sulla linea ij , calcolata in prima approssimazione:

$$P_{ij}^{losses} = R_{ij} P_{ij}^2 \quad (5.57)$$

I transiti P_{ij} sono legati alle potenze nei nodi attraverso la matrice dei coefficienti di influenza:

$$[P_{ij}] = [CINF_{ij}^k] [P_k] \quad (5.58)$$

con:

$[P_{ij}]$ vettore colonna di lunghezza $[N_L]$

$[CINF_{ij}^k]$ matrice di dimensioni $[N_L, N]$

$[P_k]$ vettore colonna di lunghezza $[N]$

In altre parole l'algoritmo impone la minimizzazione di margini soggetta a vincoli di contenimento di costo. In particolare:

- Δc_{gen} è il sovraccosto di generazione unitario;
- Δc_{losses} è il sovraccosto addizionale associato alle perdite addizionali.

Come è evidente dalle espressioni sopra riportate di tali funzioni di costo, ciascuna grandezza è una funzione semplice o composta delle potenze addizionali iniettate nei nodi di generazione esistenti (G^{old}) e candidati (G^{new}), che costituiscono le variabili di controllo.

L'espressione della F.O. mostra che si tratta di un problema di ottimizzazione di tipo non lineare a $N_G^{new} + N_G^{old}$ variabili.

Per quanto riguarda l'input ed i vincoli, i dati necessari sono praticamente identici a quelli necessari al calcolo dell'indice di flessibilità tecnico, a cui vanno aggiunti i dati sui costi.

A differenza dell'algoritmo per il calcolo del *T-USFI*, il problema di ottimizzazione presente si configura come una sorta di multi-obiettivo. In realtà ai fini del calcolo della flessibilità, l'obiettivo principe dell'algoritmo è sempre quello di definire il set di iniezioni che portano la rete al massimo caricamento complessivo, rispettando però in tal caso dei "limiti" sugli eventuali sovraccosti. È ovvio che, nell'ottica del massimo caricamento della rete e di un dispacciamento finalizzato ad esso, gli obiettivi del minimo sovraccosto delle perdite, che si traduce in una condizione di minime perdite, e del minimo sovraccosto di generazione risultano contrastanti: al diminuire dei margini crescono sicuramente le perdite e il dispacciamento non è detto che sia quello più economico dal punto di vista dei costi di generazione. A conferma di ciò le simulazioni fatte imponendo tutti e tre come obiettivi dell'algoritmo di ottimizzazione, hanno dimostrato che una formulazione di questo tipo non garantisce convergenza.

Pertanto a rigore la formulazione multi-obiettivo non è corretta. A partire da tale convincimento il problema è stato riformulato in termini di un "mono-obiettivo vincolato ai costi", prendendo come funzione obiettivo la minimizzazione dei margini (comune all'algoritmo di minimizzazione usato per il calcolo di *T-USFI*) ed imponendo i due "sub-obiettivi" di minimizzazione dei sovraccosti come vincoli alla minimizzazione dei margini, attraverso una tecnica di scolarizzazione che usa pesi diversi e variabili per i tre obiettivi, tenendo conto dei principi fisici che legano i margini ai due sovraccosti. Ciò è stato ottenuto attraverso la definizione di una F.O. data dalla combinazione lineare a coefficienti variabili (secondo leggi a gradino) per le due sub-funzioni di costo.

In particolare:

$$\mathbf{F.O. 2^*} \quad \gamma_1 F.O.1(\Delta P_k) + \gamma_2 (\Delta c_{gen}) F.O.2(\Delta P_k) + \gamma_3 (\Delta c_{losses}) F.O.3(\Delta P_k) \quad (5.59)$$

dove i coefficienti γ_2 e γ_3 sono rispettivamente variabili in funzione di Δc_{gen} e Δc_{losses} secondo delle leggi a gradino stabilite per via euristica. In particolare sono state definiti 3 intervalli di

variabilità percentuale dei due sovraccosti, in funzione dei quali variano i coefficienti della combinazione lineare. Per i dettagli si rinvia al capitolo successivo che ha per oggetto l'implementazione della metodologia.

A convergenza avvenuta si ha un vettore di dimensioni $N_G^{new} + N_G^{old}$ con le iniezioni addizionali ΔP_k^{TE} (dove l'apice TE indica che verrà utilizzato per il calcolo del $TE-USFI$) ed un vettore di N_L locazioni P_{ij}^{TE} , da cui sono ricavabili i margini M_{ij}^{TE} . I ΔP_k^{TE} sono come ΔP_k^T dei parametri di "iniettabilità", con valori positivi e negativi, ma è ovvio che:

$$\sum_{k \in G} \left| \Delta P_k^{TE} \right| \leq \sum_{k \in G} \left| \Delta P_k^T \right| \quad (5.60)$$

in quanto i vincoli sono più conservativi per il calcolo dei primi che non dei secondi.

5.5 Indicatori economici associati alla flessibilità

5.5.1 Indicatori associati alla flessibilità locale: valore economico del margine

Per coprire il carico di rete richiesto ora per ora si genera una certa quantità di potenza, cioè si può affermare che si "usa la risorsa generazione" con un certo costo complessivo definibile da:

$$C_{tot} = \sum_{k \in G} C_k (P_k) \quad (5.61)$$

assegnato il set delle potenze generate P_k .

Per portare la potenza dalla generazione al carico si è usata però anche un'altra risorsa che è il sistema di trasmissione, consumando in particolare la "risorsa margini di rete", data da:

$$M_{tot} = \sum_{ij \in N_L} \left| M_{ij} (P_k) \right| \quad (5.62)$$

A questa "risorsa" si vuole associare un valore economico, che ovviamente deve dipendere dai costi del sistema. Inoltre tale valore deve essere proporzionale al "margine consumato", ossia alla riduzione del margine a partire dalla condizione iniziale, in maniera tale che quanto

più il margine si riduce tanto più il suo valore cresce: quanto minore è la disponibilità di trasporto di potenza in rete, tanto più è economicamente preziosa.

In prima battuta l'idea è stata di ripartire i costi complessivi del sistema di produzione fra le linee definendo un coefficiente di ripartizione per la singola linea dato da:

$$RF_{Mij} = \frac{|M_{ij}^0 - M_{ij}|}{\sum_{ij \in L} M_{ij}^0} \quad (5.63)$$

Se si applica questa formula ad ogni linea, e si moltiplica per il costo globale, valutato nella condizione iniziale, sommando i contributi delle singole linee si ottiene il valore economico del margine globale di rete.

$$C_{Mtot} = \sum_{ij \in L} C_{Mij} = \sum_{k \in G} C_k (P_k) \frac{|M_{ij}^0 - M_{ij}|}{\sum_{ij \in L} M_{ij}^0} \quad (5.64)$$

5.5.2 Indicatori associati alla flessibilità globale

Quantificare quanto costa questa flessibilità significa valutare quanto effettivamente, avere la possibilità di accogliere iniezioni addizionali massime, impatti sui costi del sistema e sulla efficienza del mercato. Come già detto, per le ipotesi di partenza imposte nel suo calcolo, per quanto riguarda i costi, gli unici costi da legare alla flessibilità, sono i costi di esercizio, ossia i costi delle perdite di trasmissione: un guadagno in flessibilità si traduce sicuramente in un sovraccosto delle perdite. A questi sovraccosti va sommata l'eventuale perdita di efficienza produttiva, che può essere in prima approssimazione valutata come un aumento del costo totale della generazione.

Definito il valore economico dei margini residuali, si può pensare di assumere come valore economico della flessibilità dell'intero sistema:

$$C_{FLEX} = C_{Mtot} - (\Delta C_{gen} + \Delta C_{losses}) = \sum_{ij \in L} C_{Mij} - \left(\sum_{g \in G} \Delta C_{gen} + \sum_{ij \in L} \Delta C_{losses\ ij} \right) \quad (5.65)$$

6 Implementazione della metodologia di calcolo

6.1 Introduzione

Nel capitolo precedente si è visto che, assegnato l'assetto di rete (soluzione del TSEP), il carico di rete e lo scenario di generazione all'anno x (in termini di entità e localizzazione della potenza di generazione installata), i passi della metodologia per il calcolo degli indici di flessibilità sono:

- la simulazione della rete sulle 8760 ore dell'anno x orizzonte di pianificazione mediante il metodo Montecarlo che fornisce lo stato della rete ora per ora⁷;
- l'elaborazione statistica delle uscite della simulazione e la creazione di set di prove raggruppabili ed identificabili da una certa probabilità di accadimento⁸. In via preliminare si è scelto di raggruppare le 8760 prove in 10 set ciascuno corrispondente ad una assegnata condizione di caricamento della rete identificandolo in base al carico di rete globale e la sua probabilità⁹;
- il calcolo degli indici di flessibilità locale e globale strutturali mediante una procedura probabilistica diretta che usa la minimizzazione di funzioni obiettivo, il cui input è fornito dai calcoli effettuati attraverso la simulazione Montecarlo e l'elaborazione statistica

⁷ Tale simulazione rende disponibile un grande numero di informazioni in output che vengono opportunamente memorizzate in un database; in particolare esso contiene sia il valore orario che le distribuzioni statistiche delle principali grandezze elettriche caratterizzanti il sistema (potenze fluenti di ramo e di potenze iniettate di nodo).

⁸ Per accoppiare l'output del metodo Montecarlo con le due procedure è necessario per passare da informazioni di esercizio (ora per ora) ad informazioni che diano indicazioni sulla flessibilità strutturale del sistema (grandezze probabilistiche).

⁹ Si ricorda che per minimizzare la perdita di informazione sulla variabilità della potenza generata e fluente, dovuta alle contingenze statistiche, nell'ambito di un subset identificato da un unico dato di carico e dalla sua probabilità di accadimento, sono state usate le probabilità condizionate al carico delle potenze generate e fluenti.

precedente¹⁰.

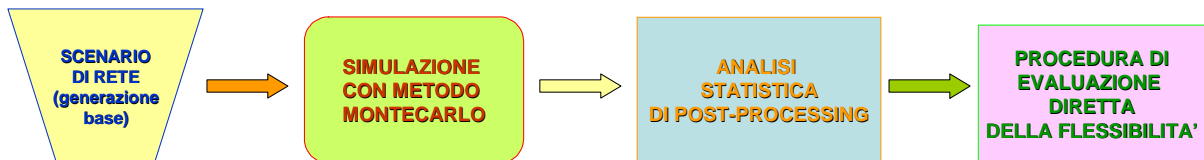


Fig. 6.1 – Schema generale dell’algoritmo

Passando dalla formulazione del modello matematico alla sua implementazione, a ciascuno step della metodologia corrisponde un apposito programma di calcolo. Infatti:

- la simulazione della rete sulle 8760 ore dell’anno x orizzonte di pianificazione, mediante il metodo Montecarlo, viene realizzata attraverso l’uso del programma di calcolo Mo.Re. (Montecarlo Reliability) realizzato, in linguaggio *Fortran*, presso il Dipartimento di Ingegneria Elettrica di Roma La Sapienza;
- l’elaborazione statistica delle le uscite della simulazione mediante Mo.Re. avviene attraverso un programma di post-processing sviluppato in ambiente *Excel* realizzato dall’autore in occasione del lavoro di tesi di laurea.
- il calcolo degli indici di flessibilità locale e globale, basato sulla minimizzazione di funzioni obiettivo, viene effettuato attraverso il software *TECON.F.I. (TECnical ECONomical Flexibility Index)* sviluppato in ambiente *MatLab7*, basato sull’uso degli Algoritmi Genetici e realizzato dall’autore.

Il software *TECON.F.I.* è l’“oggetto fisico” risultato del presente lavoro di tesi di dottorato. Esso è in realtà costituito da 3 programmi distinti, secondo la struttura riportata in figura 6.2, che sono:

- INIEFREE programma di minimizzazione basato sull’uso degli algoritmi genetici;

¹⁰ Gli algoritmi di minimizzazione lavorano per ogni sopradetto subset, riferendosi alle grandezze medie pesate con pesi le probabilità condizionate al carico, e ricavano le grandezze necessarie per il calcolo di T - e TE-USFI. Infatti le due procedure di minimizzazione vengono applicate per ogni sottoinsieme al fine di calcolare i valori delle iniezioni che un sistema può gestire senza degradare le sue prestazioni in esercizio che stanno alla base della definizione degli indici di flessibilità suddetti.

- INIEVINC programma di minimizzazione basato sull'uso degli algoritmi genetici;
- FLEXIBILITY programma di calcolo degli indici di flessibilità di rete.

Tutti e tre i programmi sono stati implementati in linguaggio *MatLab 7*. I due programmi di minimizzazione usano algoritmi di ottimizzazione di tipo genetico già presente tra i *Toolbox di MatLab 7 (Genetic Algorithm Toolbox)*.

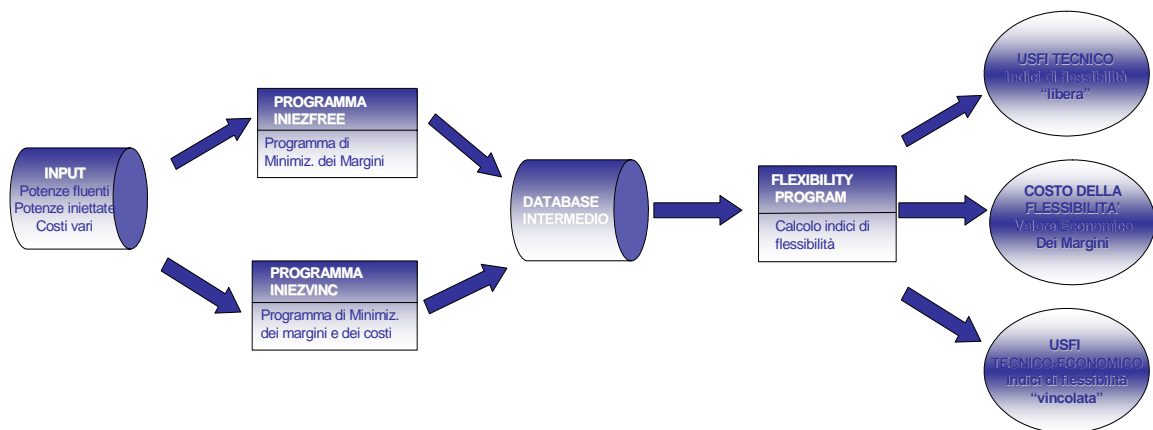


Fig. 6.2 - Architettura di *TECON.F.I.*

Nel presente capitolo viene riportati i dettagli dell'implementazione della metodologia di calcolo, con particolare riguardo ai problemi di minimizzazione risolti mediante l'uso degli algoritmi genetici. I dettagli del programma Mo.Re. e del programma di post-processing, per la simulazione del sistema elettrico e l'elaborazione statistica dell'output della simulazione, sono rinviati all'*allegato B*. I dettagli sul software *TECON.F.I.* per la valutazione diretta della flessibilità sono rinviati all'*allegato D* che contiene le norme d'uso del medesimo software, mentre l'*allegato C* riporta una panoramica relativa ai problemi di ottimizzazione legati alla pianificazione in generale e con specifico riferimento agli ottimizzatori di tipo genetico.

6.2 Simulazione del sistema elettrico: metodo Montecarlo

Il metodo Montecarlo è un metodo probabilistico che viene utilizzato nel presente studio per la simulazione del sistema elettrico. Esso costituisce lo strumento attraverso il quale è possibile esaminare i dati statistici sulla indisponibilità dei componenti del sistema al fine di

pervenire, attraverso una regola elementare, alla costruzione di una probabile “storia campione” per ciascun componente. In particolare il metodo Montecarlo alla base del programma di simulazione Mo.Re. segue l’approccio casuale, simulando il comportamento del sistema elettrico su un certo intervallo di tempo durante il quale si ipotizza che la composizione del sistema rimanga costante: si suddivide tal periodo in intervalli elementari, con l’ipotesi fondamentale che tutti i cambiamenti dello stato dei componenti del sistema avvengono nell’istante iniziale di ciascun intervallo elementare. Il metodo di Montecarlo si riduce in tal caso alla regola elementare di generare tale cambiamenti. L’intervallo elementare adottato è in genere l’ora. Nel Montecarlo semplice viene chiamato anno di simulazione un gruppo di 8760 ore che, in effetti, rappresenta un campione di ore una indipendente dall’altra e generate casualmente. Questo gruppo di ore è assunto come rappresentativo dell’anno solare simulato. Proprio per la casualità seguita nella generazione della ore, queste simulano l’anno solare secondo un ordine anch’esso del tutto casuale.

La validità dell’applicazione del metodo Montecarlo, per la simulazione dei sistemi elettrici è confermata dalla sua affermata adozione in quasi tutti gli attuali studi di questo tipo. Il principale vantaggio che esso presenta è la possibilità di tenere in conto, teoricamente, di ogni possibile variabile casuale e contingenza e quindi di consentire di simulare una politica di esercizio delle reti molto simile a quelle reali. D’altro canto presenta lo svantaggio del grosso onere computazionale, che si può però ormai ritenere superato.

Il programma Mo.Re. rappresenta l’applicazione dell’approccio semplice del metodo Montecarlo. Il programma consente di analizzare il comportamento del sistema nelle diverse condizioni di funzionamento che possono presentarsi durante l’arco dell’anno, generate casualmente in numero sufficientemente elevato. Per ciascuna delle configurazioni suddette viene individuato l’assetto del sistema in relazione al numero di componenti che risultano in servizio, in manutenzione o guasti; tale assetto, anche esso generato casualmente sulla base dei dati di disponibilità dei diversi componenti, consente di correlare la domanda di potenza alla possibilità di generazione e trasmissione del sistema stesso.

6.3 Risoluzione dei problemi di ottimizzazione: Algoritmi Genetici

Il calcolo degli indici di flessibilità locale e globale è basato sulla minimizzazione di funzioni obiettivo, che vengono implementate nei due programmi:

- INIEZFREE per il calcolo delle iniezioni per valutare $T-USFI$;
- INIEZVINC per il calcolo delle iniezioni per valutare $TE-USFI$;

I due programmi di minimizzazione usano algoritmi di ottimizzazione di tipo genetico già presenti tra i *Toolbox* di *MatLab 7* (*Genetic Algorithm Toolbox*). La scelta del genetico come ottimizzatore è stata dettata da vari aspetti.

L'esperienza della ricerca sull'ottimizzazione applicata in ambito ingegneristico rende evidente come sia necessario affrontare i problemi integrando due aspetti: algoritmo di ottimizzazione e problema specifico trattato.

I modelli matematici per stanno alla base della pianificazione dei sistemi di generazione e trasmissione, al fine di individuare la configurazione del bulk system che garantisce la copertura del carico, soddisfacendo assegnati vincoli di carattere tecnico economico e affidabilistico, sono tipicamente modelli che richiedono la soluzione di problemi di ottimizzazione complessi, il cui grado di complessità cresce con la complessità - intesa come numero di nodi, e di componenti di rete, ecc... - del sistema da analizzare. I metodi di risoluzione di problemi di ottimizzazione complessi possono essere deterministici o stocastici: quelli stocastici meglio si adattano alla ricerca di soluzioni ottime o sub-ottime su sistemi complessi. Il processo che porta alla soluzione di tali problemi consta di:

- una fase iniziale di formulazione matematica del problema (costruzione del modello mediante individuazione della funzione obiettivo, delle variabili di controllo, e dei vincoli);
- la classificazione del problema (programmazione lineare o non, convessa, differenziabile, a variabili continue o discrete, ecc...);
- la scelta della metodologia di risoluzione in funzione della classificazione suddetta;

- la riformulazione del problema (implementazione dell'input);
- l'implementazione della metodologia per la risoluzione del problema in un algoritmo ad hoc, realizzato mediante analisi esaustiva dei suoi risultati mediante test su sistemi semplici;
- l'applicazione della metodologia.

Pertanto, nel nostro studio, a valle della formulazione teorica per lo sviluppo della procedura di valutazione degli indici di flessibilità di rete, è stato necessario:

1. tradurre matematicamente in termini globali, ossia che prescindono dal risolutore scelto, la procedura (costruzione del modello mediante individuazione della funzione obiettivo, delle variabili di controllo, e dei vincoli);
2. scegliere la tipologia dell'algoritmo risolutore;
3. adattare la formulazione matematica al tipo di risolutore (riformulazione della F.O. e dei vincoli, uso delle penalty function, ecc...);
4. tarare il risolutore su sistemi test.

La formulazione matematica in termini globali della procedura proposta per il calcolo degli indici di flessibilità, corrispondente al passo 1, è stata riportata nel capitolo precedente. Il secondo passo è stato quello della classificazione del problema. È evidente che sia per il calcolo degli *USFI* tecnici che per il calcolo degli *USFI* tecnico-economici, si hanno dei problemi di ottimizzazione di tipo lineare soggetti a vincoli di disuguaglianza. Alla luce di tale classificazione si è passati alla scelta dell'algoritmo di calcolo. In generale è noto che per la risoluzione di problemi di pianificazione dei bulk system gli algoritmi di maggior successo in relazione alla qualità della soluzione cercata sono quelli stocastici o ibridi.

Dall'intersezione delle caratteristiche del problema specifico di pianificazione trattato e le caratteristiche dei risolutori stocastici, è nata la scelta dell'uso di un Algoritmo Genetico come algoritmo risolutore. Come si può evincere da quanto riportato in *allegato C* il principale vantaggio dell'uso dell'AG è quello di riuscire a trovare l'ottimo globale o gli ottimi locali di

alta qualità (generalmente definita robustezza); lo svantaggio è invece quello del lungo tempo di convergenza. La scelta dell'AG comporta:

1. l'opportuna scrittura della funzione di fitness a partire dalla F.O. del problema di ottimizzazione e dai vincoli;
2. l'opportuna scelta della popolazione iniziale;
3. l'opportuna scelta dei parametri caratterizzanti le operazioni genetiche (taglia della popolazione, tassi di mutazione e ricombinazione) e l'implementazione delle operazioni stesse (metodo di selezione, ricombinazione e mutazione).

Per quanto riguarda la formulazione della fitness, trattandosi di problemi di ottimizzazione vincolata si è scelto associare a ciascun vincolo una sub-funzione che poi compare nella fitness. Analizziamo in dettaglio i due problemi di ottimizzazione [57], [59]-[70].

6.3.1 Algoritmo Genetico per la flessibilità tecnica

La formulazione di partenza del problema di ottimizzazione è:

$$\mathbf{F.O.} \quad \sum_{i,j \in B} M_{ij} = \sum_{i,j \in B} (P_{ij}^{\max} - |P_{ij}|) = \min \quad (6.1)$$

essendo:

M_{ij} margine di potenza sulla linea $i-j$;

P_{ij} la potenza fluente sulla linea $i-j$;

P_{ij}^{\max} la potenza massima trasportabile sulla linea $i-j$.

Le variabili di controllo sono le potenze iniettate nei nodi siti di generazione esistente (gli N_G^{old} nodi appartenenti a \mathcal{G}^{old}) e le potenze iniettate nei nodi candidati come nuovi siti di generazione (gli N_G^{new} nodi appartenenti a \mathcal{G}^{new}), cioè i ΔP_k con $k = 1, \dots, N_G^{old} + N_G^{new}$.

Ovviamente, a convergenza avvenuta:

$$P_k = P_k^0 + \Delta P_k \quad \text{per } k \in \mathcal{G}^{old} \cup \mathcal{G}^{new} = \mathcal{G} \quad (6.2)$$

$$P_k = P_k^0 \quad \text{per } k \in \mathcal{C} \cup \mathcal{T} \quad (6.3)$$

Le potenze iniettate sono legate alle potenze transitanti attraverso la matrice dei coefficienti di influenza:

$$[P_{ij}] = [CINF_{ij}^k] [P_k] \quad (6.4)$$

con:

$[P_{ij}]$ vettore colonna di lunghezza $[N_L]$

$[CINF_{ij}^k]$ matrice di dimensioni $[N_L, N]$

$[P_k]$ vettore colonna di lunghezza $[N]$

Quindi la F.O. può essere riformulata come:

$$\sum_{ij \in B} M_{ij} = \sum_{ij \in B} (P_{ij}^{\max} - |P_{ij}|) = \sum_{ij \in B} (P_{ij}^{\max} - |CINF_{ij}^k \cdot P_k|) = \sum_{ij \in B} (P_{ij}^{\max} - |CINF_{ij}^k \cdot (P_k^0 + \Delta P_k)|) = \min \quad (6.5)$$

L'espressione della F.O. mostra che si tratta di un problema di ottimizzazione di tipo non lineare a $N_G^{new} + N_G^{old}$ variabili.

Tale algoritmo di minimizzazione viene implementato nell'ambito del software *INIEZFREE*, per i cui dettagli si rinvia all'*allegato D*.

Nell'uso dell'AG la funzione di fitness corrispondente alla F.O. è inizialmente definita come:

$$Fitness\ Function = O.F. = f(\Delta P_k^T)^{11} \quad (6.6)$$

Lavorando a carico costante, come già detto i ΔP_k sono positivi e negativi, in riferimento ai due subset di nodi disgiunti \mathcal{G}^{old} , \mathcal{G}^{new} e devono essere soggetti a vincoli diversi.

Per quanto riguarda i vincoli sui ΔP_k sono i seguenti:

- per i nodi $k \in \mathcal{G}^{new}$ deve essere:

$$0 \leq \Delta P_k^{MIN} \leq \Delta P_k \leq \Delta P_k^{MAX} \quad (6.7)$$

essendo

$$\Delta P_k \geq 0 \quad (6.8)$$

- per i nodi $k \in \mathcal{G}^{old}$ deve essere:

$$\Delta P_k \leq 0 \quad (6.9)$$

¹¹ Nella programmazione MatLab al fine dell'utilizzo del Toolbox "Genetic Algorithms" la *fitness* coincide con la f.o. in quanto il software prende come *best individual* quello con la minima *fitness* (vedi manuale d'uso) e non quello con la massima *fitness* come vuole la teoria classica degli AG.

$$0 < P_k^{MIN} < P_k < P_k^{MAX} \quad (6.10)$$

Per quanto riguarda i vincoli sui transiti sulle linee P_{ij} :

$$- P_{ij}^{max} < P_{ij} < P_{ij}^{max} \text{ con } ij = 1, \dots, N_L \quad (6.11)$$

Affinché sia rispettato il bilancio delle potenze generate è necessario che sia verificata la:

$$\sum_{k \in G} \Delta P_k = \sum_{k \in G_{old}} \Delta P_k + \sum_{k \in G_{new}} \Delta P_k = 0 \quad (6.12)$$

Infatti il carico non varia e quindi non deve variare la generazione totale.

È dunque evidente che si tratta di un problema vincolato a vincoli misti, alcuni sono vincoli di disuguaglianza che in realtà corrispondono semplicemente alla definizione dell'intervallo di variabilità delle grandezze di controllo, altri sono vincoli di uguaglianza.

Ciascuno di tali vincoli deve essere opportunamente tradotto in funzione dell'AG. La strada scelta è stata quella di traduzione di ciascun vincolo in una *penalty function* che sommata alla fitness di partenza determina un suo aumento quando il vincolo tradotto viene violato. In tale modo non appena viene violato un vincolo, la violazione si traduce in un pesante innalzamento della fitness associata a quell'individuo che viene quindi scartato nel processo di selezione.

La fitness viene quindi ridefinita come:

$$fitness = [f(\Delta P_k)] + f_1 + f_2 + f_3 + f_4 + f_5 + f_6^{12} \quad (6.13)$$

dove f_i è la penalty function associata alla violazione del vincolo di portata, f_2 è la penalty function associata alla violazione del vincolo sulle iniezioni presenti, f_3 è la penalty function associata alla violazione del vincolo sulle iniezioni future, f_4 è la penalty function associata alla violazione del vincolo di bilancio di potenza, f_5 ed f_6 sono le penalty functions associate alla violazione dei vincoli di segno.

Si osserva che il peso di ciascun vincolo è espresso all'interno delle f_i , mediante un coefficiente moltiplicativo. Tale fattore è stato scelto empiricamente differente per tutte le p.f.

¹² Nella programmazione MatLab al fine dell'utilizzo del Toolbox "Genetic Algorithms" la *fitness* coincide con la f.o. in quanto il software prende come *best individual* quello con la minima *fitness* (vedi manuale d'uso) e non quello con la massima *fitness* come vuole la teoria classica degli AG.

in quanto il rispetto di ciascuno dei vincoli sopra riportati ha peso diverso. Inoltre il valore di tali pesi condiziona fortemente la convergenza dell'algoritmo, in quanto il degrado della fitness sarà legato oltre che al numero al tipo di vincolo violato.

