POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale
in Ingegneria Elettrica

Tesi di Laurea Magistrale

Analisi tecnico economica degli impatti dell'applicazione del Dynamic Thermal Rating su linee 132 kV dell'area Nord Est

Relatore
Prof. Ettore Bompard

Correlatore
Ing. Alessio Marchesin

Candidato
Carolina d'Amore

A.A. 2017/2018

INDICE

INTRODUZIONE 5
1. DETERMINAZIONE DELLA PORTATA NELLE LINEE AEREE 7
1.1 Metodi per la determinazione delle portate 7
1.2 Influenza dei parametri atmosferici sul calcolo delle portate 8
1.3 Violazione dei limiti statici delle linee aeree 11
1.4 Applicazioni dei sistemi di Dynamic Thermal Rating 13
2. DYNAMIC THERMAL RATING 15
2.1 Schema di principio 15
2.2 Metodi di misura indiretta 16
2.2.1 Modello termico delle linee aeree 17
2.2.2 Modello meccanico delle linee aeree 20
2.2.3 Modello elettrico delle linee aeree 23
2.3 Metodi di misura diretti 23
2.3.1 Power Donut 24
2.3.2 EMO Micca 26
2.3.3 Ampacimon 28
2.3.4 Nexans CAT-1 30
2.4 Criteri di scelta dei dispositivi di Dynamic Thermal Rating 32
2.5 Schema di funzionamento dei dispostivi EMO Micca 34
2.5.1 Visualizzazione dei risultati 38
3. ANALISI DEI SISTEMI DI DYNAMIC THERMAL RATING NELL'AEREA NORD-EST 41
3.1 Area del Trentino Alto Adige 41
3.2 Caratteristiche della linea CP Dobbiaco – CP Somprade 41
3.2.1 Corrente al limite termico secondo la CEI 11-60 42
3.2.2 Corrente limite di funzionamento 44
3.2.3 Valori limite per la linea CP Dobbiaco – CP Somprade 46
3.3 Analisi dei valori di corrente registrati sulla linea CP Dobbiaco – CP Somprade 47
3.3.1 Analisi delle giornate critiche 50
3.4 Simulazione di rete 53
3.4.1 Avvertenze generali 54
3.4.2 Assetto di rete standard 55
3.4.3 Prima operazione di smagliatura di rete 58

3.4.4 Seconda operazione di smagliatura di rete 60
3.4.5 Considerazioni sul cambio assetto rete 64
4. VALUTAZIONI ECONOMICHE 66
4.1 Mercato elettrico 66
4.2 Struttura del Mercato elettrico 69
4.3 Bilanciamenti richiesti nell'anno 2014 72
4.4 Valutazione dell'utilizzo del DTR nel 2017 75
4.5 Analisi costi – benefici 79
5. POSSIBILE NUOVA INSTALLAZIONE DEL SISTEMA DI DYNAMIC THERMAL RATING NELLA REGIONE DEL TRENTINO ALTO ADIGE 80
5.1 Caratteristiche della rete a 220 kV del Trentino Alto Adige 80
5.2 Analisi di rete 81
5.2.1 Assetto di rete standard 83
5.2.2 Primo fuori servizio sulla rete a 220 kV 84
5.2.3 Secondo fuori servizio sulla rete a 220 kV 86
5.2.4 Analisi di rete con fuori servizio programmato 88
5.3 Azioni correttive 92
5.4 Verifica dell'installazione 93
5.4.1 Risultati delle simulazioni dei metodi di misura indiretta 95
5.5 Valutazioni economiche 96
CONCLUSIONI 98
BIBLIOGRAFIA 100

INTRODUZIONE

Il continuo incremento della produzione distribuita da fonti rinnovabili sul territorio Italiano, determina transiti di potenza sulle reti in Media Tensione (MT) sempre più rilevanti che, specialmente nelle zone con una bassa densità di carico, tendono a risalire verso la rete di Alta Tensione (AT) causando frequenti congestioni di rete nelle zone caratterizzate da una limitata capacità di trasporto.

Per far fronte a questi cambiamenti, Terna, gestore della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale (RTN), utilizza soluzioni innovative al fine di incrementare la capacità di trasmissione e l'efficienza del sistema. Tra le diverse soluzioni al problema del sovraccarico delle linee, la costruzione di nuovi elettrodotti incontra diversi ostacoli di carattere autorizzativo legati a vincoli ambientali ed economici che ne allungano i tempi di realizzazione; Tra le altre alternative, una delle più valide è rappresentata dai sistemi di Dynamic Thermal Rating (DTR) che permettono di ottimizzare in tempo reale la capacità di trasporto degli asset esistenti.

Tali sistemi, monitorando le condizioni ambientali e quelle di esercizio della linea permettono di determinare in maniera dinamica la capacità di trasmissione dei collegamenti consentendo spesso un aumento della capacità di trasporto. La scelta di applicare i sistemi di DTR coinvolge le linee in cui le ricorrenti problematiche di esercizio non sono risolvibili in tempi brevi.

Dalle prime istallazioni su collegamenti critici in AT, Terna ha stimato che la portata effettiva delle linee esistenti può essere aumentata di un 10-20% rispetto ai limiti statici previsti dalle norme [1]. I benefici maggiori si sono registrati nelle installazioni fatte sulle reti a 132 kV e 150 kV che spesso presentano una capacità di trasmissione limitata rispetto alle reti a 220 kV e 380 kV.

L'installazione che sarà oggetto di studio nella prima parte di questo elaborato di laurea è quella effettuata sulla linea a 132 kV congiungente una Cabina Primaria (CP) nell'area di Dobbiaco e una cabina primaria nell'area di Somprade situate nella regione del Trentino Alto Adige. In questa regione, infatti, a causa dell'elevata produzione idroelettrica e rinnovabile in genere connessa sia in media che in alta tensione, si registrano frequenti congestioni di rete il cui contenimento è possibile solo attraverso operazioni di smagliatura di rete e/o bilanciamenti a scendere delle Unità di Produzione Idroelettriche con conseguenti impatti economici in termini di Oneri di Dispacciamento e/o Energia Non Ritirata (ENR) e conseguenti rischi dovuti alle modifiche di assetto rete.

Dati i risultati ottenuti dalle prime analisi, la seconda parte di questa tesi si pone come obiettivo stabilire un altro possibile collegamento sulla rete a 132 kV del Trentino Alto Adige in cui potrebbe risultare conveniente utilizzare la stessa tecnologia per risolvere analoghe problematiche di congestioni di rete.

1. DETERMINAZIONE DELLA PORTATA NELLE LINEE AEREE

1.1 Metodi per la determinazione delle portate

La massima corrente cui può essere esercita una linea è legata alla temperatura massima ammissibile per il conduttore, legata a sua volta al minimo franco permesso e alle caratteristiche del conduttore stesso, ed è di norma definita in modo tale da assicurare che:

- il rischio di scarica al suolo o su qualsiasi bene mobile o immobile posto al di sotto della linea sia ridotto a valori accettabili;
- l'invecchiamento (perdita di resistenza meccanica) dei conduttori e di apparecchiature nella vita della linea sia tollerabile per la sicurezza meccanica;
- i valori del campo elettromagnetico prodotto rispettino la normativa CEM vigente.

Sulle line aeree della RTN (Rete di Trasmissione Nazionale) i metodi utilizzati per la determinazione della portata massima ammissibile, possono essere di tipo statico (Probabilistico e Deterministico), e di tipo dinamico (Dynamic Thermal Rating). [2]

- Modello deterministico (adottato nel DM 22/12/2000 [17]): Stabilisce il limite di corrente affinché il conduttore non raggiunga la temperatura limite convenzionale di 75°C con condizioni metereologiche convenzionali diversificate tra periodo caldo ($T_{amb} = 30\ °C\ e\ V_{vento} = 2\ km/s$) e periodo freddo ($T_{amb} = 10\ °C\ e\ V_{vento} = 2\ km/s$) ma non per zone climatiche essendo i limiti uguali per tutto il territorio nazionale. Tale modello sfrutta un'equazione di equilibrio termico in regime stazionario (CIGRE' CT22/WG12, IEEE standard 738/1993);

- Modello probabilistico (adottato dalla norma CEI 11-60 [12]): Stabilisce i valori limite di corrente tali da assicurare che il rischio di scarica sul suolo o su qualsiasi bene immobile o mobile al di sotto la linea sia ridotto a valori accettabili prestabiliti e, tale che l'invecchiamento dei conduttori e dei componenti della linea (giunti e morse), nella vita della linea stessa, sia tollerabile per la sicurezza meccanica;

- Tramite misura diretta (Dynamic Thermal Rating): Prevede la stima dinamica dei limiti di corrente, sulla base delle condizioni climatiche effettivamente in corso, qualora siano più favorevoli rispetto a quelle di progetto (determinate con l'approccio statico).

Un altro vincolo nella determinazione delle portate, di natura diversa, è costituito dai campi magnetici generati dagli elettrodotti. Il DPCM 8 luglio 2003 [18] in attuazione della legge 36/01 ai fini dell'esposizione della popolazione dall'esposizione ai campi elettrici e magnetici a 50 Hz, generati da linee e cabine elettriche, fissa [3]:

- Limiti di esposizione del campo elettrico di 5kV/m e magnetico di 100 μT non superabili in contesti che prevedono l'esposizione della popolazione e/o dei lavoratori;
- Valore di attenzione di 10 μT (inteso come mediana nelle 24 ore in normali condizioni di esercizio) considerato come valore di immissione, che non deve essere superato negli ambienti abitativi, scolastici e nei luoghi adibiti a permanenze prolungate (luoghi con permanenza < 4ore);
- Obiettivo di qualità 3 μT (inteso come mediana nelle 24 ore in normali condizioni di esercizio) da applicare, ai fini della progressiva minimizzazione dell'esposizione ai campi elettrici e magnetici, nella progettazione di nuove linee e cabine elettriche nei pressi dei luoghi tutelati citati sopra o nella progettazione di detti luoghi in prossimità di linee ed installazioni elettriche.

1.2 Influenza dei parametri atmosferici sul calcolo delle portate

Le condizioni ambientali rappresentano un aspetto importante per il calcolo delle portate delle linee, in particolare nella determinazione dei limiti dinamici delle linee stesse; A differenza dei limiti statici che vengono, infatti, definiti tramite condizioni di riferimento convenzionali, il calcolo dei limiti dinamici permette di stabilire un limite di corrente variabile in funzione della temperatura ambiente, della velocità e direzione del vento, della radiazione solare etc.., ottenendo normalmente dei valori limite più elevati. Tali parametri atmosferici essendo variabili sia lungo la linea sia in funzione del tempo sono però difficili da valutare e rendono dunque complessa anche la stima della portata.

Assumendo, ad esempio, un conduttore propriamente costruito da un punto di vista meccanico e tale che la freccia non risulti un fattore limitante per temperature inferiori alla massima temperatura permanente consentita, le condizioni ambientali e la geo localizzazione risultano avere un effetto dominante sulla capacità della linea, come è possibile vedere in fig.1.1. [4]

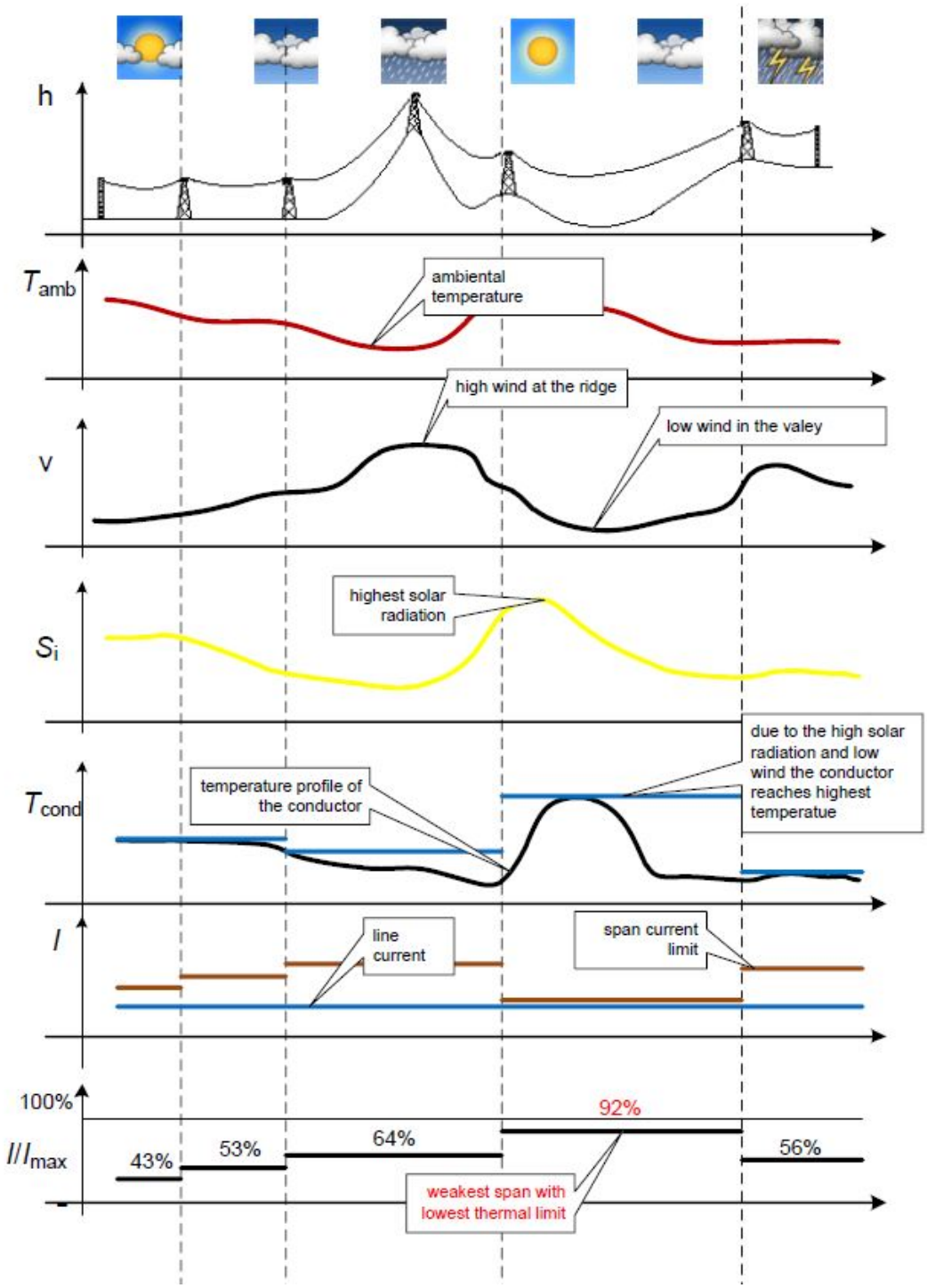


Figura 1.1 - Influenza delle variazioni atmosferiche sulla determinazione della portata

In figura vengono schematizzati diversi scenari atmosferici in funzione della geo localizzazione, della velocità del vento, della radiazione solare e della temperatura ambiente in cui le campate di una linea potrebbero contemporaneamente trovarsi.

In base ai parametri sopra citati, il conduttore sarà caratterizzato da un certo profilo di temperatura, variabile campata per campata, rispetto al quale viene fissato il valore massimo di corrente a cui la linea può essere esercita.

In seguito ad un'analisi del rapporto tra la corrente transitante e il valore massimo di corrente consentito, eseguita per ciascuna campata, viene individuato il tronco di linea con limiti termici più bassi che definirà poi la portata massima ammissibile dell'intera linea.

1.3 Violazione dei limiti statici delle linee aeree

I flussi di corrente sulle linee di tensione maggiore di 30kV (Alta Tensione), sono costantemente monitorati da Terna, Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale, tramite i centri di controllo distribuiti sul territorio Italiano. L'organizzazione del controllo in tempo reale è schematizzato nella figura sottostante.

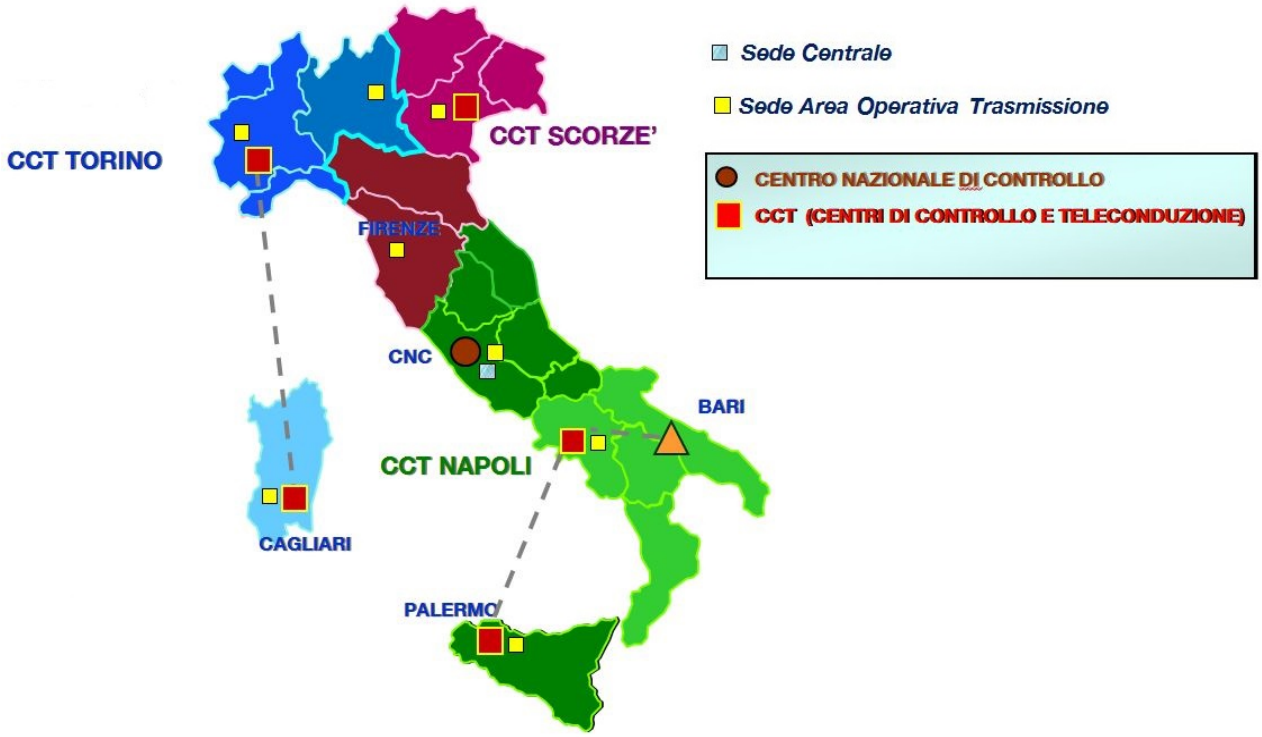


Figura 1.2 - Centri di Controllo e Tele-conduzione Terna

Il Centro Nazionale di Controllo (CNC) che si trova a Roma controlla la Rete Primaria (380kV, 400kV) e le interconnessioni con l'estero e coordina i Centri di Controllo e Tele-conduzione (CCT) localizzati sul territorio nazionale. Ha il compito di assicurare il funzionamento del sistema elettrico nelle condizioni di massima sicurezza, per garantire continuità e qualità del servizio fornito, acquisendo, istante per istante, tutti i dati relativi allo stato del sistema elettrico mettendo in atto le opportune azioni correttive in base alle esigenze del momento.

I Centri di Controllo e Tele-conduzione (CCT) distribuiti sul territorio nazionale svolgono la funzione di *controllo* ossia la gestione e la supervisione della rete ad alta tensione minore di 380kV, e la funzione di *conduzione* che invece realizza le manovre telecomandate richieste dal controllo.

Tutti i centri di controllo sono presidiati 24 ore su 24 da operatori di rete che monitorano in tempo reale i flussi di potenza sulle linee e che intervengono in caso di violazioni o problemi sulla rete con manovre differenti a seconda del problema che si presenta. Considerando ad esempio un sovraccarico su una linea e un conseguente superamento del limite statico, ci sarà un allarme all'interno della sala controllo che mostrerà la violazione e avvertirà l'operatore di rete a intervenire quanto prima per diminuire i transiti sulla linea in questione ripristinando le condizioni di sicurezza.

Le azioni correttive che si possono eseguire dalla sala controllo sono diverse e dipendono dall'esperienza dell'operatore, dalla tipologia della violazione e della geo-localizzazione di quest'ultima. Considerando una porzione di rete in assetto magliato, una prima soluzione al sovraccarico potrebbe essere quella di agire sulla linea interessata, aprendola e costringendo la corrente a ripartirsi su percorsi alternativi. Chiaramente l'operazione di apertura di una linea (detta anche smagliatura di rete) potrebbe innescare un effetto domino di sovraccarichi sulle linee della medesima porzione di rete, comportando inevitabilmente una diminuzione della sicurezza di esercizio fino al caso limite di esercizio in antenna, in cui c'è un'unica linea di alimentazione per carico.

Un'azione alternativa potrebbe essere non di aprire la linea stessa in violazione, ma una linea contigua deviandone il contributo in corrente su altre interconnessioni, in modo da lasciare in esercizio la linea con portata maggiore. Le conseguenze di tale operazione sono simili al caso precedente, cioè smagliature e antennizzazioni con conseguente riduzione della sicurezza e

maggiori rischi di disalimentazione di utenze con eventuali penalità da pagare in termini di Energia Non Fornita (ENF) per utenze di carico, o Non Ritirata (ENR) per unità di produzione.

Si ricorda inoltre che l'eventuale fuori servizio di un componente non deve compromettere la continuità dell'esercizio, pertanto a rete integra deve essere lasciato un certo margine di scambio tra le varie porzioni di rete. L'operatore in tempo reale deve quindi tener conto non solo dello stato e dell'assetto di rete attuale, ma anche del rischio di disalimentazioni in caso di scatto di una linea o di un altro componente per eventuali guasti (condizione di sicurezza N-1), e questo, di fatto, limita il numero di azioni possibili e rende il lavoro del gestore di rete particolarmente complesso.[5]

Quando non è possibile intervenire sugli assetti di rete, il gestore di rete è costretto a ricorrere a soluzioni onerose, utilizzando, ad esempio, i servizi di bilanciamento a scendere o a salire forniti dalle Unità di Produzione Abilitate che si rendono disponibili sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD). Queste, secondo le necessità della rete, aumentano o diminuisco in tempo reale la loro produzione.

1.4 Applicazioni dei sistemi di Dynamic Thermal Rating

In conformità a quanto detto nel paragrafo precedente, per limitare le operazioni di smagliatura della rete ottimizzando l'utilizzo degli asset esistenti e per ridurre i costi di re-dispacciamento, Terna ha installato diversi dispositivi di Dynamic Rating sul territorio italiano in zone ritenute critiche.

Durante il processo d'installazione, sono state individuate due famiglie distinte di linee sulle quali è conveniente effettuare un analisi dinamica dei limiti di portata con i sistemi di Dynamic Rating ai fini del miglioramento della qualità di servizio e del dispacciamento in tempo reale [2]:

- Linee con forte penetrazione di fonti rinnovabili (in particolare eolico ed idroelettrico);
- Linee appartenenti a sezioni critiche nell'esercizio del sistema in condizione di sicurezza N-1 (Sicurezza valutata nell'ipotesi che l'eventuale fuori servizio accidentale e improvviso di un qualsiasi componente del sistema elettrico (linea, trasformatore, gruppo generatore)

non determini il superamento dei limiti di funzionamento degli altri componenti rimasti in servizio.).

Nel primo caso si parla di linee generalmente appartenenti a porzioni di rete con livello di tensione di 150/132 kV e poco magliate, che in assetto normale del sistema (condizione di sicurezza N) possono presentare valori di corrente prossimi ai limiti statici previsti dalle norme.

Un esempio è l'aerea Nord Est, in particolare la rete di Trentino, caratterizzata da numerosi impianti di produzione idroelettrica e un limitato fabbisogno, con conseguente necessità di trasportare verso aree limitrofe l'energia prodotta. Tale ruolo è assolto in modo significativo dalle reti 220 kV e 380 kV, ma anche dalla rete a 132 kV dotata di minor capacità di trasporto e di un livello di magliatura più debole. La situazione è inoltre aggravata dalla presenza della generazione distribuita (idroelettrica e fotovoltaica) connessa principalmente in MT e BT, che specialmente nel periodo estivo, detto anche periodo di morbida, a causa dell'alta idraulicità, determina un'inversione del flusso di potenza dalle reti MT alle reti AT causando frequenti congestioni di rete.

Nel secondo caso, invece, ci si riferisce in particolare alle linee della trasmissione primaria (220/380 kV) dove l'eventuale raggiungimento dei limiti statici si verifica in seguito allo scatto di una linea o di un componente della stessa (stato di sicurezza N-1).

Come visto, in entrambi i casi, in seguito alla violazione dei limiti statici previsti dalle norme, viene effettuata, un azione di contenimento differente a seconda della causa, della localizzazione e dell'assetto di rete in cui si presenta la violazione che possono portare a costi aggiuntivi e/o altre complicazioni per il gestore di rete.

2. DYNAMIC THERMAL RATING

2.1 Schema di principio

Per ottimizzare la capacità di trasporto delle linee aree esistenti, rispettando i margini di sicurezza, è necessario monitorare in tempo reale i parametri caratteristici del conduttore:

- Freccia;
- Temperatura del conduttore;
- Tensione meccanica della linea.

A tal fine si è scelto di utilizzare un approccio misto, in cui si sfruttano sia algoritmi di calcolo del limite dinamico (modello termico, meccanico ed elettrico) che permettono di risalire al valore dei parametri caratteristici lungo tutto l'elettrodotto in maniera indiretta, sia i valori forniti dalle misurazioni dirette effettuate sulle campate critiche della linea. Questi due metodi vengono usati uno in retroazione all'altro al fine di ridurre l'errore di stima dei parametri per tutte le campate della linea.

In fig.2.1 è rappresentato lo schema di principio del flusso delle informazioni.

