

Mercato della Capacità

Disposizioni Tecniche di Funzionamento n.2

Curve di domanda

Suddivisione in Aree

Ore di Picco e ore di Picco settimanale

Tassi di derating

Fattore di derating UCMC

Fattore di carico

Livelli Standard efficienti di indisponibilità

(ai sensi dell'articolo 2.1 della Disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica approvata con D.M. 28 giugno 2019)

 Terna	Mercato della Capacità - Disposizioni tecniche di funzionamento n.2	
		Pagina: 1 di 44

Introduzione

Il presente documento è articolato nei seguenti capitoli:

- Il Capitolo 1 illustra la struttura delle aree che si intende adottare nelle procedure concorsuali;
- Il Capitolo 2 illustra la metodologia per il dimensionamento delle curve di domanda e dei limiti di scambio tra le aree da adottare nell'ambito delle procedure concorsuali;
- Il Capitolo 3 riporta le informazioni sulle ore di Picco annuali e sulle ore di Picco settimanali;
- Il Capitolo 4 riporta la metodologia per il calcolo del tasso di derating da applicare alle Unità di Produzione da Fonte Rinnovabile Non Programmabile (eoliche, solari e idroelettriche fluenti) ai fini del calcolo della CDP;
- Il Capitolo 5 riporta la metodologia per il calcolo del Fattore di derating per le UCMC;
- Il Capitolo 6 riporta la proposta inerente il calcolo dei livelli standard efficienti di indisponibilità ai sensi dell'Allegato 4 alla Disciplina;
- Il Capitolo 7 riporta la definizione e la metodologia di calcolo del Fattore di Carico.

Sommario

1. Definizione Aree della Rete	3
2. Curve di Domanda	5
2.1. Introduzione.....	5
2.1.1. Curve di domanda	6
2.2. Metodologia di Calcolo	7
2.2.1. Processo di individuazione dei punti della curva di domanda.....	7
2.2.2. Simulazioni Monte Carlo.....	15
2.3. Calcolo Limiti di scambio tra aree per le procedure concorsuali.....	33
2.3.1. Valutazione limiti di scambio tra le aree virtuali estere e aree localizzate sul territorio nazionale	35
3. Picco Annuale e Settimanale	36
3.1. Definizione delle Ore di Picco annuali	36
3.2. Definizione delle Ore di Picco settimanali	36
4. Tassi di Derating	38
4.1. Tassi di derating UP FRNP	38
4.2. Valori indicativi dei tassi medi di derating attesi	38
4.2.1. Tassi di derating UP non appartenenti a nessuna delle attuali tipologie..	38
4.2.2. Tassi di derating UP Nuove	38
5. Fattore di Derating UCMC	40
6. Livelli Standard Efficienti di Indisponibilità	41
7. Fattore Di Carico	42
7.1. Definizione del Fattore di Carico	42
7.2. Metodologia di calcolo del Fattore di Carico.....	42

 Terna	Mercato della Capacità - Disposizioni tecniche di funzionamento n.2	Pagina:
		3 di 44

1. Definizione Aree della Rete

Ai fini del Mercato della Capacità Italiano, il sistema elettrico è descritto e semplificato mediante un modello multi-area il cui obiettivo è quello di fornire opportune indicazioni sulla localizzazione della capacità da approvvigionare, rappresentando al meglio le condizioni attese di fabbisogno e disponibilità di generazione in ciascuna area del territorio nazionale e simulando la possibilità di mutuo soccorso tra le diverse aree, compatibilmente con la capacità di scambio disponibile sulla Rete di Trasmissione Nazionale.

L'attuale disegno dei mercati elettrici in Italia prevede un approccio di tipo zonale, nel quale la Rete di Trasmissione Nazionale viene rappresentata attraverso una struttura semplificata che, aggregando i singoli nodi elettrici in zone di mercato tra loro connesse e limitandone opportunamente lo scambio, consente di implementare negli algoritmi di selezione delle offerte i vincoli derivanti da una limitata capacità di trasporto della rete. Tale approccio è stato altresì confermato nell'ambito delle procedure concorsuali del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità di energia elettrica (introducendo il concetto di Aree).

Per tale ragione ed in linea con le modalità ed i criteri previsti nella Delibera ARERA 111/06, Terna, fin dall'avvio del mercato elettrico in Italia, ha definito, e sottoposto all'ARERA per approvazione, le diverse configurazioni zonali da adottare con una cadenza tipicamente triennale.

Al fine di procedere con una nuova revisione zonale, tenendo conto dell'entrata in vigore delle linee guida europee sull'allocazione della capacità e sulla gestione delle interconnessioni (CACM) avvenuta il 14 agosto 2015, si è reso necessario rivedere il processo di definizione della configurazione zonale, adattandolo ai nuovi criteri e alle nuove modalità stabilite nelle suddette linee guida.

Tale processo, avviato con la Deliberazione ARERA 496/17, ha portato alla modifica della struttura zonale a partire dal 1° gennaio 2019, per effetto della Deliberazione 386/18/R/EEL ([link](#)), che rispetto alla precedente prevede l'accorpamento dei poli di produzione di Brindisi, Foggia e Priolo alle limitrofe zone geografiche e lo spostamento nella zona di mercato Centro Sud del nodo di Gissi.

Inoltre, in accordo con la recente Deliberazione 103/2019/R/EEL ([link](#)), a partire dal 2021 è previsto lo spostamento della regione Umbria dalla zona Centro Nord alla zona Centro Sud, l'eliminazione del polo di produzione limitata di Rossano e la creazione della zona geografica Calabria (coincidente con la medesima regione).

Ai fini del Mercato della capacità, Terna definisce il modello multi-area sulla base delle valutazioni effettuate per la struttura zonale valida per l'anno di consegna di ciascuna procedura concorsuale.

Una singola area virtuale estera corrisponde all'insieme delle zone estere interconnesse alla medesima area localizzata sul territorio nazionale.

 Terna	Mercato della Capacità - Disposizioni tecniche di funzionamento n.2	
		Pagina: 5 di 44

2. Curve di Domanda

2.1. Introduzione

Nel presente capitolo è descritta la metodologia per il dimensionamento delle curve di domanda di capacità per ciascuna area della rete rilevante italiana e dei limiti di scambio tra le aree da adottare nell'ambito delle procedure concorsuali di cui alla Disciplina.

Ai fini del dimensionamento delle curve di domanda, il sistema elettrico italiano viene descritto mediante un modello multi-area che rappresenta le condizioni attese di fabbisogno e disponibilità di generazione in ciascuna area e simula la possibilità di mutuo soccorso tra le aree, compatibilmente con la capacità di scambio disponibile.

In particolare, vengono realizzate simulazioni probabilistiche con metodo Monte Carlo utilizzando il modulo GRARE (*Grid Reliability and Adequacy Risk Evaluator*) inserito all'interno dell'applicativo SPIRA¹. Grazie a questo strumento vengono stimati i seguenti indici di affidabilità del sistema ed in particolare:

- il LOLE (*Loss Of Load Expectation*)
- l'ENS² (*Energy Not Supplied*).

Attraverso un processo iterativo viene quindi valutato lo stato di adeguatezza corrispondente a diversi livelli di Capacità Disponibile in Probabilità (CDP) nel sistema elettrico (e con diverse distribuzioni possibili tra le aree). Sulla base di queste simulazioni è quindi possibile individuare i punti caratteristici delle curve di domanda di ciascuna area.

Infine, partendo dalle soluzioni individuate (per ciascun punto), viene indagata la possibilità di spostare quote di CDP tra coppie di zone limitrofe. Sulla base di queste simulazioni è quindi possibile definire i limiti di scambio tra le aree da considerare nelle procedure concorsuali.

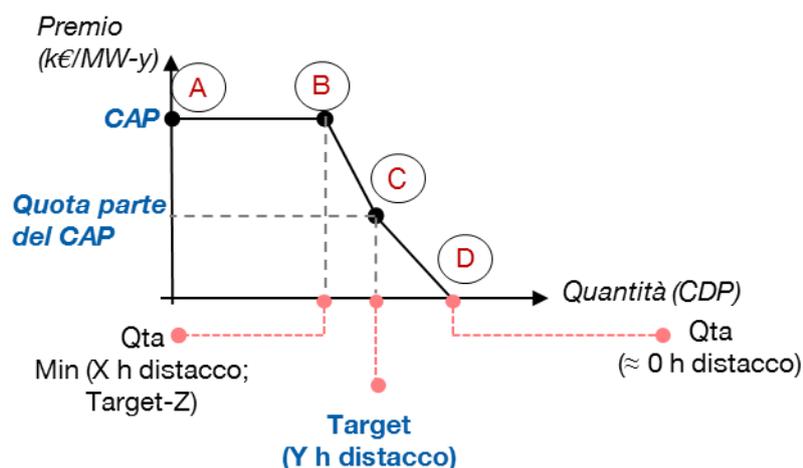
¹ GRARE è un modulo del software SPIRA ("Sistema di Pianificazione Reti di Alta tensione") sviluppato da CESI per conto di Terna, www.cesi.it/GRARE

² Riferendosi a simulazioni probabilistiche relative ad un anno di consegna futuro, con l'accezione di Energia non fornita (*Energy Not Supplied*) si intende l'energia non fornita attesa annua (anche denominata EENS).

2.1.1. Curve di domanda

Le curve di domanda di capacità pongono in relazione livelli di adeguatezza del sistema elettrico e Premi, espressi in €/MW-anno, da riconoscere alle risorse selezionate attraverso un meccanismo competitivo. Maggiore è quindi la capacità contrattualizzata, minore è la probabilità di disconnessione della domanda e minore è la disponibilità a pagare per un MW aggiuntivo.

Per ciascuna area geografica, le curve di domanda sono costituite dall'interpolazione lineare di quattro punti caratteristici (Figura 1). In corrispondenza di ogni punto della curva di domanda B, C, e D, sono identificati i valori di CDP necessaria, in ciascuna Area, per rispettare un predefinito valore di *LOLE* del sistema elettrico.



Z è definito in funzione della perdita di uno o più gruppi di generazione

Figura 1. Curva di domanda per Area funzione di specifici valori di *LOLE* di sistema elettrico

Tali valutazioni di adeguatezza sono condotte attraverso un modello affidabilistico del sistema elettrico italiano che riproduce le caratteristiche di adeguatezza del sistema. La disponibilità di capacità di generazione programmabile e non programmabile, di importazione dall'estero e i limiti di transito tra le Aree sono modellati su base probabilistica.

La modellazione probabilistica delle diverse grandezze è basata prioritariamente su dati storici disponibili a Terna e su altri dati pubblici. In caso di carenza di dati storici e di altri dati pubblici, o nel caso in cui siano stati considerati poco significativi, Terna condurrà opportune valutazioni mirate a modellare il comportamento del sistema nel modo più accurato possibile.

	Mercato della Capacità - Disposizioni tecniche di funzionamento n.2	Pagina:
		7 di 44

2.2. Metodologia di Calcolo

Al fine di determinare le curve di domanda di Capacità di Produzione (*CDP*) in ciascuna area di cui all'Articolo 22 della Disciplina per un determinato anno di consegna, viene valutata - per ogni scenario di interesse - l'adeguatezza del sistema elettrico (Articolo 21 della Disciplina) con orizzonte annuale mediante l'utilizzo del modulo GRARE integrato nel programma di calcolo SPIRA. In GRARE, il modello di simulazione utilizza il metodo di campionamento statistico – metodo probabilistico Monte Carlo – con il quale definisce un numero sufficientemente significativo di possibili configurazioni del sistema in termini di domanda di energia elettrica, producibilità delle fonti rinnovabili, disponibilità del parco di generazione convenzionale e degli elementi di rete che impattano sui limiti di scambio tra le aree.

Nello specifico, le indisponibilità dei generatori vengono valutate applicando dei tassi di guasto e delle durate di manutenzione definite sulla base dei dati storici in possesso di Terna, mentre si è sviluppato un modello ad-hoc per valutare la disponibilità della capacità di scambio tra le aree di mercato, tenendo in considerazione sia le manutenzioni programmate delle linee significative sia l'indisponibilità causata da fuori servizio imprevedibili di queste, la cui probabilità e il cui impatto sono stati definiti sulla base di dati storici e delle migliori previsioni nella disponibilità di Terna.

È opportuno evidenziare che il programma valuta il comportamento del sistema elettrico in regime stazionario e in assenza di un modello nodale della rete, senza quindi tenere conto dei fenomeni transitori che si verificano quando nel sistema sopravviene un guasto.

2.2.1. Processo di individuazione dei punti della curva di domanda

In questo paragrafo si illustra più nel dettaglio il procedimento a step adottato per individuare i punti di domanda di cui all'Articolo 22 della Disciplina:

1. Adeguamento del sistema: si applica un incremento della capacità in ciascuna area nel caso in cui la *CDP* termica installata non sia superiore al picco di carico residuo³ (eventualmente moltiplicato per un fattore di sicurezza).