Il valore di tale coefficiente va scelto opportunamente in quanto da esso dipende la possibilità di scartare le soluzioni che violano i vincoli; in generale tale coefficiente è variabile nel passaggio da una soluzione alla successiva: esso si prenderà inizialmente piccolo per garantire la giusta esplorazione dello spazio dei parametri a spese del rispetto dei vincoli, e si accrescerà durante il processo al favore delle soluzioni feasible.

Le espressioni delle penalty functions, riferite al singolo nodo, sono le seguenti:

- vincolo sulle linee $l \in \mathcal{L}$:

$$f_1 = \begin{cases} 0 & \text{per } |P_{ij}| \leq P_{ij}^{\max} \\ \alpha_1 (P_{ij} - P_{ij}^{\max})^2 & \text{con } \alpha_1 > 0 \text{ per } P_{ij} < -P_{ij}^{\max}, P_{ij} > P_{ij}^{\max} \end{cases} \quad (6.14)$$

- vincolo sui nodi di generazione futura $k \in \mathcal{G}^{new}$:

$$f_2 = \begin{cases} 0 & \text{per } P_k \geq P_k^{\min} \quad P_k \leq P_k^{\max} \\ \alpha_2 (P_k - P_k^{\min})^2 & \text{con } \alpha_2 > 0 \text{ per } P_k < P_k^{\min} \\ \alpha_2 (P_k - P_k^{\max})^2 & \text{con } \alpha_2 > 0 \text{ per } P_k > P_k^{\max} \end{cases} \quad (6.15)$$

- vincolo sui nodi di generazione esistente $k \in \mathcal{G}^{old}$:

$$f_3 = \begin{cases} 0 & \text{per } P_k \geq P_k^{\min} \quad P_k \leq P_k^{\max} \\ \alpha_3 (P_k - P_k^{\min})^2 & \text{con } \alpha_3 > 0 \text{ per } P_k < P_k^{\min} \\ \alpha_3 (P_k - P_k^{\max})^2 & \text{con } \alpha_3 > 0 \text{ per } P_k > P_k^{\max} \end{cases} \quad (6.16)$$

- vincolo sul bilancio delle potenze $k \in \mathcal{G}$

$$f_4 = \alpha_4 \cdot \sum_{k \in G} \Delta P_k \quad \text{con } \alpha_4 > 0 \quad (6.17)$$

- vincolo sui segni dei ΔP_k sui nodi di generazione esistente $k \in G^{old}$:

$$f_5 = \begin{cases} 0 & \text{per } \Delta P_k \leq 0 \\ \alpha_5 \Delta P_k^2 & \text{con } \alpha_5 > 0 \text{ per } \Delta P_k > 0 \end{cases} \quad (6.18)$$

- vincolo sui segni dei ΔP_k sui nodi di generazione futura $k \in G^{new}$:

$$f_6 = \begin{cases} 0 & \text{per } \Delta P_k \geq 0 \\ \alpha_6 \Delta P_k^2 & \text{con } \alpha_6 > 0 \text{ per } \Delta P_k < 0 \end{cases} \quad (6.19)$$

6.3.2 Algoritmo Genetico per la flessibilità tecnico-economica

La formulazione di partenza del problema di ottimizzazione è:

$$\mathbf{F.O. 2} \quad \sum_{i,j \in B} M_{ij} = \sum_{i,j \in B} (P_{ij}^{\max} - |P_{ij}|) = \min \quad (6.20)$$

$$\Delta c_{gen} = \sum_{k \in G_{old}} c_k(P_k) - \sum_{k \in G_{old}} c_k^0(P_k^0) = \min \quad (6.21)$$

$$\Delta c_{losses} = \sum_{ij \in L} \left[\sum_{k \in G_{old}} c_k^0(P_k^0) \cdot \frac{P_{ij}^{losses} - P_{ij}^{losses 0}}{P_{ij}^{losses 0}} \right] = \min \quad (6.22)$$

dove:

M_{ij} margine di potenza sulla linea i-j;

P_{ij} la potenza fluente sulla linea i-j;

P_{ij}^{\max} la potenza massima trasportabile sulla linea i-j;

$c_k(P_k)$ il costo di generazione associato alla potenza iniettata P_k , normalizzato al carico totale di rete:

$$c_k(P_k) = C_k(P_k) / P_c \quad (6.23)$$

dove C_k è il costo di generazione associato a P_k che vale, secondo la formula trinomia:

$$C_k(P_k) = a_k P_k^2 + b_k P_k + c_k \quad (6.27)$$

P_{ij}^{losses} la potenza persa sulla linea i-j, calcolata in prima approssimazione:

$$P_{ij}^{losses} = R_{ij} P_{ij}^2 \quad (6.28)$$

I transiti P_{ij} sono legati alle potenze nei nodi attraverso la matrice dei coefficienti di influenza:

$$[P_{ij}] = [CINF_{ij}^k][P_k] \quad (6.29)$$

con:

$[P_{ij}]$ vettore colonna di lunghezza $[N_L]$

$[CINF_{ij}^k]$ matrice di dimensioni $[N_L, N]$

$[P_k]$ vettore colonna di lunghezza $[N]$

In altre parole l'algoritmo impone la minimizzazione di margini soggetta a vincoli di contenimento di costo. In particolare:

- ΔC_{gen} è il sovraccosto di generazione unitario;
- ΔC_{losses} è il sovraccosto addizionale associato alle perdite addizionali.

Come è evidente dalle espressioni sopra riportate di tali funzioni di costo, ciascuna grandezza è una funzione semplice o composta delle potenze iniettate nei nodi di generazione esistenti (G^{old}) e candidati (G^{new}), che costituiscono le variabili di controllo.

L'espressione della F.O. mostra che si tratta di un problema di ottimizzazione di tipo non lineare a $N_G^{new} + N_G^{old}$ variabili.

Per quanto riguarda l'input ed i vincoli i dati necessari sono praticamente identici a quelli necessari a al calcolo dell'indice di flessibilità tecnico, a cui vanno aggiunti i dati sui costi. Tale algoritmo di minimizzazione viene implementato nell'ambito del software *INIEZVINC* per i cui dettagli si rinvia all'**allegato D**.

A differenza dell'algoritmo per il calcolo del *T-USFI*, il problema di ottimizzazione presente si configura come una sorta di multi-obiettivo. In realtà ai fini del calcolo della flessibilità, l'obiettivo principe dell'algoritmo è sempre quello di definire il set di iniezioni che portano la rete al massimo caricamento complessivo, rispettando però in tal caso dei

“limiti” sui sovraccosti che derivano da un dispacciamento di potenza fatto non più secondo i criteri legati ai costi. Del resto nell’ottica del massimo caricamento della rete e di un dispacciamento finalizzato ad esso, gli obiettivi del minimo sovraccosto delle perdite, che si traduce in una condizione di minime perdite, e del minimo sovraccosto di generazione risultano contrastanti: al diminuire dei margini, crescono le perdite e il dispacciamento non è detto che sia a minimo costo. A conferma di ciò le simulazioni fatte imponendo tutti e tre come obiettivi dell’AG, hanno dimostrato che una formulazione di questo tipo non garantisce convergenza. Pertanto a rigore la formulazione multi-obiettivo non è corretta. A partire da tale convincimento il problema è stato riformulato in termini di un “mono-obiettivo vincolato ai costi”, prendendo come funzione obiettivo la minimizzazione dei margini (comune all’algoritmo di minimizzazione usato per il calcolo di *T-USFI*) ed imponendo i due “sub-obiettivi” di minimizzazione dei sovraccosti come vincoli alla minimizzazione dei margini, attraverso una tecnica di scalarizzazione che usa pesi diversi e variabili per i tre obiettivi, tenendo conto dei principi fisici che legano i margini ai due sovraccosti. Ciò è stato ottenuto attraverso la definizione di una F.O. data dalla combinazione lineare a coefficienti variabili (secondo leggi a gradino) per le due sub-funzioni di costo. In particolare:

$$\mathbf{F.O. 2}^* \quad \gamma_1 F.O.1(\Delta P_k) + \gamma_2(\Delta c_{gen}) F.O.2(\Delta P_k) + \gamma_3(\Delta c_{losses}) F.O.3(\Delta P_k) \quad (6.30)$$

dove i coefficienti γ_2 e γ_3 sono rispettivamente variabili in funzione di Δc_{gen} e Δc_{losses} secondo delle leggi a gradino stabilite per via euristica. In particolare sono state definite 3 intervalli di variabilità percentuale dei due sovraccosti, in funzione dei quali variano i coefficienti della combinazione lineare.

Ricordando che l’AG sceglie l’individuo con la minima fitness, dovendo minimizzare la F.O., la funzione di fitness corrispondente alla F.O. è inizialmente definita come:

$$Fitness\ Function = O.F. = f(\Delta P_k^{VINC})^{13} \quad (6.31)$$

¹³ Nella programmazione MatLab al fine dell’utilizzo del Toolbox “Genetic Algorithms” la *fitness* coincide con la f.o. in quanto il software prende come *best individual* quello con la minima *fitness* (vedi manuale d’uso) e non quello con la massima *fitness* come vuole la teoria classica degli AG.

Per quanto riguarda i vincoli sui ΔP_k sono i seguenti:

- per i nodi $k \in \mathcal{G}^{new}$ deve essere:

$$0 \leq \Delta P_k^{MIN} \leq \Delta P_k \leq \Delta P_k^{MAX} \quad (6.32)$$

essendo

$$\Delta P_k \geq 0 \quad (6.33)$$

- per i nodi $k \in \mathcal{G}^{old}$ deve essere:

$$\Delta P_k \leq 0 \quad (6.34)$$

$$0 < P_k^{MIN} < P_k < P_k^{MAX} \quad (6.35)$$

Per quanto riguarda i vincoli sui transiti sulle linee P_{ij} :

$$- P_{ij}^{max} < P_{ij} < P_{ij}^{max} \text{ con } ij = 1, \dots, N_L \quad (6.36)$$

È dunque evidente che si tratta di un problema vincolato a vincoli misti, alcuni sono vincoli di disuguaglianza che in realtà corrispondono semplicemente alla definizione dell'intervallo di variabilità delle grandezze di controllo, altri sono vincoli di uguaglianza.

Affinché sia rispettato il bilancio delle potenze generate è necessario che sia verificata la:

$$\sum_{k \in \mathcal{G}} \Delta P_k = \sum_{k \in \mathcal{G}^{old}} \Delta P_k + \sum_{k \in \mathcal{G}^{new}} \Delta P_k = 0 \quad (6.37)$$

Infatti il carico non varia e quindi non deve variare la generazione totale.

È dunque evidente che si tratta di un problema vincolato a vincoli misti, alcuni sono vincoli di disuguaglianza che in realtà corrispondono semplicemente alla definizione dell'intervallo di variabilità delle grandezze di controllo, altri sono vincoli di uguaglianza.

Ciascuno di tali vincoli deve essere opportunamente tradotto in funzione dell'AG. La strada scelta è stata quella di traduzione di ciascun vincolo in una *penalty function* che sommata alla fitness di partenza determina un suo innalzamento quando il vincolo tradotto viene violato. In tale modo non appena viene violato un vincolo, la violazione si traduce in un pesante innalzamento della fitness associata a quell'individuo che viene quindi scartato nel processo di selezione. La fitness viene quindi ridefinita come:

$$fitness = [f(\Delta P_k)] + f_1 + f_2 + f_3 + f_4 + f_5 + f_6^{14} \quad (6.37)$$

dove f_1 è la penalty function associata alla violazione del vincolo di portata, f_2 è la penalty function associata alla violazione del vincolo sulle iniezioni presenti, f_3 è la penalty function associata alla violazione del vincolo sulle iniezioni future, f_4 è la penalty function associata alla violazione del vincolo di bilancio di potenza, f_5 ed f_6 sono le penalty functions associate alla violazione dei vincoli di segno.

Si osserva che il peso di ciascun vincolo è espresso all'interno delle f_i , mediante un coefficiente moltiplicativo. Tale fattore è stato scelto empiricamente differente per tutte le p.f. in quanto il rispetto di ciascuno dei vincoli sopra riportati ha peso diverso. Inoltre il valore di tali pesi condiziona fortemente la convergenza dell'algoritmo, in quanto il degrado della fitness sarà legato oltre che al numero al tipo di vincolo violato.

Le espressioni delle penalty functions, riferite al singolo nodo, sono le seguenti:

- vincolo sulle linee $l \in \mathcal{L}$:

$$f_1 = \begin{cases} 0 & \text{per } |P_{ij}| \leq P_{ij}^{\max} \\ \alpha_1 (P_{ij} - P_{ij}^{\max})^2 & \text{con } \alpha_1 > 0 \text{ per } P_{ij} < -P_{ij}^{\max}, P_{ij} > P_{ij}^{\max} \end{cases} \quad (6.38)$$

- vincolo sui nodi di generazione futura $k \in \mathcal{G}^{new}$:

$$f_2 = \begin{cases} 0 & \text{per } P_k \geq P_k^{\min} \quad P_k \leq P_k^{\max} \\ \alpha_2 (P_k - P_k^{\min})^2 & \text{con } \alpha_2 > 0 \text{ per } P_k < P_k^{\min} \\ \alpha_2 (P_k - P_k^{\max})^2 & \text{con } \alpha_2 > 0 \text{ per } P_k > P_k^{\max} \end{cases} \quad (6.39)$$

- vincolo sui nodi di generazione esistente $k \in \mathcal{G}^{old}$:

¹⁴ Nella programmazione MatLab al fine dell'utilizzo del Toolbox "Genetic Algorithms" la *fitness* coincide con la f.o. in quanto il software prende come *best individual* quello con la minima *fitness* (vedi manuale d'uso) e non quello con la massima *fitness* come vuole la teoria classica degli AG.

$$f_3 = \begin{cases} 0 & \text{per } P_k \geq P_k^{\min} \quad P_k \leq P_k^{\max} \\ \alpha_3 (P_k - P_k^{\min})^2 & \text{con } \alpha_3 > 0 \quad \text{per } P_k < P_k^{\min} \\ \alpha_3 (P_k - P_k^{\max})^2 & \text{con } \alpha_3 > 0 \quad \text{per } P_k > P_k^{\max} \end{cases} \quad (6.40)$$

- vincolo sul bilancio delle potenze $k \in \mathcal{G}$:

$$f_4 = \alpha_4 \cdot \sum_{k \in \mathcal{G}} \Delta P_k \quad \text{con } \alpha_4 > 0 \quad (6.41)$$

- vincolo sui segni dei ΔP_k sui nodi di generazione esistente $k \in \mathcal{G}^{old}$:

$$f_5 = \begin{cases} 0 & \text{per } \Delta P_k \leq 0 \\ \alpha_5 \Delta P_k^2 & \text{con } \alpha_5 > 0 \quad \text{per } \Delta P_k > 0 \end{cases} \quad (6.42)$$

- vincolo sui segni dei ΔP_k sui nodi di generazione futura $k \in \mathcal{G}^{new}$:

$$f_6 = \begin{cases} 0 & \text{per } \Delta P_k \geq 0 \\ \alpha_6 \Delta P_k^2 & \text{con } \alpha_6 > 0 \quad \text{per } \Delta P_k < 0 \end{cases} \quad (6.43)$$

Definita la fitness, ciascun individuo della popolazione a cui è associata la fitness è il vettore delle potenze iniettate addizionali ai nodi di generazione.

Per quanto riguarda la scelta della popolazione iniziale sono state ipotizzate diverse possibilità:

1. partire da configurazioni iniziali random;
2. mettere a monte un algoritmo di tipo coarse che generi le popolazioni iniziali.

La seconda possibilità garantisce una convergenza più veloce dell'AG nel caso di sistemi molto complessi. Attualmente è stata scelta la prima, ossia quella di partire da una popolazione iniziale casuale con una distribuzione uniforme.

Per quanto riguarda la scelta degli operatori genetici:

- selezione: per i problemi di pianificazione viene generalmente applicata la selezione a torneo, in quanto quella proporzionale determina una pressione selettiva eccessiva, cioè non garantisce la dovuta exploration, necessaria internamente all'algoritmo genetico se questo non viene abbinato ad altri algoritmi grezzi posti in testa. Nel nostro caso è invece stata adottata una funzione di selezione detta *stochastic uniform*.
- ricombinazione o cross-over (detto ricombinazione in quanto è una metafora della ricombinazione nei discendenti del materiale genetico dei genitori): è l'operazione che garantisce l'exploitation; da un'analisi di sensitività del valore della fitness, è stata scelta una funzione di crossover del tipo *scattered*.
- mutazione: è l'operazione che garantisce l'exploration in quanto genera diversità fra gli individui; la funzione di mutazione scelta è *Gaussiana*.
- elitismo: è stato adottato al fine di garantire la sopravvivenza dei migliori individui da una popolazione alla successiva.

Per quanto riguarda i parametri di controllo del AG sono stati settati come di seguito riportato:

- taglia della popolazione: 20 individui;
- per la mutazione: scale parameter 1, shrink parameter 1;
- tasso di crossover: 0,8;
- tasso di elitismo: 2.

Per quanto riguarda i criteri di arresto, sono state impostate diverse condizioni di convergenza:

massimo numero di iterazioni 600 (*Generation limit*);

- massimo tempo di esecuzione a 6000 sec (100') (*Time limit*);
- migliore fitness a 100 (*Fitness limit*);

- massimo numero di generazioni in stallo a 100 (*Stall generations limit*);
- massimo tempo di esecuzione in stallo a 600 sec (10') (*Stall time limit*).

Infine per quanto riguarda il problema della pressione selettiva si è già detto che le tecniche evuzionistiche sono ottimizzatori globali che solitamente fanno predominare l'exploitation rispetto all'exploration con la conseguente riduzione del contenuto genetico. Per contenere l'addensamento della popolazione si devono valutare gli individui non solo in base alla loro *fitness* bensì anche in base al loro corredo genetico (posizione nello spazio delle variabili di controllo). Per evitare ciò si può ricorrere a :

- la tecnica del *fitness scaling* che implementa il meccanismo di azione negativa all'affollamento attraverso una modifica della OF individui molto vicini tra loro vedono ridotta la loro fitness regioni molto affollate diventano così meno promettenti e l'algoritmo può fare emergere altre zone;
- la tecnica del *clustering* che mette in evidenza l'addensamento degli individui in alcune regioni dello spazio, sceglie un individuo per *cluster* favorendo così una parità di trattamento a diverse regioni e condiziona la selezione della *mating pool* prendendo in considerazione individui la cui fitness è non elevata ma che rappresentano potenzialmente una nuova specie emergente.

Come già detto con entrambe le tecniche il prodotto del metodo non è un singolo individuo, bensì una distribuzione di individui su più regioni. Attualmente è stata adottata la tecnica del *fitness scaling*; in particolare la tecnica adottata è basata sul ranking: il valore della fitness di ciascun individuo viene scalato in funzione del suo ranking, che da un'indicazione della sua posizione nello spazio nelle variabili.

7 Applicazione della metodologia a reti test

7.1 Introduzione

Al fine di settare i parametri principali dell'algoritmo genetico (valori parametri di controlli, ruoli di *crossover* e *mutation* e proprietà di convergenza) sono state usate alcune piccole reti test per le quali i problemi di ottimizzazione possono avere soluzioni deducibili e quindi verificabili.

Le reti testate sono state fondamentalmente quattro, rispondenti alle ipotesi di partenza riportate nel paragrafo 4.3.1 . Tali reti sono le stesse utilizzate per il test dell'*USFI* euristico (*H-USFI*): il ranking di flessibilità globale ottenuto dalla valutazione dell'*USFI* tecnico ha confermato i risultati ottenuti dall'*H-USFI*, ribadendone la validità. Fra le 4 reti si è poi scelta la più globalmente tecnicamente flessibile per approfondire le valutazioni di flessibilità in termini locali ed economici. Numerosi test sono stati effettuati su essa, sia al fine di settare ottimamente i parametri dei due AG, sia al fine di testare il buon funzionamento di essi e la corretta definizione degli indicatori locali.

I principali risultati ottenuti sono riportati nel presente capitolo. Occorre precisare che, per semplicità di trattazione, così come la formulazione, anche i risultati ottenuti sono riportati in termini deterministici (in riferimento alla punta di carico), ma si ritiene implicito che in realtà ciascuna grandezza usata, a meno di esplicita precisazione, va intesa come valore medio pesato con pesi le relative probabilità.

7.2 Descrizione breve delle reti test

Al fine di valutare la bontà dell'algoritmo è stato utilizzato il sistema test seguente:

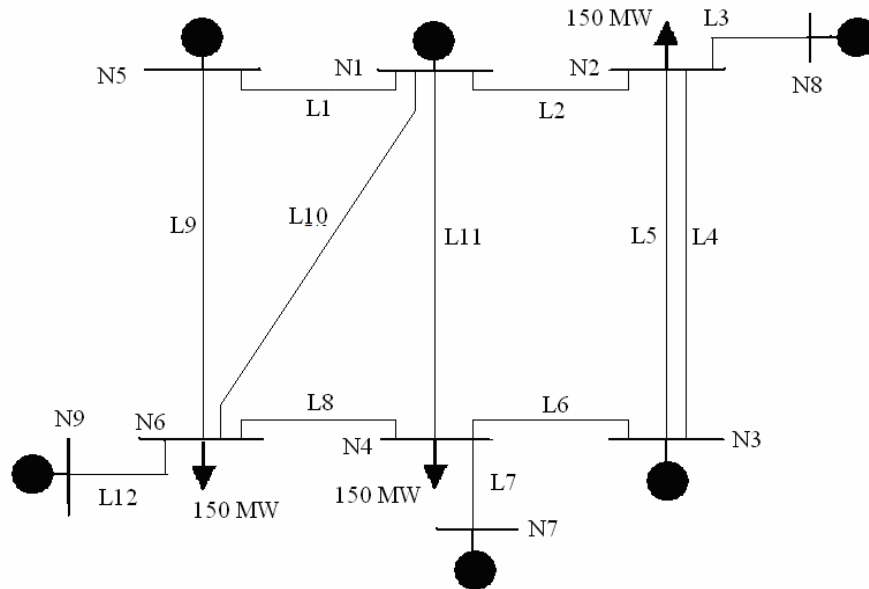


Fig. 7.1 - Rete test

Il sistema di generazione è costituito da:

- 3 nodi di generazione esistenti
- 3 nodi di generazione futura.

Per quanto riguarda i nodi di generazione esistente G_{old} , essi includono 10 unità termiche di 2 tipi, con le seguenti caratteristiche:

Tab. 7.1 - Dati unità termiche

taglia dell'unità [MW]	FOR	Numero settimane di manutenzione
70	0.01	2
140	0.01	2

Ciascuna centrale è così costituita:

Tab. 7.22 - Dati centrali termiche

Centrale	Unità 1 [MW]	Unità 2 [MW]	Unità 3 [MW]	Unità 4 [MW]	Limite Max Potenza Generata [MW]	Minimo Tecnico [MW]
1	70	70	70		210	50
2	70	70	70	140	350	30
3	70	70	70		210	50

Per quanto riguarda i *nodi di generazione futura* G_{new} ciascuno si ipotizza costituito da una unica unità termica con le seguenti caratteristiche:

Tab. 7.3 - Dati unità termiche

taglia dell'unità [MW]	Minimo Tecnico [MW]
70	0-50

La potenza massima generata in ogni sito candidato alla futura generazione è pertanto di 70 MW. Per quanto riguarda il minimo tecnico nei nodi G_{new} , è evidente che la sua scelta influenza pesantemente la soluzione finale a cui convergerà l'algoritmo. La rete test è stata testata su vari valori di tale parametro.

Il *sistema di trasmissione* è costituito da 9 nodi e 12 linee al solo livello di tensione 220 kV, per cui non sono presenti trasformatori. I nodi b_2-b_8 , b_4-b_7 ed b_6-b_9 costituiscono a coppie un unico nodo, fittiziamente diviso in due nodi interconnessi da una linea di lunghezza unitaria e portata pari alla massima potenza iniettabile dalla centrale connessa in antenna. Tale artificio è stato realizzato al fine di separare i nodi di generazione da quelli di carico. I dati sulle linee sono i seguenti:

Tab. 7.4 – Dati linee

Numero di linea	Dal nodo	Al nodo	Lunghezza [Km]	Reattanza [Ω/km]	Portata [MW]	FOR [h/anno]
1	1	5	100	0.4	152.4	14
2	1	2	100	0.4	152.4	14
3	2	8	1	0.4	70/210	14
4	2	3	100	0.4	152.4	14
5	2	3	100	0.4	152.4	14
6	3	4	100	0.4	152.4	14
7	4	7	1	0.4	70/350	1
8	4	6	100	0.4	152.4	14
9	6	5	140	0.4	152.4	20
10	6	1	140	0.4	152.4	20
11	1	4	100	0.4	152.4	14
12	9	6	1	0.4	70/210	1

Nell'ambito del campo di variabilità della reattanza di servizio delle linee aeree in AT (0.23 Ω/km , 0.45 Ω/km) si sono, sempre per semplicità, ipotizzate linee tutte uguali a 220 kV a

conduttore singolo. Il valore della reattanza per km è stato scelto piuttosto alto per rendere più critico il sistema. Le portate delle linee sono anch'esse tutte uguali. Il valore scelto è tale da avere una potenza limite trasportabile prossima alla potenza caratteristica. Infatti le linee a tensione nominale 220 kV hanno una potenza caratteristica pari a 120-160 MW, che corrisponde ad una corrente di 315-420 A. I FOR scelti corrispondono a un tasso di guasto di 2-3 guasti all'anno per 100 km ed ad un tempo medio di riparazione di 5-6 h per guasto. Anche in questo caso si sono scelti valori volutamente elevati per amplificare l'importanza del deficit di trasmissione. Per quanto riguarda i nodi, è stato scelto un FOR di 0.01 ore/anno.

Il *carico*, distribuito su 3 nodi, è stato considerato, per semplicità, uniforme nel tempo e nello spazio. I nodi di carico sono fissi e distinti da quelli di generazione presente (nodo b_2 , nodo b_4 , nodo b_6). Il distacco di carico si suppone avvenire a gradini di 5 MW e non secondo coefficienti di influenza. Il costo del carico distaccato è stato preso orientativamente pari a 1 €/kWh. Si è fatto riferimento ai seguenti carichi:

Tab. 7.5 - Dati carico

Nodo	Carico uniforme [MW]	Minima entità del distacco [MW]	Costo del carico Distaccato [€/kWh]
2	150	5	2000
4	150	5	2000
6	150	5	2000

Infine, la scelta del *nodo di saldo* è fondamentale ai fini del risultato dell'algorithm. Essendo stato imposto il vincolo di carico costante, ossia di sommatoria delle variazioni delle iniezioni complessivamente nulla, il nodo preso come saldo è quello in cui va spostata la potenza necessaria a far quadrare il bilancio delle potenze. Nel caso test è stato preso come saldo il nodo b_9 .

Per quanto riguarda i *costi di generazione*, la procedura teorica impone costi nulli nei nodi di generazione futura (G_{new}). I costi nei nodi di generazione esistente G_{old} vengono invece calcolati con la formula trinomia. Pertanto assegnare i costi significa fornire i valori dei coefficienti a , b , c . Si osserva che in genere tali coefficienti vengono differenziati per unità termica tipo. In questa sede per approssimazione vengono invece attribuiti a ciascuna centrale,

ossia si fa riferimento ad un costo medio di nodo. Le tre terne utilizzate inizialmente sono le seguenti:

Tab. 7.6 - Costi

	Nodo $Gold_1$	Nodo $Gold_2$	Nodo $Gold_3$
a	0.001	0.001	0.001
b	0.18	0.2	0.22
c	0.2	0.22	0.25

per cui i generatori in ordine di costo (dal minimo al massimo) sono $Gold_1$, $Gold_2$, $Gold_3$.

7.3 Casistica simulativa per il calcolo della flessibilità tecnica

Come già detto gli algoritmi di minimizzazione per il calcolo degli indici di flessibilità lavorano per ogni subset di prove creato a partire dalle grandezze orarie in uscita dalla simulazione del sistema mediante metodo Montecarlo, riferendosi a grandezze medie pesate con pesi le probabilità condizionate al carico. Nella presente lavoro di tesi, si è riferiti per semplicità di trattazione ad un solo subset che è quello corrispondente alla condizione di carico di punta annuale. Ovviamente in tal modo l'indicazione di flessibilità che si trova, è condizionata alla punta, oltre che alla già ricordata localizzazione dei nodi di generazione.