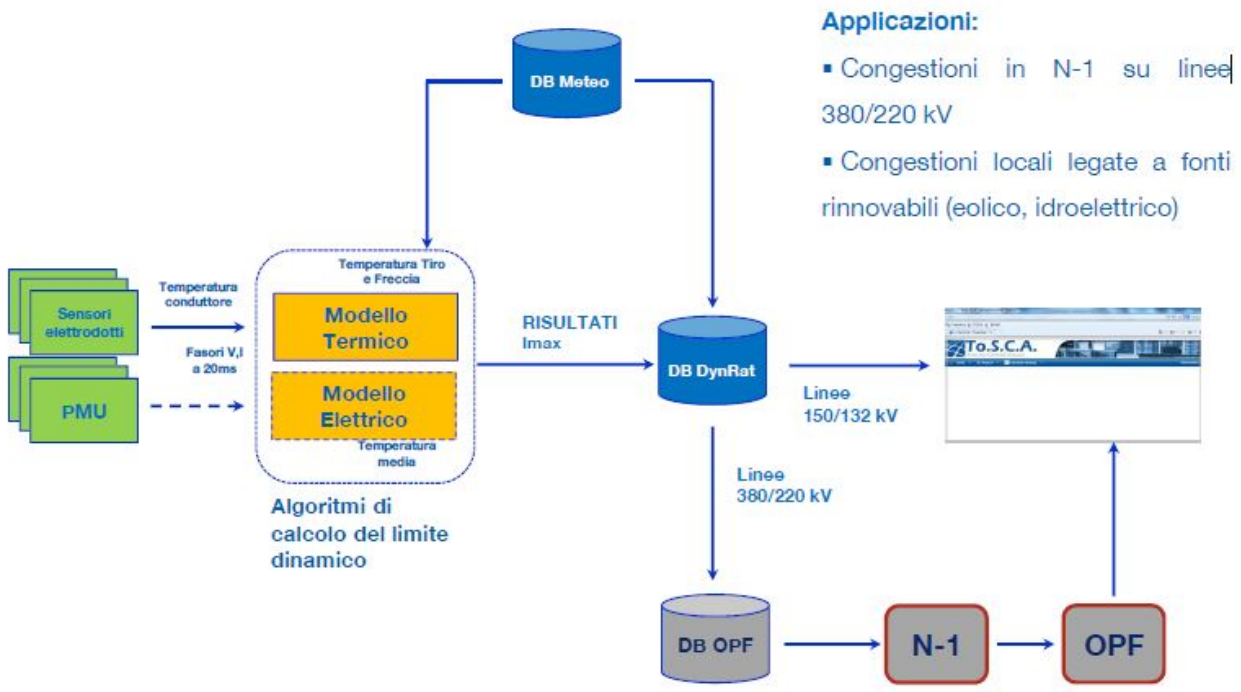


Figura 2.1 - Schema di principio del flusso di informazioni.

In input agli algoritmi di calcolo del limite dinamico ci sono la temperatura del conduttore, le previsioni metereologiche e i valori di tensione e di corrente della linea; Dal confronto dell'output dell'algoritmo con i risultati forniti dai sensori del Dynamic Rating, si ottiene poi il valore dinamico della corrente massima (Imax) che sarà poi utilizzato in maniera diversa a seconda del tipo di linea considerata.

2.2 Metodi di misura indiretta

I metodi di misura indiretta prevedono l'uso di modelli analitici della linea, in particolare termico, meccanico ed elettrico.

I primi due sono modelli classici della letteratura e vengono utilizzati insieme; il modello elettrico invece è stato sviluppato e convalidato sperimentalmente da Terna. Nello specifico, il modello elettrico, a partire dai valori di tensione e corrente, consente di definire la temperatura media del conduttore; il modello termico sfrutta i parametri metereologici e la conoscenza delle correnti di

linea per stimare nel punto di installazione dei sensori la temperatura locale del conduttore; il modello meccanico associa la temperatura dei conduttori ai franchi della linea [1].

L'idea iniziale era di utilizzare questi tre modelli, in particolare il termo-meccanico e quello elettrico, uno di back-up all'altro per assicurare una maggiore affidabilità del sistema. In seguito ci si è resi conto che il modello elettrico restituendo un valore medio di temperatura della linea e non una misura precisa per campata, introduceva più complicazioni che benefici e si è quindi deciso di utilizzare solo i risultati forniti dal modello termo-meccanico, come si vedrà nei paragrafi seguenti.

2.2.1 Modello termico delle linee aeree

Come anticipato nel paragrafo precedente, il modello termico stima la temperatura locale del conduttore, sia in regime statico sia in regime dinamico, attraverso un'equazione di bilancio termico.

I due modelli più utilizzati sono: *IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature of Bare Overhead Conductors* [6] e il *Thermal behavior of overhead conductor, CIGRE'*.[7] Questi differiscono per la presenza/assenza di alcuni termini di potenza (con contributo marginale) nella formula di bilancio termico del conduttore, e nelle formule riguardanti lo scambio di calore per convezione.

Facendo riferimento al modello IEEE, la temperatura superficiale del conduttore dipende da [6]:

- tipo di materiale del conduttore;
- diametro del conduttore;
- condizioni superficiali del conduttore;
- condizioni atmosferiche ed ambientali;
- corrente del conduttore (assunta costante o con andamento a gradino) .

Note le condizioni ambientali, considerate costanti sia nel caso di regime stazionario che transitorio, l'equazione che lega la corrente transitante nel conduttore alla sua temperatura può essere usata nei seguenti modi:

- per calcolare la temperatura del conduttore, nota la corrente e le condizioni fisiche;
- per calcolare la corrente che produce la massima temperatura ammissibile nel conduttore.

2.2.1.1 Regime termico stazionario

Il bilancio termico utilizzato in regime stazionario per calcolare la corrente che produce una certa temperatura T_c nota, è il seguente:

$$q_c + q_r = q_s + I^2\, R(T_c)$$

Dove q_c e q_r sono i flussi termici uscenti dal conduttore, rispettivamente per convezione e per irraggiamento, q_s è invece il flusso entrante dovuto all'irraggiamento solare e $R(T_c)$ è la resistenza del conduttore.

Questa espressione è valida solo per temperature del conduttore massime ammissibili comprese tra 75° e 150 °C, e per condizioni metereologiche conservative (velocità del vento compresa tra 0,6 m/s e 1,2 m/s e temperatura ambiente compresa tra 30 °C e 45 °C).

2.2.1.2 Regime termico transitorio

Nel regime transitorio si suppone una variazione a gradino della corrente transitante nel conduttore che passa da un valore iniziale I_i ad un valore finale I_f ,e una conseguente variazione della temperatura del conduttore.

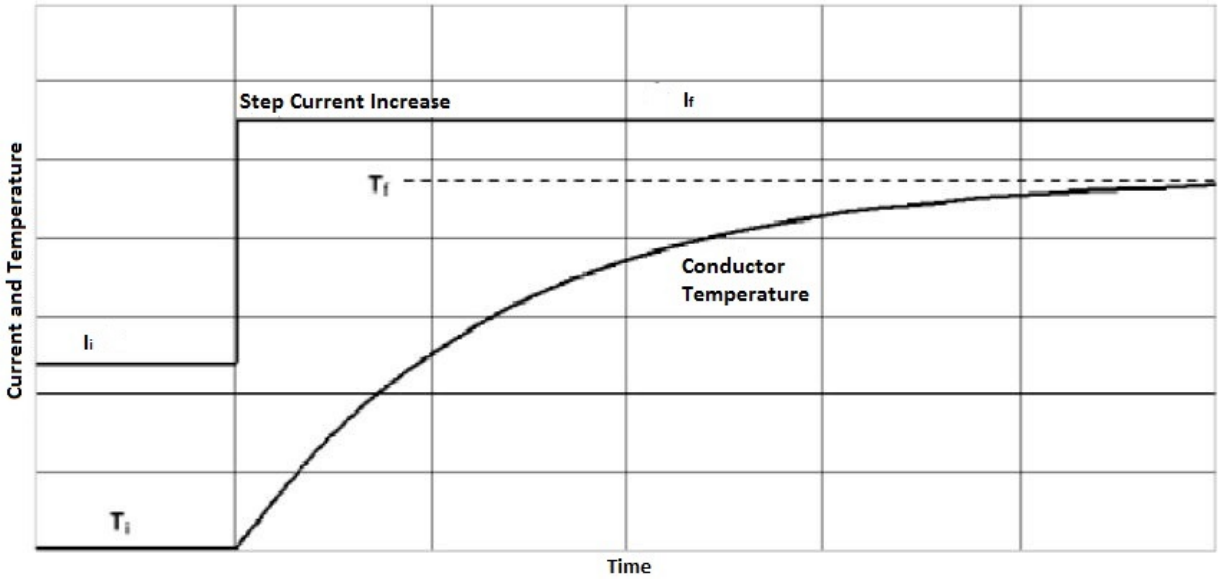


Figura 2.2 - Variazione della temperatura in seguito ad una variazione a gradino di corrente.

Prima della variazione di corrente ($t = 0^-$), il conduttore è in equilibrio termico, cioè flusso termico in ingresso e in uscita dal conduttore sono uguali. Immediatamente dopo la variazione di corrente ($t = 0^+$), la temperatura del conduttore rimane invariata (come la resistenza del conduttore e il flusso di calore in uscita per convezione e per radiazione), ma il flusso di calore dovuto alle perdite Ohmiche aumentano. Per questo motivo, all'istante $t = 0^+$ la temperatura del conduttore cresce fino ad un valore fornito dall'equazione di bilancio termico transitorio mostrata di seguito.

$$q_c + q_r + mC_p \frac{dT_c}{dt} = q_s + I^2 R(T_c)$$

Il termine mC_p è la capacità termica totale del conduttore, essendo m la massa del conduttore per unità di lunghezza, e C_p il calore specifico.

Durante ogni intervallo di tempo, l'aumento di temperatura del conduttore può essere calcolato utilizzando tale formula. La portata termica transitoria viene normalmente calcolata con un processo iterativo per un certo intervallo di valori di I_f in modo da scegliere il valore effettivo di I_f

che determina una temperatura del conduttore pari al suo valore massimo ammissibile in un certo intervallo di tempo assegnato.

2.2.2 Modello meccanico delle linee aeree

Nel modello di calcolo meccanico si considera un conduttore aereo sospeso alle estremità fra due sostegni in modo tale che assuma la configurazione di un arco di catenaria. Tale arco di catenaria dipendente da [1]:

- peso del conduttore;
- distanza fra i punti di sospensione (campata);
- tiro totale con cui il conduttore è stato tesato;
- variazioni di temperatura;
- variazioni di sovraccarico (vento e neve).

Per catenaria si intende una particolare curva piana simile alla parabola, il cui andamento è caratteristico di una fune omogena flessibile e inestensibile, soggetta soltanto al proprio peso e con i due estremi vincolati.

I conduttori delle linee elettriche sono invece elastici ed estendibili ed il sistema delle forze agente su di essi è generalmente costituito, oltre che dal peso proprio, dai sovraccarichi dovuti ad eventuali manicotti di ghiaccio ed alla azione del vento che si considera per convenzione sempre spirante orizzontalmente e normalmente alla linea.

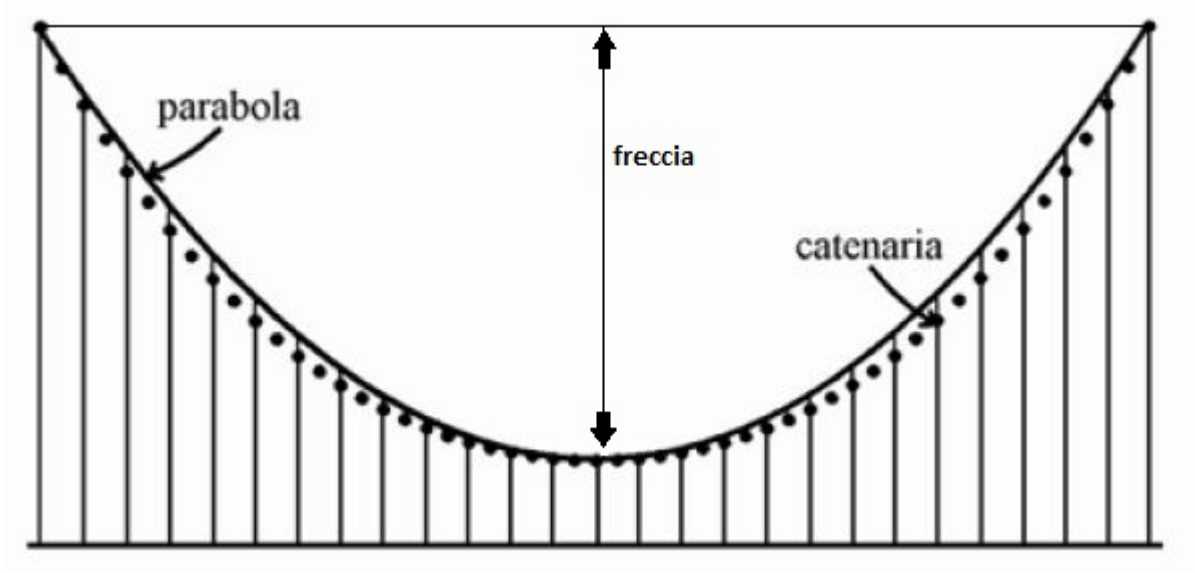


Figura 2.3 - Confronto parabola-catenaria

Facendo riferimento alla fig. 2.4, quando gli estremi della catenaria (A e B) sono alla stessa quota, la campata si dice a livello, e il tal caso il vertice V è reale e cade nella mezzeria della campata in cui si riscontra il valore massimo di freccia della campata f_0.

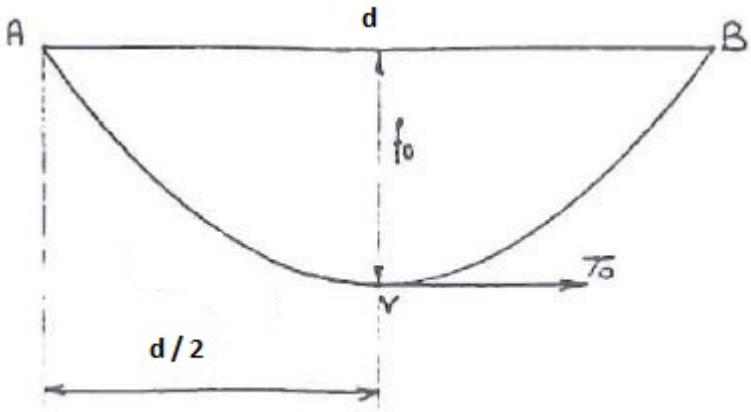


Figura 2.4. Esempio di campata a livello ($\boldsymbol{T_0}$ tiro meccanico).

In particolare, per un dato carico (peso proprio e sovraccarico), un aumento del tiro provoca una diminuzione della freccia della catenaria, mentre un aumento di temperatura provoca un rilassamento del conduttore, cioè una diminuzione del tiro e un aumento della freccia. Per un dato tiro, invece, un aumento del carico provoca un aumento della freccia e viceversa.

Quando le condizioni esterne di carico si modificano rispetto a una condizione iniziale di riferimento, anche i valori della sollecitazione nel conduttore cambiano di conseguenza. Partendo dall'ipotesi che la quantità di conduttore compreso tra i due appoggi rimanga costante, si può scrivere che la variazione di lunghezza tra lo stato iniziale e quello modificato segua la seguente relazione, nota come *equazione del cambiamento di stato* [3]:

$$t_1^3 - t_1^2 \left[t_0 - E \left(\Delta l + \alpha \, \Delta\tau + \frac{q_0^2 \, d^2}{24 \, t_0^2} \right) \right] - \frac{q_1^2 \, d^2 \, E}{24} = 0$$

Si è indicato con:

- pedici 0 e 1 rispettivamente condizione iniziale e finale (o derivata);
- q = peso della fune per unità di lunghezza e di sezione [kg/(m*mm2];
- d = distanza tra gli appoggi misurata secondo l'asse x [m];
- α = coefficiente di dilatazione termica lineare [1/C°];
- τ = temperatura del conduttore [C°];
- Δl = variazione di lunghezza del conduttore calcolata sul riferimento di linea [m];
- E = coefficiente (di Young) di elasticità del conduttore [N/mm^2];
- t = componente orizzontale della sollecitazione della fune (tiro) [kg/mm^2];

Il modello termico e meccanico vengono utilizzati insieme e sono applicati per ogni campata in maniera iterativa, tenendo conto della variabilità delle condizioni ambientali lungo la linea.

2.2.3 Modello elettrico delle linee aeree

Con il modello elettrico, è possibile risalire al valore di temperatura del conduttore rispetto a quella di riferimento partendo dai dati di tensione e corrente della linea, rappresentando quest'ultima come un doppio bipolo passivo.

In generale, un doppio bipolo lineare passivo si può simulare, per una data frequenza (per noi 50 Hz), tramite il modello equivalente a TT o a T con impedenza longitudinale (Z) e ammettenza trasversale (Y).

Essendo le misure dei fasori di tensione e corrente fra loro sincronizzate, si ricavano i parametri fisici della linea: resistenza (R), reattanza (X), conduttanza (G) e suscettanza (B). Una volta calcolato il valore della resistenza, parametro che più risente delle variazioni di temperatura, sfruttando la dipendenza lineare tra resistività e temperatura, si riesce ad ottenere una stima della temperatura del conduttore.

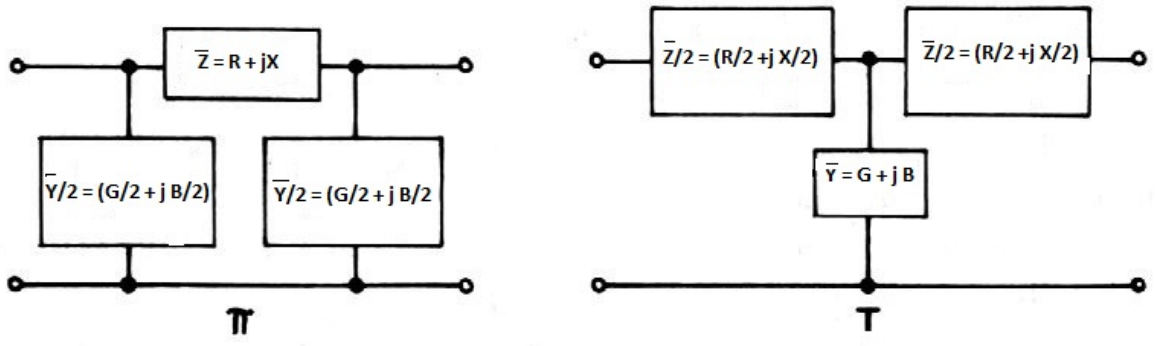


Figura 2.5 - Modelli equivalenti della linea

2.3 Metodi di misura diretti

Un approccio solo di tipo matematico è vincolato al grado di affidabilità del modello utilizzato e dei dati posti in input; da qui la necessità di utilizzare sistemi e dispositivi in grado di misurare direttamente sul campo le grandezze necessarie (Real Time Monitoring – RTM).

I metodi di misura diretta permettono di misurare in tempo reale una grandezza fisica o elettrica della linea (tensione meccanica, temperatura, frequenza di vibrazione, franco) per ricavarne parametri come freccia, temperatura e tensione meccanica quando non sono direttamente misurabili. [1]

Di seguito vengono descritti i sistemi di monitoraggio maggiormente diffusi sul mercato.

2.3.1 Power Donut

Il Power Donut (PD) è uno strumento di monitoraggio autoalimentato che si collega direttamente sui conduttori aerei delle linee elettriche. Esistono diverse versioni di tale dispositivo, quella installata e utilizzata già in diversi collegamenti italiani ed è la seconda versione (PD 2). [1]

Figura 2.6 - Power Donut

Il Power Donut 2 è in grado di misurare e monitorare diversi parametri elettrici, termici e meccanici, come [8]:

- corrente e tensione di fase;
- potenza attiva e reattiva;
- temperatura;
- tiro e freccia del conduttore;
- angolo di inclinazione del conduttore.

Le misure possono essere registrate a bordo attraverso la memoria RAM flash (fino a 30 giorni) per garantire la sicurezza dei dati e l'affidabilità.

Sebbene nel Power Donut siano inclusi già due sensori in grado di rilevare la temperatura ambiente, il dispositivo può funzionare in associazione ad una stazione metereologica installata nelle immediate vicinanze, come rappresentato in figura.

Figura 2.7 - Stazione metereologica del PD installata su palo

Essendo il dispositivo isolato sia termicamente che elettricamente, può essere installato direttamente sul conduttore sotto tensione senza necessità di mettere fuori servizio la linea. I

sensori sono generalmente posizionati solo su alcuni punti, normalmente quelli più critici, per cui il loro numero dipenderà dal numero di campate critiche presenti lungo la linea e dalle caratteristiche orografiche del territorio.

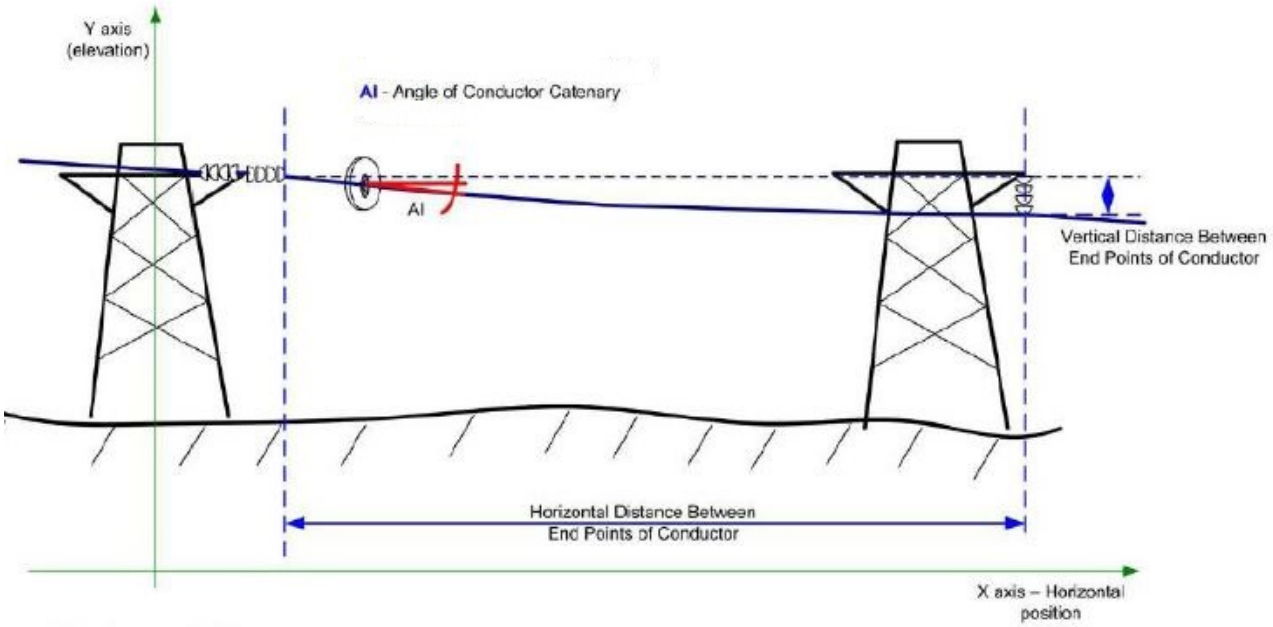


Figura 2.8 - Esempio installazione Power Donut 2

Una volta montato, il dispositivo inizia a funzionare automaticamente trasmettendo i dati su richiesta o in tempo reale, in base al tipo di comunicazione installata, tramite una connessione GPRS. Le misure della stazione metereologica vengono invece trasmesse al più vicino PD2 attraverso una connessione wireless BlueTooth.

2.3.2 EMO Micca

È un sistema di monitoraggio montato direttamente sui conduttori aerei delle linee elettriche con possibilità di installazione sotto tensione, permette di determinare la temperatura del conduttore attraverso una misura diretta [11]. È costituito da:

- Un sensore di temperatura (Standard Line Sensor – emo_lss), installato direttamente sul conduttore ad una distanza massima di 60m dalla Base Station (emo_bs), ed equipaggiato da 4 sensori: tre di questi sono a diretto contatto con il conduttore e misurano la sua temperatura, il quarto misura la temperatura dell'involucro per compensare l'influenza del dispositivo stesso e delle condizioni ambientali;
- Un sensore di rilevamento di ghiaccio (IceAccretion Sensor – emo_ice) opzionale, installato anch'esso sul conduttore ad una distanza di 60m dal emo_bs;
- Una stazione base (Base Station – emo_bs) alimentata da batterie e, su richiesta, da un pannello fotovoltaico, viene installata in prossimità del conduttore (ad esempio sul traliccio). La Base Station può comprendere anche una stazione meteo in grado di misurare temperatura ambiente, pressione, umidità, direzione e velocità del vento, radiazione solare, temperatura del traliccio.

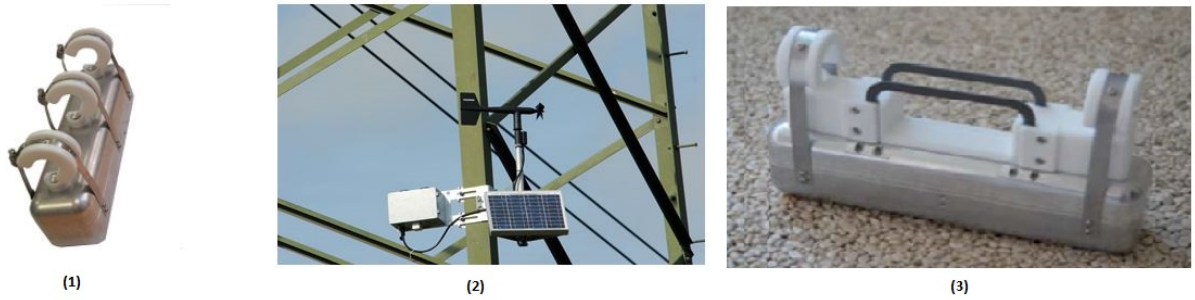


Figura 2.9 - (1) Sensor emo_lss – (2) Base station con pannello fotovolatico– (3) Sensor emo_ice.[rev.generale]

I sensori trasmettono i dati via radio alla Base Station ad intervalli di 1 minuto, e questo a sua volta invia i dati ricevuti al data base emo_ohtlgrid tramite connessione GPRS ad intervalli di un ora. Infine il data base invia i dati al TSO (Transmission System Operator) su richiesta.