³ Carico da soddisfare con generazione termica (ovvero fabbisogno di energia elettrica decurtato della produzione attesa da tutte le altre fonti)

	Mercato della Capacità - Disposizioni tecniche di funzionamento n.2	Pagina:
		8 di 44

2. Identificazione punto D: partendo dal punto di adeguamento del sistema si applica un decremento progressivo della CDP (con step di 100MW) fino ad individuare il punto oltre il quale la dismissione di ulteriori 100MW in una qualsiasi Area causerebbe Energia Non Servita, identificando così la minima CDP installata per area tale per cui non si abbia distacco carico.
3. Identificazione punto C: a partire dal punto D si applica un ulteriore decremento progressivo della CDP (con step di 100MW) fino ad individuare la minima CDP per area tale per cui non si abbia un LOLE di sistema elettrico superiore al target (pari a 3 ore/anno).
4. Identificazione punto B: a partire dal punto C si applica un ulteriore decremento progressivo della CDP (con step di 100MW) fino ad individuare la minima CDP termica installata per area tale per cui non si abbia un LOLE di sistema elettrico superiore ad un secondo valore di soglia (pari a 6 ore/anno).

La CDP termica in ciascuna area viene definita come la somma della potenza massima simulata sugli impianti termici appartenenti all'area (ovvero la potenza installata al netto del tasso di indisponibilità per vincoli ambientali) opportunamente decurtata del tasso di indisponibilità accidentale (dunque, per ciascun impianto, la CDP termica considerata coincide con il valore di CDP stimato ai sensi dell'Allegato 3 della Disciplina).

Le variazioni di CDP simulate sono dei soli impianti termoelettrici: il resto del parco rimane fisso in tutte le iterazioni ed il corrispondente valore di CDP (determinato applicando le regole previste in Disciplina) viene sommato alla CDP termica ottenuta in esito al procedimento iterativo.

Nelle simulazioni, i costi della generazione termoelettrica sono fissati ad un valore omogeneo in modo da garantire che la distribuzione della CDP tra le diverse aree sia guidata dalle necessità di adeguatezza del sistema e non da criteri economici (sono previste piccole differenze di prezzo al fine di garantire un *merit order* di funzionamento tra i gruppi appartenenti alla stessa area, evitando situazioni di indeterminatezza).

In aggiunta, sono applicati dei "costi di linea" tra le varie aree in modo tale da garantire che il soddisfacimento del carico di ciascuna area avvenga prioritariamente con CDP interna alla medesima area (questo allo scopo di localizzare il "fabbisogno di capacità" nell'area che effettivamente ne necessita). Tale approccio consente di identificare una distribuzione di CDP tra le aree che rifletta le reali necessità in termini di adeguatezza, evitando tuttavia un sovradimensionamento complessivo del fabbisogno di CDP, grazie al mutuo soccorso tra le aree.

	Mercato della Capacità - Disposizioni tecniche di funzionamento n.2	Pagina:
		9 di 44

2.2.1.1. Incremento della CDP, adeguamento del sistema

Come primo passo, viene fatta una valutazione dell'adeguatezza della rete all'anno orizzonte considerato, simulando un parco di generazione atteso⁴. Per fare ciò vengono ottimizzati il dispacciamento idroelettrico e la manutenzione programmata delle unità termoelettriche e viene eseguita una simulazione Monte Carlo di 896 anni considerando come variabili aleatorie:

- ✓ diversi scenari di fabbisogno di carico all'anno orizzonte considerato (scenari "Base Hot", "Base Cold", "Base Median", "Sviluppo Hot", "Sviluppo Cold", "Sviluppo Median")
- ✓ diversi scenari di producibilità idroelettrica (scenario "wet", "dry", "normal")
- ✓ la stocasticità della producibilità eolica e fotovoltaica
- ✓ il fuori servizio dei generatori per accidentalità
- ✓ la capacità di interconnessione tra le aree di mercato

La simulazione viene eseguita considerando come input la CDP attesa per l'anno orizzonte⁵: nel caso in cui la CDP nell'area in esame risulti inferiore rispetto al picco di carico termico corrispondente, tale area viene adeguata installando nuova capacità termica (tale da garantire una CDP almeno uguale al picco di carico termico moltiplicato per un coefficiente di sicurezza⁶). La tecnologia della nuova capacità installata è la tecnologia di punta di cui al paragrafo 2.2.2.5.

L'esito della simulazione si riassume con i seguenti indici di affidabilità:

- ✓ LOLE di sistema elettrico, ore di distacco carico
- ✓ ENS, energia non fornita

A valle dell'adeguamento della capacità il sistema non presenta distacco di carico poiché, come detto precedentemente, in ogni area, è stata aggiunta ulteriore CDP fino ad un valore equivalente o superiore al picco di carico termico corrispondente. Ci si ritrova quindi in un punto con CDP maggiore o uguale del punto D (cfr. Figura 2), ovvero ci si trova in un caso di sovradimensionamento di CDP complessiva.

⁴ Sono considerati tutti gli impianti di generazione convenzionali non dismessi ed un installato FRNP in linea con il trend di crescita atteso nel Piano di Sviluppo.

⁵ Carico da soddisfare con generazione termica (ovvero fabbisogno di energia elettrica decurtato della produzione attesa da tutte le altre fonti)

⁶ Assunto pari ad 1 nelle aree continentali e pari ad 1,5 nelle isole (per effetto di una ridotta magliatura)

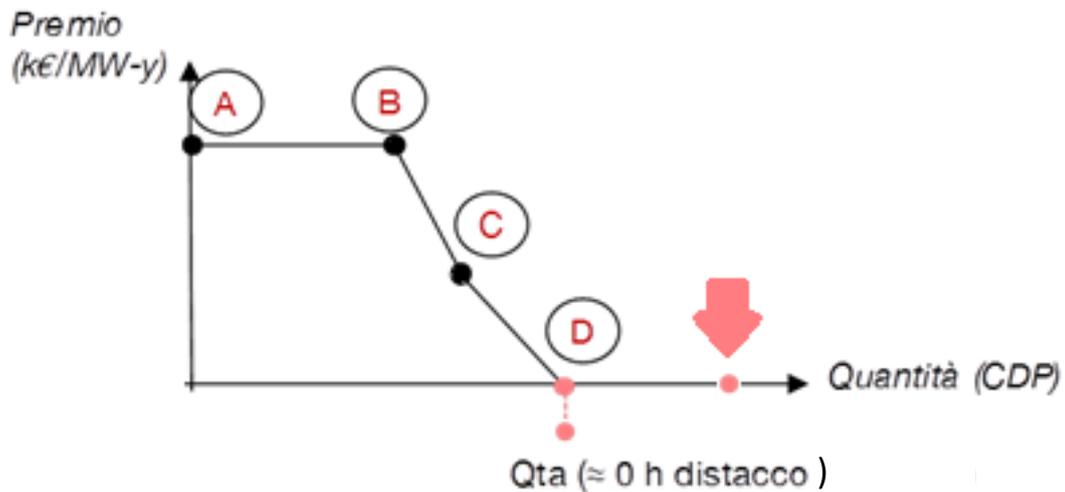


Figura 2 - Esempio di incremento della CDP

A partire da questo livello di CDP, inizia la procedura di identificazione dei punti D, C e B delle curve di domanda, simultaneamente per tutte le diverse aree.

2.2.1.2. Identificazione del punto D

I punti D delle curve di domanda delle diverse aree individuano, complessivamente, la soluzione che consente di avere un LOLE di sistema elettrico pari a zero con il minimo livello complessivo di capacità installata. In altre parole: una dislocazione differente della capacità sul territorio nazionale potrebbe consentire comunque di avere un valore di LOLE pari a zero ma solo con un livello di capacità superiore (o uguale, nel caso esistano soluzioni equivalenti).

Per ottenere tale punto, si esegue la procedura iterativa di Figura 3, dismettendo ad ogni iterazione, impianti termici (o loro quota parte) per una CDP pari a 100 MW a partire dall'area con l'unità di produzione caratterizzata dal minor fattore di utilizzo ovvero dal minor numero di ore annue di funzionamento. Infatti, secondo le assunzioni di prezzo e penalizzazione degli scambi tra aree, ad un minore utilizzo corrisponde una minore necessità ai fini dell'adeguatezza.

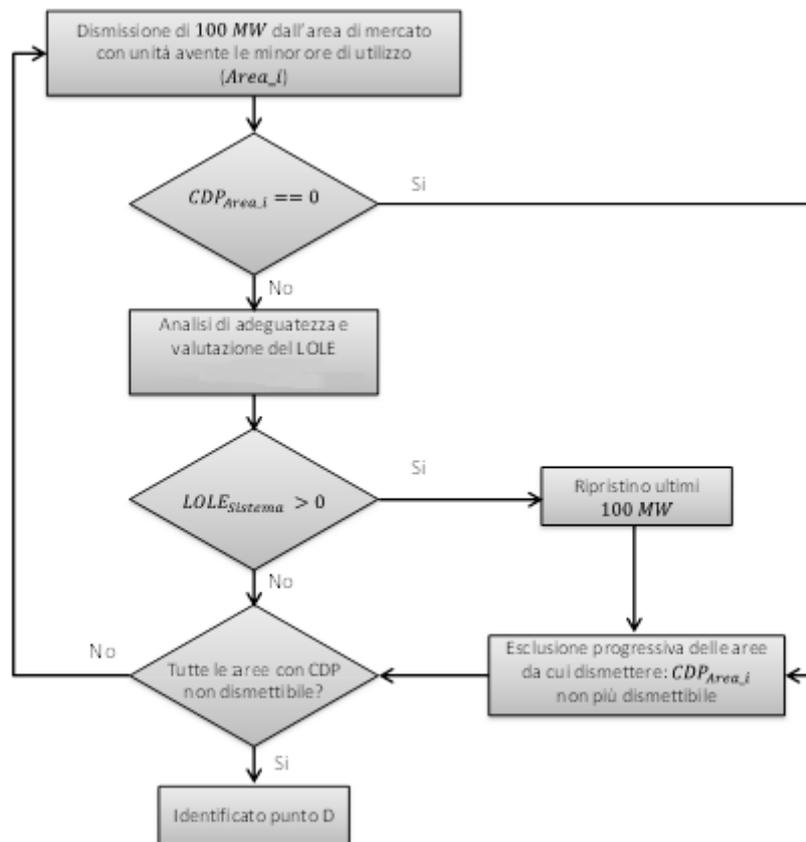


Figura 3. Diagramma di flusso per individuare il punto D. La CDP nel punto D, in ciascuna curva di domanda per Area, è pari alla capacità che consente di avere un LOLE di sistema elettrico pari a zero.

Il processo si articola quindi nelle seguenti fasi:

1. A valle di una simulazione condotta tenendo conto di un parco corrispondente a quello ottenuto a valle del procedimento descritto al paragrafo 2.2.1.1, si identifica un ordine di merito dei gruppi termici sulla base del numero di ore di utilizzo annue;
2. Si dismettono 100 MW di CDP appartenenti all'unità termoelettrica con minore utilizzo annuo;
3. Si valuta l'adeguatezza del sistema in termini di LOLE di sistema elettrico:
 - a. nel caso in cui il sistema risulti non più adeguato (ovvero si riscontri un $LOLE > 0$), si ripristina la capacità dismessa nell'area e si impedisce ulteriore dismissione di CDP in tale area. Tale CDP identifica il punto D dell'area in questione. Si prosegue escludendo le unità dell'Area in esame dalla lista delle potenziali dismissioni e si torna al punto 2.
 - b. nel caso in cui il sistema risulti ancora adeguato, si procede alla dismissione di ulteriori 100 MW di capacità, così come definito nel precedente punto 2.

4. Il processo termina nel momento in cui non è possibile dismettere ulteriore capacità di produzione senza incorrere in distacco di carico, ovvero quando a valle dello step 3.a siano state escluse dalla lista delle potenziali dismissioni tutte le UP termiche.

Il punto finale quindi risulta tale per cui, se venissero dismessi ulteriori 100 MW da una qualsiasi delle aree, si presenterebbe distacco di carico. Tale livello di CDP rappresenta il punto D a livello nazionale, nonché il punto D della curva di domanda di ciascuna area.

2.2.1.3. Identificazione del punto C

I punti C delle curve di domanda delle diverse aree individuano, complessivamente, la soluzione che consente di avere un LOLE di sistema elettrico pari al target fissato (pari a 3 ore di LOLE ai sensi del D.M. 28 giugno 2019) con il minimo livello complessivo di capacità installata. In altre parole: una dislocazione differente della capacità sul territorio nazionale potrebbe consentire comunque di avere un valore di LOLE pari al target ma solo con un livello di capacità superiore (o uguale, nel caso esistano soluzioni equivalenti).