Per tale valore di carico sono stati analizzati due casi:

1. nodi candidati (G_{new}) "lontani" dal carico:

Tab. 7.7 – Corrispondenza nodi

Corrispondenza nodi di generazione					
Nodo 1 (b_1)	Nodo 2 (b_3)	Nodo 3 (b_5)	Nodo 4 (b_7)	Nodo 5 (b_8)	Nodo 6 (b_9)
G_{new1}	G_{new1}	G_{new3}	$Gold_1$	$Gold_2$	$Gold_2$

2. nodi candidati (G_{new}) "vicini" al carico:

Tab. 7.8 –Tabella nodi

Corrispondenza nodi di generazione					
Nodo 1 (b_1)	Nodo 2 (b_3)	Nodo 3 (b_5)	Nodo 4 (b_7)	Nodo 5 (b_8)	Nodo 6 (b_9)
$Gold_1$	$Gold_2$	$Gold_2$	G_{new1}	G_{new1}	G_{new3}

I due casi sono stati costruiti ad hoc per testare il buon funzionamento dell'algoritmo.

Un parametro variabile da inizializzare è rappresentato dal P_k^{min} nei nodi G_{new} , che avendo supposto P_k^0 in G_{new} nullo coinciderà con il minimo spostamento che l'algoritmo è obbligato ad effettuare. Inizialmente è stato posto $P_k^{min} = 0$ MW al fine di lasciare massima libertà all'algoritmo di ricerca del minimo. Successivamente si è incrementato il valore di tale parametro progressivamente fino ad un massimo di 50 MW.

7.3.1 Caso 1: nodi candidati di generazione lontani dal carico

Il primo scenario analizzato è quello in cui i nodi di generazione candidati sono elettricamente lontani dal carico, mentre i nodi di generazione esistenti sono direttamente connessi ai nodi di carico attraverso una linea in antenna di portata pari alla massima potenza generabile nei nodi suddetti.

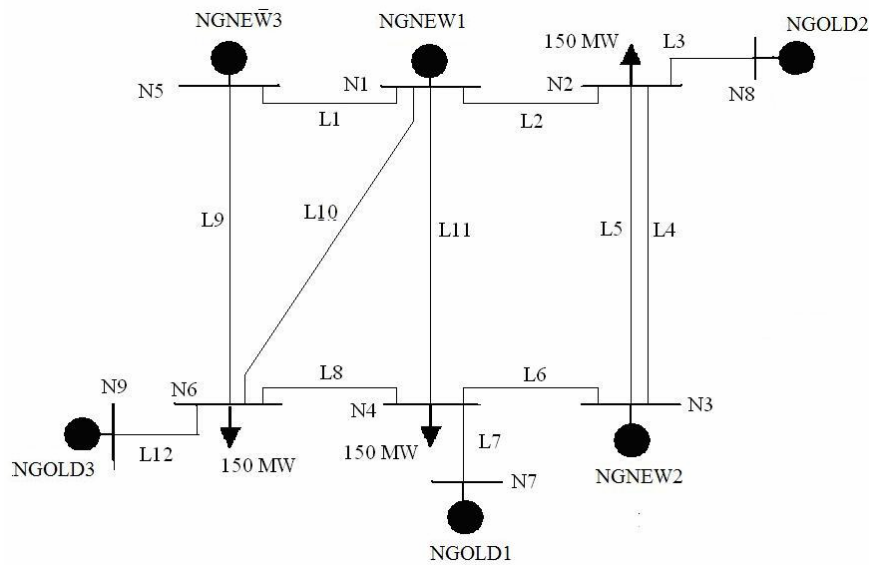


Fig. 7.2 – Retina test: caso 1

È evidente dalla struttura della rete che, per tale posizionamento dei generatori, ipotizzando inizialmente nulla la generazione nei G_{new} , nella condizione di partenza i carichi sono alimentati dai nodi G_{old} direttamente connessi ad essi. Ciò fa sì che tutte le linee, ad

eccezione di quelle di connessione diretta fra i nodi g_{old} ed i nodi di carico $C (\ell_3, \ell_7, \ell_{12})$, hanno margini massimi e pari alle loro portate. Lo scenario iniziale è dunque:

Tab. 7.9 - Potenze generate

Potenza generata alla punta [MW]					
Nodo 1 ($g_{old1}-b_1$)	Nodo 2 ($g_{old2}-b_3$)	Nodo 3 ($g_{old3}-b_5$)	Nodo 4 ($g_{new1}-b_7$)	Nodo 5 ($g_{new2}-b_8$)	Nodo 6 ($g_{new3}-b_9$)
150	150	150	0	0	0

Tab. 7.10 – Margini linee

Numero di linea	Margini alla punta [MW]
1	152,40
2	152,40
3	0,00
4	152,40
5	152,40
6	152,40
7	0,00
8	152,40
9	152,40
10	152,40
11	152,40
12	0,00

Partendo da tale condizione è deducibile a priori che l’algoritmo deve spostare un’ingente quantità di generazione dai nodi g_{old} ai nodi g_{new} , elettricamente più lontani dai carichi, al fine di perseguire l’obiettivo di minimizzare i margini sulla rete. Tale deduzione teorica è confermata dai risultati, in quanto l’algoritmo converge alla soluzione che corrisponde ad il seguente set di ΔP_k :

Tab. 7.11 - Spostamenti di generazione

Spostamenti di potenza generata nei nodi g_{old} e g_{new} a convergenza [MW]					
Nodo 1 ($g_{old1}-b_1$)	Nodo 2 ($g_{old2}-b_3$)	Nodo 3 ($g_{old3}-b_5$)	Nodo 4 ($g_{new1}-b_7$)	Nodo 5 ($g_{new2}-b_8$)	Nodo 6 ($g_{new3}-b_9$)
37	29	70	-57	-69	-11

Si ha pertanto uno spostamento di potenza dell’entità di 140 MW. D’altro canto l’algoritmo persegue effettivamente l’obiettivo della minimizzazione dei margini, come si può evidenziare dalla figura 7.3:

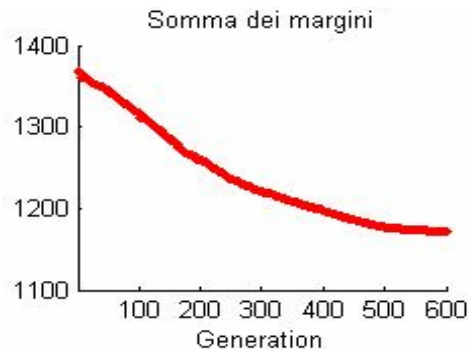


Fig. 7.3 - Variazione della somma dei margini sulle linee

L'algoritmo sposta pertanto molta generazione (140 MW su 450 MW di carico) e determina un grosso abbattimento dei margini (da 1316 MW a 1223 MW).

7.3.2 Caso 2: nodi candidati di generazione vicini al carico

Il secondo caso test è stato congeniato in maniera tale che la rete si trovi invece in una condizione di partenza che, preliminarmente, può essere valutata come una condizione prossima a quella di margini minimi in quanto al contrario del caso 1, i nodi di generazione esistente sono posti lontani dal carico mentre i nodi di generazione futura sono vicini.

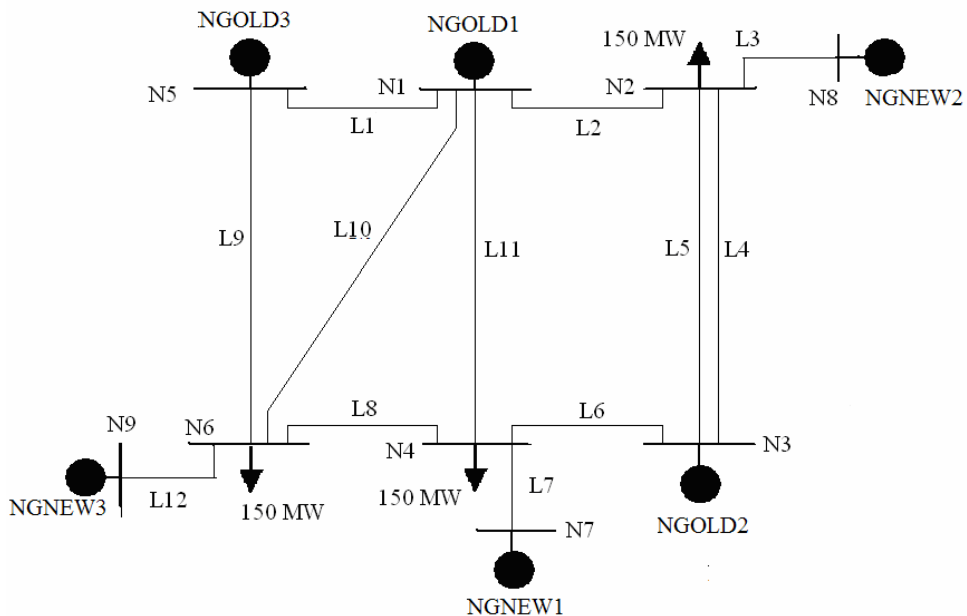


Fig. 7.4 – Retina test: caso 2

In tal caso l'algoritmo dovrebbe tendere a minimizzare gli spostamenti di generazione. Tale ipotesi è stata anche confermata a posteriori da contro prove dirette effettuando il calcolo qualche LFCC con spostamenti proporzionalmente crescenti a partire dal set fornito dall'algoritmo: la somma dei margini ottenuta è stata sempre maggiore. Lo scenario iniziale è il seguente:

Tab. 7.12 – Potenze generate

Potenza generata alla punta [MW]					
<i>Nodo 1</i> <i>(g_{old1}-b₁)</i>	<i>Nodo 2</i> <i>(g_{old2}-b₃)</i>	<i>Nodo 3</i> <i>(g_{old3}-b₅)</i>	<i>Nodo 4</i> <i>(g_{new1}-b₇)</i>	<i>Nodo 5</i> <i>(g_{new2}-b₈)</i>	<i>Nodo 6</i> <i>(g_{new3}-b₉)</i>
140	210	100	0	0	0

Per coprire un carico di 450 MW tripartito in 150 MW su ciascun nodo di carico; le potenze fluenti sulle linee sono quelle che forniscono i seguenti margini:

Tab. 7.13 – Margini linee

Numero di linea	Margini alla punta [MW]
1	127,67
2	120,96
3	65,46
4	95,39
5	95,39
6	60,01
7	65,50
8	138,68
9	77,20
10	94,86
11	85,57
12	66,46

Considerata la minore prevedibilità del caso 2 sull'entità dello spostamento di generazione, rispetto al caso 1 (si può prevedere che sposterà poco, ma non quanto poco sposterà), sono stati considerati vari sottocasi, al fine di testare il buon funzionamento dell'algoritmo. In particolare sono state effettuate numerose verifiche di convergenza al

variare di alcuni parametri intrinseci ai vincoli. In questa sede si riportano i casi più significativi.

7.3.2.1 Caso carico massimo 450 MW - $P_k^{min} = 0$ MW

In tale condizione la rete presenta in partenza il massimo caricamento; inoltre l'algoritmo non legge alcun vincolo, se non in segno, sull'entità degli spostamenti, pertanto ha massima libertà di ricerca del minimo. In tali condizioni l'algoritmo converge alla soluzione che corrisponde ad il seguente set di ΔP_k :

Tab. 7.14 – Spostamenti di generazione

Spostamenti di potenza generata nei nodi g_{old} e g_{new} a convergenza [MW]					
Nodo 1 ($g_{old1-b1}$)	Nodo 2 ($g_{old2-b3}$)	Nodo 3 ($g_{old3-b3}$)	Nodo 4 ($g_{new1-b7}$)	Nodo 5 ($g_{new2-b8}$)	Nodo 6 ($g_{new3-b9}$)
-13,1	0	0	4.68	4.57	4.4

ossia si ha uno spostamento di potenza dal nodo 1 degli g_{old} ai 3 nodi g_{new} dell'entità di 13 MW. In effetti l'algoritmo persegue l'obiettivo della minimizzazione dei margini, come si può evidenziare dalla tab. 7.15 e dalla fig. 7.5:

Tab. 7.15 – Margini

Margini alle varie iterazioni [MW]						
ITERAZIONE	100	200	300	400	500	600
linea 1	127,67	127,44	127,38	127,36	127,30	127,30
linea 2	120,96	122,42	122,78	122,85	122,96	122,93
linea 3	65,46	65,74	65,50	65,50	65,39	65,44
linea 4	95,39	94,52	94,46	94,43	94,43	94,42
linea 5	95,39	94,52	94,46	94,43	94,43	94,42
linea 6	60,01	58,62	58,39	58,35	58,35	58,37
linea 7	65,50	65,46	65,46	65,39	65,34	65,32
linea 8	138,68	138,19	138,15	138,12	138,17	138,16
linea 9	77,20	77,36	77,43	77,45	77,50	77,50
linea 10	94,86	95,19	95,30	95,33	95,44	95,43
linea 11	85,57	86,51	86,71	86,78	86,88	86,88
linea 12	66,46	66,45	66,32	66,30	66,09	66,11
tot parziale	895,73	894,78	895,06	895,11	895,45	895,40

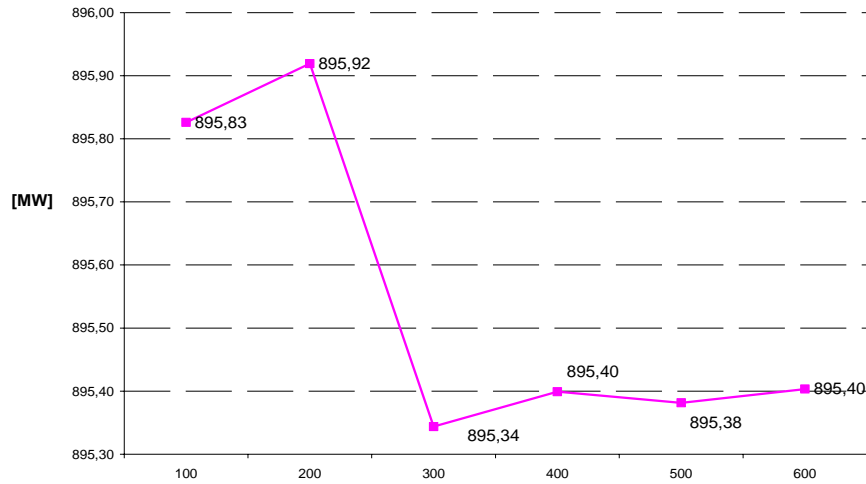


Fig. 7.5 - Variazione della somma dei margini sulle linee

La scelta di g_{old} è giustificata dal fatto che esso è il nodo “centrale” e quindi una riduzione di potenza iniettata comporta una maggiore riduzione dei margini; la scelta di un aumento sostanzialmente “tripartito” nei nodi g_{new} è legata alla simmetria topologica rispetto ai carichi. È evidente che la somma dei margini diminuisce, anche se di molto poco. Ciò è concordante con l’entità della potenza spostata (13 MW). La causa di ciò potrebbe risiedere:

- nella convergenza dell’algoritmo in un minimo locale, in tal caso bisognerebbe variare i parametri intrinseci del GA, al fine di garantire una buona exploration dello spazio delle variabili;
- nella struttura della rete ed in particolar modo nei vincoli di portata o nei coefficienti di influenza nodi-linee.

Per dare una spiegazione plausibile al risultato sono state fatte diverse contro verifiche. Nel seguito si riportano le più significative.

7.3.2.2 Caso carico massimo 450 MW - Variazione di P_k^{min} (0-50 MW)

Si è riscontrato che per qualsiasi valore del P_k^{min} , l’algoritmo converge sempre ad una stessa soluzione che corrisponde ad il set di ΔP_k riportato sopra.

Il fatto che non venga rispettato il vincolo del P_k^{min} , conferma che effettivamente questo è il massimo spostamento di potenza che si può realizzare sulla rete test a partire dalle condizioni iniziali assegnategli. Questo significa che la condizione di partenza era già molto prossima a quella di minimizzazione della somma dei margini. Il fatto che la rete sia alla punta in realtà dovrebbe comportare già il massimo sfruttamento delle linee singolarmente prese. Ciò non è detto che comporti il massimo sfruttamento di tutte le linee globalmente prese (si ricordi che sta minimizzando la somma dei margini e non il singolo margine). Sebbene sia già evidente che non sia il vincolo di portata a influire sull'entità dello spostamento, a conferma di tale ipotesi è stata effettuata una prova a carico dimezzato.

7.3.2.3 Caso carico massimo 225 MW - $P_k^{min} = 0$ MW

Il carico è stato dimezzato in ogni nodo e così il set delle potenze inizialmente generate. I risultati ottenuti sono identici; a partire da potenze fluenti ovviamente ridotte alla metà, l'entità dello spostamento permane a 13 MW. Questo conferma che non sono i vincoli di portata ma quelli legati alla struttura della rete a determinare piccoli spostamenti.

7.3.2.4 Caso carico massimo 450 MW - Penalty su $\Sigma \Delta P_k$

Un ulteriore prova è stata realizzata aggiungendo una penalty function fittizia all'espressione della fitness che garantisca accanto alla minimizzazione dei margini anche la massimizzazione della sommatoria dei ΔP_k . Anche in tal caso gli spostamenti non superano i 13 MW.

7.3.2.5 Analisi della struttura della rete

La correttezza della localizzazione dei ΔP_k si può rilevare dall'analisi della matrice dei coefficienti di influenza $CINF_{ij}^k [N_L, N]$. Sommando tutti i termini, riga per riga, delle colonne relative ai nodi di generazione G_{new} ed G_{old} si trova il CINF totale peculiare del nodo k, già definito come:

$$CINF_k = \sum_{ij \in L} CINF_{ij}^k \quad (7.1)$$

È ovvio che per ridurre i margini l'algoritmo deve incrementare l'iniezione di potenza ($\Delta P_k \geq 0$) nei nodi con massimo $CINF_k$ positivo e ridurre l'iniezione di potenza nei nodi con massimo $CINF_k$ negativo, se esistono, o nei nodi con il minimo $CINF_k$ positivo. Andando a considerare il caso in analisi si vede che il vettore $CINF_k [N_{G_{new}} + N_{G_{old}}]$ è il seguente:

Tab. 7.16 – CINF di nodo

CINF _k [N _{G_{new}} + N _{G_{old}}]					
G _{old1}	G _{old2}	G _{old3}	G _{new1}	G _{new2}	G _{new3}
0,486	0,615	0,867	2,034	1,905	0

ossia tra i nodi G_{old} non ci sono nodi a $CINF_k$ negativo ed il minimo positivo è proprio il nodo 1 (l'unico a cui viene sottratta potenza), fra i nodi G_{new} il nodo 3 ha $CINF_k$ nullo in quanto è il nodo di saldo, mentre i nodi 1 e 2 hanno praticamente lo stesso valore di $CINF_k$. Appare quindi logico che l'algoritmo sposti generazione dal nodo $g_{old\ 1}$ ai 2 (o meglio 3) nodi G_{new} in pari quantità.

7.4 Risultati della simulazione: calcolo degli indici globali tecnici

L'indice di flessibilità globale tecnico è stato definito come:

$$T-USFI_S = \sum_{g \in G^{new}} \Delta P_g \quad (7.2)$$

Pertanto note le iniezioni addizionali nei nodi candidati (uguali e opposte a quelle nei nodi esistenti), è possibile calcolare il suo valore. Tale $USFI$ per definizione un parametro di rete condizionato al set di nodi candidati alla generazione, come è evidente dai casi analizzati. Infatti considerati i due sub-set di iniezioni ottenuti, il valore dell' $USFI$ globale è per la stessa rete:

- caso nodi candidati lontani dal carico (caso 1):

$$T-USFI_S = 140 \text{ MW (normalizzato al carico globale 0.31);}$$

- caso nodi candidati vicini (caso 2):

$$T-USFI_S = 13 \text{ MW (normalizzato al carico globale 0.028)}.$$

Il nuovo $T-USFI_S$ nasce come upgrading dell' $USFI$ semi-empirico, ma bisogna sottolineare che la flessibilità calcolata con il nuovo $USFI$ è condizionata al set G_{new} ed G_{old} , mentre quella calcolata dall' $USFI$ semi-empirico era condizionata al solo set di G_{old} . Tale aspetto rende non significativo un confronto diretto.

Inoltre si ricorda che i casi analizzati sono relativi alla sola punta di carico, pertanto l'indicazione di flessibilità fornita dal valore dell' $USFI$ globale qui stimato è relativa alla sola punta; tale aspetto fa sì che esso sia utilizzabile come indicatore ai fini di fare un ranking degli scenari studiati, ma non come indice. Infatti un indice dovrebbe avere una valenza integrale/statistica che in qualche modo conteggi le probabilità di accadimento dell'insieme di stati significativi di cui si vuole stimare la flessibilità.

7.5 Risultati della simulazione: calcolo degli indici locali tecnici

Come ampiamente illustrato nel paragrafo 5.2.3 sono stati definiti due indici di flessibilità locale ($T-USFI_A$):

- $USFI_A^I$ legati ad elementi operazionali (margini in rete):

$$USFI_A^I(b) = \alpha_b \Delta P_b \quad (7.3)$$

$$\text{con } \alpha_b = f_{ab}(CINF_{ij}^{*,b}, \sum_{i,j \in B^*} M_{ij}) \quad (7.4)$$

dove α_b è un coefficiente di nodo legato ai margini e ai coefficienti di mutua influenza nodo nodo;

- $USFI_A^{II}$ legati ad elementi strutturali (coefficienti di influenza ramo-nodo):

$$USFI_A^{II}(b) = \Delta P_b - \Delta P_b^* \quad (7.5)$$

$$\text{con } \Delta P_b^* = f_{\Delta P_b}(CINF_{ij}^b) \quad (7.6)$$

dove ΔP_b^* è un fattore di riduzione legato ai coefficienti di influenza ramo-nodo ($CINF_{ij}^{kl}$).

In entrambe le formulazioni i fattori usati servono per computare i fenomeni di mutua influenza fra nodi e controtendenza che si verificano in rete, al fine di individuare un coefficiente di flessibilità di nodo svincolato dagli altri.

Facendo riferimento alla rete in analisi e al caso 1, si è visto che i due indici danno lo stesso valore; infatti la rete scelta non presenta controtendenze e quindi α_b vale 1 e ΔP_b^* vale 0 per cui entrambi gli indici coincidono con il ΔP_b . I valori ottenuti per i due indici sono riportati in tab. 7.17 e consentono di effettuare un ranking di flessibilità sui vari nodi:

Tab. 7.17 – Indici di flessibilità locale

T-USFI_L^I / T-USFI_L^{II}	
T-USFI _L (1)	37
T-USFI _L (3)	29
T-USFI _L (5)	70
T-USFI _L (7)	-57
T-USFI _L (8)	-69
T-USFI _L (9)	-11

Il ranking che si ottiene è: nodo 5, nodo 1 e nodo 3 per i G_{new} ; nodo 8, nodo 7 e nodo 9 per i G_{old} .

7.6 Casistica simulativa per il calcolo della flessibilità tecnico-economica

Come precisato per il calcolo degli indici di flessibilità tecnici, nel presente lavoro di tesi, si è riferiti per semplicità di trattazione ad un solo subset di prove che è quello corrispondente alla condizione di carico di punta annuale, mentre a livello metodologico, gli algoritmi di minimizzazione per il calcolo degli indici lavorano per ogni subset di prove creato a partire dalle grandezze orarie in uscita dalla simulazione del sistema mediante metodo Montecarlo, riferendosi a grandezze medie pesate con pesi le probabilità condizionate al carico. Tale semplificazione comporta che l'indicazione di flessibilità che si trova, è condizionata alla punta oltre che alla già ricordata localizzazione dei nodi di generazione. Per tale valore di carico (la punta) sono stati analizzati più casi, fra cui non rientra il caso di nodi

candidati vicini al carico, considerato quanto rilevato dall'analisi condotta sui risultati del l'algoritmo di minimizzazione per gli USFI tecnici. I casi analizzati sono seguenti:

1. nodi candidati (G_{new}) "lontani" dal carico (caso 1):

Tab. 7.18 – Corrispondenza nodi

Corrispondenza nodi di generazione					
Nodo 1 (b_1)	Nodo 2 (b_3)	Nodo 3 (b_5)	Nodo 4 (b_7)	Nodo 5 (b_8)	Nodo 6 (b_9)
G_{new1}	G_{new2}	G_{new3}	G_{old1}	G_{old2}	G_{old3}

2. nodi candidati (G_{new}) "vicini e lontani" dal carico (caso 2):

Tab. 7.19 –Tabella nodi

Corrispondenza nodi di generazione					
Nodo 1 (b_1)	Nodo 2 (b_3)	Nodo 3 (b_5)	Nodo 4 (b_7)	Nodo 5 (b_8)	Nodo 6 (b_9)
G_{new1}	G_{new2}	G_{old1}	G_{new3}	G_{old2}	G_{old3}

I due casi sono stati costruiti ad hoc per testare il buon funzionamento dell'algoritmo.

In fase di inizializzazione è inoltre necessario stabilire i pesi da assegnare alle tre componenti della fitness al fine di ottenere la giusta scalarizzazione del multi-obiettivo. Tali pesi, espressi attraverso dei coefficienti moltiplicativi, non sono individuati univocamente ma vanno tarati di volta in volta in funzione del caso test analizzato. Nel caso specifico, individuato l'ordine di grandezza delle variazioni percentuali dei sovraccosti all'iterare dell'algoritmo di minimizzazione, per via euristica, dopo un gran numero di tentativi, il set di pesi normalizzati che garantiscono la convergenza è il seguente:

Peso della F.O.₁ (somma dei margini):

$$\gamma_1 = 100 \tag{7.7}$$

Peso della F.O.₂ (sovraccosti di generazione):

$$\gamma_2 = \gamma_2(\Delta \Delta c_{losses} \%) = \begin{cases} 100 & \text{per } 0 \leq \Delta c_{gen} \% < 1 \% \\ 1.000 & \text{per } 1 \leq \Delta c_{gen} \% < 2.5 \% \\ 100.000 & \text{per } 2.5 \leq \Delta c_{gen} \% < 4 \% \\ 10.000.000 & \text{per } \Delta c_{gen} \% \geq 4 \% \end{cases} \quad (7.8)$$

Peso della F.O.₃ (sovraccosti delle perdite):

$$\gamma_3 = \gamma_3(\Delta \Delta c_{losses} \%) = \begin{cases} 100 & \text{per } 0 \leq \Delta c_{losses} \% < 50 \% \\ 1.000 & \text{per } 50 \leq \Delta c_{losses} \% < 100 \% \\ 100.000 & \text{per } \Delta c_{losses} \% \geq 100 \% \end{cases} \quad (7.9)$$

7.6.1 Caso 1: nodi candidati di generazione lontani dal carico

Il primo scenario analizzato è quello in cui i nodi di generazione candidati sono elettricamente lontani dal carico, mentre i nodi di generazione esistenti sono direttamente connessi ai nodi di carico attraverso una linea in antenna di portata pari alla massima potenza generabile nei nodi suddetti.

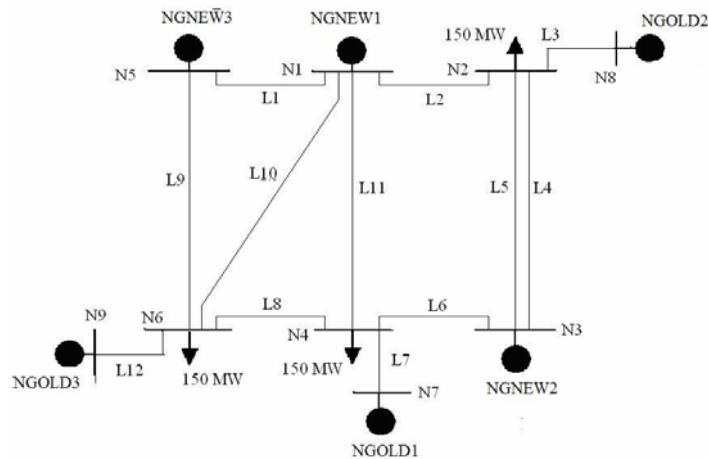


Fig. 7.6 – Retina test: caso 1

È evidente dalla struttura della rete che, per tale posizionamento dei generatori, ipotizzando inizialmente nulla la generazione nei nodi G_{new} , nella condizione di partenza i carichi sono alimentati dai nodi G_{old} direttamente connessi ad essi. Ciò fa sì che tutte le linee, ad eccezione di quelle di connessione diretta $G_{old} - C(l_3, l_7, l_{12})$, hanno flussi nulli e margini massimi, pari alle loro portate. Lo scenario iniziale è dunque:

Tab. 7.20 – Potenze generate

Potenza generata alla punta [MW]					
Nodo 1 ($G_{old1} - b_1$)	Nodo 2 ($G_{old2} - b_3$)	Nodo 3 ($G_{old3} - b_5$)	Nodo 4 ($G_{new1} - b_7$)	Nodo 5 ($G_{new2} - b_8$)	Nodo 6 ($G_{new3} - b_9$)
150	150	150	0	0	0

Tab. 7.21 – Margini linee

Numero di linea	Margini alla punta [MW]
1	152,40
2	152,40
3	0,00
4	152,40
5	152,40
6	152,40
7	0,00
8	152,40
9	152,40
10	152,40
11	152,40
12	0,00

Partendo da tale condizione è deducibile a priori che l'algoritmo deve spostare un'ingente quantità di generazione dai nodi G_{old} ai nodi G_{new} , elettricamente più lontani dai carichi, al fine di perseguire l'obiettivo di minimizzare i margini sulla rete.