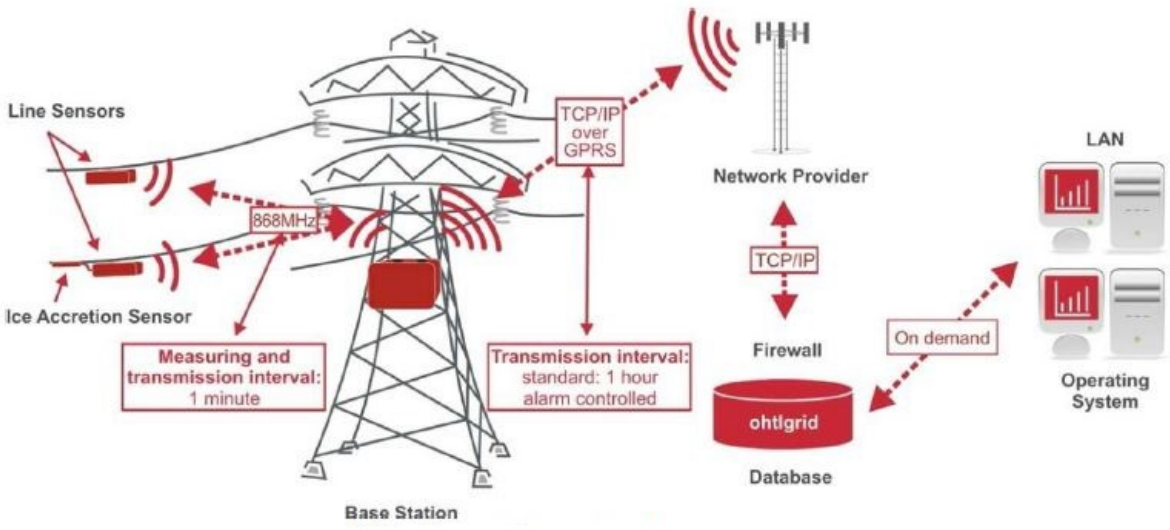


Figura 2.10 - Sistema di comunicazione

2.3.3 Ampacimon

Ampacimon è un sistema di monitoraggio e di misura della freccia. È alimentato per induzione dalla corrente di linea ed il suo principio di funzionamento si basa sull'analisi dello spettro in frequenza delle vibrazioni del conduttore. [9]

Dalla conoscenza dello spettro di frequenza, si ricava la frequenza fondamentale dell'oscillazione della campata che è strettamente correlata alla freccia tramite la seguente formula:

$$s = \frac{g}{32\, f_0^2}$$

Con $\boldsymbol{s}$ freccia [m]; $\boldsymbol{g}$ accelerazione gravitazionale; $\boldsymbol{f_0}$ frequenza fondamentale [Hz].

Poiché l'intero conduttore vibra, questi sensori possono essere installati in qualsiasi punto della campata.

I dati rilevati dai sensori, vengono inviati direttamente al suo server tramite connessione GPRS che può trovarsi sia nel dispositivo stesso, che nel centro di controllo del TSO. Il server a sua volta si

interfaccia tramite protocolli standard del TSO con il centro di controllo e la stazione metereologica.

Quando il server ha ricevuto tutti i dati: vibrazioni del conduttore (rilevate dal sensore Ampacimon), condizioni ambientali (fornite dalla stazione meteo), temperatura massima di progetto del conduttore e corrente di linea (forniti dal TSO), calcola la freccia, la temperatura media del conduttore ed effettua una previsione della portata di corrente in tempo reale e a breve termine (la portata di corrente dell'intero collegamento è data dalla minima portata tra tutte le campate monitorate).

Il valore della freccia della campata critica è garantita dalla misura diretta da parte del sensore, pertanto è possibile attivare un allarme che interviene nel caso in cui la freccia effettiva raggiunge la massima soglia ammissibile indicata dal TSO. [3]

Figura 2.11 - Sistema Ampacimon

2.3.4 Nexans CAT-1

Il sistema CAT-1 è un sistema progettato per monitorare la tensione meccanica dei conduttori delle linee elettriche aeree. Essendo la freccia di qualsiasi campata inversamente proporzionale alla componente orizzontale della tensione, il sistema CAT-1 può segnalare indirettamente la freccia del conduttore. [10]

Il sistema CAT-1, è composto da un unità principale preposta all'acquisizione e all'elaborazione dei dati chiusa in un involucro, viene montata sul sostegno ed è alimentata da pannelli fotovoltaici.; due celle di carico posizionate tra gli isolatori e un sostegno in amaro che unisce due sezioni della linea e misura la tensione meccanica; un sensore NRS per la misura della temperatura ambiente; un Clearing Warning Firmware per avvertire l'eventuale violazione della distanza di sicurezza.

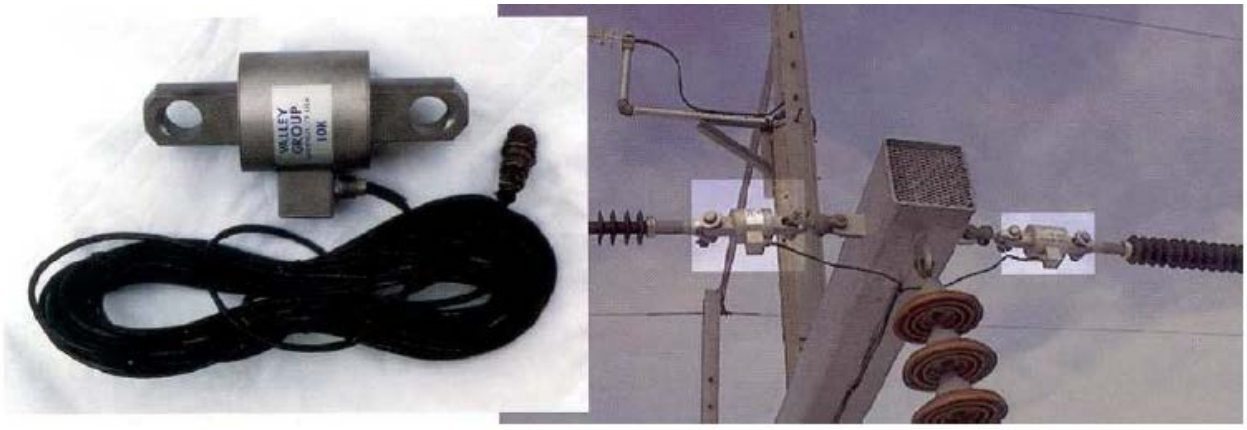


Figura 2.12 - Dispositivo CAT-1, cella di carico

Figura 2.13 - Stazione base CATmaster

I dati relativi alla tensione e alla temperatura (ambiente e del conduttore) vengono inviati tramite ricetrasmettitore radio, GPRS o fibre ottiche ad una stazione base CATmaster situata all'interno della sottostazione più vicina. Questa acquisisce i dati fino ad un massimo di 6 unità CAT-1 e li invia ai sistemi EMS/SCADA dei centri di controllo del TSO.

Nei centri di controllo dei TSO, il software IntelliCAT for Windows (ICW) consente la rapida implementazione di un sistema di calcolo del rating termico che può funzionare per più linee elettriche di trasmissione. Il software, difatti, elabora le informazioni, calcola la capacità della linea in real-time, la temperatura, la freccia e le indicazioni di allarme, e li ritrasferisce al database SCADA permettendo poi la loro visualizzazione nella console degli operatori.

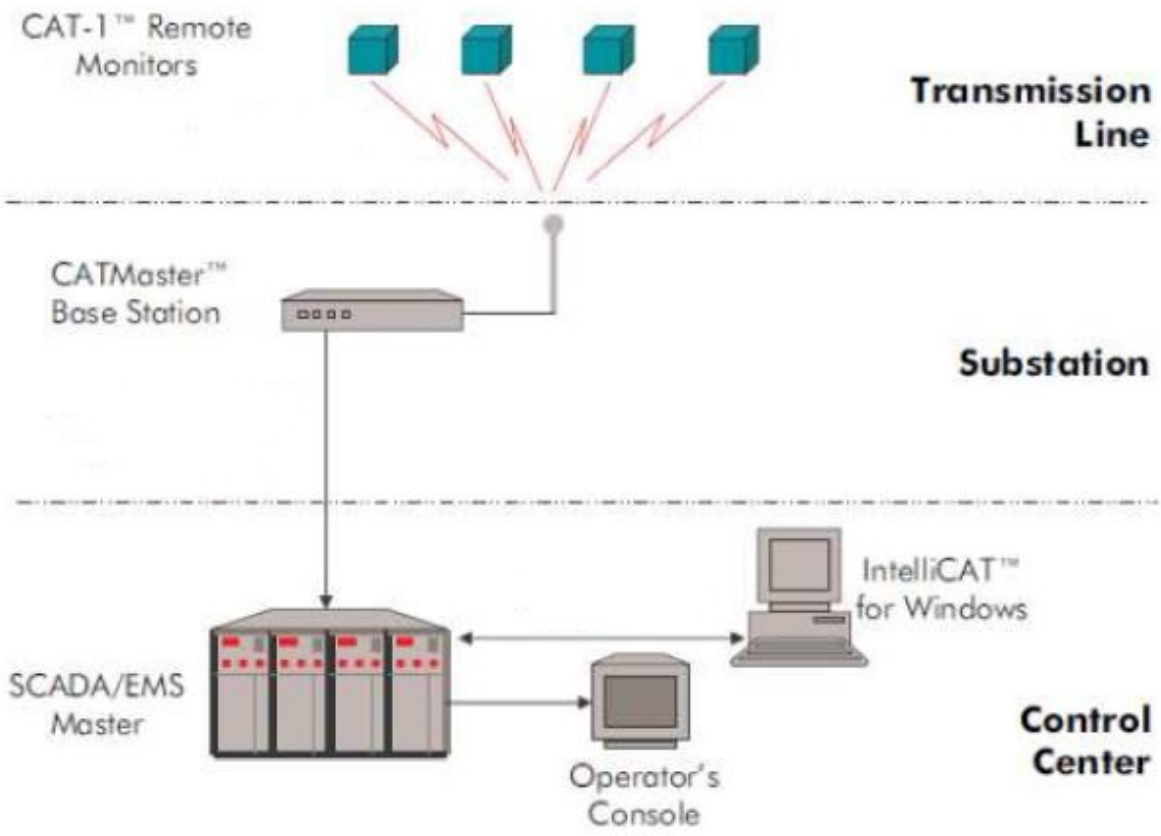


Figura 2.14. Sistema di comunicazione

2.4 Criteri di scelta dei dispositivi di Dynamic Thermal Rating

Per avere una visione più chiara delle caratteristiche dei dispositivi utilizzati per il Dynamic Thermal Rating presentati nei paragrafi precedenti, sono stati riportati i vantaggi e gli svantaggi di ciascun sistema nella tabella che segue:

SISTEMA	MISURA DIRETTA	VANTAGGI	SVANTAGGI
POWER DONUT 2	- Temperatura conduttore; - Angolo d'inclinazione; - Corrente nel conduttore.	- Facilità d'installazione; - Possibilità di installazione "sotto tensione" - Semplicità di manutenzione; - Autoalimentato	- Poca praticità di configurazione del dispositivo tramite software in dotazione
AMPACIMON	- Freccia del conduttore	- Possibilità di installazione "sotto tensione" - Autoalimentato	- Almeno 2 persone durante l'installazione; - Costi del sistema.
CAT-1	- Tensione meccanica del conduttore; - temperatura del conduttore; - Temperatura ambiente	- Ogni dispositivo monitora due sezioni della linea da amarro ad amarro	- Necessità di mettere fuori tensione il collegamento; - Molteplici dispositivi da montare sul traliccio/conduttore
EMO-MICCA	- Temperatura del conduttore; - Temperatura ambiente; - Velocità e direzione del vento; Umidità; Pressione; Irragiamento	- Installazione "sotto tensione"; - Stazione meteo in prossimità del punto monitorato; - Unico canale di comunicazione per dati conduttore e dati meteo	- Manutenzione batterie di alimentazione

Tabella 2.1 - Confronto tra i sistemi DTR

In seguito ad un'analisi dei singoli sistemi di misura, la scelta si basa sostanzialmente sui seguenti requisiti:

- Individuazione delle misure di interesse ai fini del Dynamic Thermal Rating;
- Modalità di installazione delle apparecchiature: la caratteristica principale di questi dispositivi è quella di dover essere installati direttamente sui conduttori o sui tralicci di

interesse, pertanto è necessario che le modalità di installazione siano tali da ridurre al minimo eventuali impatti sull'esercizio di rete. Considerato inoltre che le linee monitorate potrebbero essere causa di congestione, è opportuno ridurre quanto più possibile i tempi di fuori servizio del collegamento, per cui sono preferibili modalità di installazione "sotto tensione".

- Modalità di trasmissione dati: è preferibile avere sistemi in grado di inviare i dati in modalità wireless (GPRS) poiché in molti casi il punto di installazione è distante dalla prima stazione disponibile. In questi casi, però, il vincolo forte è la copertura del segnale.

Sulla base di queste valutazioni, Terna ha deciso di installare nella zona Nord-Est tre dispositivi EMO Micca i cui vantaggi sono stati precedentemente descritti in tabella 2.1.

2.5 Schema di funzionamento dei dispostivi EMO Micca

Nella fig.10 è mostrata l'architettura del sistema per il calcolo dei limiti dinamici, in particolare come vengono utilizzati i risultati dei modelli di calcolo e delle misure dirette fornite dai sensori EMO Micca, per risalire al valore dinamico della corrente massima ammissibile (Imax).

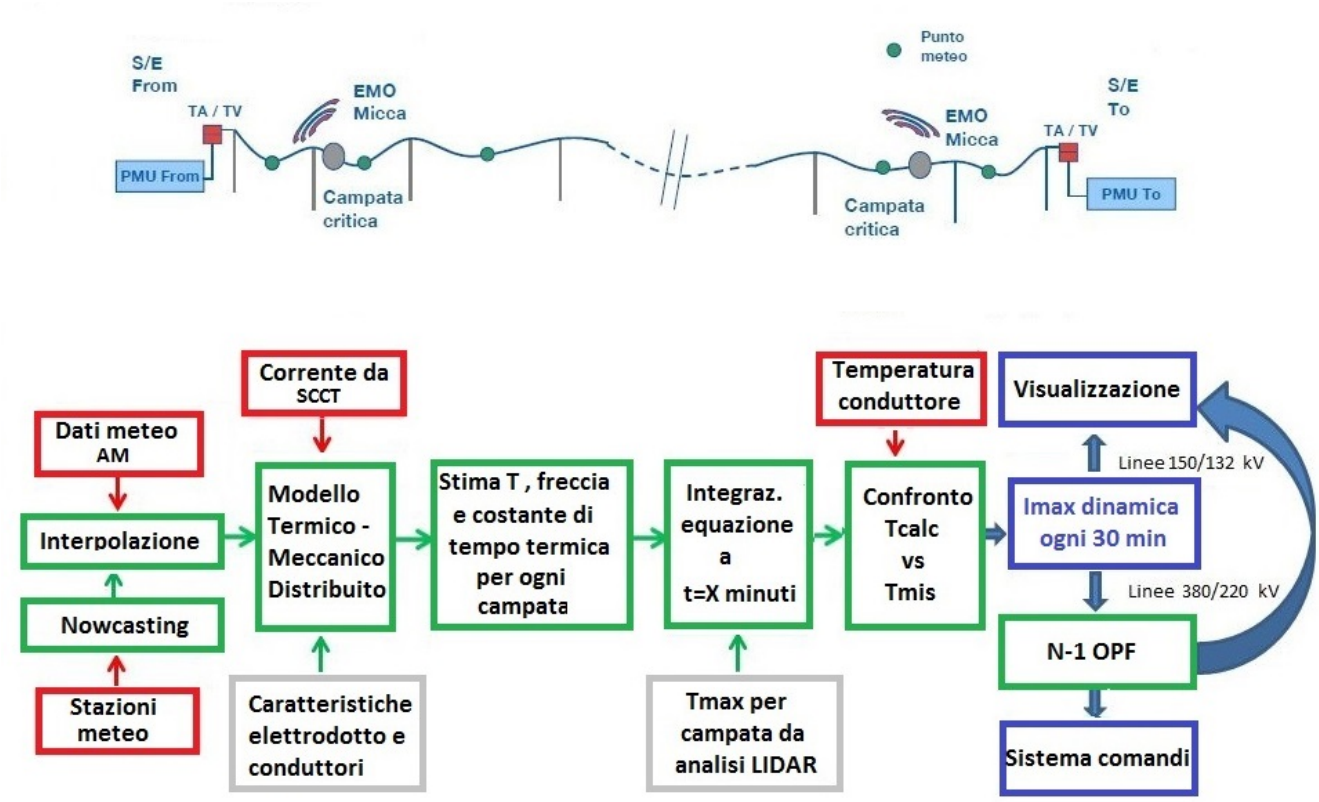


Figura 2.15 - Architettura del sistema di Dynamic Rating.

Partendo dall'analisi del modello termo-meccanico, le grandezze in input sono:

- Dati meteo per ogni campata (si fa un interpolazione tra i dati rilevati dalle stazioni meteo installate in prossimità delle linee e le previsioni fornite dall'aereonautica militare in modo da ottenere le informazioni su tutte le campate);
- Valori di corrente forniti dal SCCT (Sistema del Centro di Controllo e Tele-conduzione) tramite le misure effettuate dai TA e i TV presenti nelle stazioni agli estremi della linea;
- Caratteristiche dell'elettrodotto (informazioni geo referenziate della linea);
- Informazioni sui conduttori sulle campate e sui sostegni;

Il modello restituisce una stima della Temperatura attuale, la freccia e la costante di tempo termica su tutte le campate.

Si integrano poi nel tempo le equazioni del modello (equazioni termodinamiche, di equilibrio meccanico del conduttore e di cambio di stato del conduttore) verificando che vengano rispettati determinati vincoli esterni previsti dalle norme, in particolare il vincolo più severo relativo ai minimi franchi ammissibili, ottenuti tramite misurazioni LIDAR (Light Detection and Ranging) e tradotti in termini di temperatura massima o freccia massima.

Noti questi risultati, il valore di corrente massima (Imax) della linea viene determinato utilizzando la seguente logica:

1. Si considera la Temperatura e la costante di tempo termica ottenute dal modello con il valore di corrente transitante;
2. Si fissa un istante di tempo futuro, t=X, per il quale si vuole ottenere il valore di corrente (generalmente t=30min);
3. Si fissa il rispetto del vincolo di minimo franco ammissibile, tradotto in termini di temperatura massima o freccia massima, ottenuto dall'analisi di tutte le campate della linea tramite sistemi di telerilevamento LIDAR;
4. Si integra l'equazione del primo ordine con la costante di tempo termica stimata (τ);
5. Si trova la corrente massima (Imax) che, applicata a gradino rispetto alla corrente iniziale (I), soddisfi la relazione T(X)=Tmax.

Il raggiungimento del valore di corrente massimo si ottiene in maniera iterativa, ripetendo i calcoli fin quando il valore di corrente imposto non rispetta il vincolo di temperatura massima ammissibile (le iterazioni necessarie sono generalmente una decina). Di seguito si osserva il principio di determinazione della corrente massima seguendo i passaggi sopra enunciati.

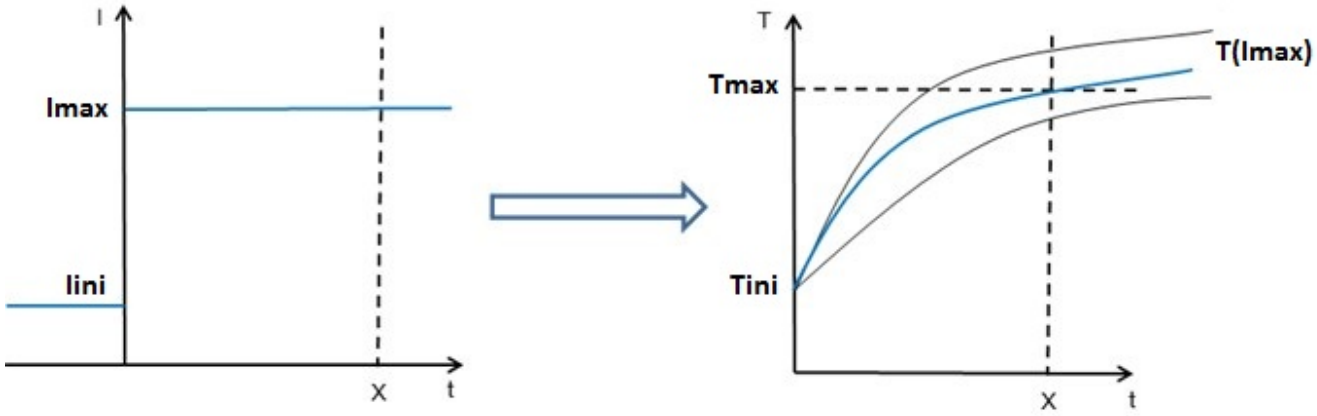


Figura 2.16 - Principio di determinazione di Imax

Il valore di corrente massima ammissibile trovato, oltre a essere visualizzato sulle maschere web e quindi utilizzato dagli operatori in tempo reale nelle Sale di Controllo e Dispacciamento, verrà integrato anche nei sistemi di calcolo sostituendo i valori standard nelle analisi OPF (Optimal Power Flow) per la verifica della condizione di sicurezza N-1. Questo permetterà anche all'algoritmo OPF e/o all'operatore della Sala Controllo del CNC (Centro Nazionale di Controllo) di dispacciare le Unità di Produzione utilizzando i limiti dinamici con notevoli riduzioni degli oneri di dispacciamento. [3]

La precisione di questo tipo di approccio è legato fondamentalmente all'accuratezza dei dati forniti in ingresso in quanto il modello risponde con un adeguata precisione; ciò che introduce un'incertezza modesta sono le previsioni meteo che determinano un errore finale di circa 2°-3°C in termini di temperatura e 15-20 cm in termini di freccia sulle singole campate, comunque compatibili con i margini ammessi. In via precauzionale, sono stati comunque inseriti una serie di controlli di tipo informatico sulla qualità dei dati in ingresso e dei risultati forniti in output che, al verificarsi di un mal funzionamento di uno qualsiasi degli elementi costituenti la catena di calcolo, commutano in automatico i risultati sui limiti standard.

2.5.1 Visualizzazione dei risultati

Prendendo in esame una linea della rete secondaria (150/132kV) in cui è stata portata a termine l'installazione dei sistemi di DR, le schermate per la visualizzazione dei risultati ottenuti sono accessibili dal programma operativo TOSCA utilizzato abitualmente dagli operatori di sala nei Centri di Controllo del Dispacciamento e riportano i seguenti andamenti:

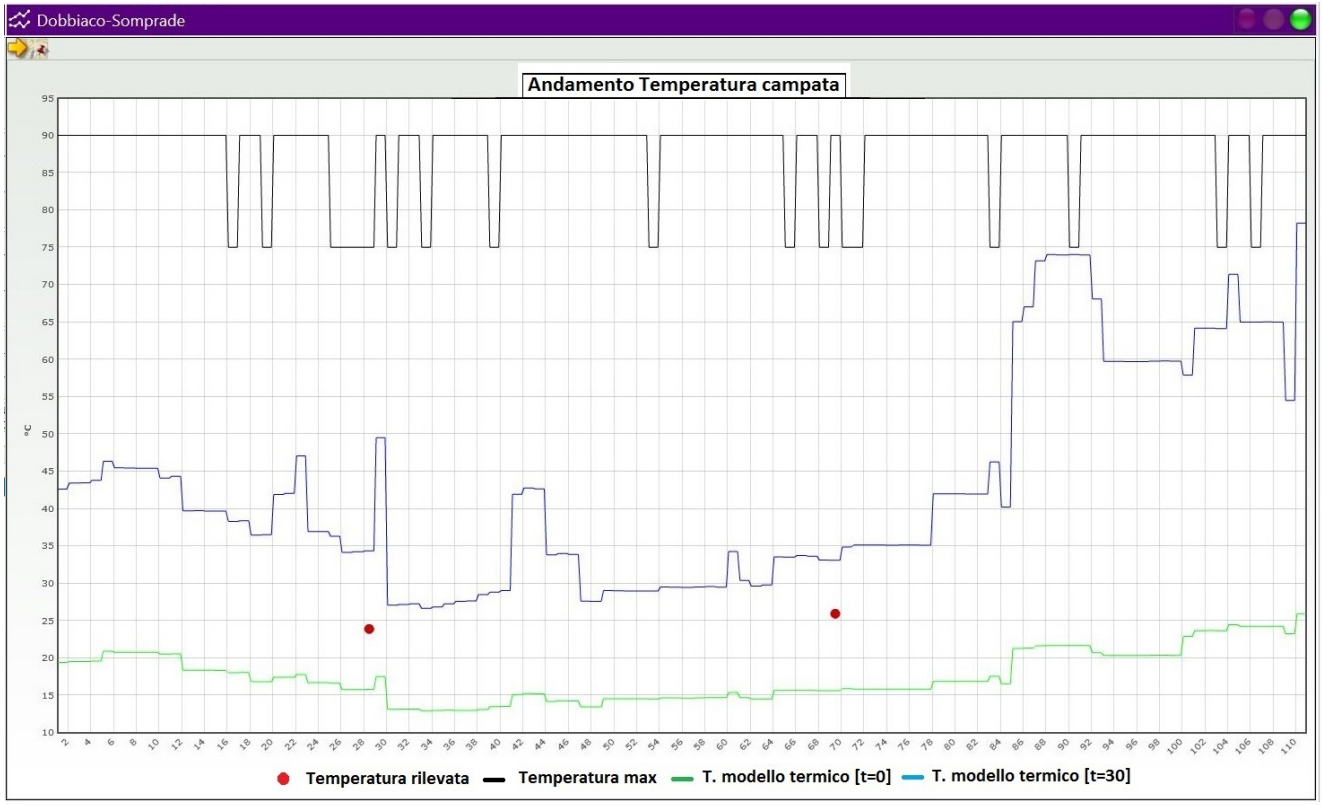


Figura 2.17 - Andamento delle temperature rilevate

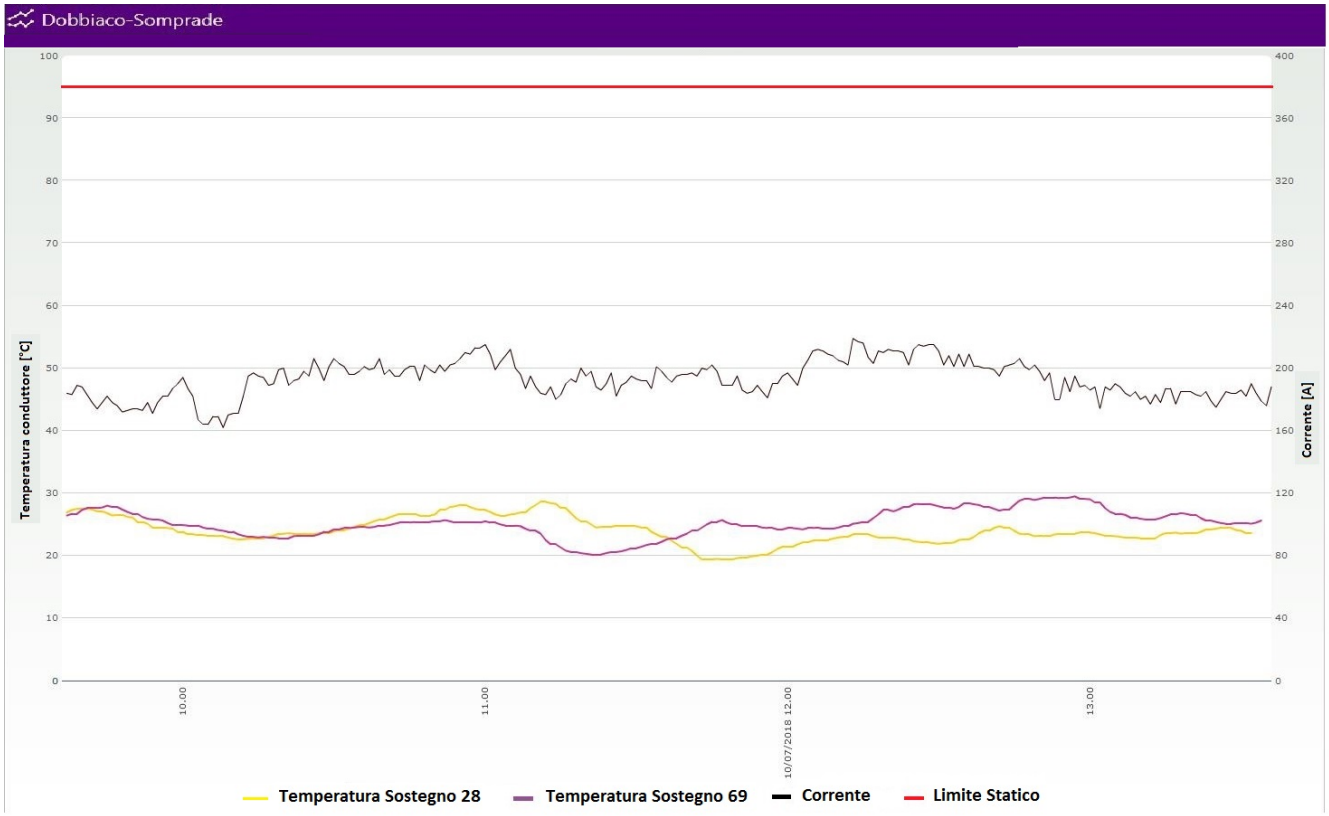


Figura 2.18 - Andamento della corrente e delle temperature misurate

Nella fig.2.17 vengono riportati i valori puntuali di temperatura delle due campate in cui sono stati installati i sensori, il valore di temperatura stimata dal modello termico all'istante iniziale (t=0) e il valore di temperatura stimata dal modello termico dopo 30 minuti (t=30min) nel caso in cui si imponesse il gradino di corrente (Imax) calcolato con il procedimento descritto nel paragrafo precedente.