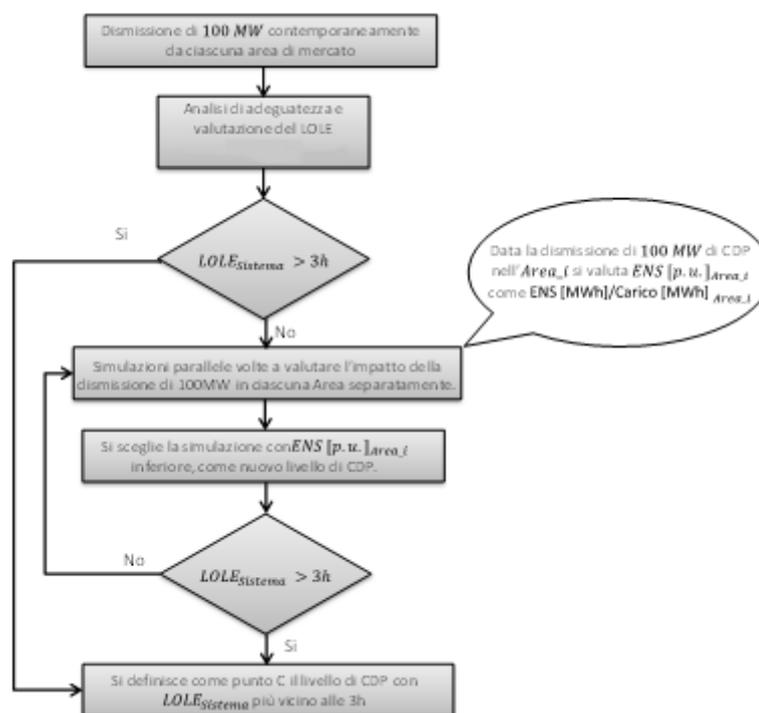


Figura 4. Diagramma di flusso per individuare il punto C. La CDP nel punto C, il punto C individua il valore di capacità da contrattualizzare per ottenere il grado di adeguatezza considerato normale (adeguatezza standard con 3 ore di LOLE).

	Mercato della Capacità - Disposizioni tecniche di funzionamento n.2	
		Pagina: 13 di 44

Per ottenere tale punto, si esegue la procedura iterativa che si dettaglia di seguito:

1. A partire dal punto D, si dismettono contemporaneamente 100 MW di CDP per ciascuna area (con CDP termica positiva). Questo consente di garantire che in ciascuna area vi siano almeno 100MW di CDP di distanza tra il punto D ed il punto C. Tramite metodo Monte Carlo, si valuta quindi l'adeguatezza del sistema a questo livello di CDP.
2. Dopo aver verificato che lo step 1. non raggiunga il livello target di LOLE, si eseguono simulazioni Monte Carlo distinte e parallele, ciascuna caratterizzata dalla dismissione di 100 MW di CDP in ciascuna area di mercato (quindi il numero di simulazioni parallele è pari al numero di aree aventi una CDP termica positiva).
3. Viene identificata quindi, tra le simulazioni parallele, la simulazione che presenta il minore livello di energia non fornita rispetto al carico *ENS* [p. u.].
 - a. Nel caso in cui il LOLE corrispondente a questa simulazione sia inferiore al valore Target, la dismissione di CDP dall'area corrispondente si considera effettiva e si torna al precedente punto 2. eseguendo ulteriori simulazioni parallele Monte Carlo a partire da tale soluzione.
 - b. Nel caso in cui il LOLE di sistema elettrico corrispondente a questa simulazione sia invece superiore al valore Target, si procede selezionando (tra le diverse simulazioni parallele) come punto C il livello di CDP che più si avvicina al Target di sistema.

2.2.1.4. Identificazione del punto B

A partire dal punto C, si riesegue la procedura di Figura 5 per identificare il punto B, che può essere definito come il limite oltre il quale il sistema non è più adeguato.

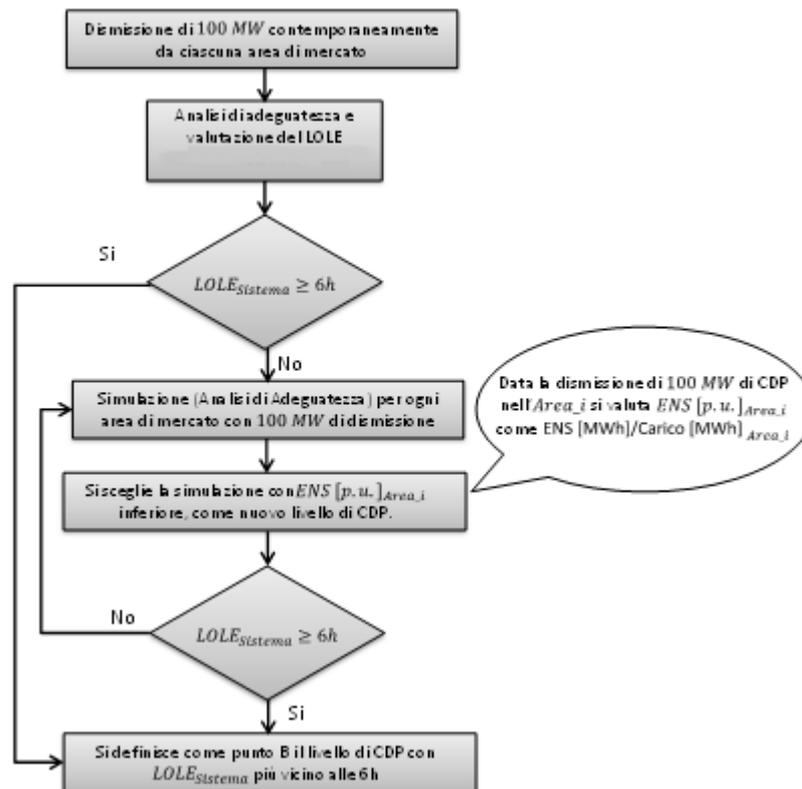


Figura 5. Diagramma di flusso per individuare il punto B. Il Punto B rappresenta il livello di LOLE oltre il quale il sistema può essere considerato non adeguato.

La procedura iterativa prevede dunque:

1. A partire dal punto C, si dismettono contemporaneamente 100 MW di CDP per ciascuna area (con CDP termica positiva). Questo consente di garantire che in ciascuna area vi siano almeno 100MW di CDP di distanza tra il punto C ed il punto B. Tramite metodo Monte Carlo, si valuta quindi l'adeguatezza del sistema a questo livello di CDP.
2. Dopo aver verificato che lo step 1. non raggiunga il livello LOLE associato al punto B, si eseguono simulazioni Monte Carlo distinte e parallele, ciascuna caratterizzata dalla dismissione di 100 MW di CDP in ciascuna area di mercato (quindi il numero di simulazioni parallele è pari al numero di aree aventi una CDP termica positiva).
3. Viene identificata quindi, tra le simulazioni parallele, la simulazione che presenta il minore livello di energia non fornita rispetto al carico $ENS [p.u.]$.
 - a. Nel caso in cui il LOLE corrispondente a questa simulazione sia inferiore al valore di LOLE associato al punto B, la dismissione di CDP dall'area corrispondente si

	Mercato della Capacità - Disposizioni tecniche di funzionamento n.2	Pagina:
		15 di 44

considera effettiva e si torna al precedente punto 2. eseguendo ulteriori simulazioni parallele Monte Carlo a partire da tale soluzione.

- b. Nel caso in cui il LOLE di sistema elettrico corrispondente a questa simulazione sia invece superiore al valore associato al punto B, si procede selezionando (tra le diverse simulazioni parallele) come punto B il livello di CDP che più si avvicina al Target di sistema.

Qualora decurtando i 100 MW da ciascuna area a partire dalla configurazione del punto C (step 1.) si superi la soglia del livello di ore di LOLE di sistema elettrico definito nel D.M. 28 giugno 2019 dal Ministero si considera il punto B pari al livello di CDP definito a valle del punto 1 senza procedere ad ulteriori simulazioni.

2.2.2. Simulazioni Monte Carlo

Al fine di eseguire un'analisi di adeguatezza e, in ultima analisi, stimare le ore di distacco carico attese (LOLE) per un determinato anno orizzonte e per un determinato livello di CDP, si è scelto di utilizzare il programma di calcolo GRARE che, sfruttando il metodo Monte Carlo tiene in considerazione tutte le principali variabilità di seguito elencate:

- ✓ diversi scenari di fabbisogno di energia elettrica
- ✓ diversi scenari di producibilità idroelettrica
- ✓ l'aleatorietà della producibilità eolica e fotovoltaica
- ✓ il fuori servizio dei generatori per accidentalità
- ✓ la capacità di interconnessione tra le aree di mercato

In Figura 6 e Figura 7 sono rispettivamente descritte le logiche per la valutazione del piano di manutenzione e per la valutazione del dispacciamento delle risorse idroelettriche. In Figura 8 si riporta una rappresentazione schematica delle logiche di funzionamento del programma GRARE.

La simulazione Monte Carlo necessita di una serie di input per descrivere l'andamento annuale di ciascuna grandezza e per determinare anche la sua variabilità di anno in anno. Per tali ragioni, preventivamente rispetto al processo di ottimizzazione del parco termoelettrico di GRARE, si effettua una pianificazione ottima della manutenzione degli impianti termici e un dispacciamento ottimo delle risorse idroelettriche. Quest'ultima viene effettuata in funzione di diversi scenari di disponibilità idrica (nello specifico degli scenari "wet", "dry" e "normal") e di diversi scenari di produzione da fonti

rinnovabili non programmabili (in particolare eolico e solare, quindi nello specifico degli scenari “low RES”, “average RES” e “high RES”).

Tali input sono quindi utilizzati dal modulo Monte Carlo vero e proprio e, per ciascuna storia Monte Carlo, si effettua uno *unit commitment* settimanale a cui segue un dispacciamento delle risorse termoelettriche ai minimi costi. Avendo ipotizzato pressoché lo stesso costo delle risorse termoelettriche, il *merit order* delle diverse tipologie di impianto non risulta di effettivo interesse, in quanto l’obiettivo dell’analisi si focalizza sulla capacità di far fronte al fabbisogno di energia elettrica per ciascuno scenario, date tutte le potenziali accidentalità che si possono presentare in una singola storia Monte Carlo.

Il valore finale di LOLE corrisponde al numero atteso di ore di distacco di carico all’anno orizzonte, che si ottiene dalla media delle ore di distacco carico che si registrano per ognuno degli 896 anni Monte Carlo simulati.

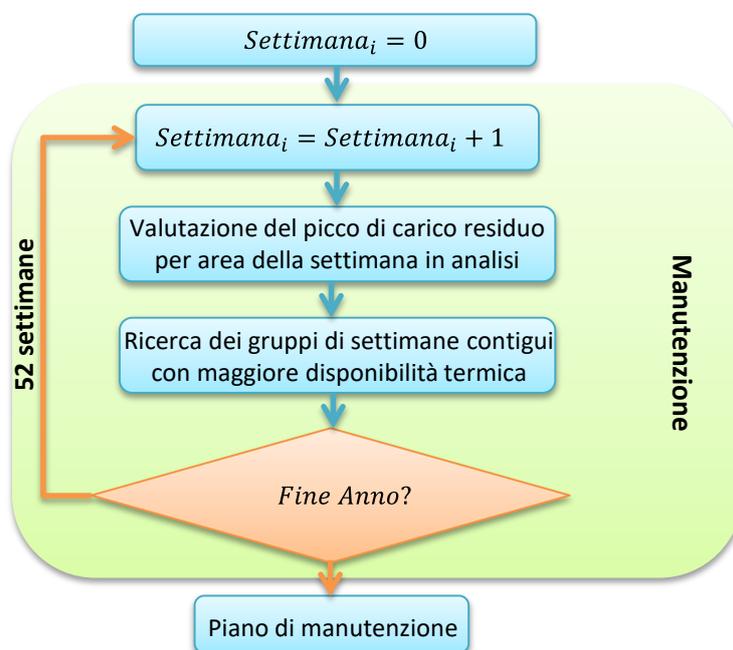


Figura 6. Valutazione dei periodi composti da settimane contigue in cui allocare la manutenzione di ciascuna unità di produzione termoelettrica (si procede pianificando un gruppo alla volta).

x3 (alta, media e bassa produzione rinnovabile)

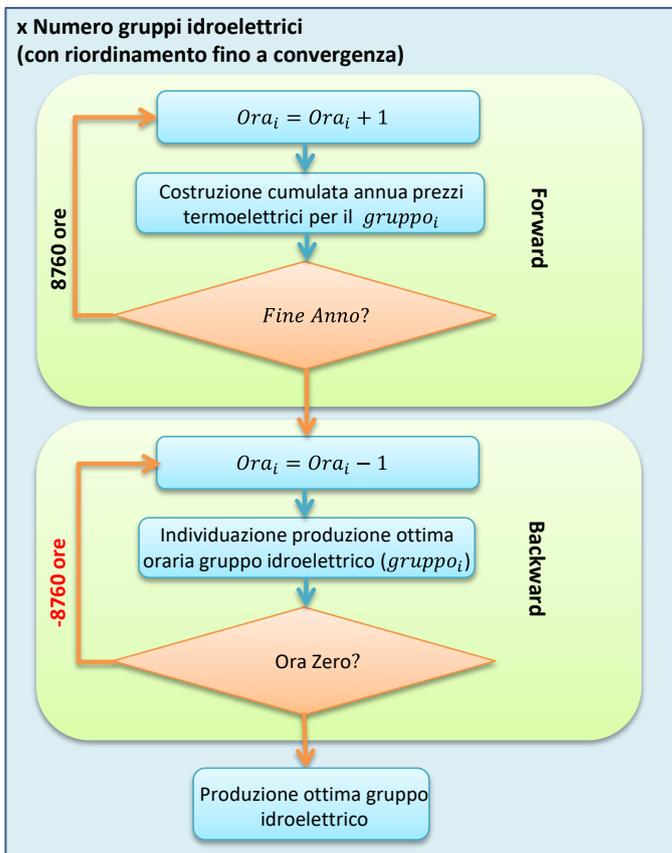


Figura 7. Valutazione ottima attesa all'anno orizzonte per il dispacciamento idroelettrico