Al contempo al fine di rispettare i limiti imposti sui sovraccosti di generazione e delle perdite l'algoritmo deve spostare una quantità di potenza inferiore rispetto al caso tecnico puro.

Tale deduzione teorica è confermata dai risultati, in quanto l’algoritmo converge alla soluzione che corrisponde ad il seguente set di ΔP_k :

Tab. 7.22 – Spostamenti di generazione

Spostamenti di potenza generata nei nodi g_{old} e g_{new} a convergenza [MW]					
<i>Nodo 1</i> $(g_{new1} - b_1)$	<i>Nodo 2</i> $(g_{new2} - b_3)$	<i>Nodo 3</i> $(g_{new3} - b_5)$	<i>Nodo 4</i> $(g_{old1} - b_7)$	<i>Nodo 5</i> $(g_{old2} - b_8)$	<i>Nodo 6</i> $(g_{old3} - b_9)$
24	27	51	-54	-37	-12

Si ha pertanto uno spostamento di potenza dell’entità di 100 MW, ossia inferiore rispetto al corrispondente caso esclusivamente tecnico (140 MW).

D’altro canto l’algoritmo persegue effettivamente l’obiettivo della minimizzazione dei margini, come si può evidenziare dalla fig. 7.7:

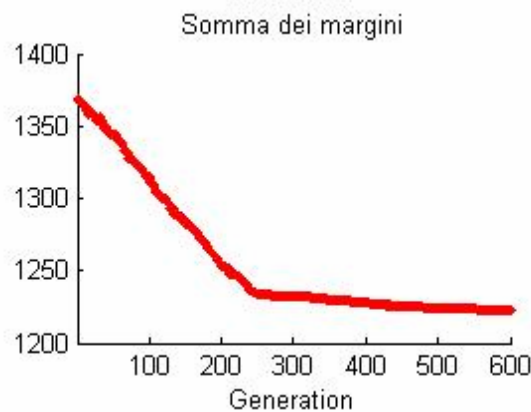


Fig. 7.7 - Variazione della somma dei margini sulle linee (F.O.₁)

È evidente che in corrispondenza della iterazione 250, l’andamento dei margini varia di pendenza. Questo perché in corrispondenza di tale iterazione cambia il peso della F.O.₃ (sui costi delle perdite) che raggiunge il gradino corrispondente ad un incremento percentuale del 50%. Nessuna variazione si ha invece sul peso della F.O.₂ come si evince dagli andamenti riportati in figg. 7.8 e 7.9:

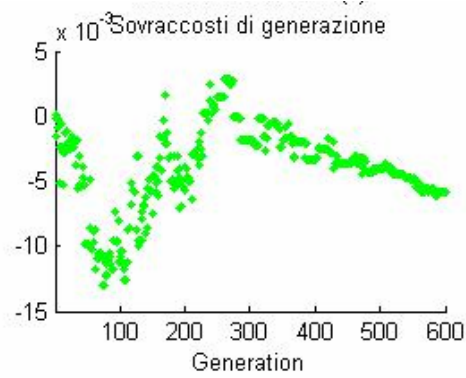


Fig. 7.8 – Andamento dei sovraccosti di generazione (F.O.₂)

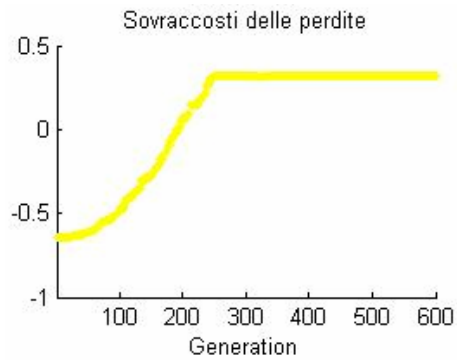


Fig. 7.9 – Andamento dei sovraccosti delle perdite (F.O.₃)

L'algoritmo di minimizzazione consente il calcolo ed il plottaggio del valore economico del margine: esso ha un andamento crescente al diminuire del margine. Il valore riportato è normalizzato al carico, ossia riferito all'unità di carico servito.

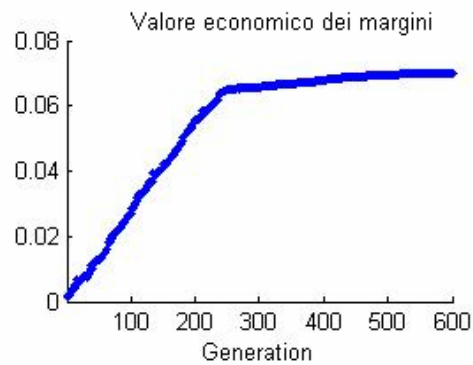


Fig. 7.10 – Andamento del valore economico del margine

Al fine di testare il buon funzionamento dell’algoritmo, a partire da tali risultati sono stati considerati vari sottocasi. In particolare sono state effettuate numerose verifiche di convergenza al variare di alcuni parametri intrinseci ai vincoli. In questa sede si riportano i casi più significativi.

7.6.1.1 Caso carico massimo 225 MW

Al fine di verificare se sia la struttura della rete o i margini disponibili nella configurazione di partenza a imporre dei limiti sullo spostamento di generazione, il carico è stato dimezzato in ogni nodo e così il set delle potenze inizialmente generate.

I risultati ottenuti sono i seguenti:

Tab. 7.23 – Spostamenti di generazione

Spostamenti di potenza generata nei nodi G_{old} e G_{new} a convergenza [MW]					
Nodo 1 ($G_{new1} - b_1$)	Nodo 2 ($G_{new2} - b_3$)	Nodo 3 ($G_{new3} - b_5$)	Nodo 4 ($G_{old4} - b_7$)	Nodo 5 ($G_{old5} - b_8$)	Nodo 6 ($G_{old6} - b_9$)
29	30	51	-50	-37	-22

Si ha pertanto uno spostamento di potenza dell’entità di 110 MW, ossia superiore rispetto al corrispondente caso di carico non dimezzato. Dall’andamento delle tre F.O. riportato in figure 7.11, 7.12 e 7.13 si evince che ha dettare il limite sulla minimizzazione dei margini e quindi sull’entità degli spostamenti è in tal caso il sovraccosto di generazione:

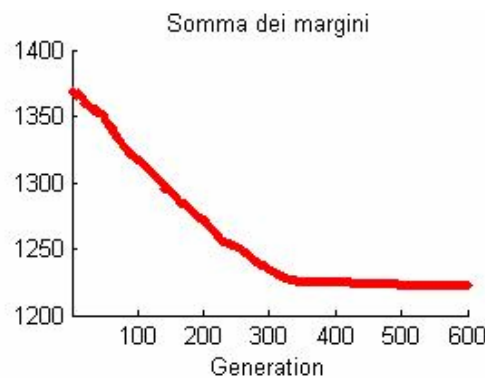


Fig. 7.11 - Variazione della somma dei margini sulle linee (F.O.1)

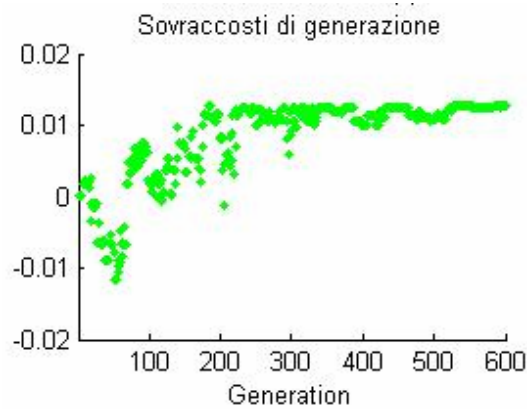


Fig. 7.12 - Andamento dei sovraccosti di generazione (F.O.₂)

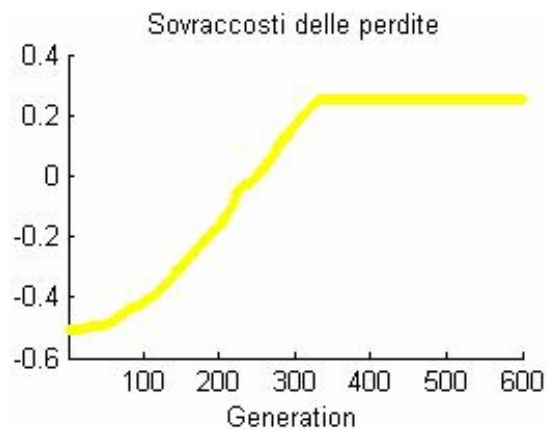


Fig. 7.13 - Andamento dei sovraccosti delle perdite (F.O.₃)

È evidente che in corrispondenza della iterazione 320, l'andamento dei margini varia di pendenza. Questo perché in corrispondenza di tale iterazione cambia il peso della F.O.₂ (sui sovraccosti di generazione) che raggiunge il gradino corrispondente ad un incremento percentuale del 1%. Nessuna variazione si ha invece sul peso della F.O.₃ come si evince dall'andamento riportato in fig. 7.13. L'andamento del valore economico del margine è il seguente:

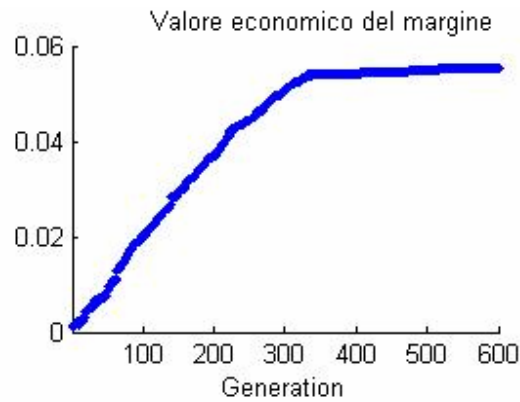


Fig. 7.14 – Andamento del valore economico del margine

I risultati confrontati con quelli a carico massimo non sono molto diversi, scatta il “blocco” del sovraccosto perché g_{old3} è il più costoso, ma c’è un effetto slack.

7.6.1.2 Caso con costi di generazione differenziati

Al fine di verificare il buon funzionamento dell’algoritmo, nel caso in cui sia la F.O.₂ (relativa ai sovraccosti di generazione) a predominare sugli altri più obiettivi si è considerato il caso in cui i generatori hanno coefficienti di costo della formula trinomia molto differenziati. In particolare si è fatto riferimento al caso riportato in tab. 7.24:

Tab. 7.24 – Costi

	Nodo g_{old1}	Nodo g_{old2}	Nodo g_{old3}
a	0.001	0.005	0.01
b	0.18	0.9	1.8
c	0.2	1	2

I risultati ottenuti sono i seguenti:

Tab. 7.25 – Spostamenti di generazione

Spostamenti di potenza generata nei nodi g_{old} e g_{new} a convergenza [MW]					
Nodo 1 ($g_{new1} - b_1$)	Nodo 2 ($g_{new2} - b_3$)	Nodo 3 ($g_{new3} - b_5$)	Nodo 4 ($g_{old1} - b_7$)	Nodo 5 ($g_{old2} - b_8$)	Nodo 6 ($g_{old3} - b_9$)
30.85	8.27	46.6	-20	-53.3	-12

Si ha pertanto uno spostamento di potenza dell’entità di 85 MW, ossia inferiore rispetto al caso base. Dall’andamento delle tre F.O. riportato in figure 7.15, 7.16 e 7.17 si evince che ha

dettare il limite sulla minimizzazione dei margini e quindi sull'entità degli spostamenti, nonostante la forzatura imposta sui costi di generazione, è in tal caso il sovraccosto delle perdite, anche se i sovraccosti di generazione comunque crescono:

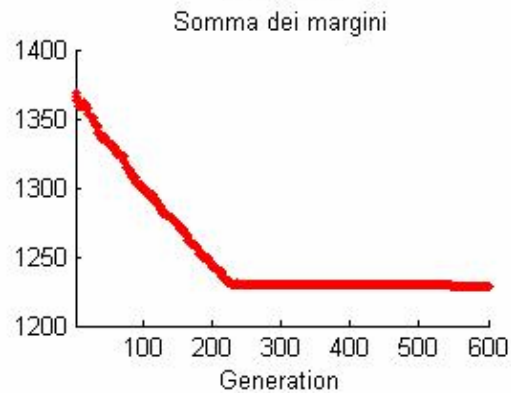


Fig. 7.15 - Variazione della somma dei margini sulle linee (F.O.₁)

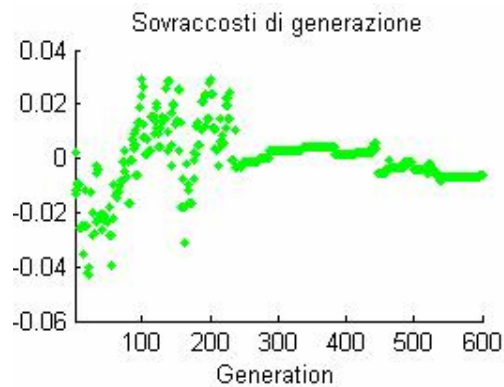


Fig. 7.16 – Andamento dei sovraccosti di generazione (F.O.₂)

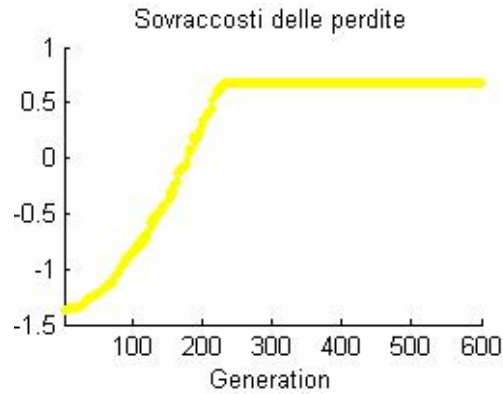


Fig. 7.17 – Andamento dei sovraccosti delle perdite (F.O.₃)

Infatti in corrispondenza della iterazione 250, l'andamento dei margini varia di pendenza in quanto cambia il peso della F.O.₃ (sui sovraccosti delle perdite) che raggiunge il gradino corrispondente ad un incremento percentuale del 50 %. In realtà in corrispondenza della medesima iterazione viene anche raggiunto il gradino del 2.5 % sul peso della F.O.₃ che a partire da tale iterazione viene infatti minimizzata. L'andamento del valore economico del margine è il seguente:

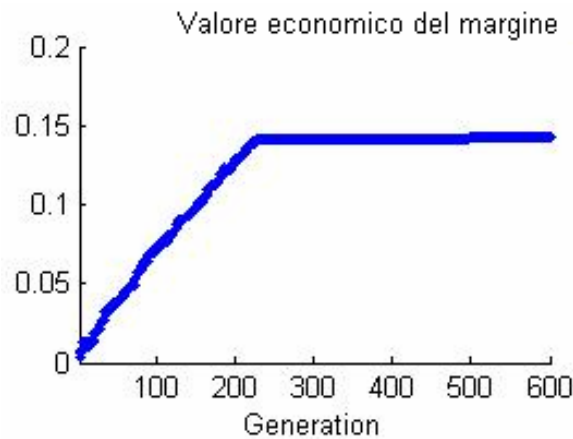


Fig. 7.18 – Andamento del valore economico del margine

Analizzando i risultati si trova che lo spostamento di generazione in g_{new3} è il più alto come al solito, lo spostamento in g_{new2} è piccolo perché scarica g_{old1} ; inoltre lo spostamento in g_{new1} è più alto rispetto al caso base, perché scarica g_{old2} che in questo caso costa molto di più. Lo

spostamento da g_{old3} , che è il più costoso, viene condizionato dal suo stato di slack, mentre si inverte, sempre rispetto al caso base, il ranking g_{old1} , g_{old2} per il più elevato rapporto di costi. Si può ritenere che per quanto riguarda il totale, la diminuzione sia legata alla forte riduzione di g_{new2} .

7.6.2 Caso 2: nodi candidati di generazione casualmente distribuiti

Il secondo caso test è stato congeniato in maniera tale che la rete si trovi invece in una condizione di partenza che, preliminarmente, può essere valutata come una condizione intermedia fra quella a margini minimi e quella a margini massimi.

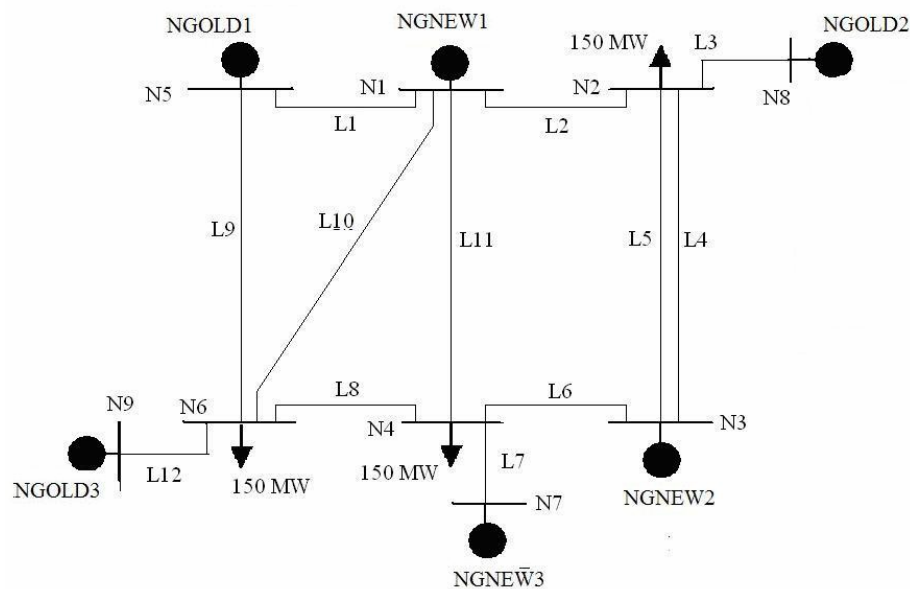


Fig. 7.19 – Retina test: caso 2

Lo scenario iniziale è il seguente:

Tab. 7.26 – Potenze generate

Potenza generata alla punta [MW]					
Nodo1 (g_{old1} -N5)	Nodo 2 (g_{old2} -N8)	Nodo 3 (g_{old3} -N9)	Nodo 4 (g_{new1} -N1)	Nodo 5 (g_{new2} -N3)	Nodo 6 (g_{new3} -N7)
150	150	150	0	0	0

Partendo da tale condizione è deducibile a priori dall'analisi della rete che l'algoritmo deve tendere a spostare generazione dai nodi g_{old2} e g_{old3} in quanto elettricamente vicini ai carichi, ma non dal nodo g_{old1} elettricamente lontano; inoltre sono più convenienti ai fini dell'obiettivo di caricamento della rete, spostamenti su g_{new1} e g_{new2} che su g_{new3} ; inoltre per la sua posizione rispetto a g_{old2} e g_{old3} il nodo g_{old1} dovrebbe essere favorito.

Tali deduzioni teoriche sono confermate dai risultati, in quanto l'algoritmo converge alla soluzione che corrisponde ad il seguente set di ΔP_k :

Tab. 7.27 – Spostamenti di generazione

Spostamenti di potenza generata nei nodi g_{old} e g_{new} a convergenza [MW]					
Nodo1 (g_{old1} -N5)	Nodo 2 (g_{old2} -N8)	Nodo 3 (g_{old3} -N9)	Nodo 4 (g_{new1} -N1)	Nodo 5 (g_{new2} -N3)	Nodo 6 (g_{new3} -N7)
22.04	0	0	0	-4.17	-17.02

Si ha pertanto uno spostamento di potenza dell'entità di 22 MW, proprio dai nodi g_{old2} e g_{old3} su g_{new1} . Ovviamente in tal modo i sovraccosti di generazione unitari saranno negativi in quanto l'algoritmo non ridispaccia sui tre nodi g_{old} , anzi sottrae potenza generata in ragione diretta rispetto ai costi. Infatti i risultati ottenuti sono i seguenti:

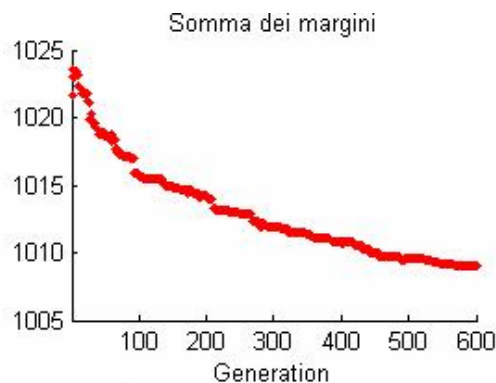


Fig. 7.20 - Variazione della somma dei margini sulle linee (F.O.1)

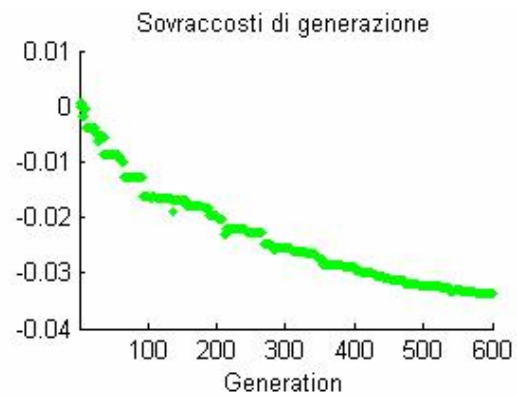


Fig. 7.21 – Andamento dei sovraccosti di generazione (F.O.₂)

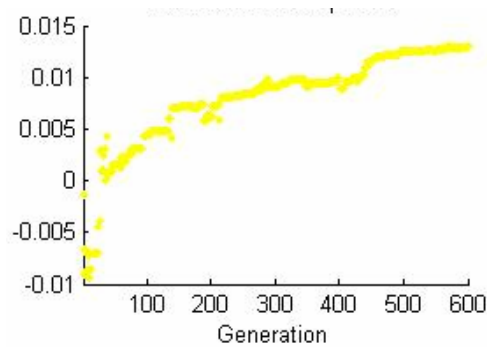


Fig. 7.22 – Andamento dei sovraccosti delle perdite (F.O.₃)

Si osserva che in tal caso anche i sovraccosti delle perdite si mantengono al di sotto dell'incremento percentuale corrispondente al primo gradino. L'andamento del valore economico del margine è il seguente:

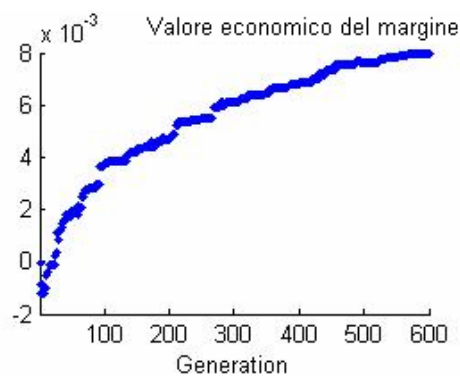


Fig. 7.23 – Andamento del valore economico del margine

Per quanto riguarda il modesto ammontare degli spostamenti di potenza iniettata va considerato che si parte da una situazione con margini molto inferiori rispetto a quelli del caso base.

7.7 Risultati della simulazione: calcolo degli indici globali tecnico-economici

L'indice di flessibilità globale tecnico ($TE-USFI_S$) è stato definito come:

$$TE - USFI_S = \sum_{g \in G^{new}} \Delta P_g^{TE} \quad (7.10)$$

Pertanto note le iniezioni addizionali nei nodi candidati (uguali e opposte a quelle nei nodi esistenti), è possibile calcolare il suo valore. L' $USFI$ tecnico-economico globale rappresenta l'indice che deve confrontarsi l' $USFI$ tecnico, al fine di stabilire quanto pesino i sovraccosti di generazione e delle perdite sulla flessibilità della rete.

Considerata la rassegna di casi sopra riportati, si fa riferimento al caso 1 di entrambe le procedure. I set di spostamenti di generazione ottenuti nei due casi sono i seguenti:

Tab. 7.28 – Spostamenti di generazione [MW]

	<i>Nodo 1</i> ($g_{new1} - b_1$)	<i>Nodo 2</i> ($g_{new2} - b_3$)	<i>Nodo 3</i> ($g_{new3} - b_5$)	<i>Nodo 4</i> ($g_{old1} - b_7$)	<i>Nodo 5</i> ($g_{old2} - b_8$)	<i>Nodo 6</i> ($g_{old3} - b_9$)
Algoritmo per il T- USFI	37	29	70	-57	-69	-11
Algoritmo per il TE-USFI	24	27	51	-54	-37	-12

da cui si evince che:

$$T-USFI_S = 140 \text{ MW}$$

$$TE-USFI_S = 100 \text{ MW}$$

Come previsto la flessibilità stimata sotto soli vincoli tecnici è superiore di quella che si può ottenere tenendo conto anche dei vincoli economici. La differenza fra i due indici può dare un'indicazione in termini di costo della flessibilità della rete.

7.8 Risultati della simulazione: calcolo degli indici locali tecnico-economici

Come ampiamente illustrato nel paragrafo 5.2.3 sono stati definiti due indici di flessibilità locale ($TE-USFI_A$):

- $TE-USFI_A^I$ legati ad elementi operazionali (margini in rete):

$$TE-USFI_A(b) = \alpha_b \Delta P_b^{TE} \quad (7.11)$$

$$\text{con } \alpha_b = f_{ab}(CINF_{ij}^{*b}, \sum_{i,j \in B^*} M_{ij}^{TE}) \quad (7.12)$$

dove α_{kl} è un coefficiente di nodo legato ai margini e ai coefficienti di mutua influenza nodo nodo;

- $TE-USFI_A^{II}$ legati ad elementi strutturali (coefficienti di influenza ramo-nodo):

$$TE-USFI_A^{II}(b) = \Delta P_b^{TE} - \Delta P_b^{*TE} \quad (7.13)$$

$$\text{con } \Delta P_b^* = f_{\Delta P_b}(CINF_{ij}^b) \quad (7.14)$$

dove ΔP_b^* è un fattore di riduzione legato ai coefficienti di influenza ramo-nodo ($CINF_{ij}^b$).

In entrambe le formulazioni i fattori usati servono per computare i fenomeni di mutua influenza fra nodi e controtendenza che si verificano in rete, al fine di individuare un coefficiente di flessibilità di nodo svincolato dagli altri.

Facendo riferimento alla rete in analisi e al caso 1, si è visto che i due indici danno lo stesso valore; infatti la rete scelta non presenta controtendenze e quindi α_b vale 1 e ΔP_b^* vale 0 e quindi i due indici coincidono con i ΔP_b . I valori ottenuti per i due indici sono riportati in tab. 7.29 e consentono di effettuare un ranking di flessibilità sui vari nodi:

Tab. 7.29 – Indici di flessibilità locale

TE-USFI _L ^I / TE-USFI _L ^{II}	
TE-USFI _L (1)	24
TE-USFI _L (3)	27
TE-USFI _L (5)	51
TE-USFI _L (7)	-54
TE-USFI _L (8)	-37
TE-USFI _L (9)	-12

Il ranking che si ottiene è: nodo 5, nodo 1 e nodo 3 per i g_{new} ; nodo 8, nodo 7 e nodo 9 per gli g_{old} . Osservando i singoli valori, da un confronto con il caso dell'indice tecnico, si evince che:

- il nodo g_{new3} rimane il più flessibile (massimo spostamento di generazione); del resto esso rimane sempre il nodo topologicamente meno vicino ai carichi di g_{new1} ed g_{new2} ;
- c'è uno scambio di ranking tra i nodi g_{new1} ed g_{new2} per via dei diversi costi dei generatori vicini che scaricano di più la rete;
- gli spostamenti nei nodi g_{old} sono governati dai CINF ancor più che nel caso esclusivamente tecnico, in quanto una loro diminuzione porta ad un sovraccosto negativo che compare nella fitness.