Evidentemente questi valori di temperatura saranno sempre minori della curva rappresentante la Temperatura massima ammissibile per ogni campata, calcolata tramite misurazioni LIDAR.

Di fianco a questa schermata viene visualizzato il valore massimo di corrente che potrebbe transitare sulla linea aggiornato ogni 30min, il valore di corrente in tempo reale e alcuni dati relativi al modello utilizzato.

In fig.2.18 è invece mostrato l’andamento della corrente transitante sulla linea in funzione del tempo, confrontata con il limite statico della linea stessa, e gli andamenti delle temperature rilevate dai due sensori anch’essi in funzione del tempo.

3. ANALISI DEI SISTEMI DI DYNAMIC THERMAL RATING NELL'AEREA NORD-EST

3.1 Area del Trentino Alto Adige

La regione del Trentino Alto Adige è caratterizzata da una forte produzione da fonti rinnovabili in particolare idroelettrico che, insieme all'aumento della generazione distribuita (idroelettrico e fotovoltaico su tutti) connessa in Media o Bassa tensione e al limitato fabbisogno della zona, determinano un'inversione di flusso di potenza dalle reti di distribuzione MT verso le reti AT.

Questo fenomeno si intensifica nel periodo estivo (maggio – settembre) a causa dell'alta idraulicità e all'impossibilità del carico presente di assorbire la grande quantità di energia prodotta. La presenza di flussi di potenza rilevanti sulla rete di alta tensione in concomitanza anche all'introduzione dei limiti estivi sulle linee aeree, causa nei punti più deboli della rete frequenti fenomeni di congestione.

I collegamenti critici su cui è stato ritenuto opportuno utilizzare i sistemi di Dynamic Rating per risolvere problemi di questo tipo, sono per ora tre: Agordo – Cencenighe (132kV), Dobbiaco – Somprade (132kV), S. Massenza – Nembia (60kV).

Concentrando l'attenzione sul collegamento Dobbiaco – Somprade a 132kV, si analizza di seguito la porzione di rete circostante per motivare la scelta dell'installazione dei dispositivi EMO Micca.

3.2 Caratteristiche della linea CP Dobbiaco – CP Somprade

Considerando lo stato della rete nella zona Nord Est, si può vedere dalla figura 3.1 che sostanzialmente esistono due direttrici che portano la produzione idroelettrica dalle valli settentrionali del Trentino Alto Adige verso la pianura Veneta. Una direttrice attraversa la valle dell'Adige fino a Verona e l'altra la valle del Piave fino a Belluno, per poi distribuirsi nelle zone con più alto carico pedemontane e di pianura caratterizzate da un più alto livello di magliatura.

In caso di interruzione di una delle due direttrici, l'unica magliatura in zona alpina si ha con una sola di queste, già comunque carica per la presenza di molti impianti idroelettrici.

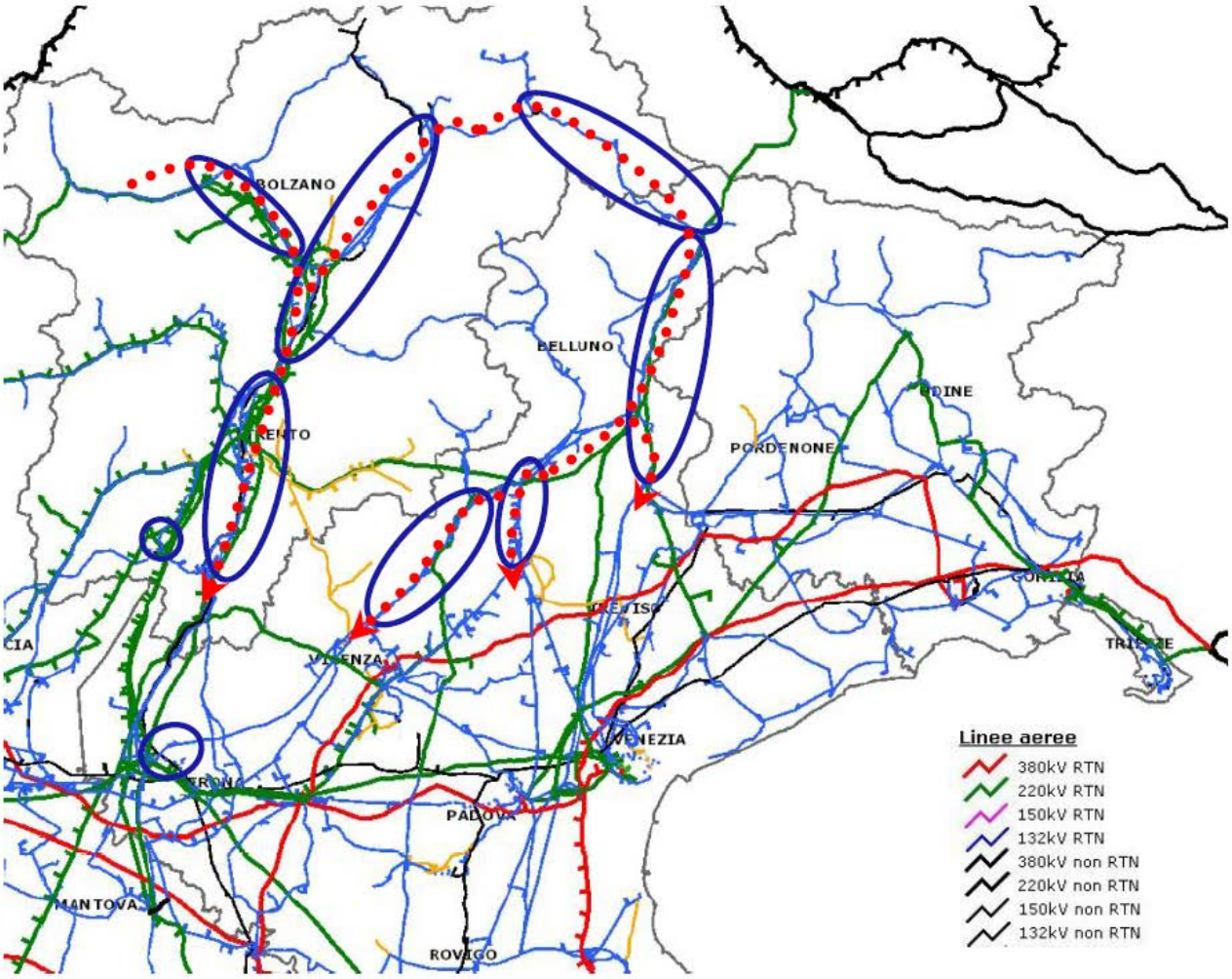


Figura 3.1 - Rete di Trasmissione Nazionale con i principali flussi di potenza idroelettrica.

Considerando la direttrice che scende verso Belluno, la linea più debole che rappresenta un "collo di bottiglia" per gli ingenti flussi di potenza, è la linea tra la CP di Dobbiaco e la CP di Somprade. Questa linea è caratterizzata, infatti, da limiti termici più bassi rispetto alle altre linee che costituiscono la direttrice.

3.2.1 Corrente al limite termico secondo la CEI 11-60

Per la determinazione dei limiti statici di portata delle linee in questione, con riferimento a quanto trattato nel Capitolo 1, si è utilizzata la norma CEI 11-60 che definisce le portate in corrente al limite termico delle linee elettriche aeree esterne a tensione maggiore di 100kV della rete italiana.

Dato che la temperatura che il conduttore assume dipende dalla corrente che lo percorre e dalle condizioni climatiche concomitanti, le portate in corrente vengono definite in relazione alla loro possibile durata (corrente in servizio normale, corrente in servizio temporaneo) e in relazione alle possibili condizioni atmosferiche.

La corrente in servizio normale è definita dalla norma come la corrente che può essere sopportata da un conduttore per il 100% del tempo con limiti accettabili del rischio di scarica sugli oggetti mobili e sulle opere attraversate e dell'invecchiamento (essa si distingue dalla *portata nominale* della linea che talvolta viene fornita nelle documentazioni che ne accompagnano il progetto e che ha puro valore convenzionale).

La corrente in servizio temporaneo è, invece, la corrente che può essere sopportata da un conduttore per una determinata percentuale del tempo con limiti accettabili del rischio di scarica e dell'invecchiamento, intendendo che per la restante parte del tempo il conduttore è interessato da una portata minore di quella in servizio normale. [12]

Per quanto riguarda le condizioni atmosferiche, sia in termini di probabilità sia di durata non possono che essere presunte in base a statistiche meteorologiche e pertanto si possono avere limiti di portata in corrente diversi in base alle stagioni e alle regioni.

Come zone climatiche la Norma divide l'Italia in:

- Zona A, comprendente le località ad altitudine non maggiore di 800 m s.l.m. dell'Italia Centrale, Meridionale ed Insulare;
- Zona B, comprendente tutte le località dell'Italia Settentrionale e le località ad altitudine maggiore di 800 m s.l.m. dell'Italia Centrale, Meridionale ed Insulare

Come periodi dell'anno solare la norma prevede:

- Periodo caldo, comprendente i mesi di maggio, giugno, luglio, agosto e settembre;
- Periodo freddo, comprendente i mesi di ottobre, novembre, dicembre, gennaio, febbraio, marzo e aprile.

3.2.2 Corrente limite di funzionamento

Per il controllo e la conduzione della RTN (Rete di Trasmissione Nazionale), come soglia di riferimento per la generazione di allarmi automatici funzionali ad allertare gli operatori in tempo reale, si utilizza un altro valore di corrente: il limite di funzionamento permanente degli elementi di rete (che può coincidere o meno con il valore di corrente normale previsto dalla norma CEI 11-60).

Tale valore limite è definito per la rete Terna dalle Aree Operative Territoriali (AOT) di competenza e dai proprietari degli asset per gli elementi di rete non Terna. [15]

Ai fini dell'esercizio degli impianti vengono, quindi, individuati i valori della corrente limite permanente e transitorio di ciascun componente di potenza (interruttori, sezionatori,TA, etc..) che concorrono al calcolo del limite degli elementi di rete (stallo, tronco di linea, linea, etc..).

L'istruzione operativa di Terna definisce il valore della corrente limite di funzionamento permanente (Iperm) come il valore efficace massimo di corrente che l'elemento può trasportare in maniera continua per un tempo indeterminato; e il valore della corrente limite di funzionamento transitorio, la corrente che può circolare per 20 minuti, a condizione che, nel precedente periodo di 30 minuti il valore della corrente sia stato inferiore all'80% della corrispondente corrente limite di funzionamento permanente.

Sulla base di questi due valori, vengono definiti due limiti operativi che permettono di esercire in sicurezza la rete:

- Limite Superiore Operativo (LSO o H1);
- Limite Superiore di Sicurezza (LSS o H2).

Il limite superiore di sicurezza H2 di un componente è sempre uguale alla Corrente Limite Permanente del componente stesso, mentre il limite superiore operativo H1 è pari al 90% del valore di H2.

Considerando un collegamento a due estremi, composto da una linea e da due stalli (ciascuno avente come limite di corrente permanente il minore delle apparecchiature/conduttori che lo costituiscono), il limite in corrente del collegamento coincide con il minore tra i valori di corrente dei 3 elementi, essendo questi posti in serie: [15]

- H2 del collegamento = minimo (H2 stalli, H2 linea);
- H1 del collegamento = 90% H2.

In generale il superamento del limite operativo H1 determina un primo allarme nel sistema operativo, al fine di avvertire l'operatore sul trend crescente della corrente in quella determinata linea e permettergli di trovare eventuali operazioni correttive per diminuire il transito; al superamento del limite H2 l'operatore è costretto a intervenire attuando tutte le operazioni necessarie per far rientrare le violazioni.

3.2.2.1 Procedimento di calcolo per linee aeree

Considerando le linee aeree, i componenti di potenza sono i conduttori e la morsetteria (coordinata nel dimensionamento con la portata del relativo conduttore e quindi da considerarsi non limitante). Per entrambi i componenti, la corrente limite di funzionamento permanente dipende dagli effetti termici del passaggio di corrente (riscaldamento del materiale, allungamento termico) che, come detto, dipende a sua volta dalle condizioni ambientali. Per questo motivo, tale valore limite è diverso per il periodo invernale e per quello estivo.

Per i conduttori di un elemento di rete di proprietà Terna, i valori di corrente limite di funzionamento permanente corrispondono alle portate al limite termico calcolate con la formula di Shurig e Frick facendo riferimento alle seguenti condizioni di funzionamento:

- temperatura permanente del conduttore 75 °C;
- temperatura ambiente 10 °C nel periodo invernale e 30 °C nel periodo estivo;
- velocità del vento 2 km/h;
- irraggiamento solare 1000 W/m^2;
- pressione atmosferica 1 atm.

Per le linee sulle quali è stato verificato che esistono vincoli dovuti al mancato rispetto dei franchi stabiliti dal Decreto Ministeriale 21 marzo 1988 (conversione in legge delle norme CEI 11-4 "Norme tecniche per la costruzione di linee elettriche aeree esterne"[13.]) nei confronti di tutte le opere attraversate (piano di campagna, linee di telecomunicazioni, strade, autostrade, ferrovie, linee

elettriche, ecc..), il valore di corrente limite di funzionamento permanente dovrà essere calcolato in modo da rispettare i vincoli imposti dai franchi stessi. In questi casi, per la determinazione delle suddette correnti vanno effettuate verifiche puntuali sul territorio o eventualmente attraverso verifiche sui profili delle linee. (Nuove limitazioni possono derivare anche da disposizioni in materia di contenimento dei valori di campo magnetico generato)

Per il calcolo del limite di funzionamento transitorio sempre nei conduttori di un elemento di rete, è necessario imporre le seguenti condizioni [14]:

- Conduttore ad una temperatura iniziale corrispondente ad una portata pari all'80% della corrente limite di funzionamento permanente;
- Durata del transitorio di 20 minuti;
- Temperatura del conduttore al termine del transitorio pari alla massima temperatura raggiungibile dal conduttore in regime permanente.

3.2.3 Valori limite per la linea CP Dobbiaco – CP Somprade

Nella linea di interesse, tra la CP di Dobbiaco e la CP di Somprade, i valori della corrente limite di funzionamento per i diversi periodi dell'anno sono mostrati nella tabella che segue, dove evidentemente nel periodo invernale i limiti di corrente ammissibili sono più alti rispetto a quelli che caratterizzano il periodo estivo proprio in virtù delle condizioni atmosferiche circostanti.

	Limite Superiore Operativo (LSO=H1)	Limite Superiore di Sicurezza (LSS=H2)
Periodo Caldo	342 A	380 A
Periodo Freddo	378 A	420 A

Tabella 3.1 - Limite Operativo e Limite di Sicurezza per la linea Dobbiaco-Somprade

Per la linea considerata le violazioni sono più frequenti nel periodo estivo a causa dei limiti di portata inferiori e di una consistente produzione idroelettrica, causata dello scioglimento dei ghiacciai, che comporta grandi quantità di corrente verso la pianura Veneta interessando la linea in questione.

Nei mesi invernali la produzione idroelettrica è generalmente inferiore e i limiti previsti dalle norme sono maggiori, per cui a meno di contingenze particolari, come fuori servizi di linee per azioni manutentive o per guasti, i flussi di corrente rientrano ampiamente nei limiti previsti dalle norme.

3.3 Analisi dei valori di corrente registrati sulla linea CP Dobbiaco – CP Somprade

A causa dei frequenti sovraccarichi che interessano le direttrici dell'area del Trentino analizzate nel paragrafo 3.1, è stato studiato da Terna un piano di rete detto "assetto alta idraulicità" che prevede un insieme di modifiche correttive sull'assetto di rete standard al fine di ridistribuire i flussi di potenza tra zone limitrofe scaricando le linee con modesti limiti termici (come la linea CP Dobbiaco – CP Somprade) che nei periodi di alta idraulicità diventano sede di transiti rilevanti. Tale assetto di rete, però, come vedremo nelle simulazioni riportate nei paragrafi successivi, non sempre riesce a ripristinare le condizioni di funzionamento standard eliminando i sovraccarichi.

Per questo motivo Terna ha deciso di installare i dispositivi di Dynamic Thermal Rating (DTR) in modo che, se la modifica d'assetto rete per alta idraulicità non è sufficiente a diminuire la portata transitante sulla linea in violazione, piuttosto che scegliere soluzioni onerose richiedendo una diminuzione di potenza immessa dagli impianti idroelettrici, gli operatori di sala possono sfruttare, quando possibile, i limiti dinamici calcolati da tali dispostivi.

Nella figura che segue, vengono mostrati i limiti dinamici della linea dell'anno 2017 (campionati ogni 30min) calcolati dal sistema DR. Il periodo analizzato è solo quello di interesse, maggio – settembre, in cui, come detto, si registrano generalmente le portate maggiori a causa dell'alta idraulicità.

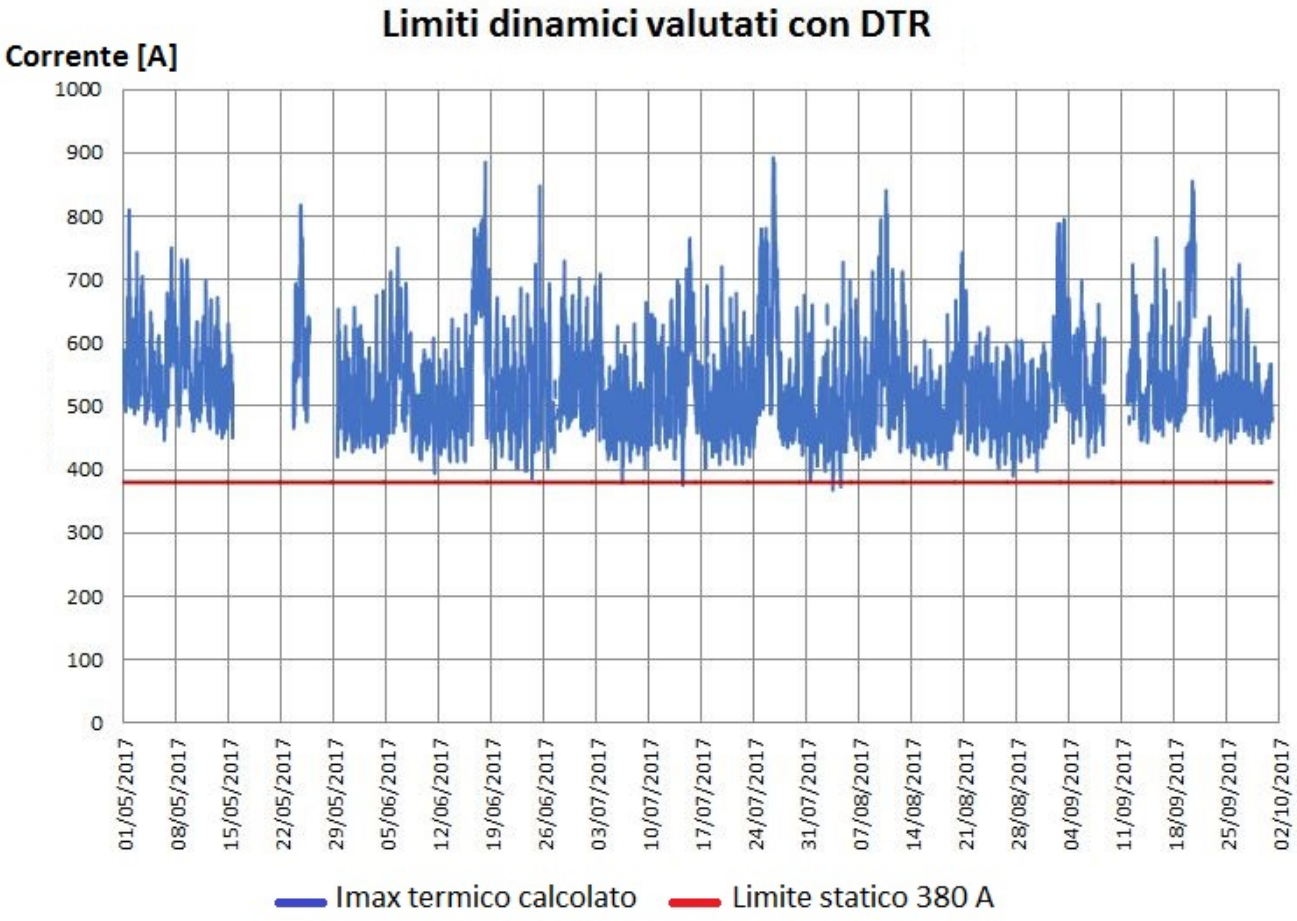


Figura 3.2 - Valori di corrente massimi calcolati con il DTR nel periodo estivo

Risulta evidente come i valori di corrente calcolati con il sistema di Dynamic Rating, sono notevolmente superiori rispetto al limite statico della linea (limite di sicurezza del periodo estivo di 380A) in quanto si sfruttano le condizioni ambientali tipiche delle aree montane (1000 msl di quota) con temperature ambientali più favorevoli rispetto a quelle standard utilizzate nel calcolo dei limiti statici. La corrente massima consentita si mantiene mediamente intorno ai 500 A per quasi tutto il periodo considerato, comportando un notevole incremento della capacità di trasporto della linea.

Come traspare dal grafico, ci sono alcune misure mancanti dovute al fuori servizio del sistema e alcune misure calcolate che risultano minori del limite statico della linea; in entrambi i casi, in mancanza di valori adeguati si utilizza il limite statico di 380 A previsto dalla norma.

Per evidenziare i benefici apportati da questo sistema innovativo, sono riportati nella figura che segue i valori dei transiti di corrente sulla linea di interesse registrati nell'anno 2017.

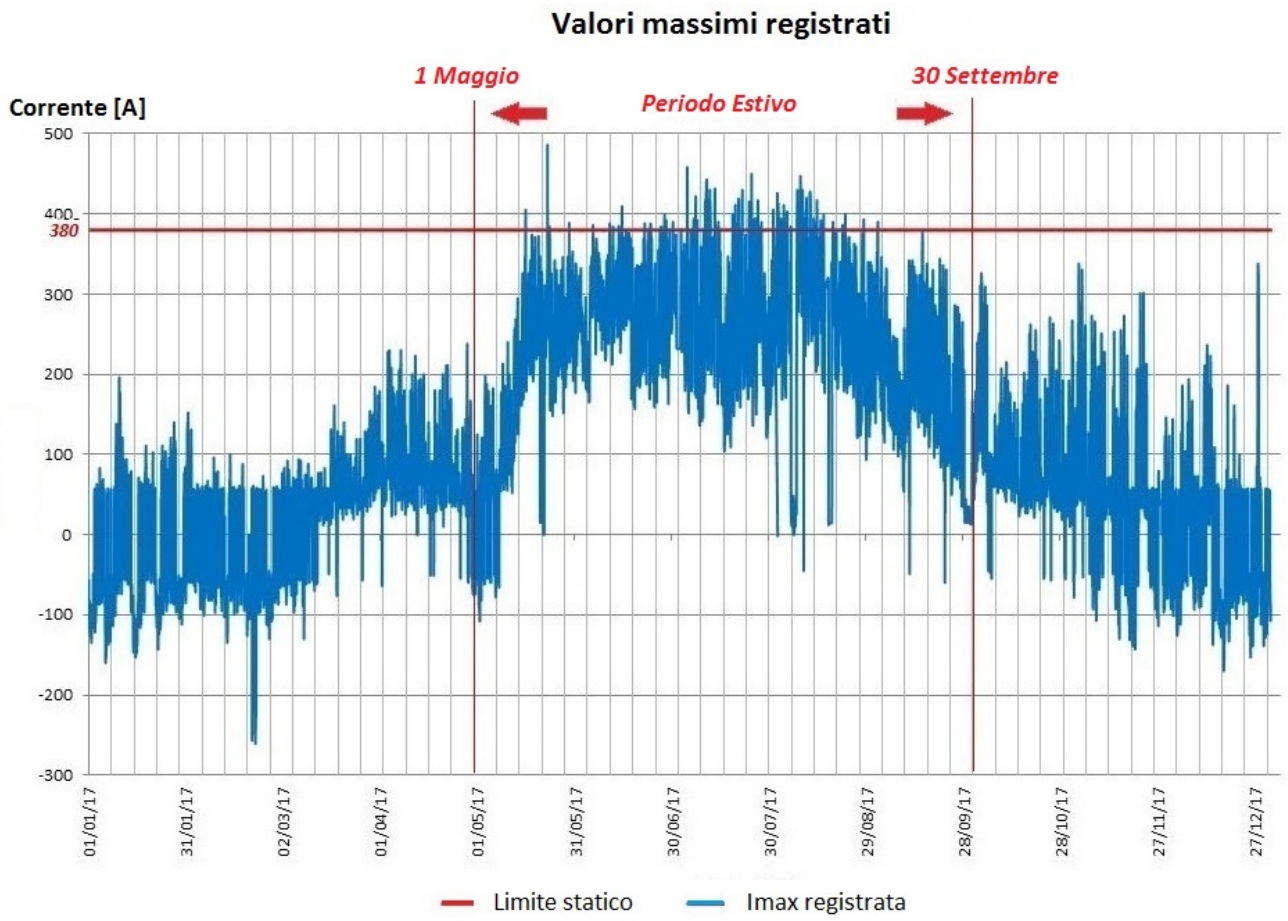


Figura 3.3 - Valori di corrente rilevati nella CP di Dobbiaco.