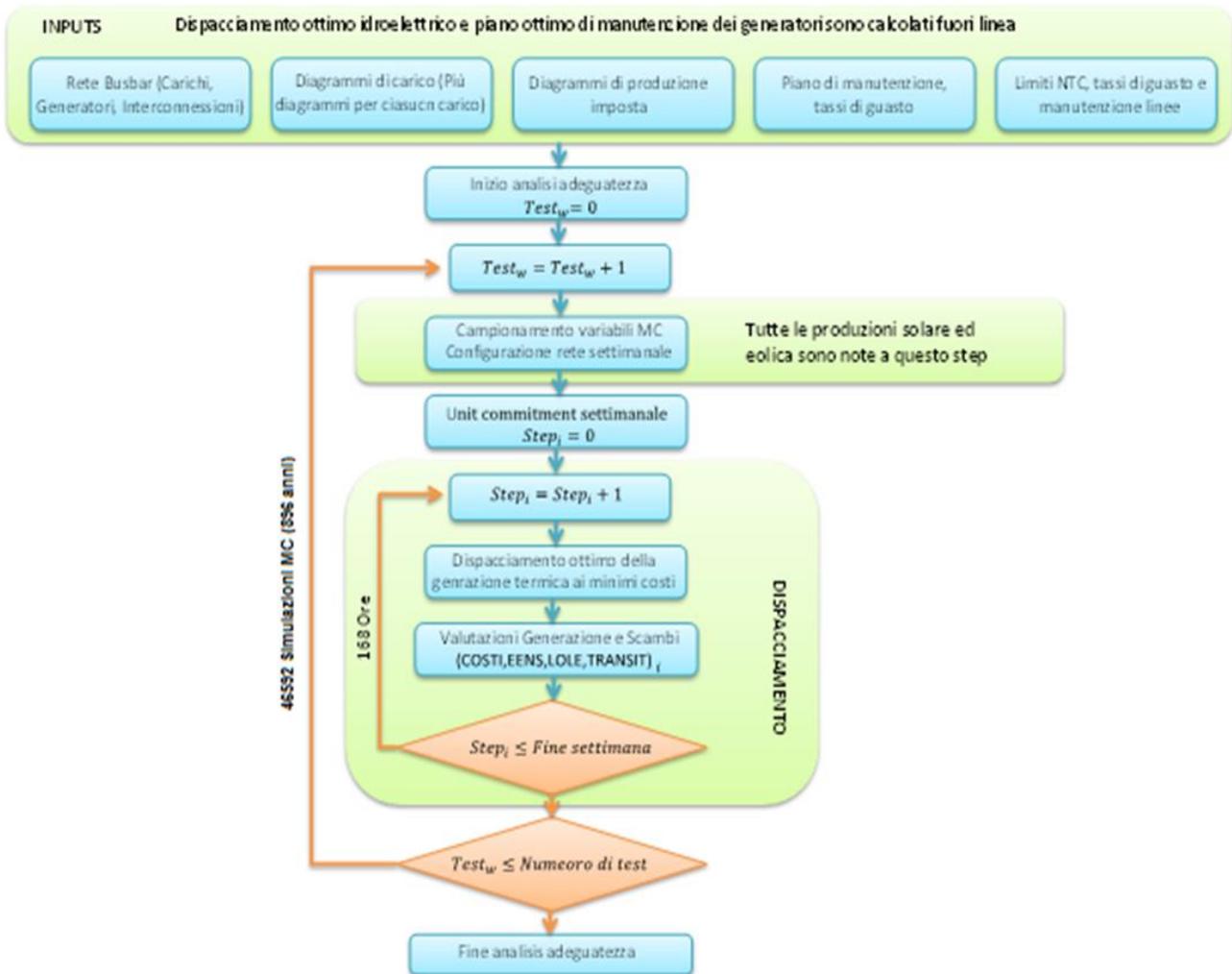


Figura 8. Rappresentazione schematica dell'analisi di adeguatezza che può essere effettuata per ciascun livello di CDP.

2.2.2.1. Modello busbar e interconnessioni tra le aree

L'intero sistema elettrico italiano è rappresentato con un modello multi-sbarra nel quale le aree sono rappresentate da equivalenti "busbar" (cioè prive del dettaglio della rete di trasmissione e distribuzione interna⁷) tra loro interconnesse (secondo la reale topologia della rete) da "linee equivalenti" (Figura 9).

Le "linee equivalenti" non possiedono una diretta corrispondenza fisica con degli elementi di rete "reali" ma consentono, nel loro complesso, di rappresentare in modo probabilistico la disponibilità della capacità di scambio su ciascuna sezione.

Ciascuna linea equivalente è caratterizzata quindi da un tasso di guasto, un periodo di manutenzione ed una riduzione da apportare al limite di scambio in caso di fuori servizio di tale linea (sia in caso di manutenzione che di guasto). Tali parametri sono stati definiti in modo da garantire che la distribuzione di probabilità del limite di scambio atteso rispecchi quella registrata storicamente sulle sezioni in esame (tenendo opportunamente conto dei benefici introdotti da eventuali interventi di sviluppo attesi per il periodo di consegna).

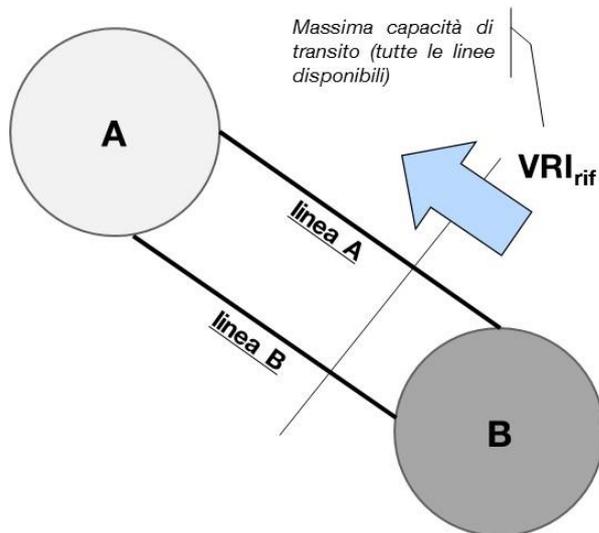
Dunque, per ciascun punto simulato viene determinato il limite di scambio su ciascuna sezione tra aree come differenza tra il limite in caso di completa disponibilità degli elementi di rete⁸ e la riduzione derivante dalle "linee equivalenti" ipotizzate indisponibili (perché in manutenzione⁹ o perché, sulla base dell'estrazione Monte Carlo, risultate in avaria).

Nella simulazione sono comunque applicati dei floor ai limiti di scambio. Tali floor, determinati sulla base dei dati storici, sono applicati per evitare che la sovrapposizione di manutenzioni e/o guasti su più elementi equivalenti appartenenti alla stessa sezione conducessero all'annullamento dei limiti di scambio per effetto dell'adozione di un modello lineare (il principio di sovrapposizione degli effetti in questo caso tende a non essere applicabile nel caso di molte linee indisponibili).

⁷ Le perdite del Sistema Nazionale sono state quindi trascurate.

⁸ Sono stati considerati valori in linea con quelli attualmente vigenti sulle sezioni tra zone di mercato

⁹ Per ciascuna "linea equivalente" sono identificate delle settimane dell'anno di indisponibilità in linea con i dati storici di Terna.



Indisponibilità non programmate

linea A:

- ✓ Riduzione: X MW
- ✓ Probabilità di accadimento: x %

linea B:

- ✓ Riduzione : Y MW
- ✓ Probabilità di accadimento : y %

Indisponibilità programmate

linea A:

- ✓ Riduzione : X MW
- ✓ Numero di settimane per anno: M w/y

linea B:

- ✓ Riduzione : Y MW
- ✓ Numero di settimane per anno : N w/y

linea A & linea B (se rilevante):

- ✓ Riduzione : X+Y MW
- ✓ Numero di settimane per anno : Z w/y

Figura 9. Modellazione interconnessione tra aree

Tale modello consente di svincolarsi dalla topologia specifica della rete, e questo ha una ricaduta positiva in termini computazionali, risolve eventuali problemi di collocazione della nuova capacità di produzione e permette di depurare l'analisi da eventuali problematiche di carattere elettrico interne alle zone di rete rilevante.

In Figura 10 è riportato il generico schema busbar implementato in GRARE per ogni area considerata, escluse le aree estere, nel quale sono messi in evidenza i diversi termini che interessano l'analisi:

- il modello del fabbisogno,
- il dettaglio dei generatori dispacciabili Th
- il dettaglio delle produzioni idroelettriche Hy (impianti ad acqua fluente, a serbatoio e di pompaggio),
- il dettaglio dei generatori eolici Wn , fotovoltaici Ph e alimentati da altre fonti rinnovabili (biomasse, rifiuti, geotermico, etc.).

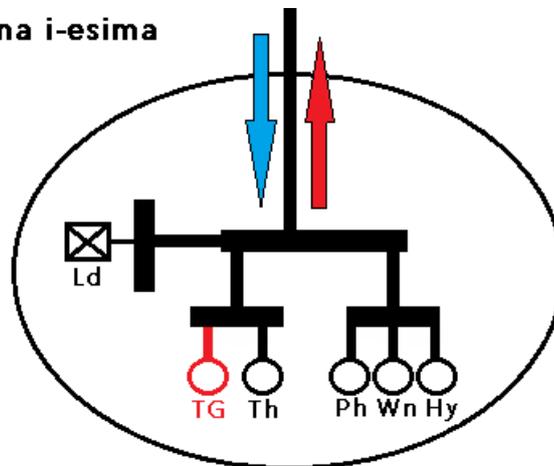
Zona i-esima


Figura 10. Modello busbar dell'area i-esima di mercato. Il modello della rete è radiale, ciascuna area avrà un nodo collettore di altri 3 nodi, nodo di carico, a cui viene associato l'apposito diagramma o più diagrammi di carico, il nodo per la generazione termica che ospiterà la nuova CDP disegnata in rosso e il nodo per la generazione imposta, in particolare generazione fotovoltaica, eolica e idrica. L'area quindi si interfacerà con le altre aree mercato e sarà soggetta a dei vincoli di transito sia in Import che in Export.

Sia Malta sia la Corsica sono rappresentate, rispettivamente, come un carico¹⁰ connesso rispettivamente all'area Sicilia e all'area Sardegna.

2.2.2.2. Carico

Il modello del carico è valutato secondo due scenari macroeconomici, uno scenario base ed uno di sviluppo.

Per ciascuno di questi due scenari, sono stati ipotizzati tre differenti scenari meteo *principalmente funzione delle temperature attese*:

- Ipotesi "*MEDIANA*": questo scenario rappresenta la previsione di fabbisogno attesa in ciascuna area in caso di temperature in linea con il valore mediano della serie storica.
- Ipotesi "*COLD*": questo scenario rappresenta la previsione di fabbisogno attesa in ciascuna area in caso di temperature particolarmente fredde.
- Ipotesi "*HOT*": questo scenario rappresenta la previsione di fabbisogno attesa in ciascuna area in caso di temperature particolarmente elevate.

In GRARE è disponibile un modulo che consente di estrarre stocasticamente i diversi profili di carico date le diverse probabilità di accadimento associate. In questo modo i risultati delle simulazioni sono in grado di tenere in considerazione tutte le variabilità dello scenario.

¹⁰ Non è quindi prevista la possibilità di import da tali aree.

	Mercato della Capacità - Disposizioni tecniche di funzionamento n.2	Pagina:
		22 di 44

Il programma GRARE simula la distribuzione annua del carico di ciascuna area attraverso un calendario annuale che associa all'i-esima settimana dell'anno i propri diagrammi settimanali di carico: complessivamente, per ciascuna delle 52 settimane, si analizzano 6 profili orari diversi (base mediana, base cold, base hot, sviluppo mediana, sviluppo cold, sviluppo hot) la cui somma di probabilità sarà pari ad 1.

In ogni settimana, a valle dell'estrazione stocastica del profilo (che risulta unica per tutte le aree), si ha quindi a disposizione il profilo orario di domanda di energia elettrica su tutte le aree del sistema.