Nell'analisi globale dei risultati bisogna evidenziare che nel caso tecnico economico gli spostamenti sono profondamente influenzati dai valori dei coefficienti di scalarizzazione associati alle varie funzioni che compaiono nella fitness assegnata al GA. In particolare data la struttura della scalarizzazione stessa, che prevede dei bruschi aumenti dei pesi quando si superano predefinite soglie di aumento del costo di generazione e delle perdite, la corrispondente discontinuità, assume una rilevanza decisiva e quindi determina il valore dei risultati che pertanto potrebbero essere diversi per un diverso set numerico che governasse tale discontinuità. Tuttavia i risultati dall'algoritmo di minimizzazione vincolata ai costi rimangono relativamente simili a quelli dell'algoritmo di minimizzazione non vincolata ai costi perché il "blocco" del GA avviene dopo un numero di iterazioni tale che la minimizzazione è sostanzialmente avvenuta; ad esempio considerando l'andamento dei margini riportato in fig. 7.7 (caso tecnico-economico), e in fig. 7.3 (omologo caso tecnico) appare chiaramente che la minimizzazione della somma dei margini è sostanzialmente identica fino allo "scatto del blocco" (iterazione 250).

8 Applicazione della metodologia alla rete della regione Sicilia

8.1 Descrizione breve della rete

La rete reale utilizzata è la rete 380-220 kV della Sicilia, ed ha la topologia riportata in figura. I dati strutturali e di esercizio sono stati forniti dal GRTN relativamente all'anno 2002. Tale sistema è simile in taglia all'IEEE-RTS, quindi rappresenta un buon sistema per il test dell'algoritmo, ma al contempo è un sistema reale e non di tipo test.

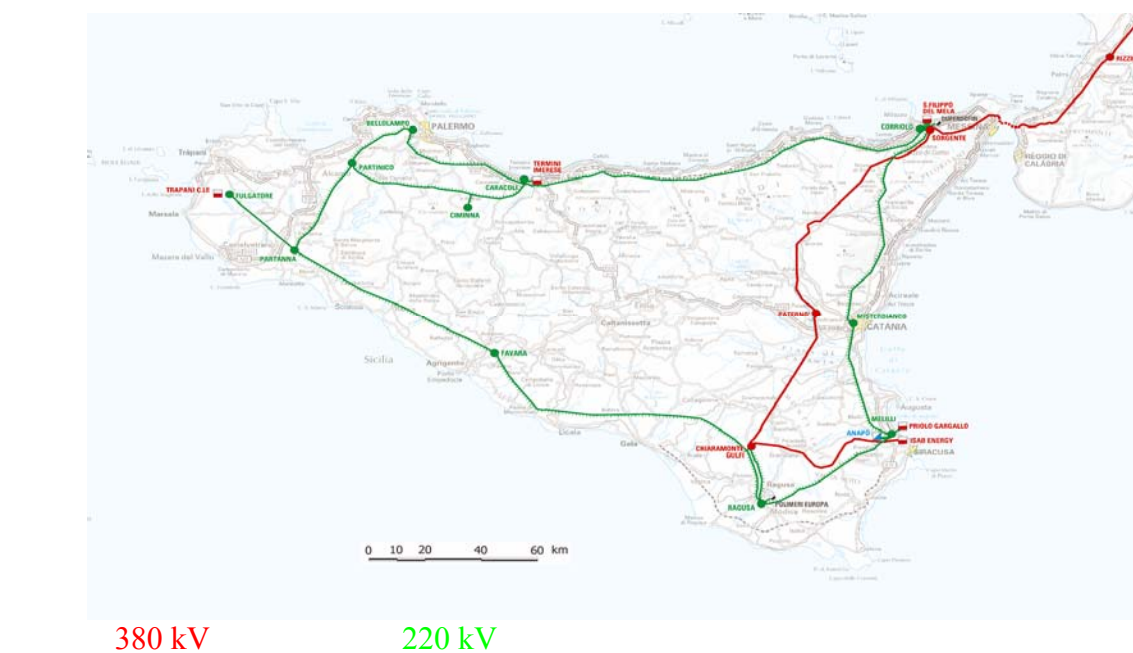


Fig. 8.1- La rete di trasmissione della Sicilia

Tale rete è costituita da 21 nodi tra generazione, carico e interconnessione, collegati da 28 linee (17 in semplice terna, 11 in doppia terna) e 3 trasformatori di interconnessione 380/220.

Ai fini simulativi si sono considerati 3 nodi aggiuntivi¹⁵ a 380 kV facenti parte della rete continentale e afferenti all'area di Napoli (Rizziconi, Scandale, Rossano). L'export di potenza dalla Sicilia verso il Continente è simulato da un carico equivalente nel nodo di Rizziconi; la centrale di Rossano (nel nodo omonimo), anch'essa "virtuale", funge da riserva simulando all'occorrenza la presenza del Continente in supporto alla Sicilia. Il sistema di generazione contiene 22 unità, con taglie che vanno da 66 MW a 423 MW. Data la notevole presenza di generazione termoelettrica, la Sicilia oggi esporta potenza verso il continente: la generazione è principalmente installata sul 220 kV per una potenza totale installata di circa 4400 MW.

Tab. 8.1 – Centrali in rete

Nome del nodo	Potenza di generazione installata [MW]
Anapo (Pumped Hydro) ¹	500
Corriolo ⁽²⁾	320
Favara ⁽³⁾	132
Fulgatore ⁽³⁾	168
Isab Energy	584
Melilli ⁽³⁾	198
Priolo Gargallo	640
San .Filippo Del Mela	960
Termini Imerese	926

Nel sistema simulato i carichi sono ritenuti connessi ai nodi della rete a 220 kV, con valori stimati in base al bilancio delle potenze relativo all'anno 2002, e secondo un diagramma orario giornaliero semplificato a 2 livelli di carico (diurno e notturno), differenziato per giorni feriali e festivi e per la stagione estiva ed invernale. Lo stesso modello è stato adottato ad ogni nodo di carico, con l'unica differenzain termini di valore di carico di punta al nodo. Il carico di punta su tutta la rete è 2988 MW.

¹⁵ Tali nodi fanno capo alle linee in semplice terna a 380 kV *Sorgente-Rizziconi* (mista cavo-aerea), *Rizziconi-Scandale*, *Scandale-Rossano*, che, quindi, vanno ad aggiungersi alle 28 linee sopra citate.

8.2 Casistica simulativa

Per la valutazione della flessibilità sono state ricavate, dalla porzione di RTN relativa alla Sicilia, altre due reti test, denominate *rete test 2* e *rete test 3* (la rete 1 è la rete siciliana come è realmente strutturata e riportata in Fig. 8.1, derivate a partire dalla rete reale, come soluzioni alternative ma equivalenti del TSEP, spostando solamente una doppia terna. In particolare la *rete test 2* (Fig. 8.2) è stata ottenuta dall'originale spostando la doppia terna Favara-Partanna tra Favara e Caracoli. La *rete test 3* (Fig. 8.3) è stata ottenuta dall'originale spostando la doppia terna Favara-Chiaramonte tra Favara e Misterbianco. Anche se non sempre geograficamente congruente, nelle *reti test 2 e 3* si è mantenuta per la nuova linea la lunghezza originale, in maniera da avere lo stesso valore impiantistico per le tre reti. Il rimanente sistema di trasmissione si è mantenuto invariato, così come la generazione ed il carico.

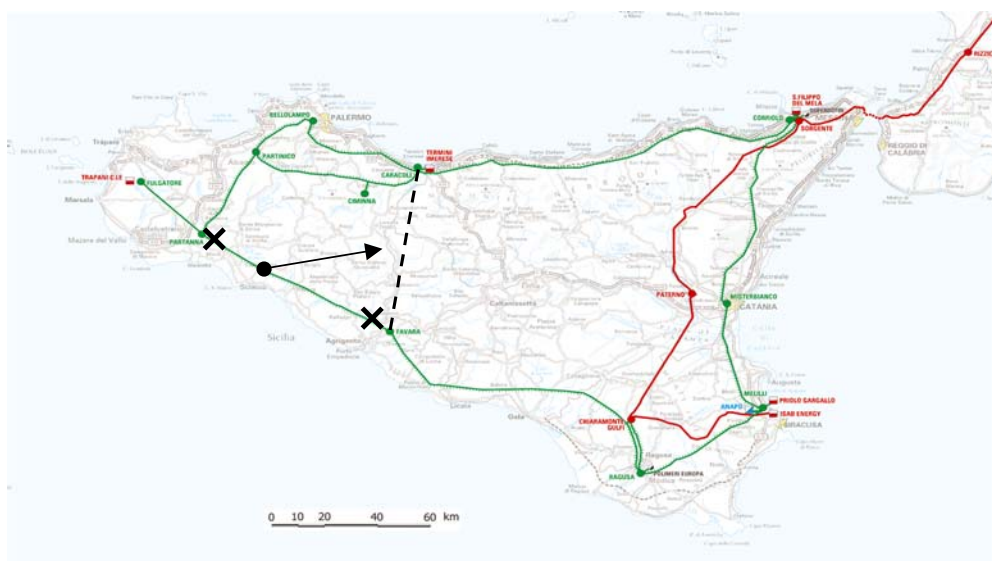


Fig. 8.2 – Rete 2

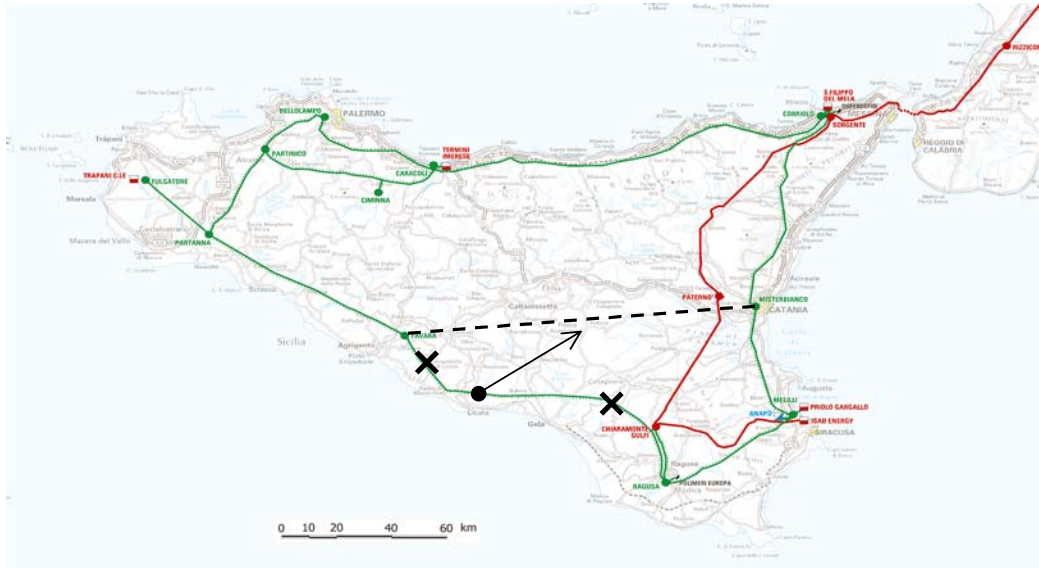


Fig. 8.3 – Rete 3

8.3 Risultati della simulazione: valutazione della flessibilità globale tecnica

Il calcolo dell' $USFI$ euristico per le tre reti test ha fornito come risultato che la *rete 2* ha l' $USFI$ più basso, e quindi può essere considerata la più flessibile; poi viene *rete 3* ed alla fine la *rete 1*. L'applicazione della procedura nuova per il calcolo del $T-USFI_S$ ha convalidato i risultati ottenuti. Infatti secondo l'indice di sistema proposto, la classifica in ordine decrescente della flessibilità globale è: *rete 2*, *rete 3*, *rete 1*.

Inoltre dai risultati ottenuti si evince che tre reti che possono essere considerate soluzioni ottimali equivalenti del TSEP (le soluzioni di espansione differiscono solamente per una linea), cioè molto vicine nella massimizzazione del benessere sociale e nella riduzione delle congestioni di rete, possono differire notevolmente nel miglioramento della flessibilità.

Sull' $USFI$ locale, è possibile asserire che gli stessi valori dovrebbero essere trovati per le due definizioni perché, nelle tre reti di prova, non dovrebbero avere iniezioni che singolarmente riducono il margine totale. Quindi i coefficienti di nodo α_k dovrebbero essere uguali a 1 ed i fattori di riduzione ΔP_k^* dovrebbero essere nulli. Il loro calcolo è attualmente in corso di elaborazione e pertanto non è oggetto di questo lavoro di tesi.

9 Conclusioni

Il presente lavoro di tesi è stato finalizzato allo studio dei criteri di pianificazione delle reti di trasmissione in contesto di libero mercato, ossia all'analisi dei nuovi vincoli/incertezze di pianificazione e dei nuovi requisiti richiesti al sistema di trasmissione, in fase di pianificazione, ai fini di un buon esercizio nel lungo periodo. Tale esame, approfondito in riferimento al sistema elettrico italiano, di cui si riporta un'analisi dettagliata dello stato dell'arte della liberalizzazione, è stata supportata da un'indagine sui nuovi criteri/approcci di pianificazione dei sistemi elettrici proposti in letteratura.

A valle di tale ricerca è stata elaborata una procedura innovativa, ad integrazione della formulazione convenzionale del problema di espansione delle reti di trasmissione, per la definizione di indici di flessibilità strutturale di un sistema bulk nel medio-lungo periodo, con particolare riferimento alla flessibilità della rete di trasmissione in funzione delle aleatorietà associate alla generazione. La procedura porta alla definizione sia di indici probabilistici di flessibilità globale, ossia in riferimento a tutto il sistema, sia di indici probabilistici di flessibilità locale, ossia in riferimento a zone di rete, che includono parametri tecnici ed economici. Gli indici tecnici si basano su parametri strutturali quali i coefficienti di influenza nodo-linea, e su parametri di esercizio quali la capacità di trasmissione residua, le massime potenze iniettabili nei singoli nodi, ecc... Gli indici di carattere tecnico-economico associano ai parametri tecnici suddetti, una valutazione dei sovraccosti delle perdite di rete e della perdita di efficienza produttiva.

Oltre alla formulazione originale degli indici per misura della flessibilità di rete, la proposta innovativa è rappresentata dalla introduzione di tali indici come una nuova metrica per la pianificazione dei sistemi *high-developed* e caratterizzati da un contesto di mercato, come quello italiano, ad integrazione delle valutazioni dell'ottimalità delle soluzioni

pianificatorie basate sulla stima di attributi più convenzionali, misurati mediante indicatori di efficienza di mercato ed affidabilistici.

Per la loro valutazione, oltre all'utilizzo di un programma di simulazione del sistema elettrico, basato sull'uso del Metodo Montecarlo, è stato realizzato un nuovo software (*TECON.F.I. – TEChnical ECONomical Flexibility Index Program*), oggetto fisico risultato dell'attività di dottorato, implementato in ambiente *MatLab7* ed articolato in più sottoprogrammi, che utilizzano algoritmi di ottimizzazione di tipo genetico. L'intera procedura è stata poi integrata nell'ambito di un processo di pianificazione più articolato, classificabile come di *tipo statico*, ossia in riferimento da un prefissato anno orizzonte di pianificazione, basato sulla stima di indicatori di benessere sociale e di costo delle congestioni. L'integrazione adotta un *approccio di tipo sequenziale*, basato sull'utilizzo di *tecniche di scenario*.

L'applicazione della procedura a reti test ed a reti reali ha fornito risultati da cui sono deducibili le seguenti conclusioni:

- tutti gli indici di flessibilità proposti, per definizione, sono parametri di rete il cui valore è condizionato al set di nodi di generazione; infatti a parità di rete, a seconda della disposizione dei nodi candidati e dei nodi sede attuale di generazione, i valori degli *USFI* cambiano; questo significa che la flessibilità stimata è condizionata ad una ipotesi di evoluzione del sistema di generazione all'anno orizzonte della pianificazione. Tale condizionamento è in prima approssimazione accettabile in un processo di pianificazione di tipo statico applicato a sistemi *high-developed*, ma andrebbe supportato in seconda battuta dalla stima della probabilità di accadimento effettiva dello scenario di generazione ipotizzato.
- Dalla stima della flessibilità globale tecnica si evince che reti che possono essere considerate soluzioni ottimali equivalenti del TSEP, cioè molto vicine in termini di miglioramenti degli obiettivi di massimizzazione del benessere sociale e di riduzione delle

congestioni di rete, possono differire notevolmente nel miglioramento della flessibilità. Quindi la flessibilità è un attributo fondamentale da integrare nella pianificazione di questo tipo di reti.

- La stima degli indici di flessibilità tecnico-economica messa a confronto con quella degli indici di flessibilità tecnica consente di stabilire quanto pesino i sovraccosti di generazione e delle perdite sulla flessibilità della rete, ossia di avere una valutazione del costo della flessibilità in termini di perdita di efficienza produttiva e di efficienza di trasmissione. In generale si è osservato che la flessibilità globale stimata sotto soli vincoli tecnici è sempre superiore di quella che si può ottenere tenendo conto anche dei vincoli economici. La flessibilità locale invece può essere maggiore nell'accezione tecnico-economica che non in quella tecnica. Dai risultati ottenuti sulle reti test si evince che l'area di rete in assoluto più flessibile tecnicamente rimane sempre anche la più flessibile introducendo i vincoli di carattere tecnico-economico, mentre può esserci una variazione nel ranking tra le porzioni di rete successive. Ciò dipende fondamentalmente dai diversi costi dei generatori e dalla loro dislocazione.
- Nel caso tecnico economico il set delle potenze iniettate ottenute dall'algoritmo di minimizzazione, su cui si basa la stima della flessibilità globale e locale, è profondamente influenzato dai valori dei coefficienti di scalarizzazione associati alle funzioni che compaiono nella fitness assegnata all'algoritmo genetico. In particolare data la struttura della scalarizzazione stessa, che prevede la variazione dei pesi in corrispondenza di prefissate soglie di aumento del costo di generazione e delle perdite, la corrispondente discontinuità assume una rilevanza decisiva. Gli algoritmi genetici utilizzati sono infatti caratterizzati da alti livelli di specializzazione nella formulazione della *fitness* e nella gestione dei vincoli mediante *penalty functions*, elevato livello di specializzazione che da un canto rende il modello implementato sistema dipendente, dall'altro garantisce un certo livello di qualità delle soluzioni trovate.

- Infine le verifiche indirette operate sui risultati ottenuti sia sulle reti test che sulla rete reale hanno dimostrato la validità della metodologia, pertanto il sistema proposto può considerarsi un buono strumento di supporto alla pianificazione da parte dei gestori di sistemi di trasmissione *high-developed* in contesto di mercato come il sistema Italia.

APPENDICE A: acronimi e simboli

A.1 Acronimi

RTN – Rete di Trasmissione Nazionale

GRTN - Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale

GSE – Gestore dei Servizi Elettrici

AU – Acquirente Unico

AEEG – Autorità per l’Energia Elettrica ed il Gas

GME – Gestore del Mercato Elettrico

CIGRE – International Council on Large Electric Systems

FACTS - Flexible AC Transmission Systems

Mo.Re. – Montecarlo Reliability

TECONFI – Technical Economical Flexibility Index

USFI – Uncertainty Scenarios Flexibility Index

T-USFI – Technical Uncertainty Scenarios Flexibility Index

TE – USFI - Technical Economical Uncertainty Scenarios Flexibility Index

MGP – Mercato del Giorno prima

MA – Mercato dell’Aggiustamento

MSD – Mercato del Servizio del Dispacciamento

PUN – Prezzo Unico Nazionale

TSO – Transmission System Operator

ISO – Independent System Operator

LOLP – Loss of Load Probability

LOLE - Loss of Load Expectation

- EENS – Expected Energy Not Supplied
 LMP- Location Marginal Price
 OPF – optimum Power Flow
 TRS - Transmission line Reliability Sensitivity
 ENP - Energy Not Produced
 ATC - Available Transfer Capability
 GRU - Grid Utilization
 H-USFI – Heuristic USFI
 CINF – Coefficiente di Influenza
 DCLF- Direct Current Load Flow
 TSEP – Transmission System Expansion Problem
 FO – Funzione Obiettivo
 AG – Algoritmi Genetici

A.2 Simbologia

Δ	variazione di una grandezza
P	potenza iniettata o transitante, meglio individuata da pedici e/o indici
M	margine di potenza su una linea
I	corrente transitante
$C(P)$	costo orario per una generazione P nel nodo (definito da formula trinomia)
<i>indice T</i>	grandezza usata per il calcolo del T-USFI
<i>indice TE</i>	grandezza usata per il calcolo del TE-USFI
<i>indici ij</i>	riferimento ad una linea di estremi i e j
<i>indice l</i>	riferimento ad una linea
<i>pedice k</i>	riferimento ad un nodo
<i>pedice c</i>	riferimento al carico globale di rete
<i>pedice g</i>	riferimento alla generazione in un nodo (accoppiato al pedice k)
<i>pedice S</i>	riferimento al sistema elettrico (indicatori globali)
<i>pedice A</i>	riferimento ad una porzione o area del sistema elettrico (indicatori locali)

APPENDICE B: Programma Mo.Re. e Metodo Montecarlo

B.1 Metodo Montecarlo

Il metodo Montecarlo è un metodo probabilistico che può essere utilizzato per la simulazione del sistema elettrico. Esso costituisce lo strumento attraverso il quale è possibile esaminare i dati statistici sulla indisponibilità dei componenti del sistema al fine di pervenire, attraverso una regola elementare, alla costruzione di una probabile “storia campione” per ciascun componente. La storia campione di un componente descrive l’evoluzione nel tempo dello stato del componente stesso. Nel caso più generale di un sistema di produzione e trasmissione dell’energia elettrica, l’energia erogabile in rete non dipende solo dalla potenza e disponibilità dei generatori ma anche dalla “storia del sistema” precedente alla situazione che ci si trova ad esaminare. Nel caso di completa generalità del sistema elettrico, dovendo tenere conto della successione temporale degli eventi si parla di “approccio sequenziale” nell’applicazione del metodo di Montecarlo. Nella valutazione quantitativa dell’affidabilità dei sistemi elettrici non sempre è però necessario tenere conto della sequenzialità degli eventi. In tal caso si parlerà di “approccio casuale” o “semplice” nell’applicazione del metodo di Montecarlo. Chiaramente nel Montecarlo “semplice” proprio perché si rinuncia alla sequenzialità degli eventi non ha più senso costruire la storia campione dei componenti del sistema per risalire allo stato del sistema. Si procederà allora, simulando il comportamento del sistema elettrico su un certo intervallo di tempo, in generale l’anno solare, durante il quale si ipotizza che la composizione del sistema rimanga costante. Si suddivide tal periodo in intervalli elementari, con l’ipotesi fondamentale che tutti i cambiamenti dello stato dei

componenti del sistema avvengono nell'istante iniziale di ciascun intervallo elementare. Il metodo di Montecarlo si ridurrà, in tal caso, alla regola elementare di generare tale cambiamenti. L'intervallo elementare adottato è in genere l'ora poiché è il più lungo intervallo che permette:

- di considerare il carico costante senza commettere errori rilevanti;
- di portare in conto i fuori servizio di poche ore caratterizzanti il comportamento di linee e di altri componenti del sistema;
- di distinguere i guasti transitori dai permanenti.

Nel Montecarlo semplice viene chiamato anno di simulazione un gruppo di 8760 ore che, in effetti, rappresenta un campione di ore una indipendente dall'altra e generate casualmente. Questo gruppo di ore è assunto come rappresentativo dell'anno solare simulato. Proprio per la casualità seguita nella generazione della ore, queste simulano l'anno solare secondo un ordine anch'esso del tutto casuale. Anche gli indici di rischio vengono valutati ora per ora: il valore annuale è calcolato come somma dei risultati ottenuti dal processo di simulazione. Pertanto, al fine di renderlo maggiormente rappresentativo dell'anno solare, il gruppo di 8760 ore viene di solito scelto tra un numero totale di ore generate, in teoria illimitato, ma nella realtà tanto più elevato quanto maggiore è la precisione desiderata nella simulazione. La scelta della 8760 ore tra le n generate, avviene indirettamente tramite il valore medio dell'indice di rischio calcolato per le n ore. Determinato questo valore medio viene riportato a 8760 ore in modo da ottenere il valore dell'indice di rischio nell'anno solare; quindi è come se un campione di 8760 ore venisse estratto dalle n ore generate (in generale $n > 8760$).

Negli studi di affidabilità relativi a sistemi in cui la generazione è puramente termica, o nei sistemi in cui la politica di utilizzazione della acque può essere imposta in modo deterministico come dato di ingresso del programma di calcolo, è possibile applicare il Montecarlo "semplice" che considera ogni ora separatamente dalle altre. Questo è quello che si fa nel presente studio.

La validità dell'applicazione del metodo Montecarlo, sia esso casuale che sequenziale, per la valutazione dell'affidabilità dei sistemi elettrici, è confermata dalla sua affermata adozione in quasi tutti gli attuali studi di questo tipo. Il principale vantaggio che esso presenta è la possibilità di tenere in conto, teoricamente, di ogni possibile variabile casuale e contingenza e quindi di consentire di simulare una politica di esercizio delle reti molto simile a quelle reali. D'altro canto presenta lo svantaggio del grosso onere computazionale, che si può però ormai ritenere superato.

B.2 Programma Mo.Re.

B.2.1 Introduzione

Il programma Mo.Re. (Montecarlo Reliability) rappresenta un'applicazione dell'approccio cosiddetto semplice del metodo Montecarlo. Il programma consente di analizzare il comportamento del sistema nelle diverse condizioni di funzionamento che possono presentarsi durante l'arco dell'anno, generate casualmente in numero sufficientemente elevato. Per ciascuna delle configurazioni suddette viene individuato l'assetto del sistema in relazione al numero di componenti che risultano in servizio, in manutenzione o guasti; tale assetto, anche esso generato casualmente sulla base dei dati di disponibilità dei diversi componenti, consente di correlare la domanda di potenza alla possibilità di generazione e trasmissione del sistema stesso. Appare quindi chiaro che nei casi in cui risultino fuori servizio uno o più componenti del sistema, nonostante la possibilità di ridistribuire le generazioni e i transiti, non sia in generale possibile soddisfare a tutta la richiesta di potenza e quindi bisogna operare dei distacchi di carico. Il risultato della simulazione consiste nella determinazione dell'energia annua non fornita (*E.N.F.*), misurata in MWh e suddivisa secondo le possibili cause di guasto.

B.2.2 Organizzazione generale del programma

Il programma More può essere schematizzato dalle tre seguenti macro attività: PRELIMINARI, SIMULAZIONI, OUTPUT.

L'attività PRELIMINARI è finalizzata, oltre che all'acquisizione dei dati, anche al controllo dell' input in più fasi. La prima fase (INPUT) consiste nel controllo formale dei dati e della completezza degli stessi. Al termine di tale fase, se i dati risultano affetti da errori, tali da inficiare i controlli successivi, il programma si arresta. La seconda fase di controllo (CHECK) permette un controllo di congruenza dei dati forniti mediante una serie di test incrociati tra i più importanti elementi dell' input. Al termine della seconda fase è previsto l'arresto del programma in caso di rilevazioni di errori di congruenza o anche formali rilevati nella fase precedente. Seguono poi:

- l'attività di pretrattamento dati (PRE), dedicata alla manipolazione dell'input in modo tale da agevolare l'esecuzione delle simulazioni;
- l'attività di stampa dell' input (PRININ) che riassume l'input in chiaro e così come interpretato dal programma.

La terza fase (STAEL e PEAK) di controllo è infine svolta non più sui dati ma sul sistema elettrico: viene infatti individuata l'ora di massimo carico del sistema nell'anno in studio e controllata l'assenza di violazioni di transiti. Questo è infatti un presupposto essenziale perché le assunzioni teoriche alla base delle simulazioni siano valide.

Se quindi i dati sono convalidati, il sistema è correttamente descritto e non avvengono violazioni dei transiti alla punta, il programma può passare all'attività successiva di SIMULAZIONE che costituisce il cuore del processo simulativo ed è strutturata in modo da limitare al massimo il numero di simulazioni da studiare a livello di nodo. Tale attività comprende una prima fase che considera il sistema ad unica sbarra ed una seconda che (se necessario) scende a livello di nodo per operare i distacchi e controllare i transiti. La prima fase inizia con l'estrazione degli elementi (generatori, nodi, linee e trasformatori) da considerare in avaria (SERV) nell'ora dell'anno estratta casualmente(HOUR). Se nessun elemento risulta fuori servizio il programma passa ad una successiva fase di simulazione altrimenti vengono considerati due casi:

- caso A: sono risultati fuori servizio solo generatori,

- caso B: sono risultati fuori servizio anche o soltanto nodi, o collegamenti.