Le misure di corrente sono state eseguite nella CP di Dobbiaco, con la convenzione di ritenere positiva la corrente uscente (flusso da Dobbiaco verso Somprade), e negativa la corrente entrante (flusso da Somprade verso Dobbiaco). Le misure vengono effettuate ogni 15 minuti e viene registrato il valore massimo, il valore minimo del quarto d'ora e il valore istantaneo di corrente riferito ad un istante preciso.

Quelli mostrati in figura rappresentano i valori massimi per ogni quarto d'ora poiché ritenuti di maggiore rilevanza ai fine dell'obiettivo prefissato, cioè al fine di valutare quando e quante volte è stato superato il limite statico della linea.

I campioni di corrente superiori al limite statico del conduttore (circa 30h complessive) rappresentano l'effettivo beneficio del sistema DTR, in quanto è stato possibile gestire tali transiti senza effettuare limitazioni della produzione da fonte rinnovabile e/o smagliature di rete.

In assenza del dispositivo, si vedrebbe un andamento di corrente livellato al valore di 380 A in quanto in prossimità di tale limite l'operatore di sala era costretto ad intervenire operando tutte le manovre a disposizione per rispettare il vincolo.

3.3.1 Analisi delle giornate critiche

Per un analisi più dettagliata del periodo estivo, nella figura che segue è riportato uno zoom delle sole giornate estive in cui si sono registrati valori di corrente al di sopra del limite superiore di servizio H1 (342A).

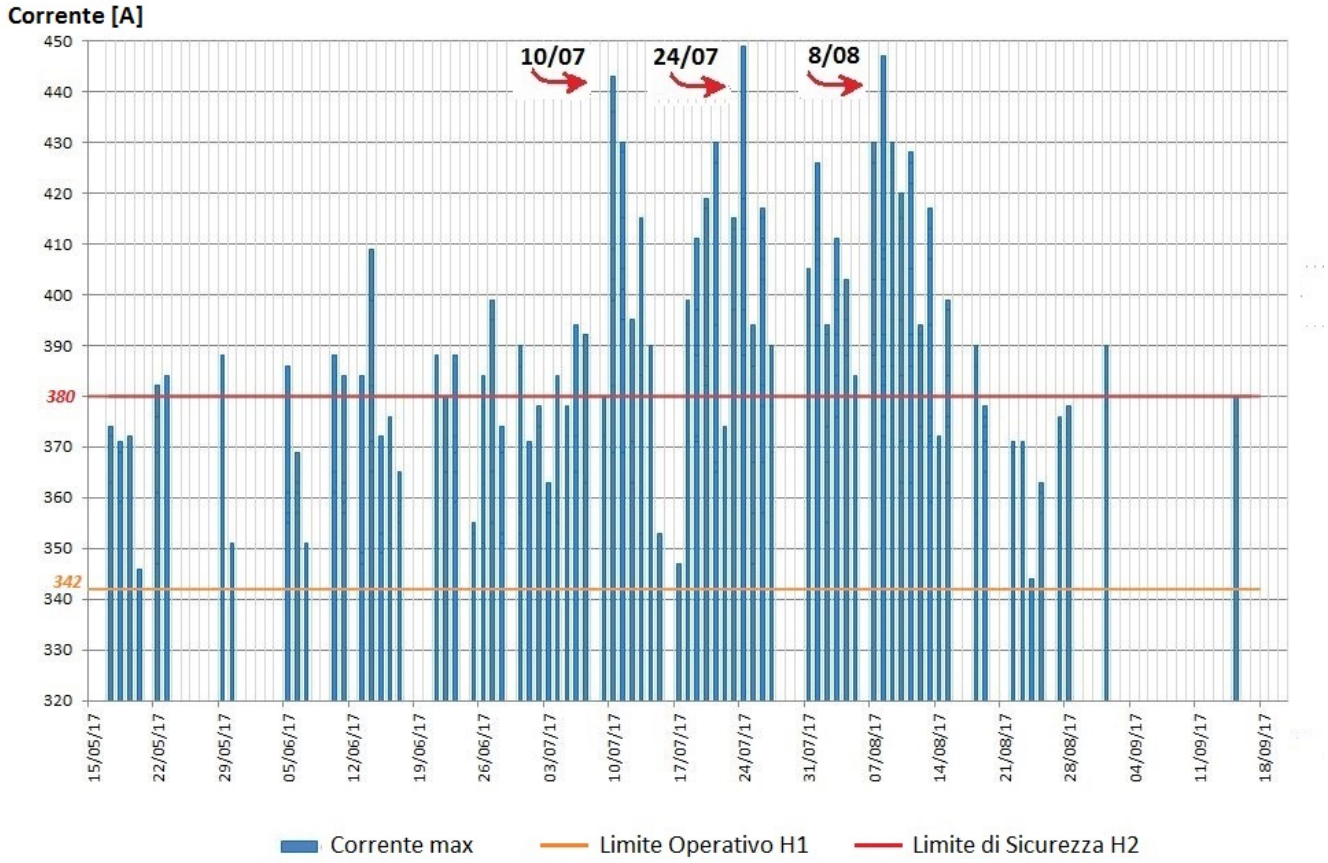
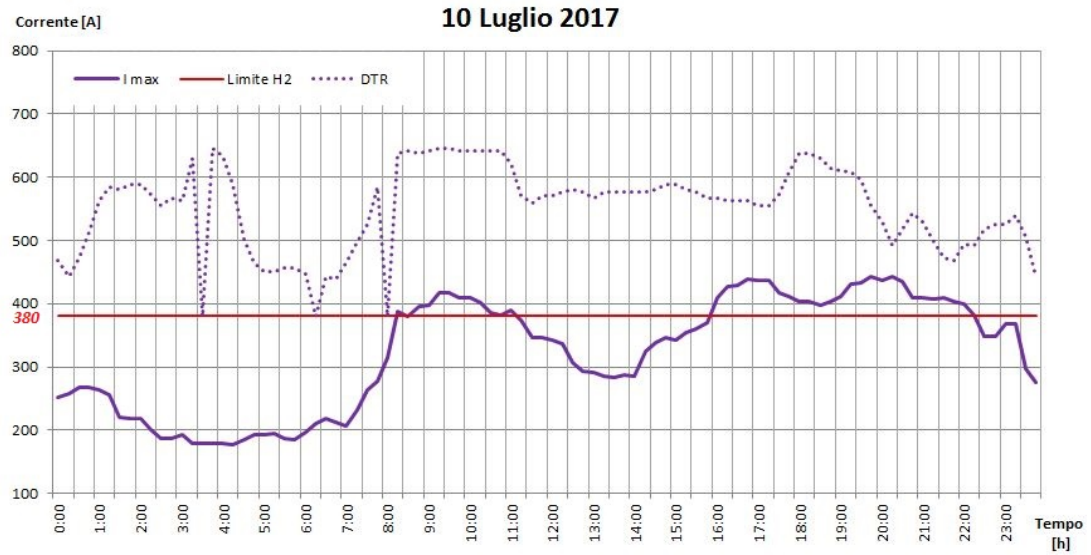
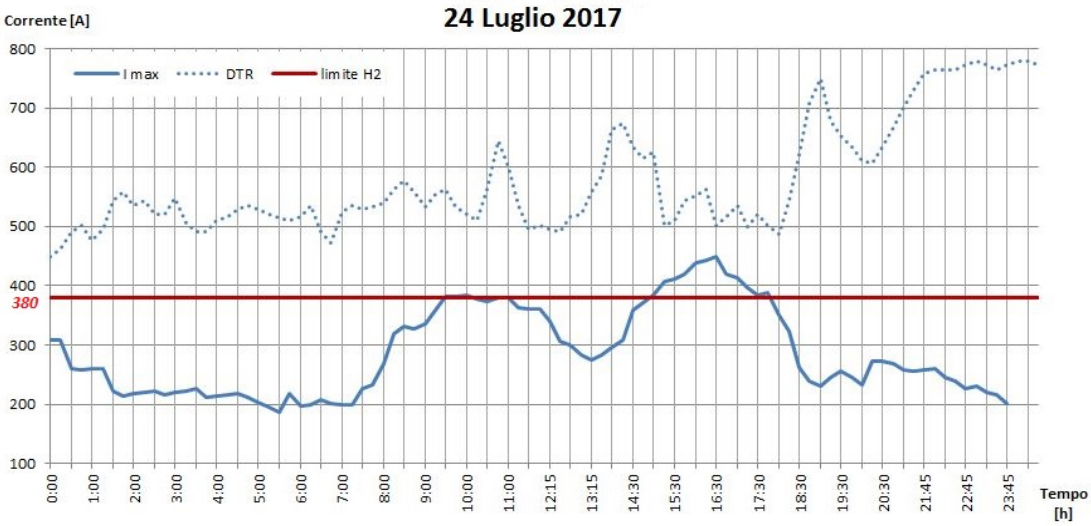


Figura 3.4 - Giornate con valori di corrente maggiori del limite H1

Dalla figura 3.4 si può vedere che le giornate in cui si sono registrati flussi di corrente più alti, sono stati il 10 e il 24 luglio, e l'8 agosto. Volendo verificare l'effettivo vantaggio offerto dai sistemi di Dynamic Rating, sono stati confrontati a titolo d'esempio i valori di corrente realmente transitati sulla linea in queste tre giornate e i valori che la corrente avrebbe potuto raggiungere tenendo in considerazione i limiti dinamici della linea.





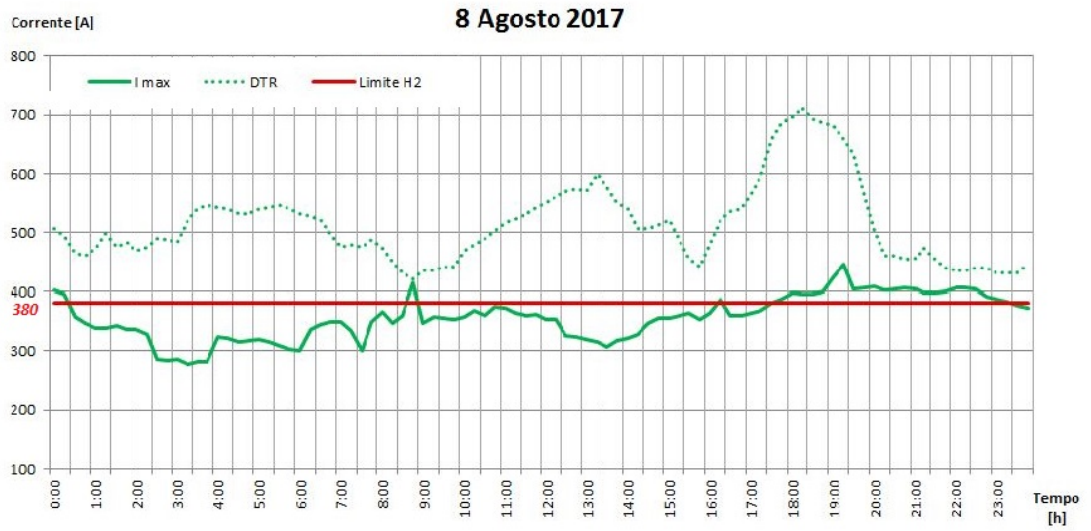


Figura 3.5 - Confronto tra i valori di corrente reali e quelli calcolati con il DR.

Con linea continua sono rappresentati i valori reali di corrente registrati sulla linea di interesse nelle tre giornate sopra elencate; con linea tratteggiata, sono invece rappresentati i valori di corrente che potevano transitare sulla linea determinati tramite il Dynamic Rating.

Prendendo in esame il singolo giorno, si vede che c'è di solito un buon margine tra la corrente che realmente transita e quella che potrebbe transitare, e ciò evidenzia l'enorme vantaggio ottenuto dall'installazione di tali sistemi.

Evidentemente, là dove il dispositivo non è riuscito a ottenere stime realistiche della corrente massima ammissibile il sistema di back up, presente nel sistema di calcolo, riporta come valore massimo ammissibile il limite statico di 380A previsto dalla norma.

3.4 Simulazione di rete

Prendendo in considerazione quanto detto nei paragrafi precedenti, è stato simulato a titolo d'esempio una giornata tipo nel periodo di alta idraulicità con un assetto di rete integro (tutti gli elementi di rete in servizio) e una produzione idrica rilevante nell'area di interesse.

Le simulazioni sono state fatte con il programma WinCreso messo a disposizione da Terna e quotidianamente utilizzato per i calcoli di rete. Il suddetto programma è in grado di calcolare, tramite un analisi di Load Flow, i parametri della rete (potenza attiva, potenza reattiva e corrente) avendo come input i valori dei carichi, delle produzioni e l'assetto di rete di un determinato giorno.

Nel caso analizzato al fine di evidenziare esclusivamente la capacità di trasmissione di quella porzione di rete in relazione alla produzione idrica disponibile sono stati trascurati eventuali fuori servizi, ma nella realtà la situazione potrebbe essere ben più complessa a causa di lavori programmati e/o guasti di un componente della rete nella zona di interesse o in quelle limitrofe che limitano ancor di più la capacità di smistamento della rete comportando sovraccarichi difficili da gestire.

3.4.1 Avvertenze generali

Nello studio di rete il controllo dei limiti di corrente è necessario in quanto la loro violazione potrebbe comportare rischi per la sicurezza di cose o persone, il proprietario degli asset dovrà rispondere degli eventuali danni.

L'istruzione operativa di cui si avvalgono gli operatori di Terna per l'esercizio della rete, stabilisce che le azioni di contenimento devono consentire di ridurre al minimo i tempi necessari al rientro delle correnti entro il valore H2. Per tale motivo l'avvio delle azioni correttive inizia al superamento del limite operativo H1, mentre eventuali azioni che comportino riduzione di carico o di produzione (soluzioni onerose) verranno messe in atto soltanto al superamento del limite H2.

Alcune delle possibili manovre di contenimento attuate degli operatori dei centri CCT al superamento del limite H1 vengono elencate di seguito:

- riduzione dei transiti di potenza reattiva mediante manovre sui VSC (Variatori Sotto Carico) degli autotrasformatori, sui condensatori e sui reattori;
- modifica della distribuzione dei transiti con variazioni di assetto topologico della rete che comunque garantisce il criterio di sicurezza N-1;
- richiesta all'Utente della rete di smistamento del carico su CP non incidenti sul collegamento in violazione;
- ridispacciamento della produzione attiva e reattiva, movimentando prioritariamente le unità ritenute di maggiore sensitività sulla linea in violazione, se serve ad evitare schemi radiali;
- adozione di schemi radiali in prossimità del limite H2;
- riduzione da parte dell'Utente della corrente sulla rete AT agendo sui rapporti dei propri trasformatori AT/MT.

Per le zone di rete caratterizzate da capacità di trasporto insufficiente rispetto alla consistenza degli impianti di produzione da FRNP (Fonti Rinnovabili Non Programmabili) con conseguente criticità nel controllo dei limiti in corrente in N-1, l'istruzione operativa di riferimento prevede che, al fine di minimizzare la riduzione di prelievo di energia da FRNP, sia necessario ricorrere prima all'apertura delle arterie, con conseguente realizzazione di antenne, e successivamente alla riduzione delle produzioni dalle stesse FRNP. [16]

3.4.2 Assetto di rete standard

Per le simulazioni di rete svolte si è partiti da una rete in assetto magliato (percorsi alternativi di interconnessione tra due nodi qualsiasi assicurando una maggiore continuità di servizio) con interruttori parallelo sbarra chiusi e con l'ipotesi di trascurare eventuali sovraccarichi che interessano linee adiacenti a quella di interesse per lo studio.

I gruppi che insistono nella porzione di rete rappresentata in figura 3.6, sono tutti gruppi di impianti idroelettrici i cui valori di potenza considerati per le simulazioni, sono riportati nella prima tabella sulla sinistra. Nella tabella di destra, sono invece riportate le Cabine Primarie con collegamenti in MT (Media Tensione) i cui valori di potenza sono di valore negativo o positivo a seconda, che i flussi siano in risalita (segno negativo) e quindi in realtà sono rappresentativi di generazione distribuita o flussi diretti dall'alta alla media tensione rappresentativi quindi di carichi (segno positivo).

(I nomi assegnati ai generatori, alle cabine e alle stazioni elettriche sono rispettivamente GR, CP e St, ritenendo sensibili i dati reali).

GRUPPO	POTENZA ATTIVA [MW]
GR1	20
GR2	18
GR3	32
GR4	40
GR5	4
GR6	4
GR7	0
GR8	6
GR9	6
GR10	36
GR11	3
GR12	0
GR13	0
GR14	32
GR15	32
GR16	32
GR 17	0
GR 18	8
GR19	60
GR20	17
Gr21	0

CABINA PRIMARIA	FLUSSO DI POTENZA [MW]
CP1	-30
CP2	-10
CP3	0
CP4	-10
CP5	1
CP6	1
CP7	2
CP8	2
CP9	0
CP10	1
CP11	8
CP12	-2
CP13	18
CP14	13
CP15	11
CP17	16
CP18	-6

Tabella 3.2 - Potenza immessa in rete dai gruppi idroelettrici (a sx); Flussi delle cabine primarie(a dx)

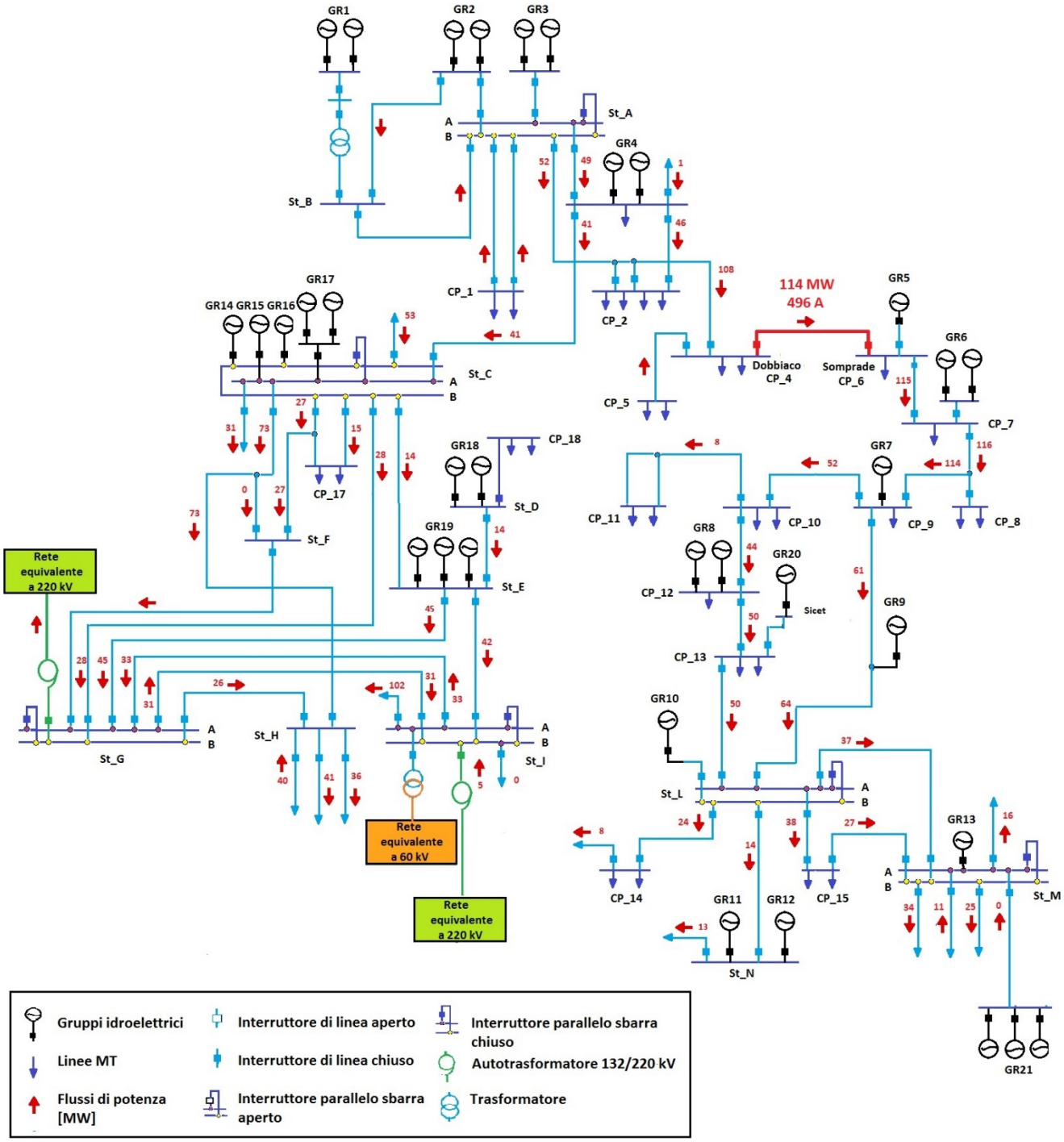


Figura 3.6 - Schema di rete 132kV in assetto integro

Come si vede dall'immagine la produzione idroelettrica dei gruppi di divide su due percorsi alternativi: verso la stazione St_C e verso la CP_2; Essendo la stazione St_C interessata anch'essa dalla presenza di altri impianti di produzione la capacità di trasmissione della zona è già satura, di conseguenza gran parte del flusso di potenza prodotto dai gruppi GR1 GR2 e GR3 andrà verso la

CP_2 (52 MW più 46 MW) e scenderà verso la pianura Veneta in cui è presente una elevata concentrazione di carichi.

In queste condizioni sulla linea Dobbiaco – Somprade transitano 114 MW che corrispondono ad una portata di 496 A, ben oltre il limite H2 previsto dalla norma (380 A). Secondo le istruzioni operative di Terna, al superamento del suddetto limite gli operatori di sala hanno circa 3min per intervenire e far rientrare il valore di corrente entro il valore consentito [16].

In virtù di questa direttiva, l'istruzione operativa, come visto nel paragrafo precedente, impone che le prime manovre di contenimento vengano effettuate al superamento del limite H1 (90% del valore di H2) in modo che qualora non siano sufficienti a ridurre la corrente, rimanga ancora un certo margine di tempo per intervenire.

3.4.3 Prima operazione di smagliatura di rete

Verificatosi il superamento del limite sulla linea Dobbiaco – Somprade, le prime manovre consistono nella smagliatura di rete al fine di alimentare parte del carico della pianura veneta tramite sorgenti alternative. Per smagliare la rete in AT si aprono gli interruttori parallelo sbarra, in modo da rendere le due sbarre, all'interno delle stazioni, indipendenti tra loro, e spostare le linee da una sbarra ad un'altra (qualora fosse necessario) così da reindirizzare i flussi di potenza.

Nel caso studiato, manovre di questo tipo vengono effettuate in corrispondenza della stazione St_M e St_L dove, come è possibile vedere in figura 3.7, sono stati aperti i due interruttori.

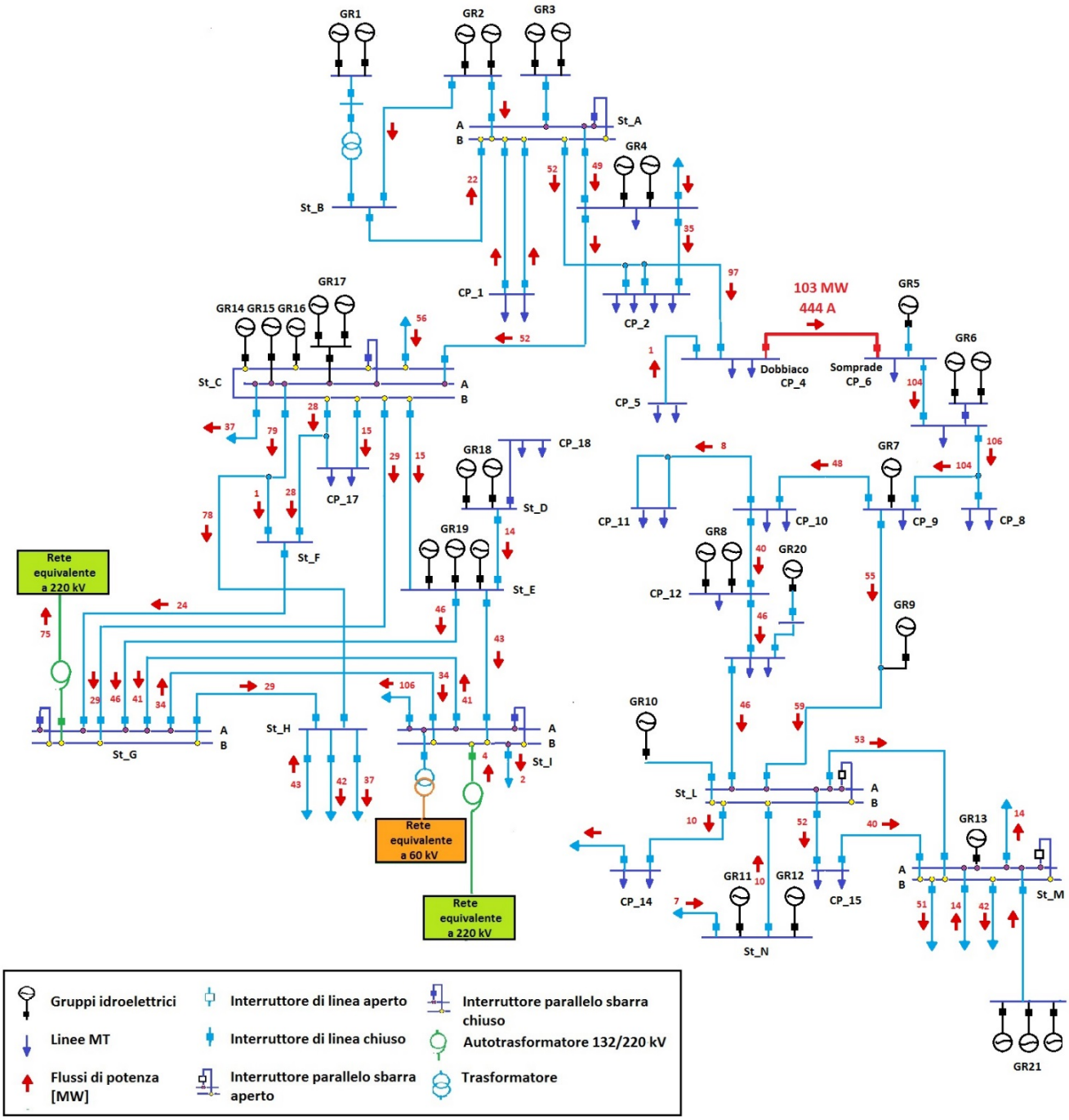


Figura 3.7 - Schema di rete 132kV con interruttori sbarri di Nove e Polpet aperti

Concentrando l'attenzione sulla stazione St_L, è possibile vedere che in sbarra A si hanno due linee in ingresso (potenza entrante) e due linee in uscita (potenza uscente dalla sbarra); le altre linee che si trovano collegate in sbarra B vengono alimentate in altro modo. Stesso ragionamento nella

stazione St_M, dove si hanno sempre due linee in ingresso alla stazione, e una sola in uscita; le altre linee collegate in sbarra B rappresentano ormai un sistema indipendente.