2.2.2.3. Generazione

Nel programma GRARE le generazioni sono suddivise in:

- *dispacciabili*, ovvero caratterizzate da un costo variabile che ne determina l'utilizzo sulla base di un dispacciamento a minimi costi,
- *imposte* ovvero descritte mediante diagrammi predefiniti che ne scandiscono il profilo orario di produzione nell'arco dell'anno;
- *eoliche e fotovoltaiche* caratterizzate da una certa aleatorietà della produzione e a cui sono associate delle curve di producibilità oggetto anche queste di estrazione stocastica nel metodo Monte Carlo.

In particolare, relativamente alla generazione eolica e fotovoltaica, si procede a definire diversi profili di produzione sulla base dei valori di installato attesi e di una stima della producibilità basata su dati storici correlati dell'informazione "meteo".

L'applicazione di estrazioni casuali alle curve di producibilità permette di evitare possibili condizionamenti dell'affidabilità del sistema che si avrebbero nel caso di utilizzo di profili imposti. Questo approccio statistico si rende tanto più importante quanto maggiore risulta essere la potenza installata di tali fonti. Maggiori dettagli sono forniti al paragrafo [2.2.2.3.3](#) e [2.2.2.3.4](#).

2.2.2.3.1 Generazione imposta

La generazione imposta rappresenta il contributo fornito da impianti rinnovabili programmabili (eventualmente soggetti a vincoli di energia dovuti alla disponibilità della fonte primaria) o non programmabili diverse da solare ed eolico. A questa classe di impianti appartengono le unità di produzione idriche (impianti ad acqua fluente, a serbatoio, a bacino e di pompaggio) e tutte quelle

unità la cui produzione non può essere dispacciata o può essere assunta come “base load” (biomasse, rifiuti, geotermico, etc.).

In GRARE queste categorie di impianti sono modellate come generatori con curve di produzione imposte, note e descritte a priori con le stesse modalità previste per le curve del carico, ossia descritte da un calendario di 52 diagrammi settimanali discretizzati.

Le curve idriche sono state calcolate mediante l'utilizzo di GRARE al fine di ottenere una gestione dei bacini idrici in grado di ottimizzare lo sfruttamento degli impianti a fonte rinnovabile presenti in grande quantità in rete paragrafo 0.

Tutta la generazione imposta è considerata “sicura”, cioè priva di manutenzione e con indisponibilità accidentale nulla. Ciò è conseguente alla metodologia adottata per creare i diagrammi di produzione, i quali includono (laddove rilevante) già la manutenzione e l'indisponibilità di tali risorse poiché ottenuti dagli storici andamenti reali delle produzioni nel corso di un anno.

2.2.2.3.2 Produzione di energia da impianti idroelettrici

Il modello di simulazione valorizza il contributo all'adeguatezza del sistema fornito dalle risorse idroelettriche mediante un dispacciamento ottimo delle stesse.

Il dispacciamento ottimo, ovvero il profilo orario di immissione dei diversi generatori idrici, è determinato utilizzando tre diverse curve di carico residuo ottenute a partire dal profilo di fabbisogno con maggiore probabilità di accadimento (ovvero il profilo “base mediana”) e decurtando ad esso il contributo da fonti rinnovabili non programmabili (considerando tre diversi possibili livelli: alto, medio o basso).

In ciascuno dei tre scenari considerati, tenendo quindi in considerazione le capacità di scambio tra le aree di mercato, le risorse idroelettriche vengono dispacciate per minimizzare i picchi di carico termico residuo rispettando i vincoli derivanti dalla disponibilità della risorsa primaria. I profili ottimi così calcolati sono considerati come fissi nelle successive simulazioni Monte Carlo e selezionati in funzione della quantità di produzione rinnovabile ottenuta in esito all'estrazione casuale.

A titolo di esempio si è riportata la procedura per il calcolo della produzione idroelettrica, così come implementata in Grare, Figura 7. Il modello dispaccia le risorse idroelettriche di un gruppo equivalente idrico alla volta, rispettando i vincoli e minimizzando i costi di sistema attraverso un'analisi prima "forward" finalizzata a costruire un aggregato annuale dei costi di sistema e poi "backward" per determinare l'effettiva produzione ottima. L'ordinamento dei gruppi idroelettrici viene variato fino a raggiungere la convergenza.

In Figura 11 si riporta un esempio di dispacciamento idroelettrico a livello italiano sul carico residuo, mentre in Figura 12 si presenta il dettaglio di una singola settimana per un gruppo equivalente del Nord in funzione del carico residuo di area. La risorsa idroelettrica esegue un "peak-shaving" sul carico residuo atteso nella settimana di riferimento, nei limiti della propria capacità di produzione e dei vincoli di bacino.

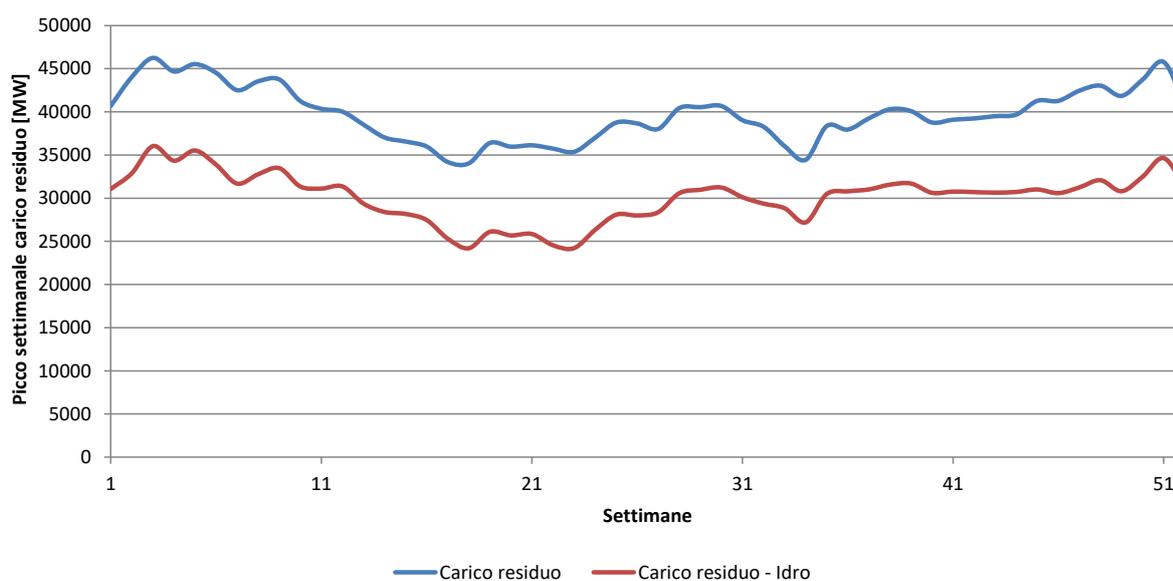


Figura 11. Dispacciamento idroelettrico a livello italiano su carico residuo

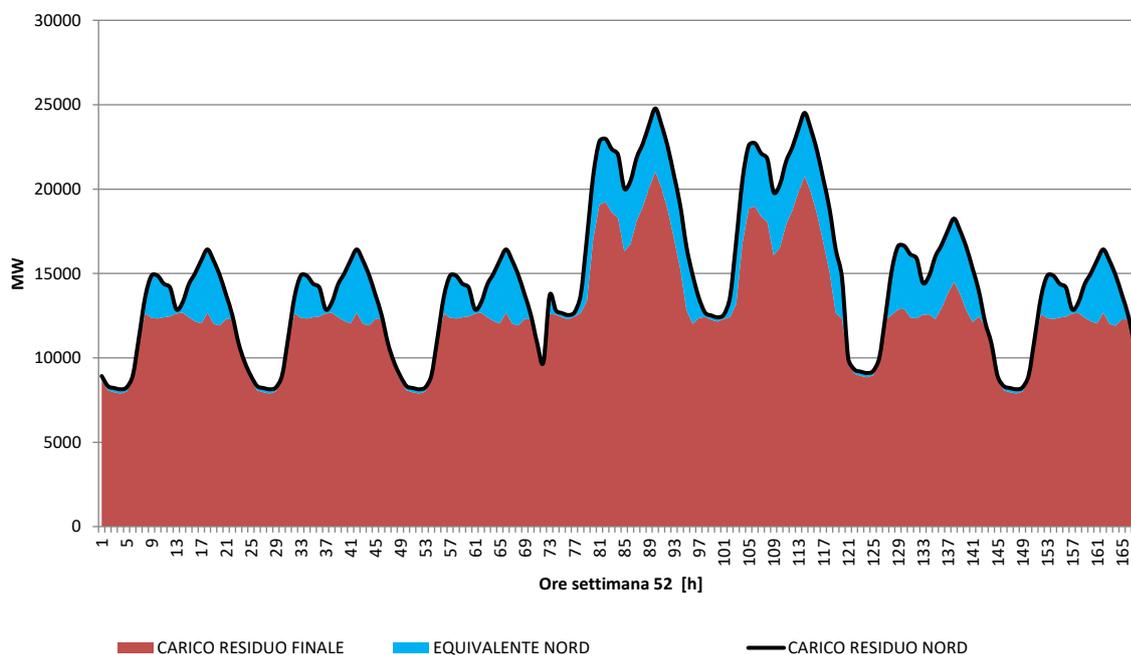


Figura 12. Dispacciamento gruppo equivalente Nord Italia nell'ultima settimana dell'anno.

2.2.2.3.3 Produzione di energia da impianti fotovoltaici

L'utilizzo di curve di producibilità e l'applicazione di estrazioni casuali legate al metodo Monte Carlo permettono di modellizzare le produzioni da fonte solare con l'aleatorietà che caratterizza la fonte stessa, migliorando la validità statistica dell'analisi.

Le curve di producibilità fotovoltaica sono state realizzate sulla base di rilievi storici (20 anni) di irraggiamento. Tali rilievi, effettuati su località ben distribuite sul territorio nazionale, permettono un'adeguata modellizzazione del legame irraggiamento/produzione fotovoltaica - area geografica/area di mercato.

Le ipotesi che sottendono alla modellizzazione della produzione di energia fotovoltaica sono le seguenti:

- le producibilità delle varie Aree o Parchi sono statisticamente indipendenti;
- la variabilità degli orari di alba e tramonto, funzione della localizzazione geografica dei parchi e del periodo dell'anno considerato, è rappresentabile attraverso un opportuno calendario di diagrammi di riferimento settimanali. Tali diagrammi, correlati alla componente globale dell'irraggiamento a cielo sereno ("clear-sky global irradiance"), rappresentano l'andamento

	Mercato della Capacità - Disposizioni tecniche di funzionamento n.2	
		Pagina: 26 di 44

teorico della produzione di un parco. In Figura 13 si riportano, a titolo esemplificativo, le 12 curve clear sky per l'area Centro Nord, per tutti i mesi dell'anno;

- la variabilità statistica della producibilità di un Parco rispetto al valore teorico (conseguente, principalmente, a differenti condizioni meteo) è rappresentabile tramite un opportuno calendario di diagrammi tipici settimanali delle distribuzioni probabilistiche discretizzate. La variabilità statistica della produzione settimanale è modellata individuando fino a 10 livelli tipici di producibilità del parco (espressi in p.u. rispetto alla producibilità teorica di riferimento), e relativa probabilità; la diversa combinazione dei diagrammi settimanali di producibilità e dei diagrammi di riferimento può dar luogo ad una caratterizzazione di tipo stagionale, mensile o settimanale. In Figura 14 si riportano i diagrammi di producibilità di esempio;
- la variabilità statistica delle producibilità dei Siti di un Parco è modellata per mezzo di una opportuna distribuzione e ipotizzando che ogni Sito sia statisticamente indipendente da quelli contigui.

Nelle simulazioni Monte Carlo, la produzione fotovoltaica in ciascuna area e in ciascuna ora della settimana simulata (ciascuna settimana dell'anno è simulata 896 volte) viene determinata come il prodotto tra:

- la potenza fotovoltaica installata nell'area;
- il profilo teorico di producibilità corrispondente alla settimana dell'anno e all'area in esame;
- un fattore di riduzione rispetto al valore teorico, ottenuto, sulla base di un'estrazione casuale, dal diagramma corrispondente alla settimana dell'anno in esame;
- un fattore di scostamento, estratto casualmente per ciascuna Area, che consente di simulare la non contemporaneità delle medesime condizioni tra le diverse aree.