Nel caso A i generatori estratti fuori servizio potrebbero non essere stati scelti in servizio e quindi l'estrazione sarebbe stata irrilevante oppure il viceversa. Per tale motivo viene analizzata la settimana estratta (WEEK) e scelti i gruppi su base settimanale. Se i gruppi estratti fuori servizio non sono tra quelli che sarebbero stati scelti in servizio il programma passa ad altra simulazione. Nel caso B è evidente che devono essere scelti i gruppi (WEEK) per passare alla fase di analisi della rete. E' altresì evidente che nei due casi citati si deve ripartire l'ora estratta componendo le voci di bilancio a livello di nodo (CMPS e BSBL), valutare le riserve a livello di sistema e di nodo (SPIN) e aggiornare lo stato di servizio dei gruppi (MERGT). A questo punto viene considerata un'ultima possibilità di evitare l'analisi del sistema a livello di nodo. Se infatti sono stati estratti fuori servizio solo generatori e contemporaneamente il fabbisogno dell'ora estratta è sufficientemente più basso di quello della punta annuale e, ancora, le riserve istantanee del sistema sono tali da compensare la potenza termoelettrica perduta, si presuppone che il sistema sia in grado di fronteggiare i disservizi senza sovraccarichi di linee. Se così è il programma passa alla simulazione successiva altrimenti passa alla fase successiva di analisi dedicata al riequilibrio del sistema mediante distacchi per sovraccarichi di collegamenti o per aggiustamento di situazioni locali. Infine si passa alla fase di OUTPUT.

B.2.3 Output del programma

L'output del programma Mo.Re. include, oltre ad un riepilogo dell'input, anche la stampa dei risultati delle diverse simulazioni. Le stampe riepilogative dell'input non costituiscono solo un riassunto dell'input ma anche forniscono elementi su come tale input venga interpretato dal programma. Dette stampe sono infatti generate a valle delle subroutine di controllo (CHECK) e di pretrattamento dati (PRE) e vanno quindi usate per effettuare i dovuti riscontri sui dati. Le stampe dei risultati delle simulazioni si dividono in due parti: una riguardante gli indici di rischio statici (energie non fornite) e una relativa ai dati statistici sulla simulazione.

Per quanto riguarda la prima parte, una tabella riporta sulla seconda riga del titolo il numero di iterazioni della simulazione (ore equivalenti). Per ciascun nodo di carico vengono stampate nell'ordine le seguenti grandezze:

- nome del nodo, con sotto il relativo numero progressivo;
- energia non fornita (E.N.F.) al nodo per effetto di distacchi di carico conseguenti a condizioni di sovraccarico nel sistema di trasmissione;
- E.N.F. per effetto di distacchi di carico conseguenti a deficit di generazione nella zona di rete (elettricamente isolata) nella quale si è venuto a trovare il nodo stesso in seguito ad una separazione del sistema. (Trattasi evidentemente di distacchi imputabili principalmente ad insufficienza del sistema di trasmissione, essendo tale causa quella che ha determinato la separazione del sistema in più zone elettricamente isolate).

Tali E.N.F. sono a loro volta suddivise in due:

- E.N.F. totalizzate da distacchi eseguiti in base ai fattori (coefficienti) di importanza del carico;
- E.N.F. totalizzate da distacchi eseguiti in base ai 'gradini' di minimo distacco assunti per il nodo in questione. Eventuali valori tra parentesi disposti al rigo sottostante della stessa colonna fanno riferimento al caso di nodi nei quali è contemporaneamente presente generazione e carico; l'E.N.F. tra parentesi indica in tal caso l'energia distaccata per eliminare il deficit di generazione nel nodo stesso, essendo questo intervento quello prioritario ipotizzato nel rescheduling per far fronte al deficit di zona;
- E.N.F. per effetto di distacchi di carico conseguenti a deficit di generazione nel sistema elettrico. (Trattasi di distacchi imputabili ad insufficienza del sistema di generazione, in quanto, anche l'eventuale presenza di fuori servizio di linee o trasformatori, non ha dato luogo a sovraccarichi nei collegamenti o a separazione del sistema). Le E.N.F. sono a loro volta suddivise tra quelle dovute a fattori di importanza e gradini, come al punto precedente;

- E.N.F. per distacchi di carico resisi necessari in seguito a guasti nel nodo stesso;
- Totale dell' E.N.F. al nodo con indicazione delle suddivisioni percentuali tra le due diverse voci d'imputazione: insufficienza di generazione e di trasmissione;

Nell'ultima riga della tabella vengono riportati i totali (a livello dell'intero sistema) delle diverse colonne.

Per quanto riguarda la seconda parte, una tabella include tutti i dati statistici sulla simulazione; in particolare i valori ora per ora delle potenza generate ed iniettate, delle correnti/potenze fluenti sui singoli rami, ecc... Tali dati vengono poi elaborati statisticamente mediante il programma di post-processing.

B.3 Programma di post-processing

La valutazione degli indici di flessibilità proposti presuppone la conoscenza dello stato iniziale della rete ora per ora, in termini di potenze generate e fluenti, e di alcuni dati di sistema che il programma Mo.Re. fornisce in uscita.

Come già precisato le grandezze elettriche relative all'esercizio della rete richiedono una elaborazione statistica ed in particolare la suddivisione in cluster, ciascuno caratterizzato da una probabilità di accadimento propria e/o condizionata ad una seconda grandezza, ai fini dell'utilizzo di tali dati come input al software di calcolo degli USFI.

Il programma Mo.Re. produce in uscita 7 files di cui 2 di testo (il file.out, output in formato stampa 132 colonne, ed il file11, contenente le stampe di controllo e di debug) e 6 in formato .csv (*Comma Separated Values*), in particolare:

- pre1.csv, risultati prima di RESCH3¹⁶ per i grafici EXCEL tipo "area";
- post1.csv, risultati dopo RESCH3 per i grafici EXCEL tipo "area";
- pre2.csv, risultati prima di RESCH3 per i grafici EXCEL tipo "dispersione(XY)";
- post2.csv, risultati dopo RESCH3 per i grafici EXCEL tipo "dispersione(XY)";

¹⁶ RESCH3 è la subroutine che esegue il ridispacciamento delle potenze tra i diversi generatori per eliminare eventuali sovraccarichi sui collegamenti.

- tab.csv, valori massimi, medi e step by step, prima e dopo RESCH3, delle potenze generate e fluenti;
- mtz.csv, matrice delle impedenze e delle ammettenze di rete.

A partire da tali files un programma di post-processing in *Excel*, realizza l'elaborazione statistica necessaria, calcolando di ciascuna grandezza relativa all'esercizio i valori medi pesati e le relative probabilità di accadimento proprie e/o condizionate ad una seconda grandezza, ai fini dell'utilizzo di tali dati come input al software di calcolo degli USFI.

Di tali dati si rende anche disponibile una visualizzazione tabellare e grafica. Un esempio dei grafici e delle tabelle sopra citate è il seguente:

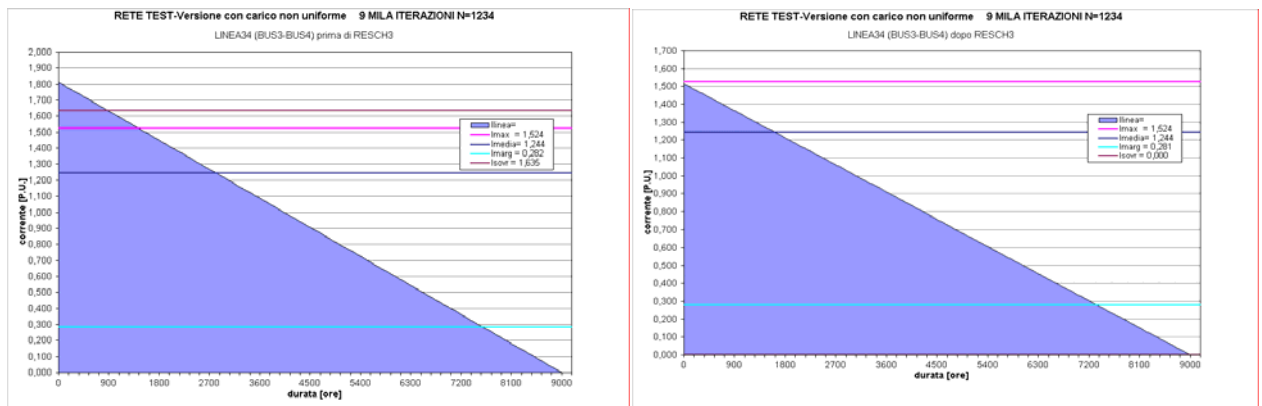


Fig. B.1 - Grafico corrente-durata prima e dopo RESCH3 in formato "area"

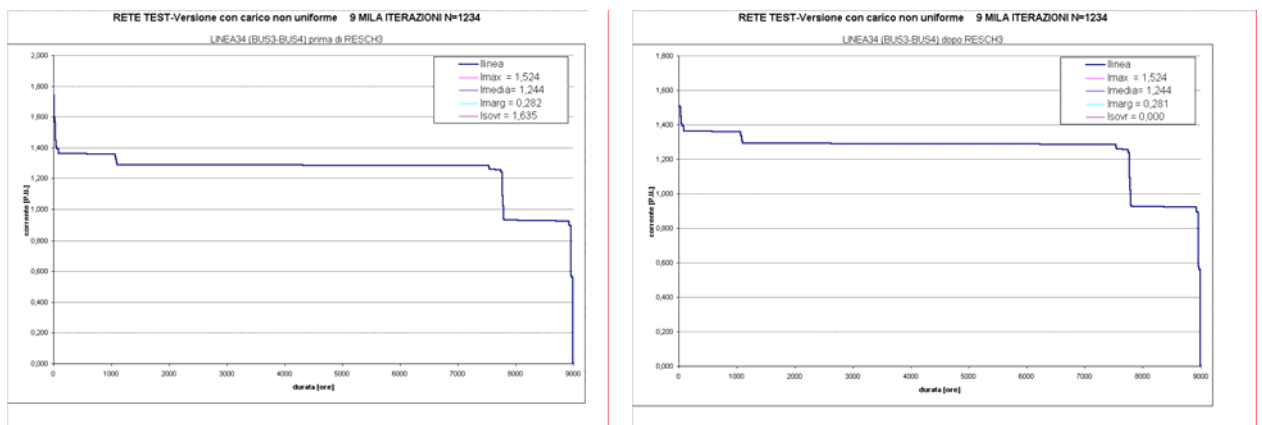


Fig. B.2 - Grafico corrente-durata prima e dopo RESCH3 in formato "dispersione X-Y"

RETE TEST-Versione con carico non uniforme 9 MILA ITERAZIONI N=1234

STEP	LINEA12 (BUS1-BUS2) dopo RESCH3					LINEA23A (BUS2-BUS3) dopo RESCH3					LINEA23B (BUS2-BUS3) dopo RESCH3				
	l _{linea} =	l _{max} =	l _{media} =	l _{margin} =	l _{sovr} =	l _{linea} =	l _{max} =	l _{media} =	l _{margin} =	l _{sovr} =	l _{linea} =	l _{max} =	l _{media} =	l _{margin} =	
0	1,146	1,524	0,217	1,307	0,000	1,070	1,524	0,392	1,133	0,000	1,070	1,524	0,391	1,133	
36	1,116	1,524	0,217	1,307	0,000	1,070	1,524	0,392	1,133	0,000	1,066	1,524	0,391	1,133	
72	1,086	1,524	0,217	1,307	0,000	1,069	1,524	0,392	1,133	0,000	1,062	1,524	0,391	1,133	
108	1,055	1,524	0,217	1,307	0,000	1,068	1,524	0,392	1,133	0,000	1,057	1,524	0,391	1,133	
144	1,023	1,524	0,217	1,307	0,000	1,067	1,524	0,392	1,133	0,000	1,053	1,524	0,391	1,133	
180	0,991	1,524	0,217	1,307	0,000	1,067	1,524	0,392	1,133	0,000	1,049	1,524	0,391	1,133	
216	0,958	1,524	0,217	1,307	0,000	1,066	1,524	0,392	1,133	0,000	1,045	1,524	0,391	1,133	
252	0,925	1,524	0,217	1,307	0,000	1,065	1,524	0,392	1,133	0,000	1,040	1,524	0,391	1,133	
288	0,892	1,524	0,217	1,307	0,000	1,064	1,524	0,392	1,133	0,000	1,036	1,524	0,391	1,133	
324	0,859	1,524	0,217	1,307	0,000	1,063	1,524	0,392	1,133	0,000	1,032	1,524	0,391	1,133	
360	0,825	1,524	0,217	1,307	0,000	1,062	1,524	0,392	1,133	0,000	1,027	1,524	0,391	1,133	
396	0,792	1,524	0,217	1,307	0,000	1,061	1,524	0,392	1,133	0,000	1,023	1,524	0,391	1,133	
432	0,758	1,524	0,217	1,307	0,000	1,060	1,524	0,392	1,133	0,000	1,019	1,524	0,391	1,133	
468	0,725	1,524	0,217	1,307	0,000	1,058	1,524	0,392	1,133	0,000	1,015	1,524	0,391	1,133	
504	0,692	1,524	0,217	1,307	0,000	1,057	1,524	0,392	1,133	0,000	1,010	1,524	0,391	1,133	
540	0,660	1,524	0,217	1,307	0,000	1,056	1,524	0,392	1,133	0,000	1,006	1,524	0,391	1,133	
576	0,628	1,524	0,217	1,307	0,000	1,055	1,524	0,392	1,133	0,000	1,002	1,524	0,391	1,133	
612	0,597	1,524	0,217	1,307	0,000	1,053	1,524	0,392	1,133	0,000	0,997	1,524	0,391	1,133	
648	0,567	1,524	0,217	1,307	0,000	1,052	1,524	0,392	1,133	0,000	0,993	1,524	0,391	1,133	
684	0,537	1,524	0,217	1,307	0,000	1,051	1,524	0,392	1,133	0,000	0,989	1,524	0,391	1,133	
720	0,508	1,524	0,217	1,307	0,000	1,049	1,524	0,392	1,133	0,000	0,985	1,524	0,391	1,133	
756	0,480	1,524	0,217	1,307	0,000	1,048	1,524	0,392	1,133	0,000	0,980	1,524	0,391	1,133	

Fig. B.3 - Porzione del foglio "dati"

RETE TEST-Versione con carico non uniforme 9 MILA ITERAZIONI N=1234

	LINEA12	LINEA23A	LINEA23B	LINEA34	LINEA41	LINEA51	LINEA56	LINEA64	LINEA16
<i>l_{max}</i>	1,524	1,524	1,524	1,524	1,524	1,524	1,524	1,524	1,524
valori di linea prima di Resch3									
<i>l_{media}</i>	0,217	0,392	0,392	1,244	1,068	0,207	0,561	0,194	0,625
<i>l_{margin}</i>	1,307	1,132	1,133	0,282	0,458	1,317	0,963	1,331	0,899
<i>l_{sovr}</i>	0,000	0,000	0,000	1,635	1,841	0	0	0	0
<i>l_{peak}</i>	1,297	1,145	1,145	1,812	1,907	0,998	1,117	1,058	1,04
valori di linea prima di Resch3									
<i>l_{media}</i>	0,217	0,392	0,391	1,244	1,067	0,207	0,562	0,194	0,625
<i>l_{margin}</i>	1,307	1,133	1,133	0,281	0,457	1,317	0,962	1,33	0,899
<i>l_{sovr}</i>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0	0	0	0
<i>l_{peak}</i>	1,146	1,070	1,070	1,515	1,511	0,998	1,192	1,058	1,04

Fig. B.4 - Porzione del foglio "tabella"

APPENDICE C: algoritmi di ottimizzazione

C.1 Premessa teorica su algoritmi per la risoluzione di problemi di ottimizzazione

Gli algoritmi di ottimizzazione possono essere suddivisi in:

- algoritmi classici o deterministici
- stocastici

Gli algoritmi deterministici vanno alla ricerca dell'estremo locale della funzione facendo uso delle condizioni di ottimalità quali l'azzeramento del gradiente per problemi di ottimizzazione scalare, matrice Hessiana definita positiva per problemi di ottimizzazione vettoriale. La qualità del risultato ottenuto dipende dal punto di partenza della ricerca; inoltre la qualità del risultato e la velocità di convergenza ad esso sono influenzate dalle modalità di calcolo del gradiente (analitico/numerico). Un vantaggio è che, attraverso formulazioni modificate del problema, consentono di rispettare in maniera rigorosa i vincoli del problema.

Per quanto riguarda gli algoritmi stocastici, sebbene esistano diverse tipologie, alcune caratteristiche comuni possono essere delineate. Innanzitutto prendono ispirazione dalle regole che governano alcuni fenomeni naturali (*natural problem solving*), sono indipendenti dal problema specifico trattato ed appartengono alla classe di algoritmi di ordine zero. Tali algoritmi hanno la capacità di trovare il punto di estremo globale di una funzione attraverso diversi ingredienti fondamentali:

1. l'esistenza di un *random factor* che rende la ricerca dell'ottimo diversa da run a run;
2. l'accettazione di un deterioramento locale della funzione;
3. l'accumulo di piccole variazioni migliorative.

Come conseguenza gli algoritmi convergono lentamente alla regione ottima e la valutazione delle loro prestazioni va effettuata in modo statistico, attraverso un'analisi esaustiva delle sue prestazioni con test su problemi di ordine minimo.

Un altro aspetto comune a tutti gli algoritmi stocastici e prescindente dal problema analizzato è il giusto equilibrio nella ricerca dell'ottimo fra l'*exploration* e l'*exploitation*. L'*exploration* è l'esplorazione dello spazio delle variabili, per determinare quali siano le regioni più promettenti nella ricerca della soluzione ottima. L'*exploitation* è l'indagine effettuata nell'intorno dei punti di buona qualità per migliorare il punto estremo. Tenendo conto di ciò esistono due metodi stocastici di ricerca dell'ottimo che sono estremi nel loro comportamento:

- la *random search*, attraverso la quale le nuove configurazioni sono determinate a caso senza alcuna memoria dei risultati ottenuti in precedenza (sola *exploration*)
- l'*hill-climbing*: esplorazione locale attorno al punto migliore trovato (sola *exploitation*).

La capacità di un metodo di ottimizzazione di realizzare un buon compromesso tra *exploration* ed *exploitation* viene definita *robustness* del metodo, ossia la capacità di convergere rapidamente alla soluzione in caso di problemi *easy* e di ricercare la soluzione nello spazio dei parametri in caso di problemi *hard*. Al fine di garantire il giusto equilibrio fra l'*exploration* e l'*exploitation*, laddove sia possibile ottenere la valutazione della funzione obiettivo in modi diversi e' possibile pensare ad un approccio a due step:

- fase 1: utilizzo del modello più veloce (*coarse*) per ottenere una stima del punto di ottimo, dando più spazio all'*exploration*;
- fase 2: *assessment* della qualità del punto di ottimo trovato attraverso il modello accurato (*fine*) del fenomeno, dando più spazio all'*exploitation*.

Esistono diversi approcci per realizzare modelli *coarse*: modelli analitici, reti neurali, ecc... In realtà esistono diversi punti critici che vanno affrontati in un approccio di questo tipo.

Un altro problema comune nell'utilizzo di un algoritmo stocastico è quello del trattamento vincoli. Molti algoritmi di ottimizzazione utilizzano operatori particolari per generare le

nuove mosse di ricerca; una scelta opportuna degli operatori può essere condizionata al rispetto dei vincoli del problema; in tal caso la scelta della migliore implementazione degli operatori può decidere il successo del metodo. Esistono due modi possibili per tenere in conto vincoli specifici del problema:

1. l'utilizzo di *penalty functions* che allontanano la ricerca dalle zone *non feasible* del dominio;
2. utilizzo di tecniche che generino le nuove configurazioni in modo da soddisfare automaticamente i vincoli.

Infine, nonostante la differenza delle strategie le tecniche di ottimizzazione stocastica sono accomunate da una struttura che consente di definirli intrinsecamente paralleli. La struttura degli algoritmi deterministici è invece intrinsecamente seriale. Le caratteristiche complementari delle due classi di algoritmi:

- algoritmi classici: seriali e con veloce convergenza all'ottimo locale più vicino (*exploitation*)
- algoritmi stocastici: paralleli e con buone proprietà di esplorazione rende possibile la definizione di tecniche di ottimizzazione ibride in cui il ciclo interno è sostituito da un ottimizzatore deterministico.

C.2 Gli algoritmi genetici

Diversi algoritmi di ottimizzazione stocastica sono stati sviluppati implementando analogie con fenomeni naturali. Lo studio dell'*artificial life* ha fornito diversi spunti per il *problem solving*, tutti basati su popolazioni di individui interagenti, la cui dinamica è regolata da leggi semplici: l'evoluzione di una specie biologica che modifica nel tempo le sue caratteristiche per affrontare al meglio le interazioni con l'ambiente in cui vive (tecniche evolucionistiche, basate sulla competizione tra gli individui della popolazione, come l'*Evolution Strategy ES*, e i *Genetic Algorithm GA*); il comportamento cooperativo di un gruppo che consente di affrontare l'interazione con l'ambiente meglio di quanto non possa

fare il singolo (tecniche collettive, basate sulla collaborazione e sullo scambio di informazioni tra individui, come il *Particle Swarm Optimization PSO* e l' *Ant Colony ACO*) ; il sistema di difesa di un organismo che deve difendersi da attacchi biologici in forma sempre diversa (tecniche immuni, basate sulla massima diversificazione degli individui, come l' *Artificial Immune Systems AIS*). All'interno delle tecniche evoluzionistiche si evidenziano due metodi diversi per origine e struttura: l'*Evolutionary Strategy*, e il *Genetic Algorithm*. Nonostante la loro implementazione sia piuttosto diversa, quasi 30 anni dopo il loro comparire sulla scena, le due tecniche vengono spesso denominate con l'unico termine *evolutionary computation*.

C.2.1 Concetti generali relativi agli AG

Popolazione: gruppo di individui che rappresenta una generazione della specie, un campionamento temporale durante la sua dinamica. Un individuo e' un punto nello spazio dei parametri;

Fitness: misura della capacità dell'individuo di sopravvivere nell'ambiente; la fitness e' la funzione obiettivo;

Corredo genetico: caratteristiche dell'individuo che vengono trasmesse alla sua discendenza;

Operatori genetici: meccanismi attraverso i quali viene prodotta la successiva generazione a partire dalla attuale;

Condivisione del corredo genetico: meccanismo alla base di tutta la riproduzione sessuata;

Mutazione del corredo genetico: evento casuale dovuto ad errori (entropizzazione) nella copia del materiale genetico;

Riproduzione: meccanismo attraverso cui un individuo si riproduce identico nella generazione successiva;

Selezione: operazione decisionale attraverso cui si determinano gli individui della generazione successiva; può essere: deterministica, solo i migliori sopravvivono; probabilistica, i migliori hanno più elevate probabilità di sopravvivenza;

Operatori genetici: una volta selezionata la popolazione di genitori vengono applicati gli operatori che producono i nuovi individui. Questi sono:

- l'operatore di *cross-over*: due genitori mescolano il loro corredo genetico dando luogo a due individui figli,
- l'operatore di *mutazione*: un bit della configurazione viene cambiato in modo casuale.

Gli operatori vengono applicati in percentuale fissata a priori. L'operatore x-over è quello che meglio garantisce di non distruggere questi blocchi di informazione ed è quindi il più utilizzato; l'operatore mutazione serve a mantenere l'esplorazione dello spazio dei parametri generando nuove configurazioni.

C.2.2 Problemi associati agli AG

Le tecniche evoluzionistiche sono ottimizzatori globali e devono quindi ricercare la regione in cui questo si trova all'interno del dominio (*exploration*). La pressione selettiva imposta all'algoritmo fa solitamente predominare però l'*exploitation* rispetto all'*exploration*; la sopravvivenza dei migliori fa sì che durante il processo si possa arrivare ad un *inbreeding* della popolazione, cioè una riduzione del contenuto genetico. Questo difetto dell'evoluzione in natura viene sorpassato da altri fenomeni interagenti con la specie biologica. Per contenere l'addensamento della popolazione, si devono valutare gli individui non solo in base alla loro *fitness* bensì anche in base al loro corredo genetico (posizione nello spazio delle variabili di controllo). Fra le modifiche proposte per ridurre la convergenza prematura dell'algoritmo si possono citare il *fitness sharing* ed il *clustering*.

L'applicazione delle tecniche evoluzionistiche comporta un addensamento della popolazione intorno a regioni caratterizzate da buoni valori di fitness; in natura questo si verifica quando alcune circostanze naturali consentono ad una popolazione di espandersi. In natura si ottiene un bilanciamento grazie all'equilibrio di vari fenomeni:

La tecnica del *fitness sharing* implementa il meccanismo di azione negativa all'affollamento attraverso una modifica della FO: individui molto vicini tra loro vedono ridotta la loro fitness regioni molto affollate diventano così meno promettenti e l'algoritmo può fare emergere altre zone; la modifica rende quindi meno conveniente l'*exploitation* a favore di una maggiore *exploration* dello spazio.

La tecnica del *clustering* si propone di mettere in evidenza l'addensamento degli individui in alcune regioni dello spazio. Il numero di individui per *cluster* può essere ridotto favorendo così una parità di trattamento a diverse regioni scegliendo ad esempio un solo individuo per ogni cluster; la procedura di selezione della *mating pool* può prendere in considerazione individui la cui fitness è non elevata ma che rappresentano potenzialmente una nuova specie emergente.

In entrambe le tecniche il prodotto del metodo non è un singolo individuo, bensì una distribuzione di individui su più regioni.

APPENDICE D: Manuale d'uso di TECON.FI. software

D.1 Generalità

I programmi contenuti nel software TECON.F.I. sono tre:

- INIEFREE programma di minimizzazione basato sull'uso degli algoritmi genetici;
- INIEVINC programma di minimizzazione basato sull'uso degli algoritmi genetici;
- FLEXIBILITY programma di calcolo degli indici di flessibilità di rete.

Tutti e tre i programmi sono stati implementati in linguaggio *MatLab7*. I due programmi di minimizzazione usano algoritmi di ottimizzazione di tipo genetico già presente tra i *Toolbox* di *MatLab7* (*Genetic Alghoritm Toolbox*). La struttura del software è la seguente:

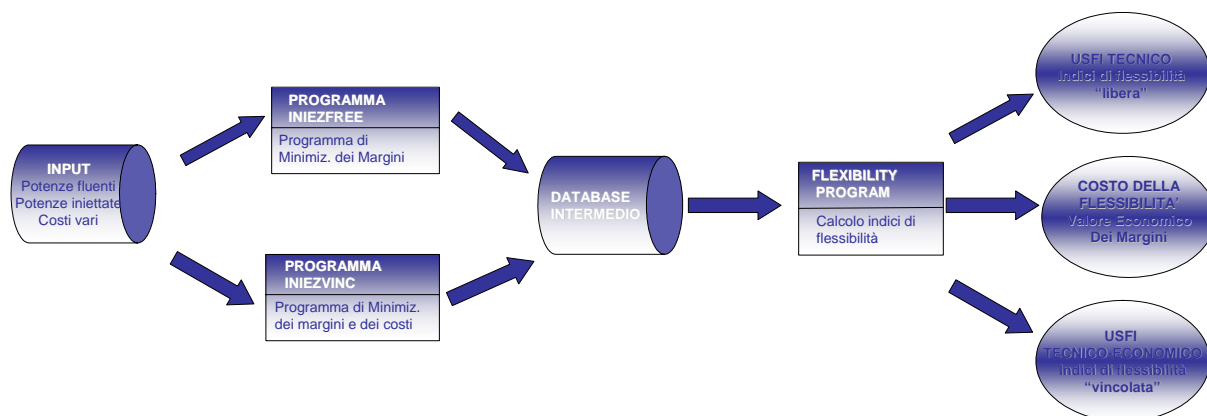


Fig. D.1 - Architettura di TECON.FI.

Ciascun programma è contenuto nel *Folder* omonimo. Per installare il programma è necessario installare i suddetti folder nella cartella *Work* di *MatLab7*.

D.2 INIEZFREE e INIEZVINC program

D.2.1 Input

I dati di ingresso dei due programmi sono contenuti negli *M-file*¹⁷ INPUT. Per consentire la memorizzazione delle variabili è necessario mandare in esecuzione lo stesso *M-file* digitando il suo nome nella *Command Window* di *MatLab*. Tale operazione comporterà la memorizzazione automatica delle variabili, che può essere verificata nel *Work Space*.

È buona norma da usare il comando di pulitura del *Work Space* “*clear all*” da una simulazione alla successiva.