Con questa manovra, si osservano flussi di potenza minore lungo la direttrice, ma ancora non sufficiente ad eliminare la violazione sulla linea di interesse, caratterizzata infatti da un transito di 108 MW e una corrente di 444 A (superiore al limite H2 di 380 A).

3.4.4 Seconda operazione di smagliatura di rete

Ultima manovra non onerosa attuabile dall'operatore della sala controllo, consiste nel aumentare la richiesta di potenza dal lato della stazione St_C in modo da contenere i transiti sulla direttrice Veneta. Per rendere ciò possibile, è necessario però scaricare le linee di quella porzione di rete, spostando la produzione che insiste in quell'aerea sulla rete 220kV.

Questa operazione prevede l'intervento di apertura dell'interruttore parallelo sbarra nelle stazioni di St_C, St_G e St_I, come mostrato in figura 3.8.

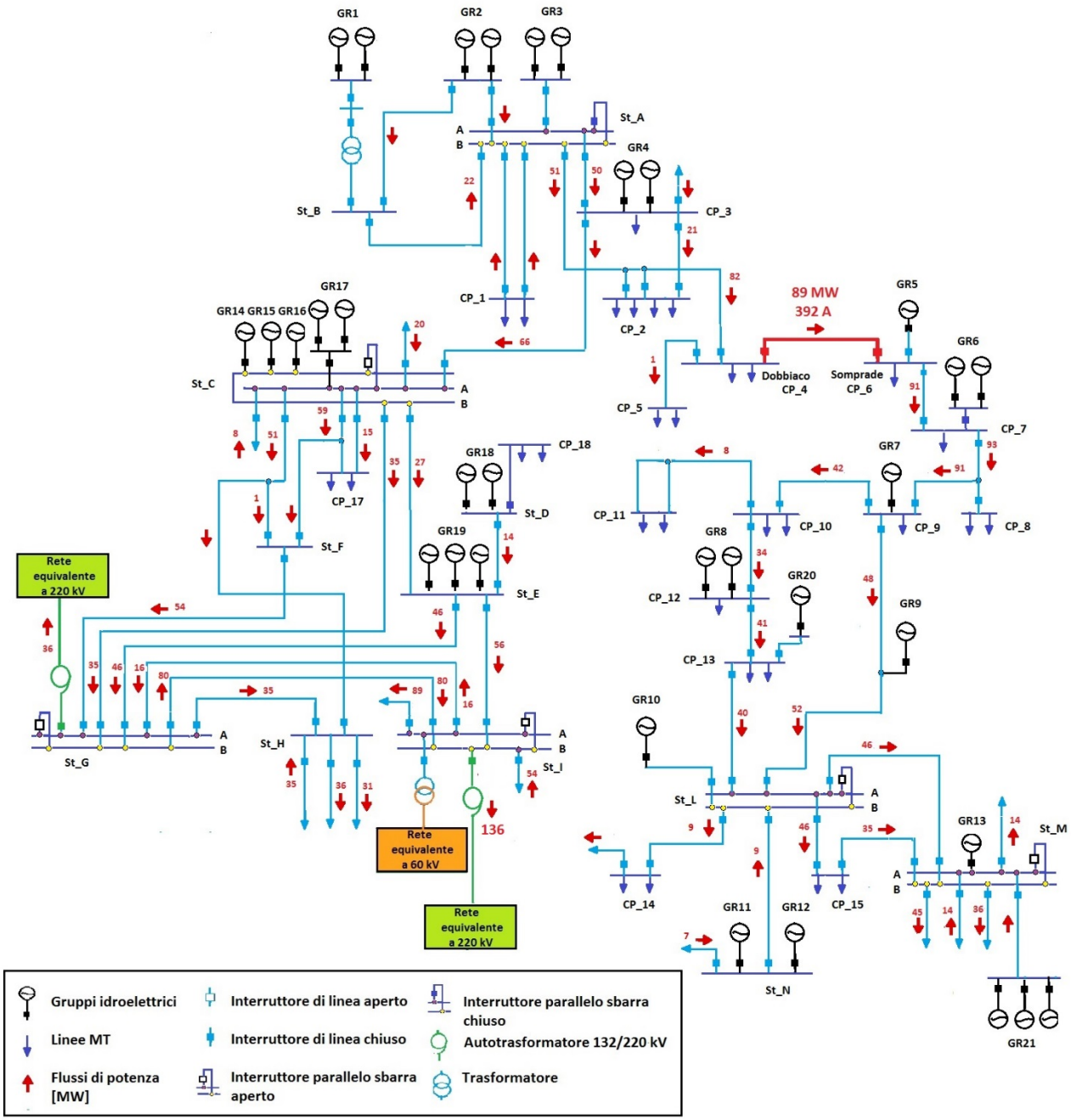


Figura 3.8 - Schema di rete 132kV con interruttori sbarra tutti aperti

Grazie all'apertura degli interruttori parallelo sbarra nelle stazioni elettriche sopracitate, si riesce a spostare la produzione collegata nella stazione St_C (a meno di un gruppo) e la produzione dei

gruppi GR18 e GR19 su un'unica sbarra, al fine di creare un isola di produzione da trasferire sulla rete a 220kV.

Studiando la figura 3.8, è possibile infatti notare che i flussi di tali impianti idroelettrici vengono convogliati verso la stazione St_I in cui è presente l'autotrasformatore a 220kV.

In figura 3.9 è mostrato uno zoom dell'isola di produzione creata in cui il percorso sopra descritto dei flussi di potenza è stato evidenziato in arancione ed è di circa 136 MW:

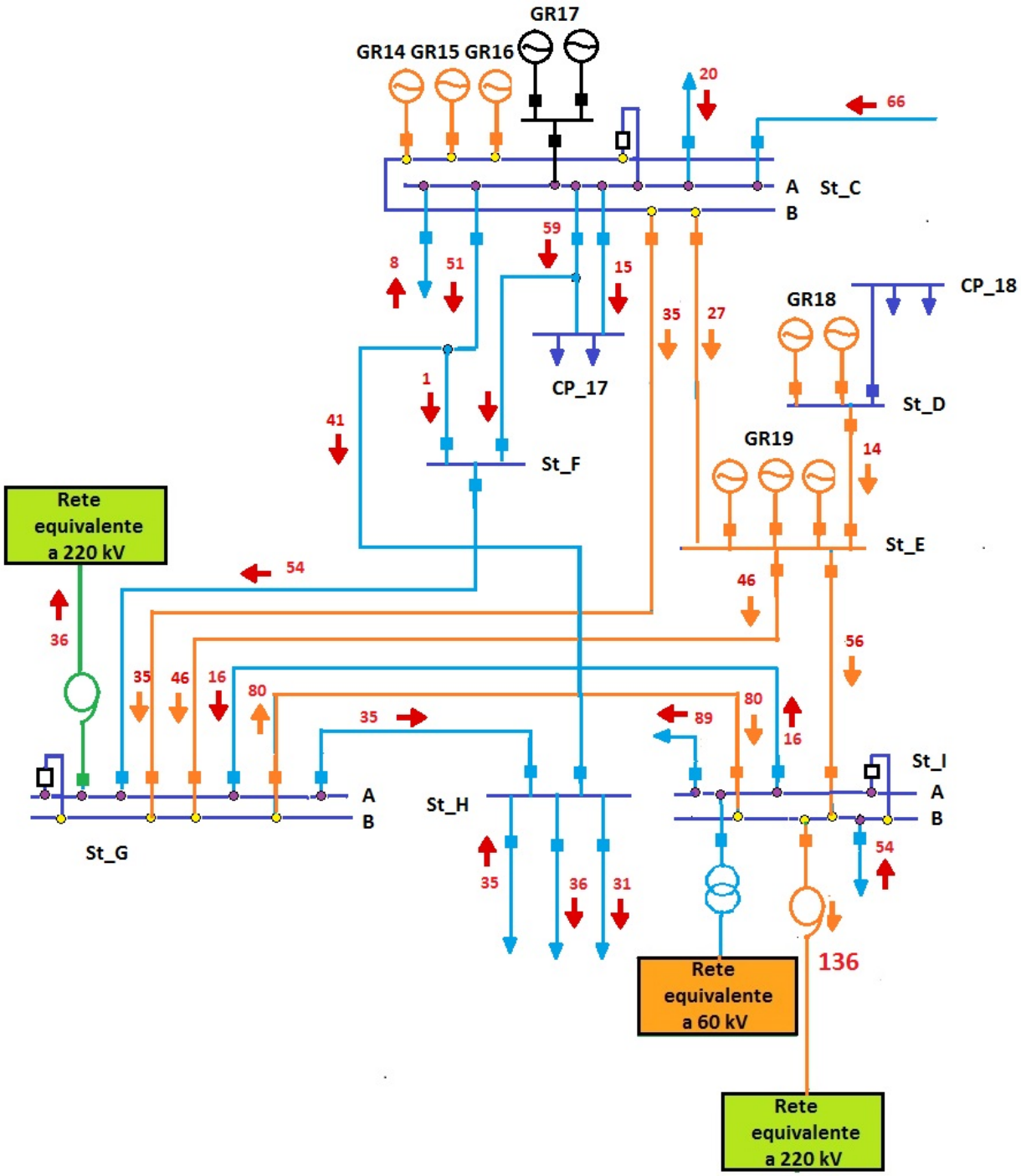


Figura 3.9 - Isola di produzione portata sula rete equivalente a 220kV

In questo modo, la rete a valle della stazione St_C, collegata in sbarra A, avendo praticamente solo carico, richiama quantitativi di portata maggiori dalle centrali di produzione idroelettrica principali

(GR1 GR2 GR3). I flussi di potenza sono difatti cambiati in maniera rilevante, avendo 66 MW verso St_C e 82 MW verso la CP di Dobbiaco. Nonostante queste manovre la portata sulla linea di interesse rimane troppo elevata (392 A) rispetto al limite consentito di 380 A. In questo caso, come spesso succede, è necessario procedere alle manovre di bilanciamento dei gruppi.

3.4.5 Considerazioni sul cambio assetto rete

Le simulazioni effettuate nel paragrafo precedente, al fine di semplificare l'analisi, non hanno tenuto conto di diversi fattori che caratterizzano la rete e si basano inoltre su ipotesi spesso poco realistiche. È possibile, infatti, affermare che:

1. Le ipotesi di rete integra e assenza di sovraccarichi sulle linee limitrofe non sono quasi mai verificate;
2. Le operazioni di smagliature di rete comportano l'assunzione di rischi di disalimentazione;

Per quanto concerne il punto uno, è da tener presente che la rete AT del SEN (Sistema Elettrico Nazionale) è magliata, ossia prevede che ciascun carico sia alimentato da due o più percorsi alternativi. Questa condizione è fondamentale per il gestore di rete Terna, in quanto gli consente di effettuare continue opere di manutenzione e rinnovo dei componenti di rete necessarie a garantire un servizio sempre più efficiente. Per consentire tali attività di bonifica, vengono poste una o più linee fuori servizio (anche contemporaneamente) e, per tale ragione, risulta difficile che in una giornata la rete risulti in assetto perfettamente integro (tutte le linee in servizio).

Oltre ai lavori programmati, vanno inoltre considerati i guasti o gli eventi non programmati che possono interessare i diversi elementi di rete determinando quindi anch'essi la messa fuori tensione di collegamenti con conseguente diminuzione della capacità di trasporto del sistema e eventuale sovraccarico nelle zone limitrofe.

Stesso discorso può capitare con le manovre simulate e rappresentate nel paragrafo precedente: non è detto che alleggerire una linea non crei sovraccarichi in un'altra zona. Se si fosse allargata l'area di analisi e si fossero tenuti in conto i limiti statici di tutte le linee che interessano l'area, probabilmente le manovre effettuate non sarebbero state possibili in quanto avrebbero creato altri problemi di sovraccarico.

Altro aspetto importante da non sottovalutare sono le operazioni di smagliature di rete. Queste, infatti, possono ridurre anche in maniera significativa la sicurezza e l'affidabilità del sistema elettrico di trasmissione, che rappresentano i concetti fondamentali su cui si basa il servizio di fornitura di energia fornito da Terna.

Nel caso analizzato, con le operazioni di apertura degli interruttori parallelo sbarra nelle stazioni St_M e St_L, si creano dei percorsi entra-esci nelle linee consecutive a quelle rappresentate in figura, che in caso di fuori servizio di un componente di linea per contingenze particolari, possono determinare delle antennizzazioni: nel caso dell'apertura dell'interruttore nella stazione St_L, ad esempio, se dovesse esserci simultaneamente un fuori servizio della linea che collega la stazione St_L con la CP15, quest'ultima rimarrebbe in antenna, cioè alimentata da un unico percorso (vedi fig. 3.7). In questo caso, viene rispettata la condizione di sicurezza N-1, ma non è un assetto di rete che conviene mantenere per lunghi periodi.

Situazione analoga ma più rischiosa è la manovra effettuata nell'area sottostante la stazione ST_C. In questo caso infatti, non è rispettata la condizione di sicurezza N-1 prevista dalla norma perché avendo un isola di produzione collegata ad una sola macchina ATR (autotrasformatore) nella stazione St_I, un eventuale fuori servizio del ATR (surriscaldamento ad esempio) causa la perdita di tutti i gruppi di produzione e l'antennizzazione della CP18 (fig. 3.9).

Altro problema che si può verificare con una soluzione di questo tipo è il sovraccarico di alcune linee della rete a 220kV; in questa zona infatti, l'autotrasformatore della stazione St_I, trasporta la produzione presente nella rete 132kV su una direttrice della rete a 220kV già interessata da numerosi gruppi di produzione e da un collegamento con la Svizzera. L'unica via di sfogo per l'intera produzione è rappresentata da una linea spesso caratterizzata da valori prossimi a quelli limite e di conseguenza anche qui potrebbero essere necessarie manovre correttive sui gruppi o addirittura sulle quantità di potenza importate dal confine Svizzero.

4. VALUTAZIONI ECONOMICHE

4.1 Mercato elettrico

Il mercato elettrico in Italia, vale a dire la sede delle transizioni avente per oggetto l'energia elettrica, nasce come conseguenza del processo di liberalizzazione del settore elettrico avviato nel 1999 per effetto del Decreto Legislativo n. 79 del 16 marzo 1999 ("Decreto Bersani") con l'obiettivo di creare un mercato interno dell'energia. [19]

Il Mercato Elettrico è quindi una piattaforma telematica in cui avviene la negoziazione dell'energia elettrica all'ingrosso al prezzo di equilibrio ottenuto dall'incontro tra le quantità di energia elettrica domandate e offerte dagli operatori che vi partecipano.

Gli operatori partecipano al mercato presentando offerte di acquisto o di vendita. Le offerte sono costituite da coppie di quantità e di prezzo unitario di energia elettrica (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. Ciascuna offerta di vendita e di acquisto presentata deve essere coerente con le potenzialità di immissione o prelievo del punto di offerta.

Le offerte possono essere:

- semplici, costituite da un'unica coppia quantità – prezzo per un determinato periodo;
- multiple, costituite da più coppie di quantità (frammenti di una quantità complessiva) e prezzo di energia per un determinato periodo;
- predefinite, costituite da offerte semplici o multiple che giornalmente vengono proposte al GME, in caso di assenza di offerte presentate durante la seduta di mercato.

I principali operatori ammessi a partecipare al Mercato Elettrico e che quindi possono presentare offerte di vendita o acquisto, sono:

- "operatore di mercato": soggetto autorizzato dal GME (Gestore del Mercato Elettrico) a partecipare al MGP (Mercato del Giorno Prima) e MI (Mercato Infragiornaliero);

- “utente di dispacciamento”: soggetto individuato per ogni punto di offerta e responsabile verso Terna sia dell’esecuzione dei programmi di immissione e di prelievo, sia dell’esecuzione degli ordini di bilanciamento. Il mancato rispetto dei programmi cumulati comporta il pagamento degli oneri di sbilanciamento, vale a dire delle penali attribuite ai punti di offerta.

Ruolo fondamentale all’interno del Mercato Elettrico, è ricoperto dal dispacciatore (Terna), che rappresenta il fulcro del sistema elettrico in quanto ha il compito di assicurarne il funzionamento nelle condizioni di massima sicurezza per garantire la continuità e la qualità del servizio. Esso deve garantire che la produzione eguagli sempre il consumo e che la frequenza e la tensione non si discostino dai valori ottimali, il tutto garantendo il rispetto dei limiti di transito sulle reti e dei vincoli dinamici sugli impianti di generazione. [1]

Durante il Mercato Elettrico per definire i programmi di immissione e di prelievo dell’energia elettrica nella (e dalla) rete, si utilizza il criterio di merito economico, secondo cui le offerte di vendita vengono organizzate con un ordine di prezzo crescente e le offerte di acquisto con ordine di prezzo decrescente.

Nel considerare le offerte, è necessario però tenere conto anche dei vincoli fisici imposti dalla rete che limitano i transiti di energia tra le diverse aree del territorio nazionale. Il Mercato Elettrico italiano è infatti suddiviso in zone di mercato che possono corrispondere ad aree geografiche fisiche o ad aree virtuali, in italia sono state riconosciute:

- 6 zone geografiche (Centro – Nord, Nord, Centro – Sud, Sud, Sicilia, Sardegna);
- 8 zone virtuali estere (Francia, Svizzera, Austria, Slovenia, BSP, Corsica, Corsica AC, Grecia);
- 5 zone virtuali nazionali (Montefalcone, Foggia, Brindisi, Rossano, Priolo) che rappresentano poli a produzione limitata la cui capacità di interconnessione con la rete è inferiore alla potenza installata delle unità stesse, in quanto zone caratterizzate da sole unità di produzione.

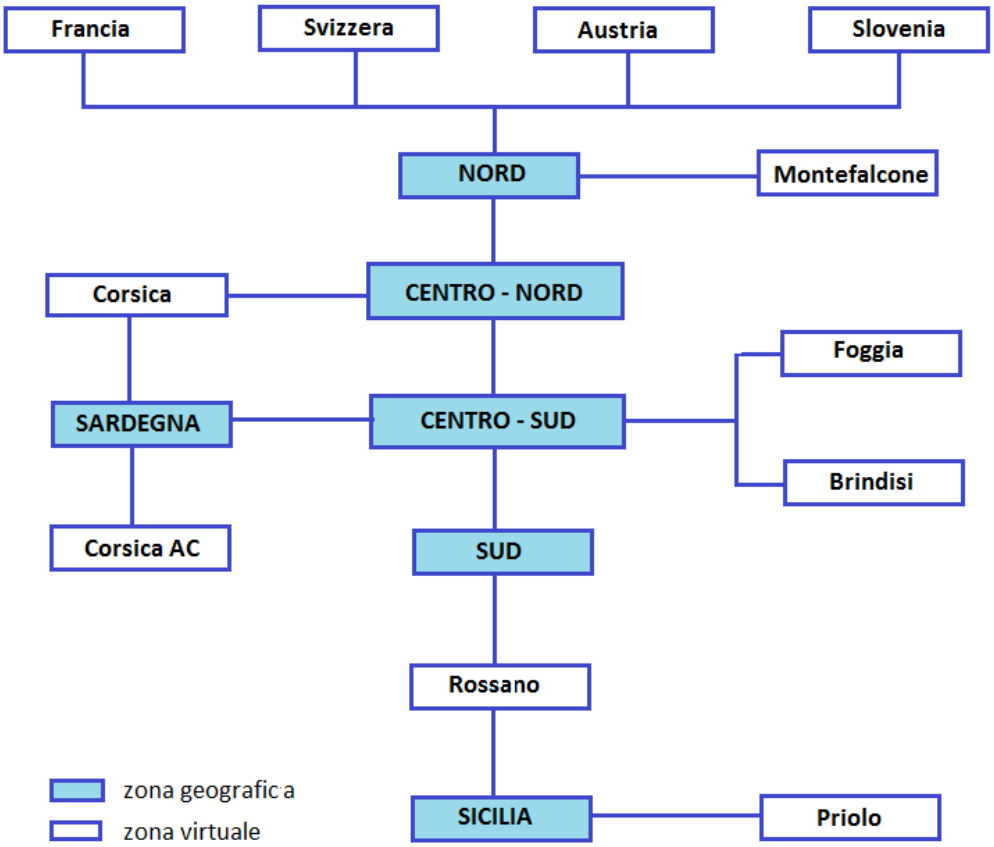


Figura 4.1 - Zone di mercato

Ogni zona geografica o virtuale è un insieme di punti di offerta in immissione o in prelievo. I punti di offerta sono le unità minime di energia elettrica rispetto alle quali devono essere definiti i programmi orari di immissione e di prelievo. I punti di offerta in immissione coincidono di norma con i singoli punti di immissione (punti della rete elettrica dotati di uno o più apparati di misura nei quali l'energia elettrica viene immessa in rete), cioè con le singole unità di produzione; 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.

4.2 Struttura del Mercato elettrico

Il mercato elettrico, in termini di piattaforme di contrattazione, si articola nel Mercato Elettrico a Pronti (MPE) e nel Mercato a Termine dell'energia Elettrica (MTE) e, oltre a tali mercati, vi è poi la possibilità di scambiare energia attraverso contratti bilaterali *(Over The Counter - OTC)*.

La struttura del mercato italiano è schematizzabile nel modo seguente:

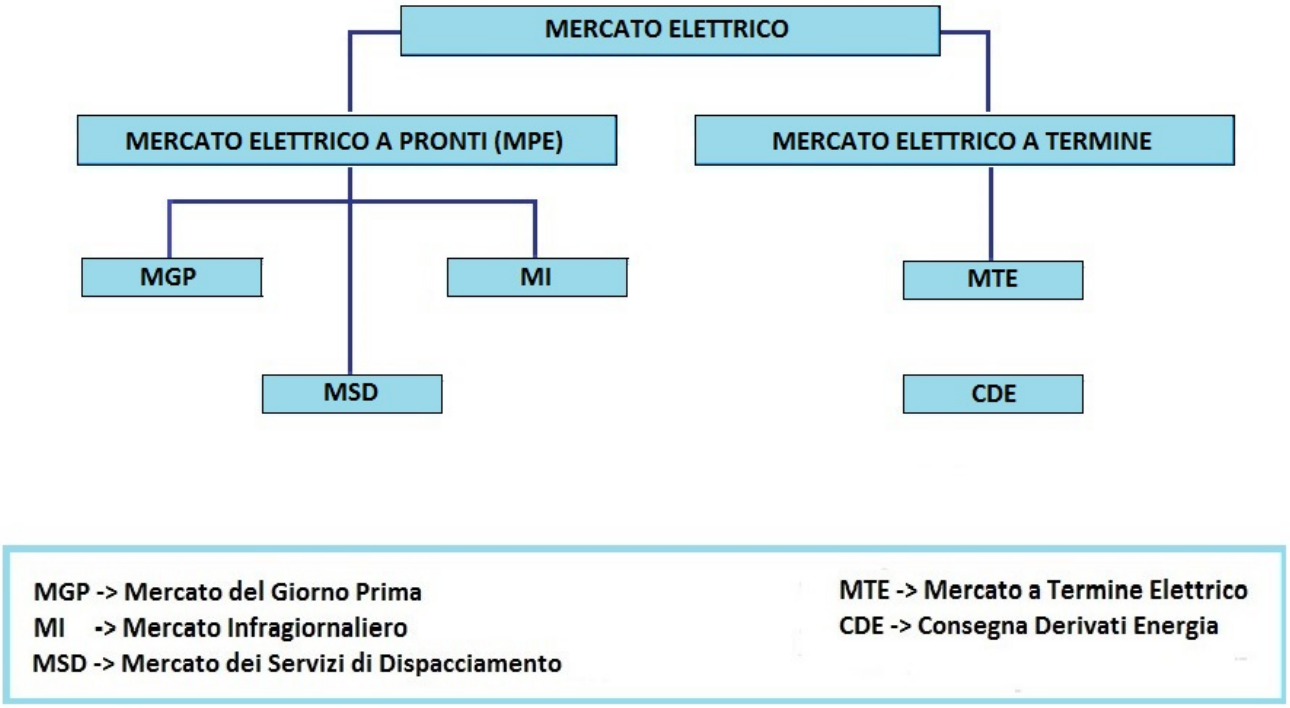


Figura 4.2 - Struttura del mercato elettrico italiano

- Mercato dei Prodotti Giornalieri (MPEG) con negoziazione di profili di consegna di tipo base load o peak load;
- Mercato del Giorno Prima (MGP) con scambi di blocchi orari di energia per il giorno successivo;
- Mercato Infragiornaliero (MI) per modifiche ai programmi definiti nel MGP;
- Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) suddiviso in MSD Ex-Ante e Mercato del Bilanciamento (MB).