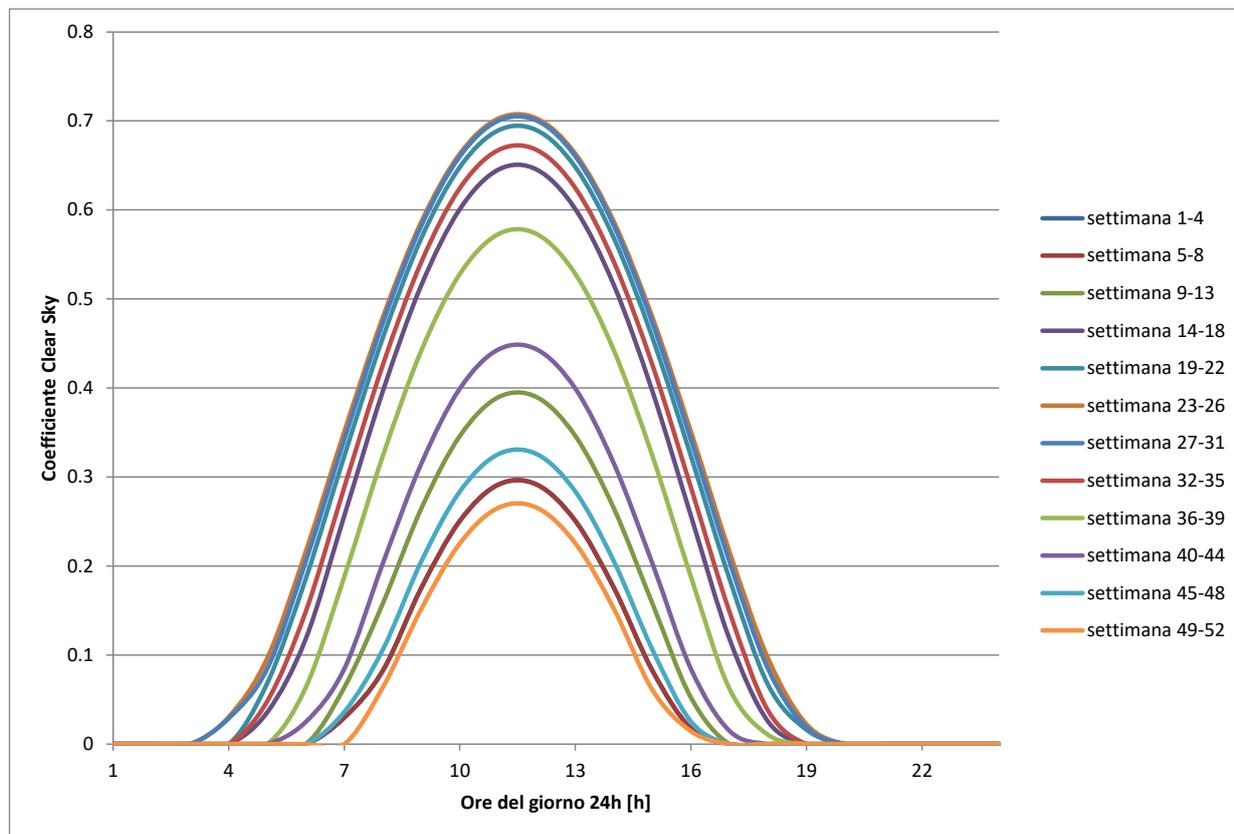


Figura 13. Valori esemplificativi del diagramma di producibilità teorico giornaliero medio mensile a partire dai dati di irraggiamento globale a cielo sereno, le curve corrispondono a diversi periodi dell'anno, le curve primaverili/estive raggiungono un valore assoluto maggiore rispetto alle curve invernali che presentano una campana più bassa (area di mercato Centro-Nord).

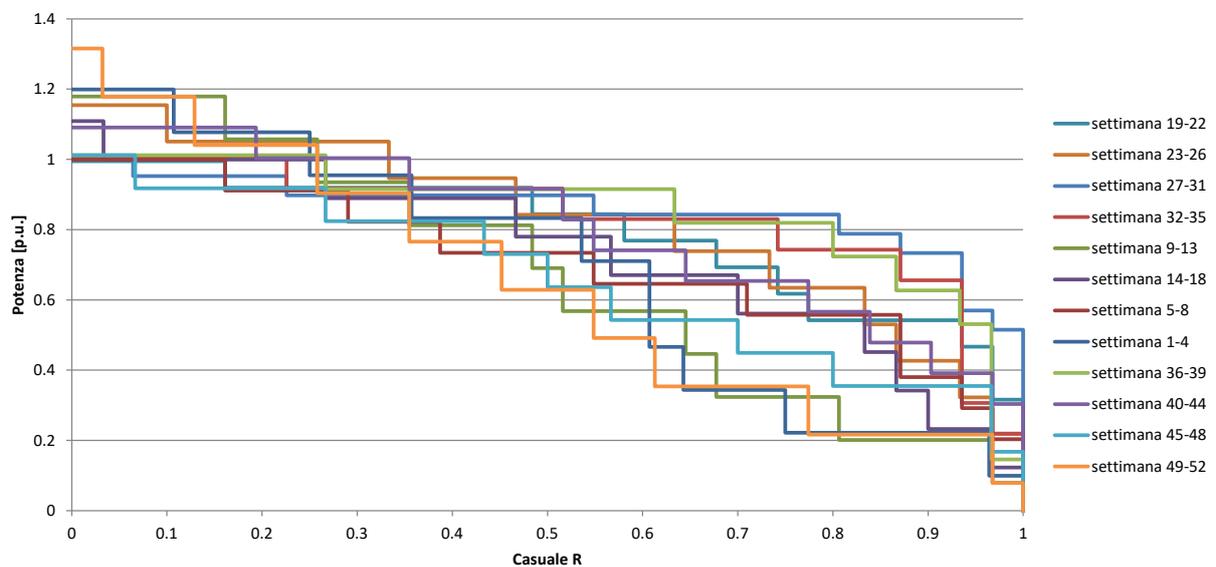


Figura 14. Valori esemplificativi del diagramma di produttività di un parco in p.u. della produttività teorica di riferimento del Parco stesso. Questa distribuzione serve a discostarsi dalla produttività teorica di riferimento, simulando pertanto una perdita/guadagno rispetto ad un cielo sereno.

2.2.2.3.4 Produzione di energia da impianti eolici

Il modello utilizzato per descrivere il comportamento della generazione eolica prevede che i Siti Eolici siano raggruppati in differenti Zone Eoliche in base alla collocazione in aree geografiche con regimi di vento simili che determinano una correlazione della produzione istantanea dei siti. Ad ogni zona viene associato un opportuno calendario di diagrammi di produttività tipica settimanali che riproducono opportunamente la distribuzione probabilistica della produzione dei siti ad essa appartenenti.

Le ipotesi utilizzate per tale modellizzazione sono le seguenti:

- le produttività delle varie Zone o Parchi sono considerate statisticamente indipendenti;
- la produttività di un Parco e la sua variabilità statistica sono rappresentabili tramite un opportuno calendario di diagrammi tipici settimanali delle distribuzioni probabilistiche discretizzate. La variabilità statistica della produzione settimanale è modellizzata individuando fino a 10 livelli tipici di produttività del parco (espressi in p.u.) e relativa probabilità; la diversa combinazione dei diagrammi settimanali nel calendario può dar luogo ad una caratterizzazione di tipo stagionale, mensile o settimanale (esempio in Figura 15 che rappresenta la distribuzione probabilistica di produttività eolica di un sito eolico nel Sud Italia);

	Mercato della Capacità - Disposizioni tecniche di funzionamento n.2	Pagina:
		29 di 44

- la variabilità statistica delle producibilità dei Siti di un Parco, rispetto al valore proprio del Parco stesso, è modellizzata per mezzo di una opportuna distribuzione di densità di probabilità degli scostamenti rispetto al suddetto valore e ipotizzando che, relativamente a detti scostamenti, ogni Sito sia statisticamente indipendente da quelli contigui.

Per ottenere i diagrammi settimanali che descrivono la producibilità eolica dei diversi siti in forma probabilistica, vengono raggruppati i valori di produzione delle settimane aventi un valore medio della producibilità simile (compresa tra 0% e 10%, tra 10% e 20%, ecc.) ed ordinati in modo da ottenere le curve monotone utilizzate dal modello. L'analisi delle producibilità medie delle settimane permette di determinare anche la sequenza di settimane tipo (calendario) utilizzate durante le simulazioni, riproducendo così gli effetti di stagionalità.

Nelle simulazioni Monte Carlo, la produzione eolica in ciascuna Area viene determinata come la somma delle produzioni dei singoli Siti ad essa sottesi.

La produzione di ciascun Sito in ciascuna settimana (ogni settimana dell'anno è simulata 896 volte) calcolata come il prodotto tra:

- la potenza eolica installata nel Sito;
- un coefficiente di producibilità, ottenuto, sulla base di un'estrazione casuale oraria, dal diagramma corrispondente alla settimana dell'anno in esame e all'area Eolica cui appartiene il Sito in esame;
- un fattore di scostamento, estratto casualmente per ciascun Sito, che consente di simulare la non contemporaneità delle medesime condizioni tra i diversi Siti appartenenti alla medesima area Eolica.

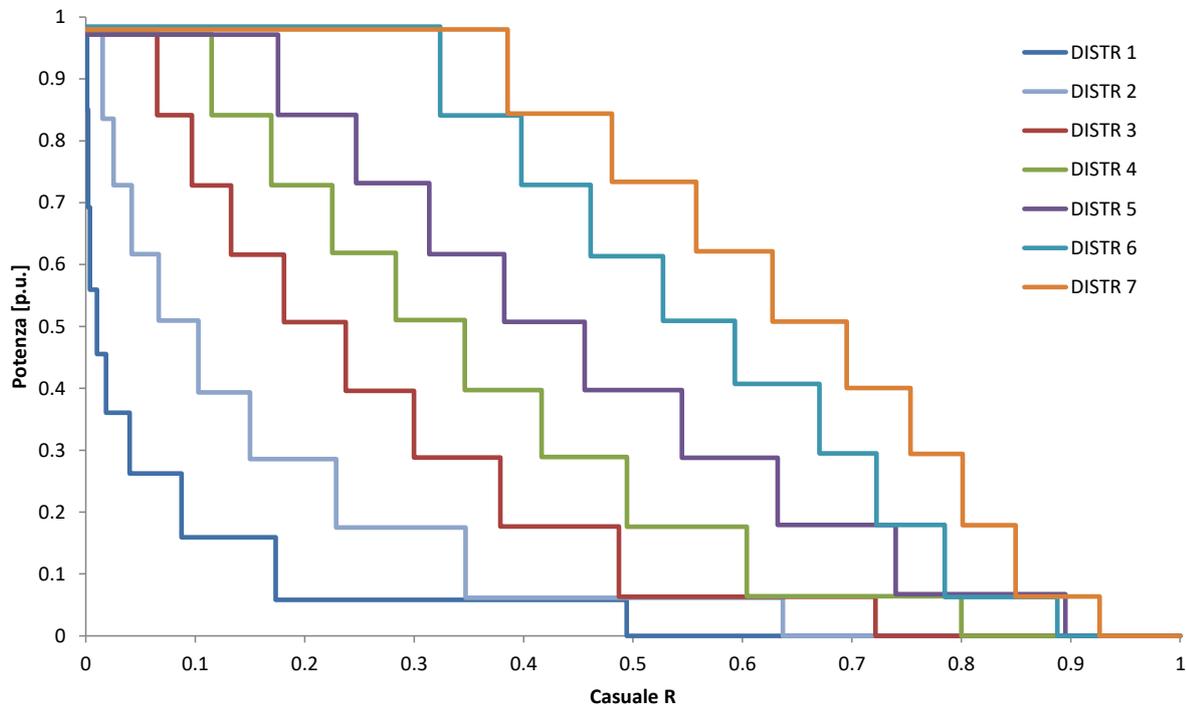


Figura 15. Valori esemplificativi della distribuzione probabilistica della producibilità eolica un sito del Sud Italia. Ciascuna settimana, avrà associata una specifica curva da cui campionare l'effettiva producibilità del sito, per ogni ora della settimana.

2.2.2.3.5 Generazione programmabile

Le unità di generazione programmabili sono caratterizzate in funzione dei seguenti elementi:

- tecnologia di generazione (combustibile prevalente);
- potenza massima, pari alla potenza installata ridotta in considerazione della stima del tasso medio di indisponibilità nel picco di carico per vincoli ambientali (I1) come definito in Disciplina;
- probabilità di guasto (pari al fattore di derating per accidentalità A definito in Disciplina);
- durata della manutenzione, dipendente dalla tecnologia.

Il dispacciamento dei generatori termici viene effettuato ottimizzando il costo di sistema.

Il processo prevede quindi un primo *unit commitment* al picco di carico termico nell'area in esame e successivamente riapplica la procedura di *unit commitment* ogni 8 ore (tale vincolo viene applicato al fine di tenere in conto, almeno parzialmente dei vincoli di flessibilità degli impianti quali, ad esempio, i tempi di permanenza in servizio). Ottenuti così 21 *unit commitment* per una singola

	Mercato della Capacità - Disposizioni tecniche di funzionamento n.2	Pagina:
		31 di 44

settimana, il processo effettua il dispacciamento per singolo step orario applicando nuovamente il principio dell'ottimo economico.

I gruppi dispacciabili sono simulati con relativa taglia e tipologia di combustibile: a ogni gruppo è associata la medesima curva lineare del costo di produzione (necessaria per non creare delle distorsioni nella valutazione dell'adeguatezza dovute ai differenti costi di generazione), un coefficiente di indisponibilità accidentale e una durata (espressa in settimane) del periodo di manutenzione.