D.2.1.1. Input al programma INIEZFREE

Il file INPUT contiene i dati di input di INIEZFREE ed i calcoli preliminari alla procedura di minimizzazione. Vale l'ovvia considerazione che purché i dati siano inseriti tutti (e correttamente) il loro ordine di inserimento non ha in generale alcun rilievo (con il limite ovvio che devono precedere qualsiasi istruzione che fa loro riferimento) .

¹⁷ Gli M-File sono files di MatLab. Esistono due tipi di M-files: *file script o di comandi e file di funzione*. (vedi manuale MatLab 7)


```

1 % Input File a INIEZFREE
2 - global nomecaso NGMORE NG NC N NL PNGMOREkmin PNGMOREkmax PNGkmin PNGkmax Pijmax PNGMOREkO PNGkO PNck PNGkO PkO CLN CI
3 %*****
4 % Nome del caso analizzato
5 - nomecaso='scenario x';
6 % Numero di nodi
7 - N=9;
8 % Numero di linee
9 - NL=12;
10 %*****
11 % DEFINIZIONE DELLA TOPOLOGIA DELLA RETE: CLASSIFICAZIONE DEI NODI
12 % Costruzione matrice caratteristica dei nodi (Nx2)
13 % Per ogni riga: indice di riga --> numerazione globale
14 % prima colonna --> set tipologia nodo (1 NG, 0 NC, -1 NGMORE)
15 % seconda colonna --> numerazione locale nel suo set
16 % NOTA BENE - MATOP si trova anche in COSTRpk
17 - NOMENODO=['BUS1';'BUS2';'BUS3';'BUS4';'BUS5';'BUS6';'BUS7';'BUS8';'BUS9'];
18 - MATOP=[1,1; 0,1; 1,2; 0,2; 1,3; 0,3; -1,1; -1,2; -1,3];
19 % Calcolo e Verifica numero dei nodi e Costruzione Sub-vettori con
20 % numerazione globale per ciascun set
21 - MATOP;
22 - NGMORE=0;
23 - NG=0;
24 - NC=0;
25 - for k=1:N
26     NNODOn(k)= k;
27     if MATOP(k,1)==1
28         NG=NG+1;
29         NNODONG(NG)= k;
30         NOHENODONG(NG)= NOMENODO(k);
31     end
32     if MATOP(k,1)==0
33         NC=NC+1;

```

Fig. D.2 - M-file INPUT di INIEZFREE

A. Parametri generali di sistema:

- Nomecaso: è una variabile tipo stringa che contiene il nome del caso analizzato;
- N = numero di nodi
- NL = numero di linee (e/o trasformatori), quindi numero di rami

B. Topologia del sistema: parametri di nodo

- MATOP = matrice topologica (N*2). Occorre fornire una matrice topologica che indichi la numerazione e la tipologia del nodo, classificandoli in:
 - nodi NGMORE = nodi con generazione già presente;
 - nodi NG = nodi candidati di generazione;
 - nodi NC = nodi con carico.

Si noti che un nodo può appartenere ad uno ed uno solo degli insiemi di nodi identificati come sopra (insiemi disgiunti), nel caso questo non avvenga nel sistema fisico occorrerà spezzare il nodo. Il valore riportato nella prima colonna indica il tipo di nodo: 1 per un nodo appartenente all'insieme NG, 0 per un nodo appartenente all'insieme NC, -1 per un nodo appartenente all'insieme NGMORE. Il valore riportato nella seconda colonna indica il numero di nodo in una numerazione locale relativa alla classe di nodo a cui appartiene.

- NOMENODO = vettore ($N*1$) con il nome (alfanumerico 4 caratteri) di ciascun nodo.

C. *Topologia del sistema: parametri di linea*

- NFIT = numero di linee fittizie create dallo "spezzamento" dei nodi
- LINFIT = vettore delle linee fittizie (NFIT)
- CLN = matrice di connessione dei nodi tramite i rami ($NL*N$, dove $N = NGMORE+NG+NC$ numero totale nodi).

L'indice di riga da il numero di linea, l'indice di colonna da il numero di nodo. Per ciascuna riga (linea) la matrice CLN ha elementi non nulli solo in corrispondenza delle colonne il cui indice corrisponde ai nodi terminali della linea. Tali valori possono essere +1 o -1 a seconda che il nodo estremo sia di partenza o di arrivo.

- lvectorij = vettore delle lunghezze delle linee in km (NL)
- xvectorij = vettore delle reattanze chilometriche Ω/km delle linee (NL)

D. *Parametri di esercizio*

- Vlin = vettore delle tensioni delle linee in kV (NL)
- PNGMOREkmin = vettore della minima potenza generata nei nodi con generazione esistente (NGMORE)
- PNGMOREkmax = vettore della massima potenza generata nei nodi generazione esistente (NGMORE)
- PNGkmin = vettore della minima potenza generata nei nodi generazione futuri in MW (NG)

- PNGkmax = vettore della massima potenza generata nei nodi generazione futuri in MW (NG)
- Pijmax = vettore delle massime portate delle linee in MW (NL)
- PNCK = vettore della potenza assorbita nei nodi di carico in MW (NC)

E. Inizializzazioni delle variabili

- PNGMOREk0 = vettore della potenza generata alla punta nei nodi generazione esistente (NGMORE)
- PNGk0 = vettore della potenza generata alla punta nei nodi generazione futuri (NG); salvo casi particolari si tratta di un vettore nullo

Va precisato che l'algoritmo genetico richiede un solo vettore con le variabili di controllo che è il vettore deltaPk di dimensione NGMORE+NG, unione di deltaPNGMOREk e di deltaPNGk (variazioni di potenza iniettata/assorbita ai nodi NGMORE+NG).

F. Calcoli iniziali

- 1) Identificazione ed ordinamento nodi NGMORE, NG ed NC a partire dalla MATOP
- 2) costruzione del vettore Pk0 (iniezioni iniziali nei nodi) a partire dalla MATOP, da PNGMOREk0 e PNGk0
- 3) Calcolo della matrice delle ammettenze (Yij) e di quella delle impedenze (Zij)
- 4) Calcolo della matrice dei coefficienti di influenza (CINFijk)
- 5) Calcolo delle potenze fluenti (Pij0), dei margini (Mij0) iniziali, della somma dei margini (sommarg0) iniziale.

D.2.2.2 Input al programma INIEZVINC

L' M-file INPUT contiene i dati di input di INIEZVINC ed i calcoli preliminari alla procedura di minimizzazione. Vale l'ovvia considerazione che purché i dati siano inseriti tutti (e correttamente) il loro ordine di inserimento non ha in generale alcun rilievo (con il limite ovvio che devono precedere qualsiasi istruzione che fa loro riferimento) .

I dati di input a INIEZVINC sono comuni a quelli di INIEZFREE a meno di alcune voci aggiuntive riportate al punto C e D. Inoltre lo stesso file contiene alcuni calcoli iniziali aggiuntivi riguardanti i costi e le perdite.

```

1 % Input File di INIEZVINC
2 - global NGMORE NG NC N NL PNGMOREkmin PNGMOREkmax PNGkmin PNGkmax Pijmax PNGMOREko PNGko PNCK PNGko PrO CLN CINFIjk Pij
3 %*****
4 % Nome del caso analizzato
5 - nomecaso='scenario x';
6 % Numero di nodi
7 - N=9;
8 % Numero di linee
9 - NL=12;
10 %*****
11 % DEFINIZIONE DELLA TOPOLOGIA DELLA RETE: CLASSIFICAZIONE DEI NODI
12 % Costruzione matrice caratteristica dei nodi (Nx2)
13 % Per ogni riga: indice di riga --> numerazione globale
14 % prima colonna --> set tipologia nodo (1 NG, 0 NC, -1 NGMORE)
15 % seconda colonna --> numerazione locale nel suo set
16 % NOTA BENE - MATOP si trova anche in COSTRpk
17 - NOMENODO=['BUS1';'BUS2';'BUS3';'BUS4';'BUS5';'BUS6';'BUS7';'BUS8';'BUS9'];
18 - MATOP=[1,1; 0,1; 1,2; 0,2; 1,3; 0,3; -1,1; -1,2; -1,3];
19 % Calcolo e Verifica numero dei nodi e Costruzione Sub-vettori con
20 % numerazione globale per ciascun set
21 - MATOP;
22 - NGMORE=0;
23 - NG=0;
24 - NC=0;
25 - for k=1:N
26     NNODOn(k) = k;
27     if MATOP(k,1)==1
28         NG=NG+1;
29         NNODOng(NG) = k;
30         NOMENODOng(NG) = NOMENODO(k);
31     end
32 - if MATOP(k,1)==0

```

Fig. D.3- M-file INPUT di INIEZVINC

A. Parametri generali di sistema:

- Nomecaso: è una variabile tipo stringa che contiene il nome del caso analizzato;
- N = numero di nodi
- NL = numero di linee (e/o trasformatori), quindi numero di rami

B. Topologia del sistema: parametri di nodo

- MATOP = matrice topologica (N*2). Occorre fornire una matrice topologica che indichi la numerazione e la tipologia del nodo, classificandoli in:
 - nodi NGMORE = nodi con generazione già presente;

- nodi NG = nodi candidati di generazione ;
- nodi NC = nodi con carico.

Si noti che un nodo può appartenere ad uno ed uno solo degli insiemi di nodi identificati come sopra (insiemi disgiunti), nel caso questo non avvenga nel sistema fisico occorrerà spezzare il nodo. Il valore riportato nella prima colonna indica il tipo di nodo: 1 per un nodo appartenente all'insieme NG, 0 per un nodo appartenente all'insieme NC, -1 per un nodo appartenente all'insieme NGMORE. Il valore riportato nella seconda colonna indica il numero di nodo in una numerazione locale relativa alla classe di nodo a cui appartiene.

- NOMENODO = vettore (N*1) con il nome (alfanumerico di 4 caratteri) di ciascun nodo.

C. Topologia del sistema: parametri di linea

- NFIT = numero di linee fittizie create dallo "spezzamento" dei nodi
- LINFIT = vettore delle linee fittizie (NFIT)
- CLN = matrice di connessione dei nodi tramite i rami (NL*N, dove N = NGMORE+NG+NC numero totale nodi).

L'indice di riga da il numero di linea, l'indice di colonna da il numero di nodo. Per ciascuna riga (linea) la matrice CLN ha elementi non nulli solo in corrispondenza delle colonne il cui indice corrisponde ai nodi terminali della linea. Tali valori possono essere +1 o -1 a seconda che il nodo estremo sia di partenza o di arrivo.

- lvectorij = vettore delle lunghezze delle linee in km (NL)
- xvectorij = vettore delle reattanze chilometriche Ω/km delle linee (NL)
- rvectorij = vettore delle resistenze chilometriche Ω/km delle linee (NL)

D. Parametri di esercizio

- Vlin = vettore delle tensioni delle linee in kV (NL)
- PNGMOREkmin = vettore della minima potenza generata nei nodi con generazione esistente (NGMORE)

- PNGMOREkmax = vettore della massima potenza generata nei nodi generazione esistente (NGMORE)
- PNGkmin = vettore della minima potenza generata nei nodi generazione futuri in MW (NG)
- PNGkmax = vettore della massima potenza generata nei nodi generazione futuri in MW (NG)
- Pijmax = vettore delle massime portate delle linee in MW (NL)
- PNCK = vettore della potenza assorbita nei nodi di carico in MW (NC)
- Dati di costo generatori
 - aGENMORE = vettore dei coefficiente di costo del termine quadratico della formula trinomia (NGMORE)
 - bGENMORE = vettore dei coefficiente di costo del termine lineare della formula trinomia (NGMORE)
 - cGENMORE = vettore dei termini noti della formula trinomia (NGMORE)

E. Inizializzazioni delle variabili

- PNGMOREk0 = vettore della potenza generata alla punta nei nodi generazione esistente (NGMORE)
- PNGk0 = vettore della potenza generata alla punta nei nodi generazione futuri (NG); salvo casi particolari si tratta di un vettore nullo

Va precisato che l'algoritmo genetico richiede un solo vettore con le variabili di controllo che è il vettore ΔP_k di dimensione NGMORE+NG unione di $\Delta PNGMORE_k$ e di ΔPNG_k (variazioni di potenza iniettata/assorbita ai nodi NGMORE+NG).

G. Calcoli iniziali

- a) Identificazione ed ordinamento nodi NGMORE, NG ed NC a partire dalla MATOP
- b) costruzione del vettore P_{k0} (iniezioni iniziali nei nodi) a partire dalla MATOP, da PNGMOREk0 e PNGk0

- c) Calcolo della matrice delle ammettenze (Y_{ij}) e di quella delle impedenze (Z_{ij})
- d) Calcolo della matrice dei coefficienti di influenza ($CINF_{ijk}$)
- e) Calcolo delle potenze fluenti (P_{ij0}), dei margini (M_{ij0}) iniziali, della somma dei margini ($sommarg0$) iniziale;
- f) Calcolo del vettore delle correnti iniziali (I_{ij0});
- g) Calcolo dei costi di generazione iniziali ($Ck0$);
- h) Calcolo delle perdite iniziali ($Plosses0_{ij}$).

D.3.2 I programmi

La struttura di entrambi i programmi è la seguente:

INERRE/INEVINC

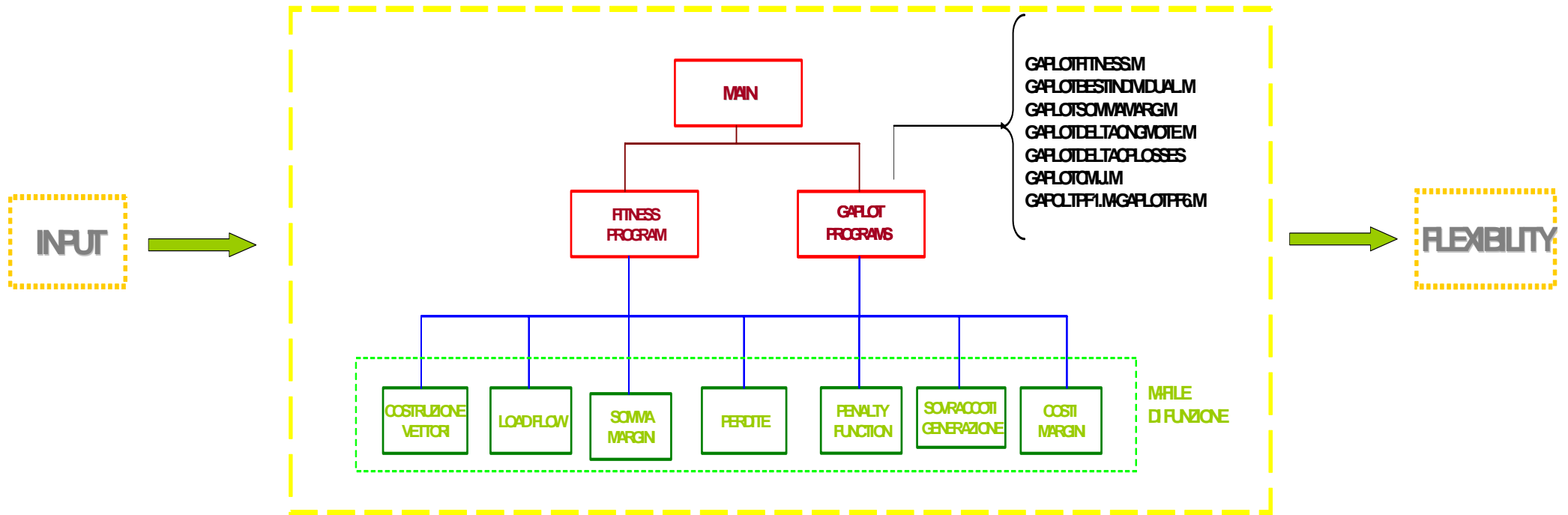


Fig. D.1 – Architettura INIEZFREE e INIEVINC

Per entrambi l'M-File MAIN è un M-file che richiama il *Toolbox Genetic Algorithm* attraverso l'istruzione in esso contenuta. Nel MAIN viene quindi richiamata:

- la funzione di fitness che è implementata negli M-files INIEZFREE ed INIEZVINC;
- gli M-files di flottaggio del tipo *gaplot.m* (M-files di funzione) per consentire le stampe descritte in paragrafo successivo.

Inoltre nel main vengono impostati i parametri caratteristici del GA quali: *Population Type; Initial Range Population; Population Size; Elite Count; Crossover Fraction; Migration Direction; Migration Interval; Migration Fraction; Limite Generations; Time Limit; Fitness Limit; Stall Limit Generation; Stall Limit Score; Initial Population; InitialScores; Plot Interval; Fitness Scaling Function ; Selection Function; Crossover Function; Mutation Function; Hybrid Function; Plot Functions; Output Functions.*

Ciascuno dei due programmi per l'implementazione della fitness richiamano a loro volta degli M-files di funzione, per la definizione di alcune *Custom Functions*. In particolare l'elenco delle funzioni usate è il seguente:

1. COSTRdeltaPNGMOREk e COSTRdeltaPNGk: costruzione dei vettori delle iniezioni sottrattive di generazione nei nodi con generazione esistente (NGMORE) e aggiuntive nei nodi di generazione futura (NG)
2. COSTRPNGMOREk, COSTRPNGk e COSTRPk: costruzione dei vettori delle iniezioni effettive di generazione nei nodi con generazione esistente (NGMORE) nei nodi di generazione futura (NG)
3. CALCOLOPij: Calcolo dei flussi di potenza su tutti i rami (LFCC)
4. CALCOLOSOMMAMARG: Calcolo della somma dei margini su tutti i rami non fittizi.
5. PF1-PF6: penalty functions per imporre il rispetto dei seguenti vincoli:
 - PF1: limite di portata linee;
 - PF2: limiti di iniezione (minimi e massimi) nei nodi NGMORE

- PF3: limiti di iniezione (minimi e massimi) nei nodi NG
 - PF4: bilancio delle potenze
 - PF5: segno delle iniezioni in NGMORE
 - PF6: segno delle iniezioni in NG.
6. CALCOLOCNGMOREk: calcolo sovraccosto perdite rispetto al valore iniziale
 7. CALCOLOPlosses: calcolo delle perdite.
 8. CALCOLOCMij: calcolo del costo dei margini.

D.2.2.1 Programma INIEZFREE

Il programma INIEZFREE è un M-file di funzione che fornisce l'espressione delle fitness function. In esso vengono richiamate le functions dalla 1 alla 5 e contiene anche alcuni calcoli intermedi.

```

1 % PROGRAMMA PER SCRITTURA FITNESS PROBLEMA DI OTTIMIZZAZIONE INIEZVINC
2 *****
3 % Calcola la funzione di fitness
4 function [fitness]= iniezvinc10A(deltaPk)
5 - global nomecaso NGMORE NG NC N NL PNGHOREkmin PNGHOREkmax PNGkmin PNGkmax Pijmax PNGHOREkO PNGkO PNck PNGkO PkO CLN CI
6 *****
7 % DEFINIZIONI DELLE SUB-FUNZIONI
8 % Definizione vettore dei deltaPNGk e deltaPNGMOREk
9 - deltaPNGMOREkaux=costrdeltaPNGHOREk(deltaPk, NG, NGMORE);
10 - deltaPNGkaux=costrdeltaPNGk(deltaPk, NG);
11 % Definizione vettore delle PNGk
12 - PNGkaux=costrPNGk(PNGkO,deltaPNGkaux);
13 % Definizione vettore delle PNGHOREk
14 - PNGMOREkaux=costrPNGMOREk(PNGHOREkO,deltaPNGMOREkaux);
15 % Definizione vettore delle Pk
16 - Pkaux=costrPk(PNGHOREkaux,PNGkaux,PNck, N,MATOP);
17 - Pkaux;
18 % Calcolo delle potenze fluenti
19 - Pijaux=calcoloPij(Pkaux,CINFijk);
20 % Calcolo dei margini
21 - Mijaux=Pijmax-abs(Pijaux);
22 - Mijaux;
23 for i=1:NL
24     if Mijaux(i)<=0
25         Mijaux(i)=0;
26     else
27         for j=1:NFIT
28             if LINFIT(j)==i;
29                 Mijaux(i)=0;
30             end
31         end
32     end

```

Fig. D.5 - M-file INIEZFREE

D.2.2.2 Programma INIEZVINC

Il programma INIEZVINC è un M-file di funzione che fornisce l'espressione delle fitness function. In esso vengono richiamate le functions In esso vengono richiamate le functions dalla 1 alla 8 e contiene anche alcuni calcoli intermedi. In esso vengono definiti anche i pesi delle PF e i pesi variabili dei tre obiettivi.

```

1  % PROGRAMMA SCRITTURA FITNESS PROBLEMA DI OTTIMIZZAZIONE INIEZVINC
2  %*****
3  % Calcola la funzione di fitness
4  function [fitness]= iniezfree10A(deltaPK)
5  - global nomecaso NGMORE NG NC N NL PNGMOREkmin PNGMOREkmax PNGkmin PNGkmax Pijmax PNGMOREkO PNGkO PNCK PNGkO PkO CLN CIN
6  %*****
7  % DEFINIZIONI DELLE SUB-FUNZIONI
8  % Definizione vettore dei deltaPNGk e deltaPNGMOREk
9  - deltaPNGMOREkaux=costrdeltaPNGMOREk(deltaPk, NG, NGMORE);
10 - deltaPNGkaux=costrdeltaPNGk(deltaPk, NG);
11 % Definizione vettore delle PNGk
12 - PNGkaux=costrPNGk(PNGkO, deltaPNGk);
13 % Definizione vettore delle PNGMOREk
14 - PNGMOREkaux=costrPNGMOREk(PNGMOREkO, deltaPNGMOREk);
15 % Definizione vettore delle Pk
16 - Pkaux=costrPk(PNGMOREkaux, PNGkaux, PNCK, N, MATOP);
17 - Pk;
18 % Calcolo delle potenze fluenti
19 - Pijaux=calcoloPij(Pk, CINFIjk);
20 % Calcolo dei margini
21 - Mijaux=Pijmax-abs(Pijaux);
22 - Mijaux;
23 - for i=1:NL
24 -     if Mijaux(i) <= 0
25 -         Mijaux(i)=0;
26 -     else
27 -         for j=1:NFIT
28 -             if LINFIT(j)==i;
29 -                 Mijaux(i)=0;
30 -             end
31 -         end
32 -     end

```

Fig. D.6 - M-file INIEZVINC

D.2.2.3 Considerazioni comuni ai due programmi

La scelta dei coefficienti della combinazione lineare si presenta delicata, orientativamente va settata con qualche tentativo con la regola di usare coefficienti più alti per le penalty functions, eventualmente differenziandoli (aumentandoli) per quelle penalty functions che

tendono ad essere violate. Ciò può essere fatto aiutandosi con un output di debugging di cui si parlerà successivamente.

D.2.3 Modalità di esecuzione

Per mandare in esecuzione i due programmi di minimizzazione, è semplicemente necessario compiere la seguente serie di operazione:

1. selezionare la cartella INIEZFREE o INIEZVINC;
2. comando di *clear all* nella *Command Window*;
3. comando *input* nella *Command Window*;
4. verifica della corretta scrittura delle variabili globali nel *Work Space*;
5. comando *main* nella *Command Window*.

D.2.4 Output

L' output dei due programmi si può dividere in:

- Output di debugging : è possibile introdurre a seconda del test effettuato delle istruzioni di stampa alla generica iterazione x nella *Command Window* usando i file tipo *gaplot*. A titolo esemplificativo attualmente vengono stampati ogni 100 iterazioni: i flussi sulle linee, il valore della somma dei margini per entrambi i programmi e il valore dei costi delle perdite, di generazione e dei margini per il programma INIEZVINC
- Output di normale stampa : a convergenza raggiunta vengono stampati i valori dei termini componenti la funzione obiettivo ed il valore delle variabili di controllo.
- Finestre interattive che contengono:
 - l'andamento del valore della fitness function assunto dal *best individual* e dalla media della popolazione;
 - il valore delle variabili di controllo;
 - il valore delle 6 sei *penalty functions*;
 - il valore delle 1 o 3 componenti della *fitness* (somma dei margini in MW, sovraccosti di generazione in p.u., sovraccosto delle perdite in p.u.).

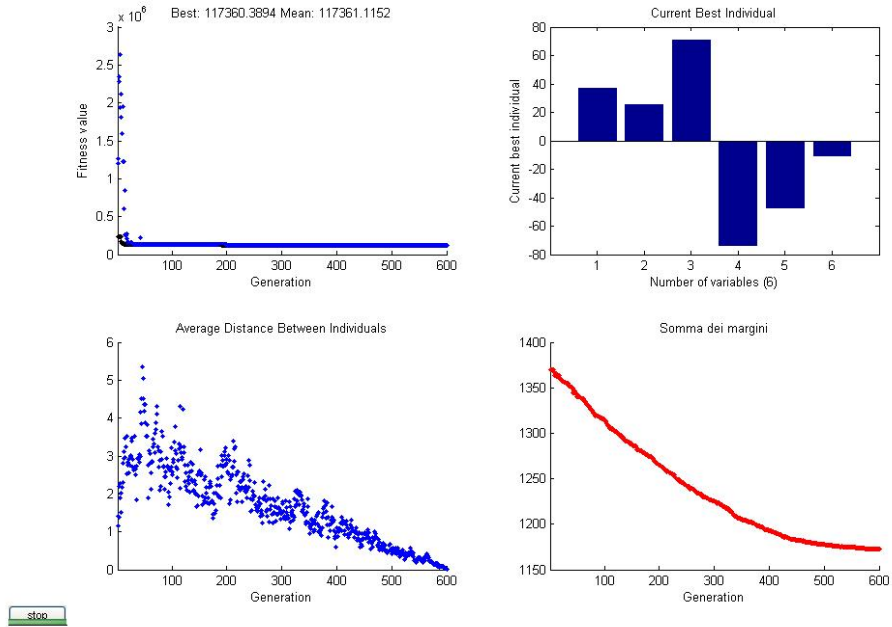


Fig. D.7 – Output grafico di INIEFREE

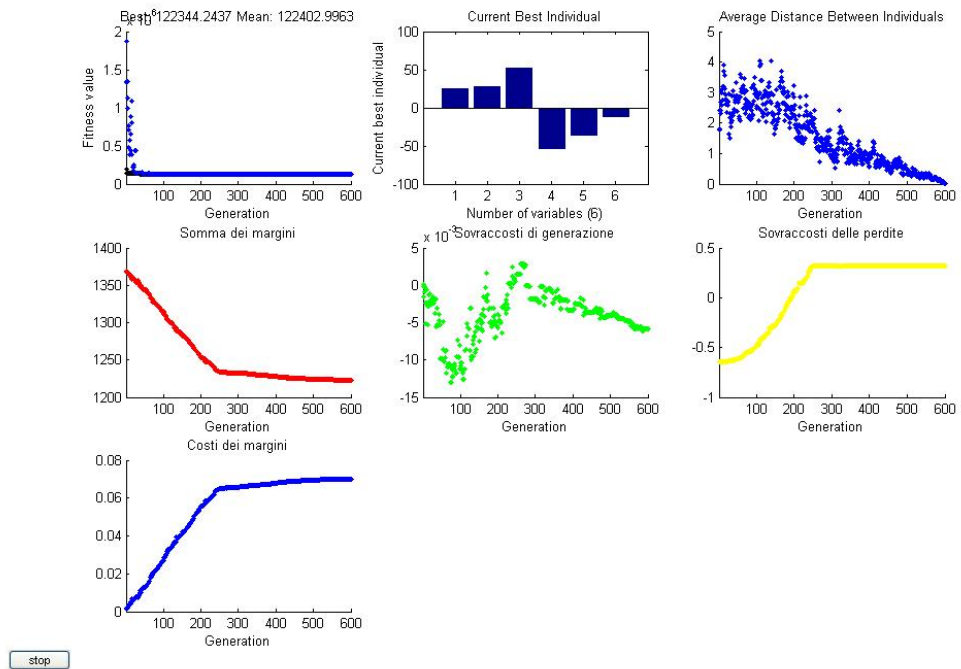


Fig. D.8 – Output grafico di INIEZFREE

D.3 Flexibility program

D.3.1 Input

I dati di ingresso del programma sono anch'essi contenuti per la maggior parte negli M-file INPUT. A questi vanno aggiunti in testa al programma:

- il set delle potenze generate aggiuntive in NG e sottrattive in NGMORE in uscita da INIEZFREE o INIEZVINC;
- il set delle potenze effettivamente generate in NG e in NGMORE in uscita da INIEZFREE o INIEVINC.