Il Mercato del Giorno Prima (MGP) è tipicamente il mercato più importante, in termini di volumi di energia scambiati e di significatività dei prezzi risultanti. Le offerte vengono accettate sulla base del merito economico e nel rispetto dei limiti di transito tra le zone; in particolare l'algoritmo di mercato prevede che tutte le offerte di vendita valide e congrue ricevute vengano ordinate per prezzo crescente in una curva cumulata di offerta, mentre le offerte di acquisto valide e congrue ricevute siano ordinate per prezzo decrescente in una curva cumulata di domanda. Dall'intersezione delle due curve si ottiene la quantità di equilibrio Q* (quantità complessivamente scambiata), e il prezzo di equilibrio P*.

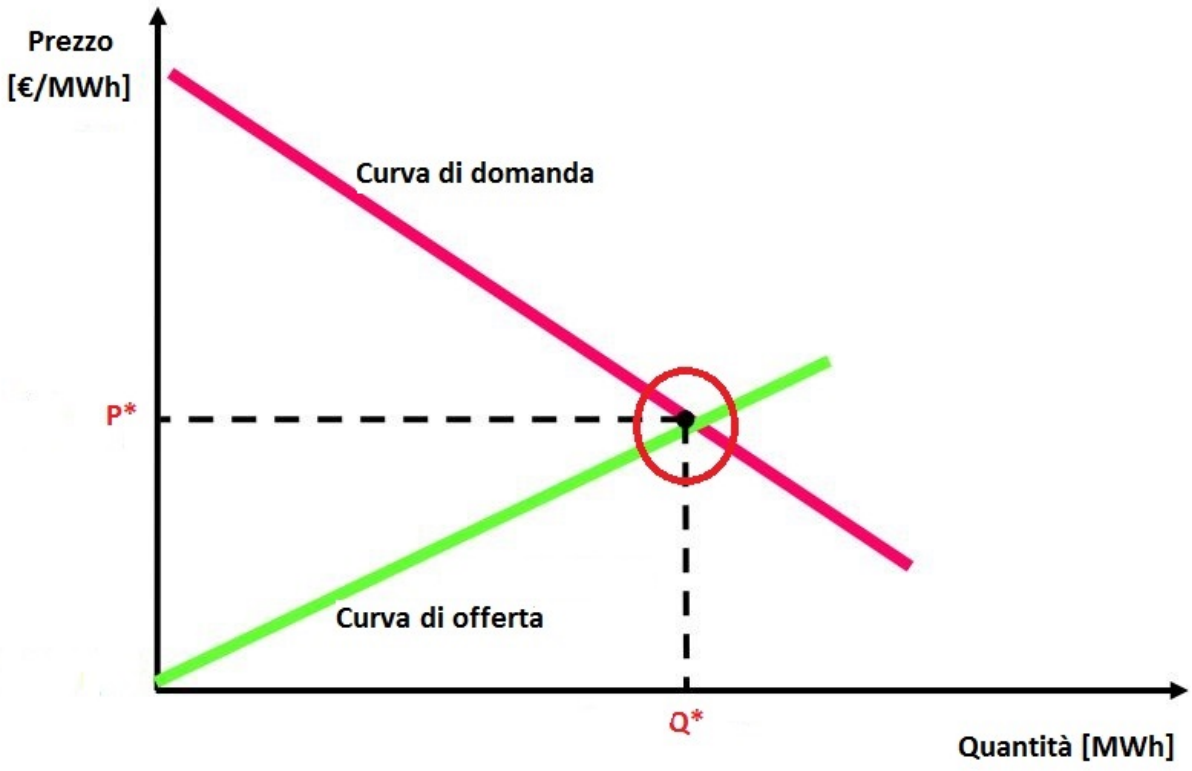


Figura 4.3. Intersezione tra domanda e offerta

Nel considerare anche i vincoli di rete la modalità di determinazione di Q* e P* possono però cambiare: se le offerte di vendita e di acquisto rispettano i limiti di transito tra le zone, il prezzo di equilibrio e unico in tutte le zone e pari a P*, se invece almeno un limite risulta violato l'algoritmo "separa" il mercato in due zone – "Splitting del mercato"– e si costruisce una curva di offerta e di domanda per ciascuna zona di mercato. In questo caso il nuovo prezzo di equilibrio sarà un prezzo di equilibrio zonale diverso tra le due zone di mercato. In quest'ultimo caso le offerte di vendita

accettate sono valorizzate al prezzo di equilibrio della zona a cui appartengono, mentre le offerte di acquisto accettate sono valorizzate al prezzo unico nazionale (PUN) pari alla media dei prezzi zonali ponderata per i consumi zonali, in modo da rendere omogenei i costi di acquisto dell'energia elettrica per il consumatore finale.

Il Mercato Infragiornaliero (MI) si articola in 7 sessioni, consente agli operatori di apportare modifiche ai programmi definiti nel MGP attraverso ulteriori offerte di acquisto o vendita, allo scopo di rendere tali programmi congruenti con i vincoli tecnici degli impianti o di aggiornarli in seguito a previsioni più accurate, in quanto effettuate più a ridosso del tempo reale. le offerte di vendita e di acquisto vengono accettate in base al medesimo criterio utilizzato nel MGP (le offerte accettate sono tutte valorizzate al prezzo zonale).

Nel Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) Terna agisce come controparte centrale e le offerte accettate vengono remunerate al prezzo presentato *(pay-as-bid)*; si articola in una fase di programmazione (MSD Ex-Ante) e in una fase in tempo reale (Mercato del Bilanciamento – MB), entrambe articolate in 6 sessioni, secondo quanto previsto nella disciplina del dispacciamento.

In particolare, le risorse approvvigionate in MSD sono utilizzate per risolvere le seguenti criticità:

- mantenere l'equilibrio tra immissioni e prelievi;
- risolvere congestioni di rete;
- ripristinare corretti margini di riserva secondaria.

Il servizio di dispacciamento consente quindi la traduzione delle posizioni commerciali in acquisto e vendita in impegni in immissione e in prelievo di energia elettrica nella/dalla rete elettrica nel rispetto della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico. Qualora, infatti, ad impegni commerciali assunti sul mercato corrispondano impegni fisici incompatibili con la sicurezza del sistema elettrico, Terna agisce in maniera tale da ricostituire le condizioni di sicurezza acquisendo la disponibilità a correggere le posizioni fisiche in esito al mercato in maniera tale che l'azione combinata delle modifiche introdotte ricrei le condizioni di sicurezza di funzionamento del sistema elettrico.

4.3 Bilanciamenti richiesti nell'anno 2014

Il Mercato dei Servizi di Dispacciamento è il mercato in cui Terna si approvvigiona delle risorse necessarie per esercire in sicurezza la rete garantendo continuità e affidabilità del servizio.

Una delle criticità per il quale Terna ricorre al MSD sono le congestioni di rete, che come abbiamo visto, sono dovute all'insufficiente capacità di trasmissione delle linee utilizzate per smaltire la produzione di una determinata area. Quando si presenta una congestione, di fatti, qualora non si riuscissero a deviare i flussi di potenza verso linee "scariche" o con una maggior capacità di trasporto tramite manovre di cambi di assetto di rete, Terna è costretta a richiedere una diminuzione della potenza prodotta (Bilanciamento a scendere) alle unità di produzione che più ritiene opportune.

In seguito a quest'operazione, ci sarà però un conseguente squilibrio tra generazione e carico nell'area considerata che deve essere compensato il più velocemente possibile richiedendo un aumento di produzione ad altri gruppi abilitati al MSD nelle zone adiacenti (Bilanciamento a salire) per equilibrare i MWh mancanti. Tali manovre sono evidentemente onerose per il gestore di rete in particolar se occorrono di frequente.

A titolo d'esempio sono state riportate le richieste di bilanciamento effettuate nel periodo maggio – settembre dell'anno 2014 caratterizzato, a causa di un'idraulicità particolarmente elevata, da consistenti bilanciamenti a scendere dei gruppi idrici oltre alle numerose smagliature di rete delle direttrici.

Nella tabella che segue, si riportano i MW bilanciati, la durata del bilanciamento e l'unità di produzione cui è stata fatta la richiesta. In particolare, le Unità di Produzione che compaiono, corrispondono ai seguenti gruppi elettrici di figura 3.6:

- UP1 → Gruppi GR3
- UP2 → Gruppi GR4

Data	Ora di inizio [h]	Ora di fine [h]	Unità bilanciate	Durata bilanciamento [h]	Potenza bilanciata [MW]	Energia bilanciata [MWh]
04/06/2014	9:49	12:35	UP 1	2:46	2	5,5
04/06/2014	12:35	13:04	UP 2	0:29	3	1,5
05/06/2014	8:30	9:45	UP 2	1:15	3	3,8
05/06/2014	9:20	12:30	UP 1	3:10	2	6,3
05/06/2014	9:45	12:40	UP 2	2:55	4	11,7
05/06/2014	12:30	16:37	UP 1	4:07	9	37,1
05/06/2014	12:40	16:37	UP 2	3:57	8	31,6
18/06/2014	10:20	10:34	UP 1	0:14	10	2,3
18/06/2014	10:20	10:34	UP 2	0:14	10	2,3
18/06/2014	10:34	12:02	UP 2	1:28	13	19,1
18/06/2014	10:34	12:02	UP 1	1:28	11	16,1
19/06/2014	16:40	17:57	UP 1	1:17	17	21,8
19/06/2014	16:40	17:57	UP 2	1:17	18	23,1
26/08/2014	22:30	23:59	UP 1	1:29	2	3,0
27/08/2014	0:00	0:10	UP 2	0:10	2	0,3
27/08/2014	0:10	6:10	UP 2	6:00	5	30,0
27/08/2014	14:01	15:53	UP 2	1:52	3	5,6

Tabella 4.1 - Bilanciamenti maggio-settembre

Per valutare economicamente questi sbilanciamenti, sono stati utilizzati i prezzi medi orari della zona Nord del MSD disponibili sul sito di Terna considerando la seguente formula:

$$Onere = Energia\ ridotta * (\ Prezzo\ medio\ a\ salire - Prezzo\ medio\ a\ scendere)$$

Essendo però i gruppi bilanciati solo di tipo idroelettrico, il prezzo medio a scendere offerto per fermare la produzione è generalmente zero. Per questo motivo nell'analisi si è considerato solo il prezzo medio a salire speso dal gestore di rete per riacquistare le quantità di potenza mancanti in seguito alla richiesta di riduzione della produzione effettuata.

A seguire vengono dunque riportate le UP bilanciate, la data e la durata del bilanciamento già viste in tabella 2, insieme al prezzo medio a salire relativo alla zona Nord (in cui si suppone siano stati riacquistati i MW mancanti) e il costo finale della manovra.

Data	Durata bilanciamento [h]	Potenza bilanciata [MW]	Energia bilanciata [MWh]	Prezzo medio a salire [Euro/MWh]	Costo finale
04/06/2014	2:46	2	5,5 x2	138,48	€ 1.533
04/06/2014	0:29	3	1,5	75,13	€ 109
05/06/2014	1:15	3	3,8	87,52	€ 328
05/06/2014	3:10	2	6,3 x2	86,63	€ 1.097
05/06/2014	2:55	4	11,7	86,63	€ 1.011
05/06/2014	4:07	9	37,1 x2	79,45	€ 5.887
05/06/2014	3:57	8	31,6	79,45	€ 2.511
18/06/2014	0:14	10	2,3 x2	100,68	€ 470
18/06/2014	0:14	10	2,3	100,68	€ 235
18/06/2014	1:28	13	19,1	100,68	€ 1.920
18/06/2014	1:28	11	16,1 x2	100,68	€ 3.249
19/06/2014	1:17	17	21,8 x2	80,51	€ 3.512
19/06/2014	1:17	18	23,1	80,51	€ 1.860
26/08/2014	1:29	2	3,0 x2	73	€ 433
27/08/2014	0:10	2	0,3	81,03	€ 27
27/08/2014	6:00	5	30,0	81,03	€ 2.431
27/08/2014	1:52	3	5,6	78,88	€ 442

Tabella 2.2 - Costo dei bilanciamenti

Dalla tabella si nota che l'energia bilanciata tramite la riduzione di potenza richiesta all'UP1, viene moltiplicata per due in quanto, per una peculiarità del territorio, ci sono due impianti idroelettrici "in cascata". L'impianto idroelettrico rappresentato dai gruppi GR2 di fig.3.6, viene di fatto alimentato dall'acqua turbinata dai gruppi appartenenti all'Unità Produttiva UP1 (GR3) e, di conseguenza, una limitazione effettuata sull'UP1, viene automaticamente effettuata anche ai gruppi GR2. In questo caso la riduzione di potenza sarà doppia, e anche l'energia che dovrà essere approvvigionata del MSD risulterà tale.

Facendo una somma dei costi nel periodo analizzato, nel 2014 si è avuta una spesa di circa ***27.055€*** per le sole operazioni di bilanciamento richieste in quella aerea.

4.4 Valutazione dell'utilizzo del DTR nel 2017

Per valutare l'effettivo utilizzo della nuova tecnologia installata è stata condotta un'analisi simile a quella vista nel paragrafo precedente anche per l'anno 2017, anno dell'installazione dei dispositivi di DTR sulla linea Dobbiaco – Somprade. In questo caso i registri delle manovre del CCT dell'area Nord Est di Terna riportano non solo le manovre di cambio assetto rete e i bilanciamenti dei gruppi effettuati, ma anche i periodi in cui la linea è esercita con i limiti dinamici calcolati dai dispositivi. Di seguito vengono dunque mostrati i periodi di utilizzo dei dispositivi sempre nel solo periodo estivo maggio – settembre.

Data	Inizio	Fine	Denominazione	Nota
10/07/17	8:16	11:00	Linea Dobbiaco - Somprade CP	Linea esercita in dynamic rating
10/07/17	15:58	21:57	Linea Dobbiaco - Somprade CP	Linea esercita in dynamic rating
14/07/17	9:39	10:48	Linea Dobbiaco - Somprade CP	Linea esercita in dynamic rating
18/07/17	20:38	21:00	Linea Dobbiaco - Somprade CP	Linea esercita in dynamic rating
19/07/17	14:49	21:25	Linea Dobbiaco - Somprade CP	Linea esercita in dynamic rating
20/07/17	12:16	20:12	Linea Dobbiaco - Somprade CP	Linea esercita in dynamic rating
21/07/17	18:54	20:30	Linea Dobbiaco - Somprade CP	Linea esercita in dynamic rating
23/07/17	20:29	23:59	Linea Dobbiaco - Somprade CP	Linea esercita in dynamic rating
24/7/17	00:00	7:00	Linea Dobbiaco - Somprade CP	Linea esercita in dynamic rating
24/07/17	15:00	18:17	Linea Dobbiaco - Somprade CP	Linea esercita in dynamic rating
25/07/17	15:00	18:43	Linea Dobbiaco - Somprade CP	Linea esercita in dynamic rating
26/07/17	8:00	9:10	Linea Dobbiaco - Somprade CP	Linea esercita in dynamic rating
26/07/17	14:19	16:02	Linea Dobbiaco - Somprade CP	Linea esercita in dynamic rating
27/07/17	10:50	11:15	Linea Dobbiaco - Somprade CP	Linea esercita in dynamic rating
27/07/17	15:36	17:00	Linea Dobbiaco - Somprade CP	Linea esercita in dynamic rating
31/07/17	8:45	10:45	Linea Dobbiaco - Somprade CP	Linea esercita in dynamic rating
01/08/17	15:11	16:30	Linea Dobbiaco - Somprade CP	Linea esercita in dynamic rating
01/08/17	22:15	23:15	Linea Dobbiaco - Somprade CP	Linea esercita in dynamic rating
02/08/17	9:07	10:45	Linea Dobbiaco - Somprade CP	Linea esercita in dynamic rating
02/08/17	10:45	11:45	Linea Dobbiaco - Somprade CP	Linea esercita in dynamic rating
02/08/17	16:30	18:30	Linea Dobbiaco - Somprade CP	Linea esercita in dynamic rating
03/08/17	15:05	17:30	Linea Dobbiaco - Somprade CP	Linea esercita in dynamic rating
04/08/17	14:45	17:00	Linea Dobbiaco - Somprade CP	Linea esercita in dynamic rating
05/08/17	19:01	19:27	Linea Dobbiaco - Somprade CP	Linea esercita in dynamic rating
07/08/17	17:03	23:59	Linea Dobbiaco - Somprade CP	Linea esercita in dynamic rating
08/08/17	17:30	23:59	Linea Dobbiaco - Somprade CP	Linea esercita in dynamic rating
09/08/17	8:00	11:00	Linea Dobbiaco - Somprade CP	Linea esercita in dynamic rating
09/08/17	16:15	17:30	Linea Dobbiaco - Somprade CP	Linea esercita in dynamic rating
10/08/17	14:30	16:30	Linea Dobbiaco - Somprade CP	Linea esercita in dynamic rating
11/08/17	16:18	22:00	Linea Dobbiaco - Somprade CP	Linea esercita in dynamic rating
12/08/17	19:42	22:24	Linea Dobbiaco - Somprade CP	Linea esercita in dynamic rating
13/08/17	19:58	22:01	Linea Dobbiaco - Somprade CP	Linea esercita in dynamic rating
15/08/17	22:01	23:04	Linea Dobbiaco - Somprade CP	Linea esercita in dynamic rating
17/08/17	19:25	23:00	Linea Dobbiaco - Somprade CP	Linea esercita in dynamic rating
18/08/17	19:25	19:59	Linea Dobbiaco - Somprade CP	Linea esercita in dynamic rating

Tabella 4.3 - Esercizio della linea con sistema DR nel periodo estivo.

Lo scopo ora è di valutare l'impatto benefico ottenuto dall'utilizzo del Dynamic Rating da un punto di vista economico. Partendo dai giorni e dai periodi temporali in cui la linea è stata esercita con i limiti dinamici, calcolati dal dispositivo e visibili in tabella, sono stati presi i valori di corrente transitante sulla linea per ciascun periodo; Facendo poi riferimento ad un valore ipotetico di corrente, a cui si sarebbe fatta diminuire quest'ultima con un ipotetico bilanciamento dei gruppi se non ci fosse stato il DR, ad esempio 370 A, si è calcolato un delta di corrente per ciascun periodo considerato:

$$Delta_I = Corrente\ transitante - Corrente\ dopo\ un\ ipotetico\ bilanciamento$$

Da tale Delta di corrente si è poi risaliti al valore di potenza corrispondente, che rappresenterebbe quindi la potenza (MW), che dovrebbe essere ridotta al fine di diminuire la corrente al valore prescelto di 370 A, calcolata con la formula standard:

$$P = \sqrt{3} * V * I * \cos\varphi$$

Supponendo un fattore di potenza ($\cos\varphi$) pari a 0,9 e un valore di tensione di 132 kV, la formula diventa:

$$P = \sqrt{3} * 132k * Delta_I * \cos\varphi$$

Con questo ragionamento si è poi convertita la potenza in energia (MWh) considerando la finestra temporale, per ciascun valore ottenuto, in cui la linea è stata esercita con il Dynamic Rating, e la si è moltiplicata in fine per il prezzo medio orario del MSD relativo alla zona Nord, supposto mediamente di 80 €/MWh.

In questo modo si è ottenuta una stima economica dei bilanciamenti che si sono potuti evitare, e quindi degli Euro risparmiati grazie a tali dispositivi.

Di seguito viene mostrato quanto appena descritto con i valori ottenuti.

Data	Inizio [h]	Fine [h]	Durata [h]	Corrente [A]	Limite [A]	Delta_I [A]	Potenza [MW]	Energia [MWh]	Prezzo [€/MWh]	Costo finale
10/07/17	8:16	11:00	2:44	398	370	28	5,8	15,7	80	€ 1.260
10/07/17	15:58	21:57	5:59	420	370	50	10,3	61,6	80	€ 4.925
14/07/17	9:39	10:48	1:09	375	370	5	1,0	1,2	80	€ 95
18/07/17	20:38	21:00	0:22	388	370	18	3,7	1,4	80	€ 109
19/07/17	14:49	21:25	6:36	380	370	10	2,1	13,6	80	€ 1.086
20/07/17	12:16	20:12	7:56	385	370	15	3,1	24,5	80	€ 1.959
21/07/17	18:54	20:30	1:36	412	370	42	8,6	13,8	80	€ 1.106
23/07/17	20:29	23:59	3:30	396	370	26	5,4	18,7	80	€ 1.498
24/7/17	00:00	7:00	7:00	382	370	12	2,5	17,3	80	€ 1.383
24/07/17	15:00	18:17	3:17	413	370	43	8,8	29,1	80	€ 2.324
25/07/17	15:00	18:43	3:43	388	370	18	3,7	13,8	80	€ 1.101
26/07/17	8:00	9:10	1:10	393	370	23	4,7	5,5	80	€ 442
26/07/17	14:19	16:02	1:43	401	370	31	6,4	11,0	80	€ 876
27/07/17	10:50	11:15	0:25	383	370	13	2,7	1,1	80	€ 89
27/07/17	15:36	17:00	1:24	385	370	15	3,1	4,3	80	€ 346
31/07/17	8:45	10:45	2:00	390	370	20	4,1	8,2	80	€ 658
01/08/17	15:11	16:30	1:19	403	370	33	6,8	8,9	80	€ 715
01/08/17	22:15	23:15	1:00	403	370	33	6,8	6,8	80	€ 543
02/08/17	09:45	10:45	1:00	392	370	22	4,5	4,5	80	€ 362
02/08/17	10:45	11:45	1:00	386	370	16	3,3	3,3	80	€ 263
02/08/17	16:30	18:30	2:00	386	370	16	3,3	6,6	80	€ 527
03/08/17	15:05	17:30	2:25	397	370	27	5,6	13,4	80	€ 1.074
04/08/17	14:45	17:00	2:15	389	370	19	3,9	8,8	80	€ 704
05/08/17	19:01	19:30	0:29	384	370	14	2,9	1,4	80	€ 111
07/08/17	17:03	23:59	6:56	401	370	31	6,4	44,2	80	€ 3.538
08/08/17	17:30	23:59	6:29	402	370	32	6,6	42,7	80	€ 3.415
09/08/17	8:00	11:00	3:00	418	370	48	9,9	29,6	80	€ 2.371
09/08/17	16:15	17:30	1:15	386	370	16	3,3	4,1	80	€ 329
10/08/17	14:30	16:30	2:00	399	370	29	6,0	11,9	80	€ 955
11/08/17	16:18	22:00	5:42	409	370	39	8,0	45,7	80	€ 3.659
12/08/17	19:42	22:24	2:42	386	370	16	3,3	8,9	80	€ 711
13/08/17	19:58	22:15	2:17	405	370	35	7,2	16,4	80	€ 1.316
15/08/17	22:01	23:04	1:03	386	370	16	3,3	3,5	80	€ 277
17/08/17	19:25	23:00	3:35	386	370	16	3,3	11,8	80	€ 944
18/08/17	19:25	19:59	0:34	386	370	16	3,3	1,9	80	€ 149

Tabella 4.4 - Eventuali costi in assenza del DTR

La somma finale dei valori ottenuti è di **41.221 €**.

Questa cifra rappresenta, con le ipotesi considerate, l'onere che il gestore di rete, Terna, avrebbe dovuto spendere per poter esercire la rete in sicurezza, nel caso in cui non fosse stato installato il sistema di Dynamic Rating sul collegamento Dobbiaco – Somprade.

4.5 Analisi costi – benefici

L'analisi svolta nei paragrafi precedenti degli anni 2014 e 2017, rispettivamente prima e dopo l'installazione, ha messo in risalto i benefici tecnico-economici che si sono ottenuti grazie all'utilizzo del Dynamic Rating.

Nel solo anno 2014, infatti, senza considerare le manovre di rete attuate e i relativi rischi, il costo per il gestore di rete Terna legato alle richieste di limitazione di produzione dei gruppi connessi alla porzione di rete analizzata, è stato di circa *27.055€.* Considerando un costo dei sistemi di Dynamic Rating di circa *30.000 €* a installazione ed avendone poste due sulla linea in questione (campata n°28 e campata n°69), il rientro dei costi di investimento al momento dell'installazione era stato previsto nell'arco di un paio d'anni.

A conferma delle valutazioni fatte nell'anno 2014, l'analisi eseguita per l'anno 2017, anno di installazione del dispositivo, ha riportato che nel caso in cui non si fossero utilizzati i dispositivi di Dynamic Rating, i costi per il gestore di rete sarebbero stati intorno ai 41.221 €.

Evidentemente i benefici ottenuti da questa nuova tecnologia, non solo sono legati ai periodi di alta idraulicità e quindi alle problematiche delle elevate produzioni idroelettriche, ma anche alla possibilità di risolvere in maniera non onerosa eventuali fuori servizi, programmati e non, che si possono verificare nelle zone adiacenti e che potrebbero determinare un conseguente sovraccarico delle linea analizzata rappresentando questa un "collo di bottiglia" per l'intera direttrice.

5. POSSIBILE NUOVA INSTALLAZIONE DEL SISTEMA DI DYNAMIC THERMAL RATING NELLA REGIONE DEL TRENTINO ALTO ADIGE

5.1 Caratteristiche della rete a 220 kV del Trentino Alto Adige

Con lo scopo di valutare un'altra possibile installazione del Dynamic Rating si è analizzata, sempre nell'area settentrionale del Trentino Alto Adige, la porzione di rete al confine con la Svizzera.