Il dispacciamento economico e la collocazione del periodo di manutenzione nel corso dell'anno sono realizzati dal programma GRARE in modo da ottenere una gestione ottimizzata del parco di generazione. In particolare, il programma di ottimizzazione della manutenzione confronta, per ogni settimana, la generazione disponibile con il valore del picco di carico termico atteso (nello scenario con fabbisogno "base mediana" e produzione media da fonti rinnovabili non programmabili, ovvero lo scenario con maggiore probabilità di accadimento), restituendo come output il periodo complessivamente "migliore" per effettuare una manutenzione sulle unità. In questa analisi si tiene comunque conto del margine di riserva che è necessario garantire oltre che di una percentuale massima di impianti che possono essere considerati indisponibili per manutenzione nel medesimo intervallo di tempo. Il tasso di guasto è invece considerato su base casuale attraverso l'approccio Monte Carlo.

2.2.2.4. Modello interconnessioni estero

Al fine di tenere opportunamente conto del contributo all'adeguatezza del sistema elettrico italiano fornito dalle interconnessioni con i Paesi confinanti, il modello affidabilistico viene integrato con apposite rappresentazioni delle interconnessioni Estere.

2.2.2.4.1 Modello Estero con collegamenti in AC o misti

Il contributo dell'import alla frontiera con collegamenti in AC è rappresentato mediante generatori equivalenti localizzati nell'area limitrofa confinante con l'area italiana.

L'interconnessione è caratterizzata da una linea fittizia sempre disponibile che tuttavia è soggetta a 4 valori di limiti di scambio al variare del periodo di interesse; in particolare, vengono individuati dei limiti invernali ed estivi, differenziati secondo diversi valori diurni e notturni, per tenere conto dei differenti valori di capacità di scambio (NTC) disponibili (a rete integra).

	Mercato della Capacità - Disposizioni tecniche di funzionamento n.2	Pagina:
		32 di 44

Ciascuno dei generatori equivalenti è caratterizzato da una potenza massima ed un tasso di guasto. Il numero di generatori e i relativi parametri sono stati definiti, distintamente per estate e inverno (al fine di tenere conto delle differenti condizioni di adeguatezza nei sistemi limitrofi), in modo da riprodurre una distribuzione di probabilità dell'import disponibile allineato con i valori attesi all'anno obiettivo e ottenuti mediante modelli di simulazione di adeguatezza su scala regionale, focalizzandosi poi sulle ore più critiche ottenute in esito a tali simulazioni (ovvero ore con maggiore ENS).

2.2.2.4.2 Modello Estero con soli collegamenti in DC

Il contributo dell'import alla frontiera è rappresentato mediante generatori equivalenti localizzati nell'area 'estero' interconnessa all'area di interesse.

L'interconnessione è caratterizzata da una linea fittizia sempre disponibile con capacità di scambio pari al valore nominale del collegamento HVDC.

Ciascuno dei generatori equivalenti è caratterizzato da una potenza massima ed un tasso di guasto. Il numero di generatori e i relativi parametri sono stati definiti in modo da riprodurre una distribuzione di probabilità dell'import disponibile allineato con i valori attesi all'anno obiettivo e ottenuti mediante modelli di simulazione di adeguatezza su scala regionale, focalizzandosi poi sulle ore più critiche ottenute in esito a tali simulazioni (ovvero ore con maggiore ENS).

2.2.2.4.3 Malta e Corsica

Malta e Corsica sono modellizzate come carichi a cui è associato un profilo di scambio con le aree italiane che le connettono al sistema Nazionale.

2.2.2.5. Modello della tecnologia di punta

Nella fase di "adeguamento del sistema" di cui al paragrafo 2.1 al fine di simulare incrementi di CDP si considera l'aggiunta di capacità al Sistema (con step di 100 MW). L'incremento di CDP è considerato come "installazione" di nuova capacità con tecnologia di punta di cui in Tabella 1 sono riportate le caratteristiche principali.

Tabella 1. Specifiche della tecnologia di punta virtuale inserita

Caratteristiche Tecnologia di Punta	
Tipologia:	Turbogas
Potenza Massima:	100 MW
Tipologia curva dei costi:	Lineare senza termine noto
Manutenzione:	Mai in manutenzione
Probabilità di guasto:	5%

2.3. Calcolo Limiti di scambio tra aree per le procedure concorsuali

A valle della valutazione dei punti cardinali della curva di Domanda (D, C e B) per ciascuna area di mercato si procede con la valutazione di quanta capacità possa provenire dalle aree limitrofe senza che venga violato lo standard di adeguatezza a livello di sistema corrispondente al punto in esame. La procedura per questa valutazione è iterativa e viene riassunta in Figura 16.

Facendo l'ipotesi di avere due aree interconnesse "a" e "i" il cui punto D prevede un livello di CDP (CDP_i , CDP_a), per valutare il limite di scambio tra "i" e "a", ad esempio in direzione da "i" verso "a", si procede:

1. dismettendo 100 MW di CDP dall'area "a" incrementando di altrettanta CDP l'area "i" (la CDP a livello di sistema $CDP_i + CDP_a$ rimane invariata).
2. effettuando una simulazione di adeguatezza con 896 anni Monte Carlo per valutare il nuovo livello di LOLE di sistema elettrico:
 - a. nel caso in cui il livello di LOLE risulti inferiore alla soglia di tolleranza prevista per il punto D, si procede dal punto 1 rimuovendo ulteriori 100 MW di capacità dall'area "a" e incrementandone altrettanti nell'area "i".
 - b. nel caso in cui il LOLE risultante sia maggiore rispetto alla soglia di tolleranza, la CDP massima che può transitare sul collegamento si considera quella che è stata eventualmente rimossa negli step precedenti.

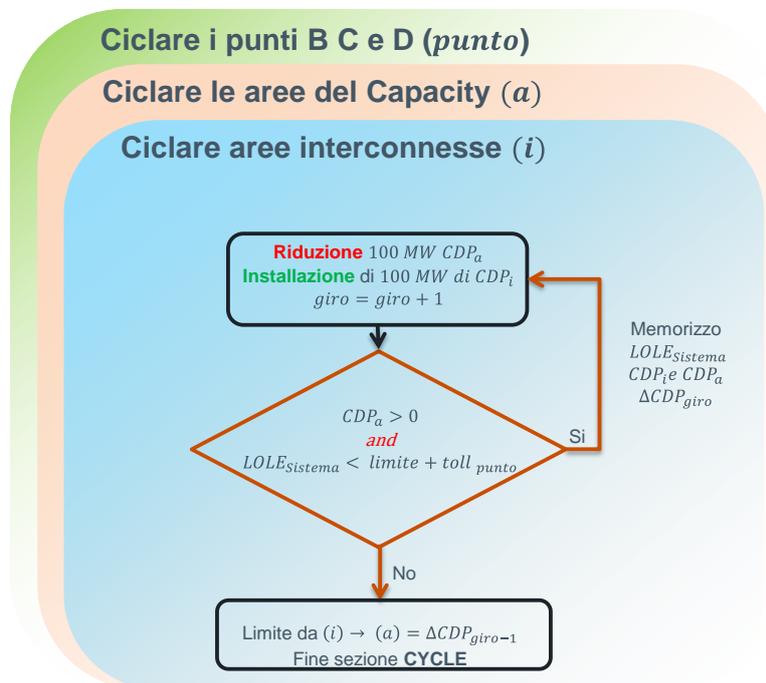


Figura 16. Calcolo limiti di scambio

Il processo sopra descritto non è contemporaneo e considera esclusivamente lo “scambio” (ovvero la dismissione di un valore di CDP dall’area a-esima e l’incremento dello stesso valore di CDP nell’area i-esima) per una interconnessione alla volta.

Per ciascuna sezione e verso, il limite adottato in fase d’asta è posto pari al minimo valore tra il valore computato con la procedura descritta ed il limite fisico di scambio sulla sezione in esame.

 Terna	Mercato della Capacità - Disposizioni tecniche di funzionamento n.2	
		Pagina: 35 di 44

2.3.1. Valutazione limiti di scambio tra le aree virtuali estere e aree localizzate sul territorio nazionale

Per valutare la quantità di capacità che, in una singola area localizzata sul territorio nazionale, possa provenire da ciascuna delle aree virtuali estere limitrofe, è stata adottata una metodologia coerente con i modelli di simulazione di adeguatezza a livello Europeo ([link](#)) già citati in precedenza (*par. 2.2.2.4*).

In particolare, partendo dalle suddette simulazioni e focalizzandosi sulle sole ore più critiche ottenute in esito alle stesse, ovvero le ore con maggiore ENS, il limite di scambio in import (da ogni area virtuale estera verso l'area nazionale) che rileva ai fini delle procedure concorsuali viene posto pari al massimo valore tra il 10° percentile dell'importazione totale netta prevista in esito alle simulazioni suddette e il 20% del 95esimo percentile della stessa serie dati.

Il primo termine infatti stima la disponibilità di import nelle situazioni di maggiore scarsità del Sistema Elettrico Nazionale, adottando un percentile scelto in modo da tenere conto di tutte le incertezze derivanti dall'orizzonte previsionale pluriennale. Il secondo termine costituisce un valore di floor alla stima della disponibilità di import.

	Mercato della Capacità - Disposizioni tecniche di funzionamento n.2	
		Pagina: 36 di 44

3. Picco Annuale e Settimanale

3.1. Definizione delle Ore di Picco annuali

Il Picco, di cui all'Articolo 2.1 della Disciplina, per un determinato anno di consegna è definito come l'insieme del numero delle ore dell'anno dove la probabilità di inadeguatezza del sistema risulta maggiore, vale a dire le ore in cui vi è una scarsa capacità del sistema di soddisfare il fabbisogno di energia elettrica nel rispetto di prefissati livelli di sicurezza e di qualità.

In particolare, quindi, le valutazioni di adeguatezza verificano la capacità del Sistema Elettrico di coprire il fabbisogno di energia elettrica con i dovuti margini di riserva in ogni istante del periodo in esame.

Per tale motivo le ore di picco annuale sono individuate come le 500 ore con minore margine di adeguatezza su base nazionale per ogni anno solare.

Terna, entro il 15 dicembre dell'anno precedente a quello di consegna, pubblica le ore di picco per l'anno di consegna, sulla base delle migliori valutazioni possibili ed in funzione delle più aggiornate informazioni previsionali disponibili¹¹.

In fase di calcolo della CDP, ovvero ai fini del calcolo dei tassi di cui all'Allegato 3 della Disciplina saranno quindi considerate le 500 ore di minimo margine su base nazionale registrate nei 5 anni solari precedenti a quello di pubblicazione dello studio di cui all'Articolo 13.3 della Disciplina.

3.2. Definizione delle Ore di Picco settimanali

Ai fini dell'adempimento dell'obbligo di offerta contratto nel Mercato della Capacità dai Titolari di unità di produzione alimentati da Fonti Rinnovabili non Programmabili di cui all'Articolo 40.2 della Disciplina e di titolari di UCMC di cui all'Articolo 41.1 della Disciplina, le ore di picco settimanale di cui all'Articolo 2.1 della Disciplina sono definite considerando che la probabilità dell'inadeguatezza del Sistema Elettrico Nazionale, a parità di altri fattori, aumenta all'aumentare della richiesta di energia in prelievo dalla Rete (ovvero del fabbisogno di energia elettrica). In particolare tali ore sono identificate come le ore di massimo fabbisogno nazionale per ogni settimana dell'anno di consegna.

¹¹ Sono utilizzate le seguenti ipotesi: 1. Fabbisogno atteso in condizioni «severe» (temperature estremamente calde d'estate e fredde d'inverno, con una crescita economica «base»); 2. Producibilità FRNP bassa (5° percentile della produzione storica di eolico e solare e anno «dry» per l'idroelettrico); 3. Import basso (5° percentile delle ore piene, distinto per estate e inverno); 4. Non sono considerate le manutenzioni programmate delle UP.

Terna, entro il 15 dicembre dell'anno precedente a quello di consegna, pubblica le Ore di Picco Settimanali sulla base della migliore valutazione possibile e in funzione delle più aggiornate informazioni previsionali disponibili.

Di seguito si riporta una figura esemplificativa.