D.3.2 Flexibility program

Si tratta di un semplice programma di calcolo. Esso contiene:

1. il LFCC sul set di potenze finali;
2. Calcolo CINFKK
3. Calcolo CINFKKMp(+) e CINFKKMm(-)
4. Calcolo MTOT(k1)
5. Individuazione delle concordanze – discordanze
6. Calcolo indici discordanti
7. Calcolo deltaMtot globale
8. Calcolo CEQkk
9. Calcolo dell'indice di flessibilità locale strutturale Pflexc
10. Calcolo dell'indice di flessibilità locale operativa Pflexc.

```

1  % PROGRAMMA PER Calcolo T-USFI LOCALI e GLOBALI
2  %*****
3  global nomecaso NGHORE NG NC N NL CLN PNGHOREkmin PNGHOREkmax PNGkmin PNGkmax Pijmax PNGHOREkO PNGkO PNck PNGkO PkO CI
4  %*****
5  % DATI SUL CASO
6  deltaPk = [34.02; 43.5; 4.85; -20.427; 0; -61.39];
7  Pk = [34.02; -150; 43.5; -150; 4.84 ; -150; 129.573; 150; 88.61];
8  %*****
9  % LOAD FLOW E CALCOLO MARGINI
10 Pij=CINFijk*Pk;
11 Mij=Pijmax-abs(Pij);
12 for i=1:NL
13     if Mij(i) <= 0
14         Mij(i) = 0;
15     else
16         for j=1:NFIT
17             if LINFIT(j) == 1;
18                 Mij(i) = 0;
19             end
20         end
21     end
22 end
23 Mij;
24 %*****
25 % Calcolo CINFKK
26 for k1=1:N
27     for k2=1:N
28         num=1;
29         for j=1:NL
30             lineek(k2,j)=0;
31         end
32     end
33     CINFKK(k1,k2)=0;

```

Fig. D.9 – M-file FLEXIBILITY

D.3.4 Modalità di esecuzione

Per mandare in esecuzione il programma di calcolo, è semplicemente necessario compiere la seguente serie di operazioni:

1. selezionare la cartella INIEZFREE o INIEVINC nella
2. comando di *clear all* nella Command Window;
3. comando *input* nella Command Window;
4. inserimento set dati in testa al programma;
5. verifica della corretta scrittura delle variabili globali nel Work Space;
6. comando *flexibility* nella Command Window.

D.3.5 Output

L'output del programma è la normale stampa nella *Command Window* di: nomecaso; Pflex; Pflexc.

BIBLIOGRAFIA

CAPITOLO 2 - LIBERALIZZAZIONE DEL MERCATO ELETTRICO IN ITALIA

- [1] Decreto legislativo 16 Marzo 1999 n. 99, *Attuazione della Direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica* (Decreto "Bersani"), disponibile sul sito www.autorità.energia.it.
- [2] Direttiva Europea 96/92/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio concernente *Norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica*, disponibile sul sito www.autorità.energia.it.
- [3] Direttiva Europea 2003/54/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio concernente *Norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica*, che abroga la Direttiva 96/92/CE, disponibile sul sito www.autorità.energia.it.
- [4] Decreto legislativo 29 Dicembre 2003 n. 387, *Attuazione della Direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità*, disponibile sul sito www.autorità.energia.it.
- [5] Legge 27 Ottobre 2003, n. 290, *Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 29 Agosto 2003, n. 239, recante disposizioni urgenti per la sicurezza del sistema elettrico nazionale e per il recupero di potenza di energia elettrica. Delege al Governo in materia di remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica e di espropriazione per pubblica utilità*, disponibile sul sito www.autorità.energia.it.
- [6] Decreto del presidente del consiglio dei ministri dell'11 Maggio 2004, *Criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione*, disponibile sul sito www.autorità.energia.it.
- [7] Legge 23 Agosto 2004 n. 239, *Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia* (legge "Marzano"), disponibile sul sito www.autorità.energia.it.
- [8] *Liberalizzazioni e privatizzazioni nei mercati dell'elettricità e del gas*, documento dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas, disponibile sul sito www.autorità.energia.it.
- [9] Relazione Annuale dell'AEEG Sullo *Stato dei servizi e sull'attività svolta - 31 marzo 2006 - VOLUME I Stato dei servizi*, disponibile sul sito www.autorità.energia.it.
- [10] Relazione Annuale dell'AEEG Sullo *Stato dei servizi e sull'attività svolta - 31 marzo 2006 - VOLUME II Regolamentazione nel settore dell'energia elettrica*, , disponibile sul sito www.autorità.energia.it.
- [11] *Il Mercato Elettrico del GME: finalità, organizzazione e funzionamento*, documento del Gestore del Mercato Elettrico disponibile sul sito www.gme.it.
- [12] *Testo integrato della disciplina del mercato elettrico*, documento del Gestore del Mercato Elettrico sul regolamento di funzionamento della Borsa Elettrica, disponibile sul sito www.gme.it.

CAPITOLO 3 - PIANIFICAZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO NEL LUNGO TERMINE

➤ LIBRI E RAPPORTI TECNICI

- [13] M.A. Crew and P.R. Kleindorfer, *Public Utility Economics*, St. Martin's Press, New York, 1979

- [14] S. Hunt and G. Shuttleworth, *Competition and choice in electricity*, John Wiley and Sons, Inc., 1996
- [15] M. Ilic, F. Galiana and L. Fink, *Power systems restructuring: engineering and economics*, Kluwer Academic Publishers, Boston, 1998
- [16] M. Shahidehpour, H. Yamin, and Z. Li, *Market Operations In Electric Power Systems*, John Wiley and Sons 2002
- [17] S. Stoft, *Power system economics: designing markets for electricity*, IEEE Press Wiley-Interscience, New York, 2002
- [18] D. S. Kirschen and G. Strbac, *Power system economics*, John Wiley and Sons 2004
- [19] *Lo sviluppo e l'esercizio della rete elettrica italiana nel 21° secolo*, Rapporto annuale 2004 CESI di Ricerca di sistema relativo al Progetto RETE21, disponibile sul sito www.ricercadisistema.it
- [20] S. Oren, G. Gross, and F. Alvarado, *Alternative business models for transmission investment and operation*, National Transmission Grid Study Issue Papers, U.S. Department of Energy, May 2002
- [21] E. Hirst and B. Kirby, *Transmission planning and the need for new capacity*, National Transmission Grid Study Issue Papers, U.S. Department of Energy, May 2002
- [22] D. H. Meyer and R. Sedano, *Transmission siting and permitting*, National Transmission Grid Study Issue Papers, U.S. Department of Energy, May 2002

➤ **ARTICOLI SCIENTIFICI**

- [23] E. Bompard, A. Invernizzi, and R. Napoli, *Transmission expansion in the competitive environment: the italian case*, Proceedings 2005 IEEE Power Tech Conference.
- [24] G. Gross, *Transmission planning and investment in the competitive environment*, Proceedings 2005 IEEE Power Tech Conference.
- [25] M. P. Bhavaraju, J. D. Hebson and W. Wood, *Emerging issues in power system planning*, Proceedings 1989 IEEE, Vol. 77, No. 6, pp. 891-896 .
- [26] R. Baldick and E. Kahn, *Transmission planning issues in a competitive economic environment*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 8, No. 4, pp. 1497-1503, 1993.
- [27] A.K. David and F. Wen, *Transmission planning and investment under competitive electricity market environment*, Proceedings 2001 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Vol. 3, pp. 1725 – 1730.
- [28] M.O. Buygi, G. Balzer, H.M. Shanechi and M. Shahidehpour, *Market-based transmission expansion planning*, IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 19, No. 4, 2004.
- [29] J. Contreras, V. Bosquez and G. Gross, *Framework for the analysis of Transmission Planning and Investment*, Proceedings 2005 Power Systems Computation Conference.
- [30] A. Escobar, R.A. Gallego, R. Romero, *Multistage and coordinated planning of expansion of transmission system*, IEEE Transactions on Power System, Vol. 19, No. 2, 2004.
- [31] Ge. Latorre, R.D. Cruz et al., *Classification of publications and models on transmission expansion planning*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, No.2, 2003.
- [32] J. Rosellon, *Different approaches towards electricity transmission expansion*, Review Of Network Economics Vol. 2, Issue 3, 2003.
- [33] R.A. Gallego, A. Monticelli, and R. Romero, *Comparative studies of non-convex optimization methods for transmission network expansion planning*, IEEE Transactions on Power System, Vol.13, No.3, 1998.

- [34] G. Latorre, R.D. Cruz and J.M. Areiza, *HIPER: Interactive tool for mid-term transmission expansion planning in a deregulated environment*, IEEE Power Engineering Review, Vol. 20, pp.61 -62, November 2000.
- [35] S. Haffner, A. Monticelli, A. Garcia, J. Mantovani and R. Romero, *A branch and bound algorithm for transmission system expansion planning using a transportation model*, IEE Proceedings C, General Transmission and Distribution, Vol. 147, No. 4, 2000.
- [36] S.H.M. Hashimoto, R. Romero and J.R.S. Mantovani, *Efficient linear programming algorithm for the transmission network expansion planning problem*, IEE Proceedings General Transmission and Distribution, Vol. 150, No. 5, 2003.

CAPITOLO 4 - FLESSIBILITÀ DELLA RETE DI TRASMISSIONE: NUOVA METRICA PER LA PIANIFICAZIONE DI LUNGO PERIODO

- [37] O. Bertoldi, *Flexibility and reliability of power transmission network - planning in a competitive market [in Italian]*, L'Energia Elettrica, Vol.75, 1998.
- [38] R. A. Gallego, A. Monticelli and R. Romero, *Transmission system expansion planning by an extended genetic algorithm*, Proceedings IEE Generation, Transmission and Distribution, Vol. 145, No. 3, May 1998.
- [39] S. Niioka, A. Kozu and R. Yokoyama, *Probabilistic supply reliability evaluation for liberalized electricity market*, Proceedings 7th PMAPS International Conference, September 2002.
- [40] B. Cornière, L. Martin, S. Vitet, N. Hadjsaid and A.G. Phadke, *Assessment of the congestion cost and the risk of curtailment associated with available transfer capability*, Proceedings IEEE 2000Power Engineering Society, Winter Meeting.
- [41] M.T. Schilling, M.B. Do Coutto Filho, J.M. Marangon et al., *Network transmissibility measures*, Proceedings CIGRE Symposium Tours 1997 .
- [42] Y.V. Makarov, *Probabilistic assessment of the energy not produced due to transmission constraints*, Proceedings IEEE 2003Power Tech Conference.
- [43] *Available Transfer Capability definitions and determination*, A Framework for Determining Available Transfer Capabilities of the Interconnected Transmission Networks for a Commercially Viable Electricity Market, North American Electric Reliability Council (NERC), June 1996 (<http://www.nerc.com/~filez/pss-psg.html>).
- [44] European Transmission System Operators, *Definitions of transfer capacities in liberalised electricity markets*, Final Report April 2001 (<http://www.etso-net.org/>).
- [45] I. Dobson, S. Greene, R. Rajaraman, C. L. Demarco, F. L. Alvarado, M. Glavic, J. Zhang, And R. Zimmerman, Tutorial On *Electric power transfer capability: concepts, applications, sensitivity and uncertainty*, Power Systems Engineering Research Centre PSERC Publication 2001 (www.pserc.cornell.edu/tcc/).
- [46] G.C. Ejebe, J.G. Waight, M. Santos-Nieto and W.F. Tinney, *Fast calculation of linear Available Transfer Capability*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, No. 3, 2000.
- [47] M.H. Gravener and C. Nwankpa, *Available Transfer Capability and first order sensitivity*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 2, 1999.

- [48] S. Bruno, M. La Scala, P. Scalpellini and G. Vimercati, *Probabilistic evaluation of ATC in a market characterized by intensive bilateral contracts*, Proceedings 7th PMAPS International Conference, September 2002.
- [49] A..M. Leite Da Silva, J.G.C. Costa, L.A.F. Manso and G.J. Anders, *Evaluation of transfer capability of transmission system in competitive environment*, Proceedings 7th PMAPS International Conference, September 2002.
- [50] A. M. Leite Da Silva, J. G. De Carvalho Costa, L. A. Da Fonseca Manso and G. J. Anders, *Transmission capacity: availability, maximum transfer and reliability*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 17, No. 3, pp. 843-849, 2002.
- [51] Y. Ou and C. Singh, *Assessment of Available Transfer Capability and margins*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 17, No. 2, 2002.
- [52] Y. Ou and C. Singh, *Probabilistic Available Transfer Capability and associated statistical indices and risk evaluation*, Proceedings 7th PMAPS International Conference, September 2002.
- [53] T. De la Torre, J.M. Feltes, T.G. San Roman and H.M. Merrill, *Deregulation, privatization and competition: transmission planning under uncertainty*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 2, 1999.

CAPITOLO 5 - METODOLOGIA DI CALCOLO DEGLI INDICI DI FLESSIBILITÀ

- [54] P. Bresesti, A. Capasso, M.C. Falvo and S. Lauria, *Power system planning under uncertainty conditions. Criteria for transmission network flexibility evaluation*, Proceedings IEEE 2003 Power Tech Conference.
- [55] A. Capasso, M.C. Falvo, R. Lamedica and S. Lauria, *Power system planning: evaluation of a transmission network flexibility index*, Proceedings IASTED 2004 EuroPes Conference.
- [56] A. Capasso, M.C. Falvo, R. Lamedica, S. Lauria and S. Scaleno, *A new methodology for power systems flexibility evaluation*, Proceedings IEEE 2005 Power Tech Conference.
- [57] M.C. Falvo and R. Lamedica, *A new methodology for the optimal transmission planning*, Proceedings WSEAS 2005 Power Conference.
- [58] M. C. Falvo, *An approach for transmission system expansion planning in electricity market*, Proceedings IEEE PES 2006 General Meeting .

CAPITOLO 6 - IMPLEMENTAZIONE DELLA METODOLOGIA DI CALCOLO

- [59] Goldberg, *Genetic Algorithms*, Ann Arbor University Michingan Press
- [60] S. Gregorio, D. D'Ambrosio and W. Spataro, *Una breve introduzione agli Algoritmi Genetici*
- [61] *Genetic Algorithm Tool Box User's Guide*, MatLab7
- [62] A. Berizzi, C. Bovo and P. Marannino, *The surrogate worth trade off analysis for power system operation in electricity markets*, Proceedings IEEE Power Engineering Society Summer Meeting 2001.
- [63] A. Berizzi, C. Bovo, M. Innorta and P. Marannino, *Multiobjective optimization techniques applied to modern power system*, Proceedings IEEE Power Engineering Society Winter Meeting 2001 .
- [64] L. De Silva, M.J. Rider, R. Romero, A.V. Gracia and C.A. Murari, *Transmission network expansion planning with security constraints*, Proceedings IEE Generation, Transmission and Distribution, Vol. 152, No. 6, November 2005.

- [65] A. Berizzi and C. Bovo, *The use of genetic algorithms for the localization and the sizing of passive filters*, Proceedings 9th International Conference on Harmonics and Quality of Power, October 2000.
- [66] G. Celli, E. Ghiani, S. Mocci and F. Pillo, *A multi-objective evolutionary algorithm for the sizing and siting of distributed generation*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, No. 2, 2005.
- [67] A. Escobar, R.A. Gallego and R. Romero, *Multistage And Coordinated Planning of Expansion of Transmission System*, IEEE Transactions on Power System, Vol. 19, No. 2, 2004
- [68] R. A. Gallego, R. Romero, and A. Monticelli, *Tabu Search algorithm for network synthesis*, IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 15, No. 2, 2000.
- [69] R.A. Gallego, A.B. Alves, A. Monticelli and R. Romero, *Parallel simulated annealing applied to long term transmission network expansion planning*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 1, 1997.
- [70] R. A. Gallego, A. Monticelli and R. Romero, *Transmission system expansion planning by an extended genetic algorithm*, Proceedings IEE Generation, Transmission and Distribution, Vol. 145, No. 3, 1998.

BREVE BIOGRAFIA DELL'AUTORE

Maria Carmen Falvo è nata a Locri (RC) nel 1979. Nel 2002 ha conseguito con lode la laurea in Ingegneria Elettrica presso l'Università degli studi di Roma La Sapienza con una tesi in Sistemi Elettrici per l'Energia dal titolo "Pianificazione dei Sistemi Elettrici nel Libero Mercato dell'Energia". La tesi è stata premiata sia con il premio di laurea "Teresa Gianoli Virgili" presso il Dipartimento di Ingegneria Elettrica, riservato al miglior laureato in Ingegneria Elettrica presso l'Università di Roma La Sapienza nell'anno accademico 2001/2002, sia con la borsa di studio ACEA "Nunzio Silvestro" riservata al miglior laureato della Facoltà di Ingegneria dell'Università degli Studi di Roma La Sapienza nell'anno accademico 2001/2002.

Nel 2003 ha conseguito l'abilitazione all'esercizio della professione di Ingegnere mediante esame tenuto presso l'Università degli Studi La Sapienza di Roma, per conto dell'ordine degli Ingegneri della Provincia di Roma, ed un Master in Gestione dell'Energia nei Parchi Naturali, nelle Aree Protette, nelle Isole Minori e nelle zone rurali finalizzata alla sostenibilità ambientale, tenuto presso la Facoltà di Ingegneria dell'Università degli Studi La Sapienza di Roma, in collaborazione con ISES Italia e l'Ente Parco Nazionale di Aspromonte, svolgendo una tesi dal titolo "Illuminazione Artistica del Borgo di Samo Precacore con Alimentazione Fotovoltaica".

Nello stesso anno è risultata vincitrice con borsa del Dottorato di Ricerca in Ingegneria Elettrica presso il Dipartimento di Ingegneria Elettrica dell'Università degli Studi La Sapienza di Roma. Durante il triennio di dottorato ha svolto attività didattica e di ricerca in vari settori inerenti i sistemi elettrici per l'energia. In particolare la sua attività di ricerca ha riguardato:

- lo studio delle tecniche di Load Forecasting nel medio e nel lungo periodo, nell'ambito di una collaborazione fra il gruppo di Sistemi Elettrici per l'Energia e l'AEM, in materia di previsione a lungo e medio termine del fabbisogno elettrico del sistema di distribuzione AEM di Milano;
- lo studio e la ricerca sulla pianificazione dei sistemi elettrici nel libero mercato dell'energia, oggetto della presente tesi, nell'ambito di una collaborazione fra il gruppo di Sistemi Elettrici per l'Energia ed il CESI, sulla validazione e lo sviluppo di nuovi indici di flessibilità dei sistemi di trasmissione per la pianificazione in regime di libero mercato dell'energia elettrica (Ricerca di Sistema);
- lo studio di problemi di Power Quality in sistemi di trazione ferroviaria e metropolitana, in particolare nell'ambito di una collaborazione fra il gruppo di Sistemi Elettrici per l'Energia ed RFI sui modelli di simulazione per lo studio delle interferenze armoniche nei circuiti di binario ad audio frequenza impiegati sulle linee AV/AC.

- lo studio della suscettibilità ai disturbi della qualità dell'alimentazione delle utenze industriali e analisi dei relativi costi, con specifico riferimento al settore dei cementifici, nell'ambito di una collaborazione fra l'Università di Roma, di L'Aquila e del Politecnico di Milano finalizzata ad una campagna di censimento territoriale, come indagine conoscitiva sul Territorio Nazionale.

L'attività di ricerca è stata testimoniata da un certo numero di pubblicazioni in ambito internazionale, riportate in calce.

L'attività didattica ha invece riguardato tutoraggi per il corso di Elettrotecnica per Ingegneria Gestionale, per i corsi di Sistemi Elettrici per la Mobilità I e II per Ingegneria Elettrica in per il corso di Impianti Elettrici per Ingegneria Elettrica.

Durante il triennio di dottorato l'ing. Maria Carmen Falvo ha anche svolto attività di consulenza per l'Associazione Italiana degli Economisti dell'Energia (AIEE) in qualità di esperto per il progetto "Analisi e proposte per il controllo del fabbisogno di potenza elettrica alla punta in Italia" commissionato da GRN/ASSOELETRICA, e per il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti – Dipartimento per i Trasporti Terrestri – Direzione Generale del Trasporto Ferroviario in qualità di esperto per l'attività di aggiornamento della normativa sulla sicurezza in relazione alla nuova normativa comunitaria in materia; l'analisi tecnica della normativa, delle disposizioni e dei Piani di sicurezza ai fini del presidio della sicurezza ferroviaria.

Infine l'ing. Maria Carmen Falvo è membro di AEI (Associazione Elettrica italiana) dal 2001 e di IEEE-PES dal 2004.

Pubblicazioni in ambito nazionale ed internazionale

- [P-1] Power system planning under uncertainty conditions. Criteria for transmission network flexibility evaluation, P. Bresesti, A. Capasso, M.C. Falvo, S. Lauria, Proceedings PowerTech 2003 (IEEE) – 22-26 Giugno 2003, Bologna (Italia)
- [P-2] Qualche soluzione contro la morsa del traffico: veicoli elettrici o quasi, L. Del Ferraro, M.C. Falvo, Nuova Energia n. 4 - Anno 2004
- [P-3] Studio della domanda di energia elettrica: la lezione di Taiwan all'Italia, M.C.Falvo, L'Osservatorio AIEE - Anno 2004
- [P-4] Power system planning: evaluation of a transmission network flexibility index, A. Capasso, M.C. Falvo, R. Lamedica, S. Lauria, Proceedings EuroPES 2004 (IASTED) - 28-30 Giugno 2004, Rodi (Grecia)
- [P-5] A Knowledge System for Medium Term Load Forecasting, M.C. Falvo, R. Lamedica, S. Pierazzo, A. Prudenzi, Proceedings Transmission and Distribution Conference 2005-2006 (IEEE) – 21-26 Maggio 2005, Dallas (Texas, USA)

- [P-6] Meteorological Parameters Influence for Medium Term Load Forecasting, M.C. Falvo, R. Lamedica, A. Prudenzi, Proceedings Transmission and Distribution Conference 2005-2006 (IEEE) – 21-26 Maggio 2005, Dallas (Texas, USA)
- [P-7] A New Methodology for Power Systems Flexibility Evaluation, A. Capasso, M.C. Falvo, R. Lamedica, S. Lauria, S. Scalcino, Proceedings PowerTech 2005 (IEEE) – 27-30 Giugno 2005, S. Pietroburgo (Russia)
- [P-8] A Simulation Model of Audio-Frequency Track Circuits, M.C. Falvo, E. Fedeli, R. Lamedica
EERR Electrical Engineering Research Report Special Issue n. 20 – December 2005 – Selezionato fra i migliori articoli dei Proceedings della International Conference on Ship Propulsion And Railway Traction Systems 2005 – 4-6 Ottobre 2005, Bologna (Italia)
- [P-9] A New Methodology For The Optimal Transmission Planning, M.C. Falvo, R. Lamedica, WSEAS Transactions on Power Systems Issue 1, Volume 1, January 2006 – Invited Paper alla International Conference Power 2005 (WSEAS) – 16-18 Dicembre 2005, Tenerife (Isole Canarie, Spagna)
- [P-10] An Audio Frequency Model of a 2x25 kV Traction Line for High Speed Railway Systems, R. Bartoni, M.C. Falvo, E. Fedeli, R. Lamedica, WSEAS Transactions on Power Systems Issue 2, Volume 1, February 2006 - Invited Paper alla International Conference Power 2005 (WSEAS) – 16-18 Dicembre 2005, Tenerife (Isole Canarie, Spagna)
- [P-11] A Measurement Campaign on Audio Frequency Track Circuits of Italian High Speed Railway Systems, M.C. Falvo, E. Fedeli, R. Lamedica, Proceedings SPEEDAM 2006 (IEEE) – 23-26 Maggio 2006, Taormina (Italia)
- [P-12] Signalling System Interferences due to Railway Electric Substation Failures on Italian Conventional Railway Networks, M.C. Falvo, E. Fedeli, M. Stellin, E. Vannini, Proceedings SPEEDAM 2006 (IEEE) – 23-26 Maggio 2006, Taormina (Italia)
- [P-13] PQ Events Measurement in an Electrified Metro-Transit System: IVT Influence Analysis, M.C. Falvo, U. Grasselli, R. Lamedica, D. A. Lampasi, G. Maranzano, L. Podestà, Proceedings PMAPS Conference 2006 (IEEE) – 11-15 Giugno 2006 - Stoccolma (Svezia)
- [P-14] An Approach for Transmission System Expansion Planning in Electricity Market, M.C. Falvo, Proceedings PES General Meeting 2006 (IEEE) – 18-22 Giugno 2006, Montreal (Canada)
- [P-15] Influenza dei TV sulle misure di Power Quality nei sistemi di trasporto metropolitano, M.C. Falvo, U. Grasselli, R. Lamedica, D. A. Lampasi, L. Podestà, Proceedings Congresso Nazionale GMEE 2006 (Associazione Italiana "Gruppo di Misure Elettriche ed Elettroniche") - 11-13 Settembre 2006, L'Aquila (Italia)

- [P-16] I Circuiti Di Binario Ad Audio-Frequenza Nelle Nuove Linee Ferroviarie Italiane Alta Velocità, A. Capasso, M.C. Falvo, R. Lamedica, R. Bartoni, E. Fedeli, E. Marzilli, Proceedings Congresso Nazionale AEIT 2006 – 16-20 Settembre 2006, Capri (Italia)
- [P-17] Indagini Sulla Qualità Dell'alimentazione Elettrica Lato Domanda: Il Settore Dei Cementifici, M.C. Falvo, A. Prudenzi, R. Chiumeo, I. Mastandrea, F.Tarsia, Proceedings Congresso Nazionale AEIT 2006 – 16-20 Settembre 2006, Capri (Italia)
- [P-18] PQ Survey on Italian Industrial Customers: the Concrete Industry Sector, R. Chiumeo, M.C. Falvo, R. Lamedica, A. Prudenzi, Proceedings ICHQP 2006 (IEEE) – 1-5 Ottobre 2006, Cascais (Portogallo)
- [P-19] PQ Measurements on an IVT in an Electrified Metro-Transit System, M.C. Falvo, U. Grasselli, R. Lamedica, D.A. Lampasi, G. Maranzano, L. Podestà, Proceedings ICHQP 2006 (IEEE) – 1-5 Ottobre 2006, Cascais (Portogallo)
- [P-20] Demand Side Activities for Improving Power Quality Awareness of Industrial Customers in a Competitive Electricity Market, R. Chiumeo, M.C. Falvo, R. Lamedica, S. Malgarotti, A. Prudenzi, Proceedings CIDEL 2006 (CIRED) – 27-29 Novembre 2006, Buenos Aires (Argentina)

RINGRAZIAMENTI

Al termine di questo mio lavoro vorrei porgere alcuni sentiti ringraziamenti.

Il ringraziamento più grande va al mio tutor prof. Regina Lamedica, per essere stata una eccellente guida, un ammirabile modello ed un forte sostegno durante i miei tre anni di dottorato. Un ringraziamento in tal senso va anche al prof. Alfonso Capasso, per aver continuato sempre a contribuire con i suoi preziosi suggerimenti alla mia formazione professionale.

Un grazie personale va all'ing. Sergio Scalcino, in qualità di mio "tutor non ufficiale", che ha collaborato alla realizzazione di questa tesi, supportandomi nella realizzazione del software e nella elaborazione dei risultati, con grande disponibilità e professionalità, e sopportandomi con estrema pazienza nei momenti di difficoltà.

Un ringraziamento particolare va al prof. George Gross della University of Illinois at Urbana-Champaign per i suoi singolari spunti e per l'enorme disponibilità ed ospitalità con cui mi ha accolto durante i due periodi di stage presso il suo dipartimento.

Ringrazio anche il prof. Umberto Grasselli ed il prof. Alberto Prudenzi per la loro valida collaborazione relativamente alla attività di ricerca da me condotta, durante il triennio di dottorato, in parallelo al presente lavoro di tesi.

Un grazie davvero speciale va ai miei colleghi e compagni di avventura Alessio, Giulio e Luca, per aver condiviso con me ogni vicenda associata a questi tre anni di dottorato, e per essere stati un validissimo termine di paragone ed un prezioso stimolo a migliorare sempre.

Infine, voglio ringraziare tutti coloro che in questi anni mi sono stati vicini anche se "da lontano" ed in particolare la mia famiglia che, come sempre, mi ha incoraggiato e spronato a dare il mio meglio durante tutti e tre gli anni, riponendo fiducia nel mio operato e nella mia persona.

Infine un grazie anche a chi di recente è entrato nella mia vita, ma che nell'ultimo anno mi ha già regalato tanti e tanti sorrisi, materia prima senza la quale questa tesi non sarebbe mai stata scritta.