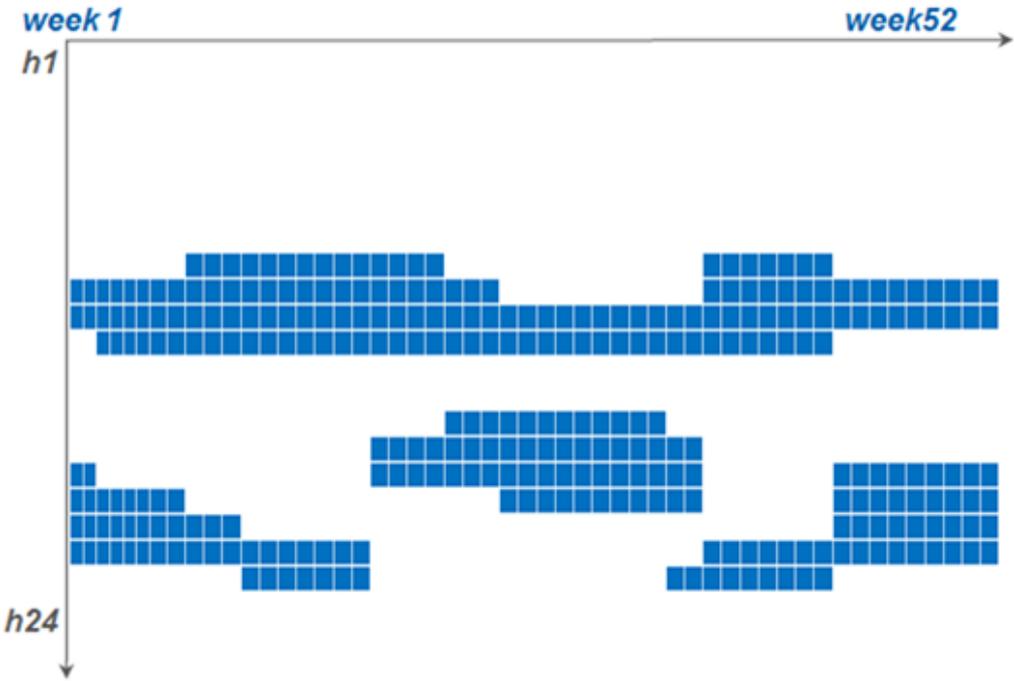


Figura 17. Schema esemplificativo delle ore di picco settimanali

	Mercato della Capacità - Disposizioni tecniche di funzionamento n.2	Pagina:
		38 di 44

4. Tassi di Derating

4.1. Tassi di derating UP FRNP

Il tasso di derating delle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili (solare, eolico e fluente) di cui all'Articolo 13.2 della Disciplina è calcolato mediante simulazioni di tipo probabilistico.

In particolare, partendo dal parco di generazione che caratterizza il punto C della curva di domanda di ciascuna area, si procede dismettendo, separatamente per ciascuna delle fonti in esame, tutta la potenza installata a livello nazionale e si verifica il valore atteso di LOLE (che sarà quindi superiore al valore Target di LOLE del sistema elettrico).

Si aggiunge quindi CDP termica "nuova" (cfr paragrafo [2.2.2.5](#)) fino a ridurre nuovamente il valore di LOLE al raggiungimento del Target (la ripartizione tra le aree segue quella dell'installato della fonte in esame).

La quota di CDP termica "nuova" così calcolata rappresenta l'equivalente, in termini di CDP, dell'installato FRNP dismesso. Il fattore di derating da applicare agli impianti di ciascuna fonte sarà quindi pari alla differenza tra 1 ed il rapporto tra la CDP termica 'nuova' ottenuta con le suddette simulazioni e l'installato della fonte in esame.

4.2. Valori indicativi dei tassi medi di derating attesi

4.2.1. Tassi di derating UP non appartenenti a nessuna delle attuali tipologie

Sulla base dei valori di cui sopra, per le UP che dovessero richiedere la partecipazione al mercato della capacità ma per le quali non fosse possibile ricondurre la tipologia d'impianto ad una di quelle previste nell'Allegato 3 della Disciplina, si propone di adottare un tasso di derating del 50% fatto salvo la possibilità per Terna di fare delle valutazioni puntuali sulla specifica tipologia.

4.2.2. Tassi di derating UP Nuove

Il tasso di derating applicato alle unità di produzione nuove termoelettriche e geotermoelettriche è unico, ossia non prevede distinzione per tecnologia e zona, ed è stimato sulla base dei valori medi dei tassi di derating delle Unità di produzione abilitate esistenti.

Il tasso di derating applicato alle unità di produzione nuove FRNP è pari al tasso medio di derating di cui al paragrafo [4.1](#).

Il tasso di derating applicato alle unità di produzione di tipo idroelettrico ed idroelettrico di produzione e pompaggio è pari alla media dei tassi di derating delle unità esistenti della stessa tipologia e zona.

5. Fattore di Derating UCMC

Il Fattore di derating UCMC di cui all'Articolo 2.1 è il parametro percentuale che rileva ai fini della presentazione e selezione delle offerte nel Mercato della Capacità della CDP afferente UCMC ed è pari al rapporto tra:

- la differenza del fabbisogno annuale atteso di energia nelle 6 ore di Picco Settimanale (ovvero nelle 42 h per ogni settimana dell'anno) e la somma delle aree sottese al minimo valore di fabbisogno giornaliero atteso per ciascun giorno dell'anno,
- e, la differenza del fabbisogno atteso totale annuo di energia e la somma delle aree sottese al minimo valore di fabbisogno giornaliero atteso per ciascun giorno dell'anno.

Calcolando quindi il fabbisogno atteso per l'anno di consegna in oggetto come la somma del fabbisogno atteso in ognuno dei 6 diversi scenari ponderato per la probabilità di accadimento, come descritto nel paragrafo [2.2.2.2](#), e considerando per ogni singola settimana le 6 ore di picco settimanale (definite con il criterio riportato nel precedente capitolo 3 ed applicandolo alle curve di fabbisogno utilizzate per la definizione delle curve di domanda per l'asta in esame), si ottiene il fattore di derating per l'anno di consegna in oggetto.

Di seguito una rappresentazione grafica esemplificativa della metodologia di calcolo:

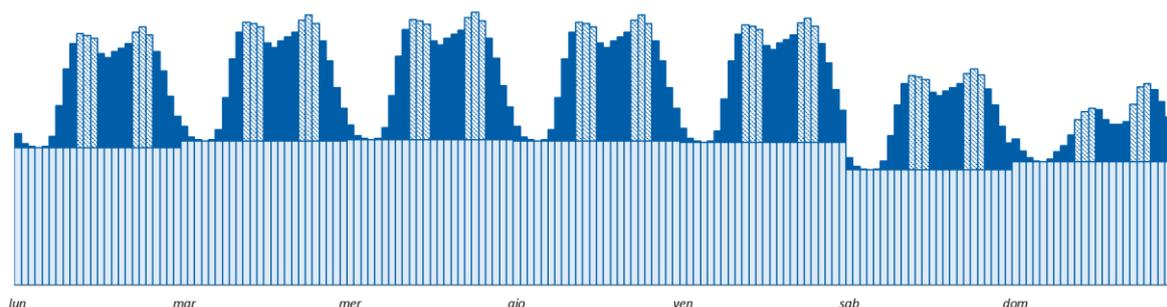


Figura 18. Rappresentazione concettuale calcolo fattore di derating UCMC

Il rapporto tra l'area campita e la somma dell'area campita con quella non campita, sul totale dell'anno rappresenta esattamente il fattore di derating UCMC (mentre l'area composta dalle barre vuote in basso viene esclusa dal computo).

 Terna	Mercato della Capacità - Disposizioni tecniche di funzionamento n.2	
		Pagina: 41 di 44

6. Livelli Standard Efficienti di Indisponibilità

Al fine di consentire agli operatori di effettuare le necessarie attività manutentive sugli impianti senza incorrere in inadempienze agli obblighi contrattuali, si è introdotto nell'ambito del Mercato della Capacità un livello standard efficiente di indisponibilità espresso in numero di ore equivalenti annue di indisponibilità. Sulla base di tale livello standard, per ciascun richiedente è possibile definire la quantità massima che potrà essere soggetta ad esenzione dagli obblighi per effetto di manutenzioni programmate ("Annuali", "OnDemand" e "Occasionali") approvate da Terna secondo il processo descritto al Capitolo 3 del Codice di Rete.

I livelli standard efficienti di indisponibilità verranno calcolati secondo la metodologia di cui all'Allegato 4 della Disciplina e utilizzando un **parametro α pari al 50%**, considerando le UP:

- Qualificate al MGP
- In esercizio per tutto il triennio in esame
- Che non siano state affette da particolari vincoli ambientali/autorizzativi che ne abbiano limitato significativamente l'operatività (riducendone quindi la necessità di attività manutentive)
- Che abbiano avuto almeno una manutenzione programmata nell'arco dei tre anni

7. Fattore Di Carico

7.1. Definizione del Fattore di Carico

La delibera 98/11 e s.m.i. definisce il fattore di carico del sistema, con riferimento a una specifica ora e a una specifica zona, il minimo fra:

- 1 (uno) e
- il rapporto fra
 - i. il prelievo effettivo di energia elettrica incrementato dell'ammontare di capacità in manutenzione e dell'esportazione attesa nelle ore di picco della zona, al netto dell'immissione effettiva di energia elettrica da capacità non impegnata, e
 - ii. il prelievo medio di energia elettrica atteso nelle ore di picco della zona incrementato dell'esportazione attesa nelle ore di picco della zona, al netto dell'immissione media di energia elettrica da capacità non impegnata attesa nelle ore di picco della zona.

$F.C._{h,z} = \min[1;$

$$\frac{\overbrace{Prel.(h,z)}^{a)} + \overbrace{Cap. impegnata in manutenzione(h,z)}^{b)} + \overbrace{Export atteso (picco z)}^{c)} - \overbrace{Imm.Cap.non impegnata(h,z)}^{d)}}{\underbrace{[Prel.atteso(picco z) - Imm.Cap.non impegnata attesa (picco z)]}_{e)} + \underbrace{Export atteso (picco z)}^{c)}}$$

Il fattore di carico viene reso noto agli operatori in M+1.

7.2. Metodologia di calcolo del Fattore di Carico

Si riporta di seguito la metodologia di calcolo di ciascuna componente del fattore di carico:

Numeratore

- a) **Prelievo (h,z):** = energia prelevata nell'ora h e nella zona z sulla base dei dati disponibili sui sistemi Terna al momento del calcolo.
- b) **Capacità impegnata in manutenzione (h,z)** = capacità impegnata in manutenzione programmata nell'ora h e nella zona z; è pari alla capacità in manutenzione programmata relativa ad unità localizzate nella zona z che sono state nominate dagli Assegnatari ai sensi dell'Articolo 45 della Disciplina.
- c) **Export atteso (picco z)** = esportazione attesa dalla zona z pari al flusso di capacità esito di tutte le fasi di mercato della capacità svolte per l'anno di consegna considerato (aste madri, aste di aggiustamento e mercato secondario). In particolare, il termine *export atteso (picco z)* assume

	Mercato della Capacità - Disposizioni tecniche di funzionamento n.2	Pagina:
		43 di 44

un valore diverso da zero solo per le zone che, in esito a tutte le fasi del mercato della capacità sono esportatrici nette; il **flusso di capacità dalle zone estere** è pertanto considerato nell'individuazione di tali zone. Ad esempio, se la zona Nord ha un flusso in import dalla zona Estero Nord pari a 100 MW ed un flusso in export verso la zona Centro Nord di 150MW risulta essere una zona esportatrice netta di 50 MW che rappresenta il valore del termine *export atteso (picco z)*.

d) **Imm. Cap. non impegnata (h,z)** = Immissione effettiva da capacità non impegnata nell'ora h e nella zona z. Rappresenta l'energia immessa da ciascuna UP in eccesso rispetto alla quantità nominata ai sensi dell'Articolo 45 della Disciplina.

Denominatore:

e) **[Prel.atteso (picco z) - Imm.Cap.non impegnata attesa (picco z)]**: termine calcolato nel modo seguente:

1. si individua, per ogni ora h dell'anno di consegna (h: 1...8760), la variabile $X = [\text{Prel.atteso (h, z)} - \text{Imm.Cap.non impegnata attesa (h, z)}]$

pari alla differenza tra:

- valore atteso del fabbisogno nell'ora h e nella zona z;
- energia attesa immessa da capacità non impegnata nell'ora h e nella zona z; la capacità non impegnata si riferisce a:
 - i. unità non qualificate al MC (note perché inserite a premio nullo nella curva d'offerta);
 - ii. capacità qualificata non offerta (nota per tipologia di CDP);
 - iii. capacità qualificata offerta ma non accettata (nota per tipologia di CDP).

L'energia immessa da capacità non impegnata è dunque individuata come somma di:

- A. **Capacità Disponibile in Probabilità per le unità programmabili** (nota per unità per le UP non qualificate e nota per tipologia di CDP per la capacità qualificata non offerta ed offerta non accettata);
- B. **Previsione di energia immessa per le unità non programmabili** calcolata mediante una stima del contributo orario atteso da tali unità. Considerando che nel MC le offerte relative ad unità non programmabili appartengono alla Tipologia di CDP FRNP senza distinzione per singola fonte la capacità qualificata non offerta ed offerta ma non accettata è calcolata applicando un criterio pro quota rispetto alla composizione per fonte della tipologia FRNP nella titolarità di ciascun Assegnatario.

2. A partire dai valori orari del termine X di cui al punto 1, si calcolano le **Y ore** dell'anno in cui la variabile X assume i valori più elevati e si determina il valor medio della grandezza X in tali ore. Il valore così individuato rappresenta il termine **[Prel.atteso (picco z) - Imm.Cap.non impegnata attesa (picco z)]** del denominatore del fattore di carico.