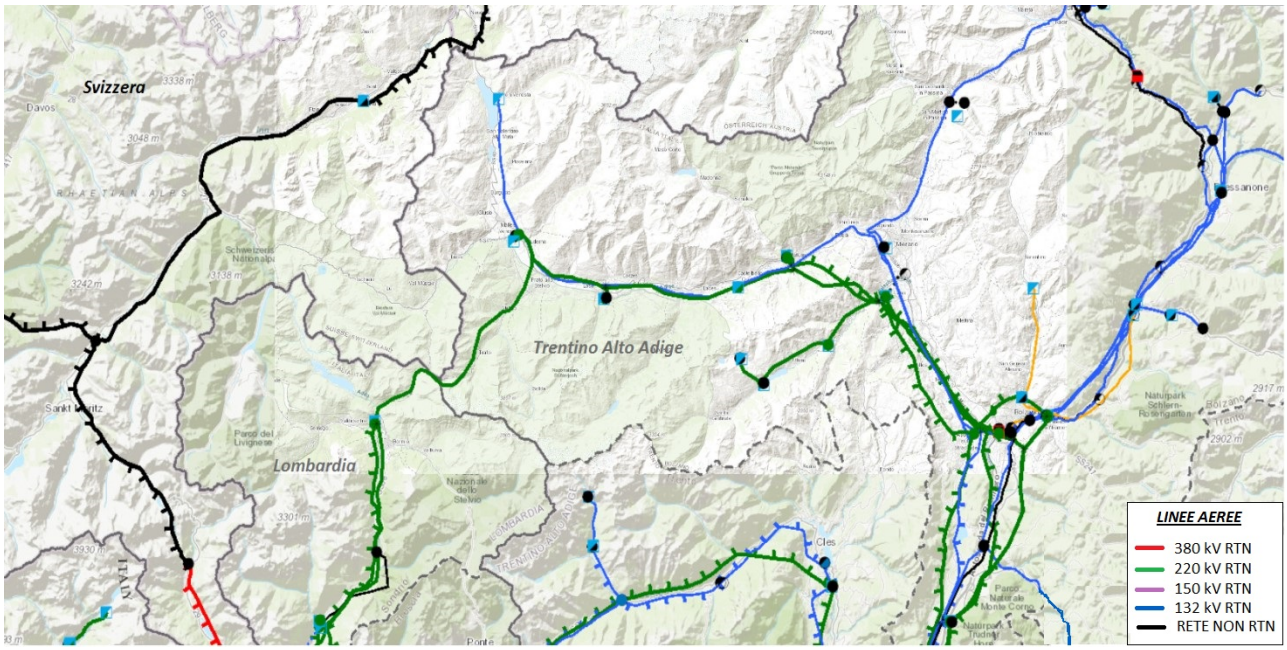


Figura 5.1 –Rete di Trasmissione Nazionale

In questa zona, come nel caso trattato in precedenza, è presente una considerevole concentrazione di produzione idroelettrica insistente sia sulla rete a 220 kV che sulla rete a 132 kV che si aggiunge ai flussi di potenza in import dalla Svizzera. Con un assetto di rete standard (Condizione di sicurezza N), la rete presenta un livello di magliatura e dei limiti statici tali da riuscire a trasportare la produzione e i MW importati fino alle zone di carico, anche nei periodi di alta idraulicità in cui le portate sono rilevanti.

Le complicazioni si presentano nel caso in cui venga messa fuori servizio, per lavori programmati e/o eventi straordinari, una delle linee a 220 kV generalmente interessate da flussi di potenza rilevanti. In questa situazione la verifica della condizione di sicurezza N-1, eseguita dai sistemi operativi di Terna, evidenzia possibili sovraccarichi su un collegamento a 132kV che funge da sfogo per la produzione immessa sulla rete a 220 kV e a 132 kV verso l'area meridionale del Trentino passante per Bolzano e Trento. I sovraccarichi sono evidentemente più rilevanti nei periodi estivi di alta idraulicità, quando tutti gli impianti di produzione sono prossimi ai loro valori nominali.

Per gestire questa problematica, Terna utilizza due metodi di carattere diverso: un sistema di tele-scatto che interviene in caso di violazione dei limiti di portata e dei vincoli sulle produzioni della zona nel caso di fuori servizio programmati.

Il sistema di tele-scatto installato da Terna, prevede il monitoraggio della portata su una linea a 132 kV che come detto in precedenza diventa sede di sovraccarichi in seguito al fuori servizio di una delle linee principali della rete a 220 kV; in caso di violazione su tale linea, il sistema interviene staccando in maniera sequenziale i gruppi di produzione dalla rete finché non diminuiscono i transiti.

L'imposizione dei vincoli sul totale dei MW immessi in rete è invece utilizzata nel caso di lavori programmati, che causano la disalimentazione temporanea di una linea o di uno stallo. In questo caso essendo possibile prevedere, tramite sistemi di calcolo adoperati da Terna, i MW in eccesso che causano sovraccarichi sulle linee adiacenti, viene imposto un vincolo sul totale dei MW che possono essere immessi in rete dai gruppi di produzione della zona

5.2 Analisi di rete

Per studiare i transiti che interessano la porzione di rete di cui si è parlato nel paragrafo precedente, sono state eseguite delle simulazioni di rete tramite il programma di calcolo WinCreso messo a disposizione da Terna.

Nelle simulazioni si è considerato come sempre un assetto di rete integro con valori di produzione e di carico delle aree circostanti relativi ad una giornata tipo del periodo estivo mentre per l'area di interesse si sono considerati i seguenti valori dei gruppi di produzione:

(Nell'analisi svolta e riportata di seguito, i nomi delle unità produttive, delle stazioni e delle cabine primarie sono stati omessi e sostituiti con sigle rappresentative, essendo i dati reali considerati sensibili.)

GRUPPO	POTENZA ATTIVA [MW]
GR1*	52
GR2*	35
GR3*	35
GR4*	45
GR5*	10
GR6	50
GR7	0

CABINA PRIMARIA	FLUSSI [MW]
CP1	13
CP2	1
CP3	1

Tabella 5.1 - Gruppi di produzione e CP con relativi MW.

Tali valori sono stati fissati considerando per i gruppi di GR1, GR2, GR3, GR4 e GR5 che generalmente sono causa di sovraccarichi sulla rete, una potenza installata totale di 270 MW e un coefficiente di contemporaneità di 0.65 così da ottenere circa 175 MW di produzione, più una generazione distribuita connessa in MT di circa 15MW. Per i valori dei gruppi GR6 e GR7, si sono invece presi i valori standard di una giornata tipo.

Per studiare le diverse problematiche che si possono presentare in base alle possibili modifiche nell'assetto di rete, sono state simulate tre diverse situazioni.

5.2.1 Assetto di rete standard

L'assetto di rete standard prevede tutte le linee della zona in tensione, e permette di avere una prima informazione riguardo i transiti di potenza della zona.

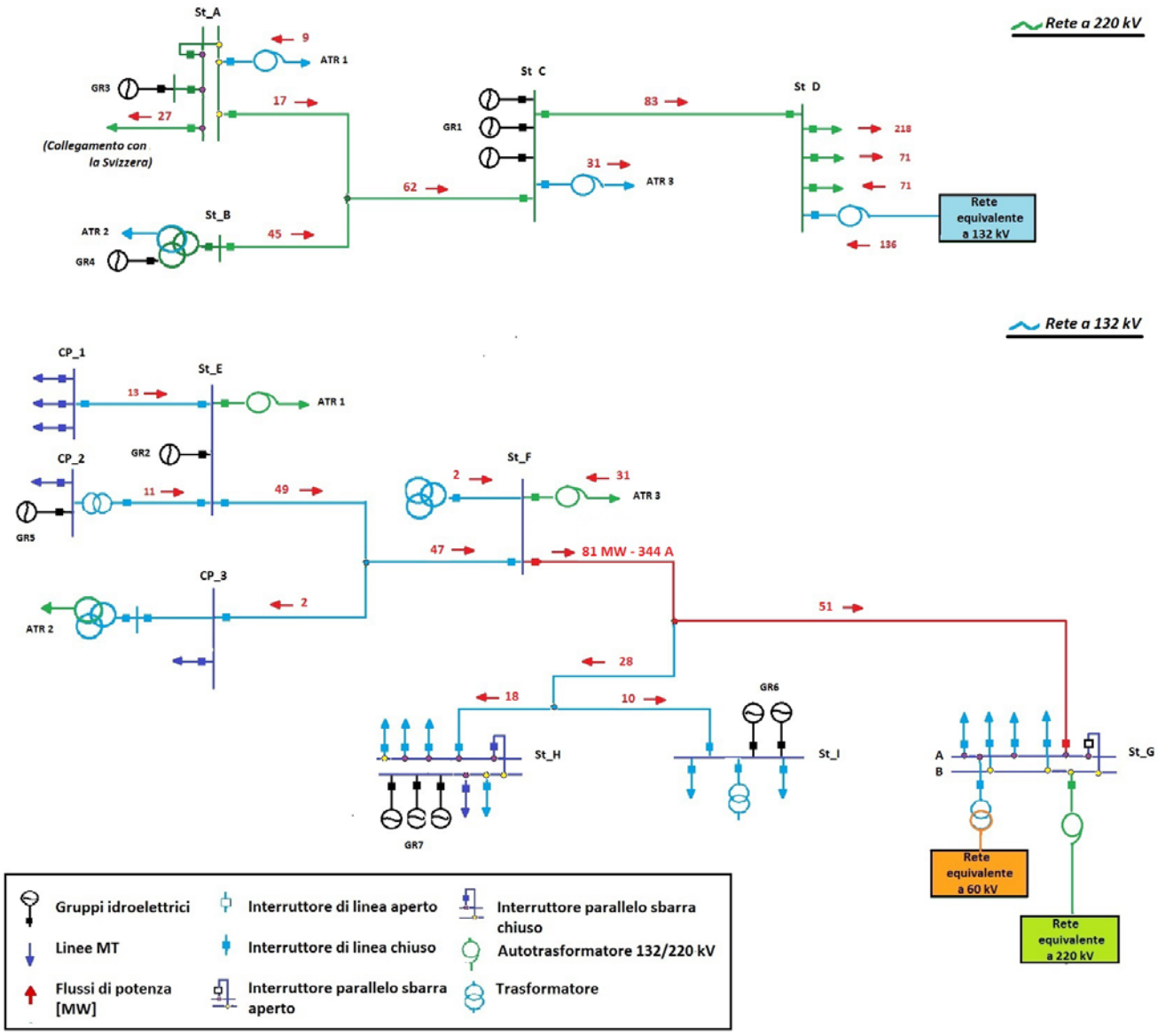


Figura 5.2 - Rete in assetto standard

Dalla figura 5.2 si vede che i transiti più rilevanti sono evidentemente sulla rete a 220 kV e, in particolare, sui primi tratti di una linea a quattro estremi della rete a 132kV (evidenziati in rosso) che in sostanza funge da collegamento tra le due reti a livelli di tensione diversi.

In particolare, il punto critico è rappresentato dal primo tratto di tale linea in cui, com'è possibile vedere, già in assetto standard transitano 81 MW e 344 A. Le eventuali violazioni di portata si verificano, di fatto, proprio in questo punto, in quanto le diramazioni successive della linea rappresentano percorsi alternativi per i flussi di potenza consentendo un alleggerimento della linea.

I limiti di funzionamento previsti dalla norma CEI 11-60 per i tratti evidenziati in rosso sono di 480 A nel periodo estivo e di 540 A nel periodo invernale e coincidono nei rispettivi periodi dell'anno con il limite superiore di sicurezza H2 visualizzato dagli operatori della sala controllo. Le considerazioni del caso fanno riferimento al caso peggiore, ossia al periodo estivo (maggio – settembre) in cui le produzioni, essendo tutte di tipo idroelettrico, lavorano vicini al loro valore nominale.

	Limite Superiore Operativo (LSO=H1 (=90% H2))	Limite Superiore di Sicurezza (LSS=H2)
Periodo Caldo	432 A	480 A
Periodo Freddo	486 A	540 A

Tabella 5.2 – Limiti del tratto di linea considerato

5.2.2 Primo fuori servizio sulla rete a 220 kV

La seconda simulazione di rete è stata eseguita ipotizzando un fuori servizio della linea a 220kV tra le stazioni St_C e St_D, che rappresenta uno dei casi peggiori che si possono verificare essendo tale linea generalmente molto carica.

In seguito al fuori servizio i flussi di potenza chiaramente si ridistribuiranno sulla rete in base alle caratteristiche della rete stessa. Si nota dalle figure un aumento significativo dei transiti verso la Svizzera e verso la rete a 132kV tramite l'ATR3 della stazione St_C.

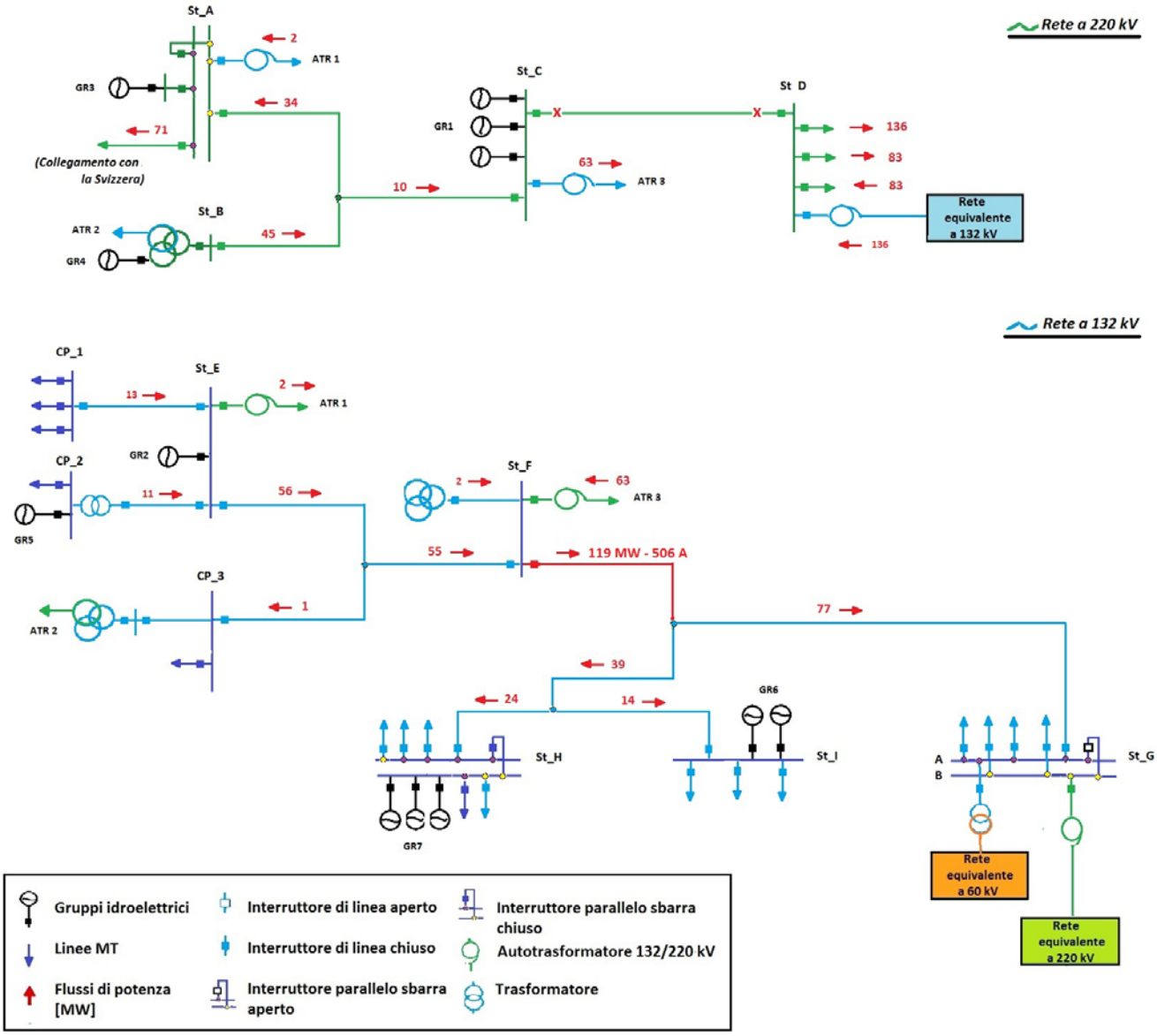


Figura 5.3 - Rete con relativi flussi di potenza in seguito al fuori servizio.

Dalla figura 5.3 si vede che i transiti sulla rete 132kV causano, come si era ipotizzato, una violazione di portata sul primo tratto della linea a quattro estremi evidenziato in rosso, in cui si è registrato un transito di 119 MW e un valore di corrente di 506 A, maggiore del limite consentito dalle norme di 480 A.

In questo caso, il sistema del tele-scatto installato da Terna proprio sul primo tratto della linea a 132kV, interverrebbe staccando i gruppi di produzione in successione, fino a far rientrare la violazione.

5.2.3 Secondo fuori servizio sulla rete a 220 kV

Altra simulazione eseguita con WinCreso e riportata di seguito, è la verifica della condizione di sicurezza N-2. Partendo quindi da una situazione base in cui la linea tra St_C e St_D è già fuori servizio, si ipotizza lo scatto successivo di un altro collegamento; la norma prevede, infatti, che il sistema elettrico nazionale venga sempre esercito in condizioni di sicurezza N-1 e che il rispetto di questa condizione venga verificata per ogni nuovo assetto di rete.

Considerando di nuovo il caso peggiore, si è deciso di aprire la linea di collegamento con la Svizzera, che rappresenta anch'essa una delle vie di sfogo principali per la produzione connessa alla rete 220 kV.

I risultati ottenuti sono riportati di seguito.

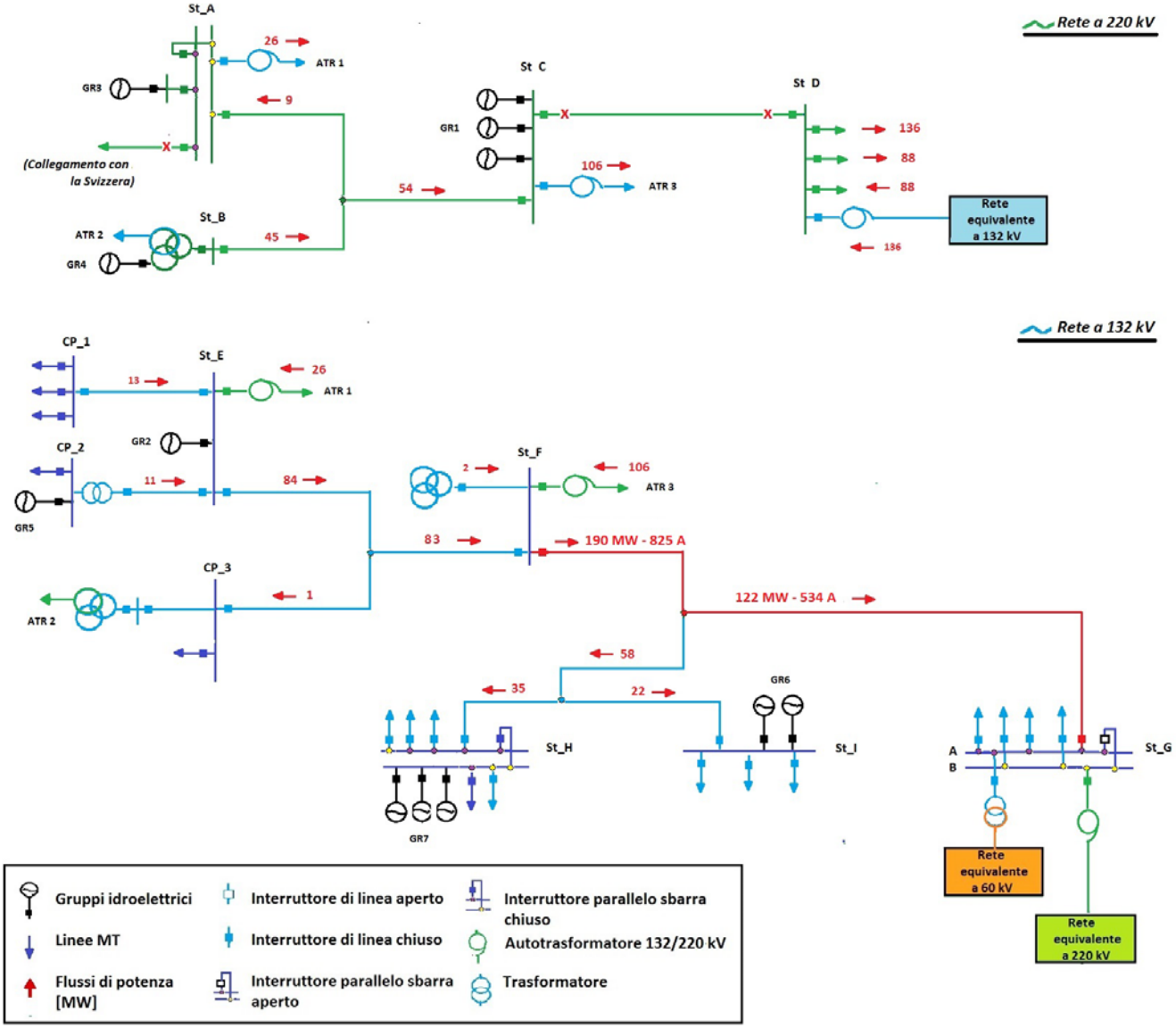


Figura 5.4 - Rete con relativi flussi di potenza in seguito all'apertura di due linee sulla rete 220kV

In questo caso, essendoci praticamente un unica via di sfogo per l'intera produzione idroelettrica connessa alla rete 220 kV e 132 kV, i transiti di potenza sulla linea evidenziata in rosso diventano di 190 MW con 825 A nel primo tratto e di 122 MW con 534 A nel secondo tratto, evidentemente inammissibili secondo i limiti di transito previsti dalle norme. Anche in questo caso, l'unica soluzione è il distacco immediato dei gruppi.

5.2.4 Analisi di rete con fuori servizio programmato

Lo studio della rete in condizione di sicurezza N-2 eseguita nel paragrafo precedente, viene generalmente svolto quando è necessario mettere fuori servizio una linea per lavori programmati.

Supponendo, infatti, il fuori servizio programmato della linea St_C – St_D, tutte le considerazioni di rete vengono fatte non più sulla rete integra bensì sull'assetto di rete modificato, valutando le eventuali problematiche che si potrebbero presentare in seguito allo scatto imprevisto di un'altra linea (studio della condizione di sicurezza N-1 con il nuovo assetto).

Per considerare un caso reale, si è presa in esame una situazione presentatasi nel mese di Giugno dell'anno corrente in cui per lavori programmati è stata messa fuori servizio la linea proprio la linea che abbiamo ipotizzato nella prima simulazione (St_C – St_D).

In questo caso, essendo il fuori servizio di tipo programmato, gli operatori di Terna avevano valutato che per evitare eventuali sovraccarichi sul tratto di linea a 132 kV ritenuto critico, era necessario imporre un vincolo sulle produzioni degli impianti idroelettrici che insistono su quella zona di rete, e ai flussi di potenza in import dalla Svizzera. Il vincolo prevedeva, dunque, che l'insieme dei gruppi di GR1, GR2, GR3, GR4 e GR5 dovevano raggiungere per tutto il periodo temporale in cui era previsto il fuori servizio, una produzione non maggiore di 160 MW e che l'import dalla Svizzera si mantenesse a 0 MW.

Con questo vincolo sui MW immessi, Terna si è assicurata anche con il nuovo assetto di rete l'assenza di sovraccarichi.

Di seguito sono rappresentate le simulazioni svolte con i valori modificati degli impianti di produzione.

GRUPPO	POTENZA ATTIVA [MW]
GR1*	52
GR2*	30
GR3*	30
GR4*	38
GR5*	8
GR6	50
GR7	0

Tabella 5.3 - MW immessi in rete in seguito all'applicazione del vincolo.

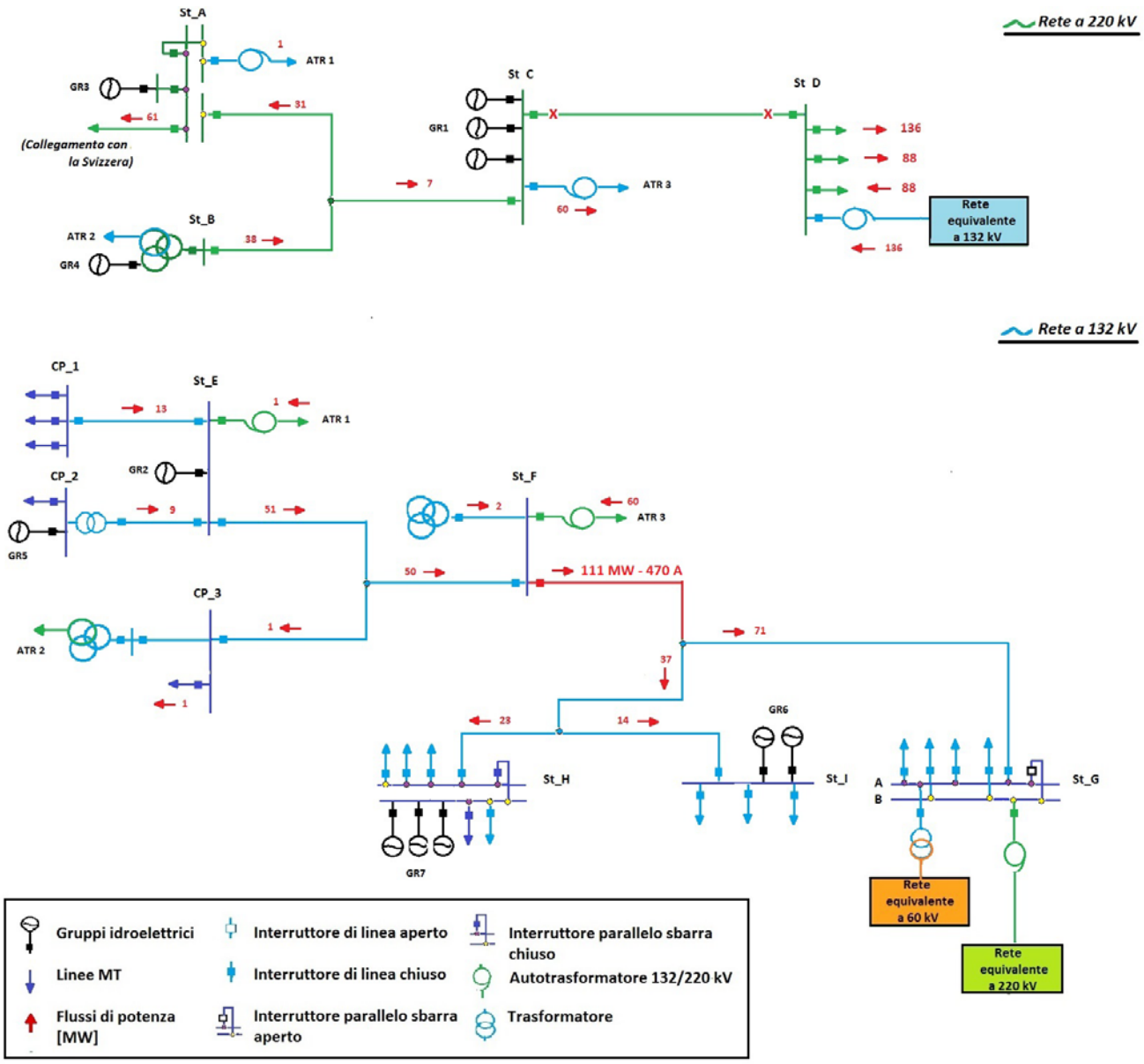


Figura 5.5 - Rete con fuori servizio della linea programmato e vincolo sulle produzioni

La linea evidenziata in rossa presenta, infatti, un valore di corrente di 470 A minore del valore massimo consentito di 480 A.

Le successive simulazioni eseguite per la verifica della condizione di sicurezza N-1 con il nuovo assetto di rete hanno rilevato che nonostante i vincoli sulle produzioni, il successivo scatto della linea di collegamento con la Svizzera comporta violazioni in termini di portata.

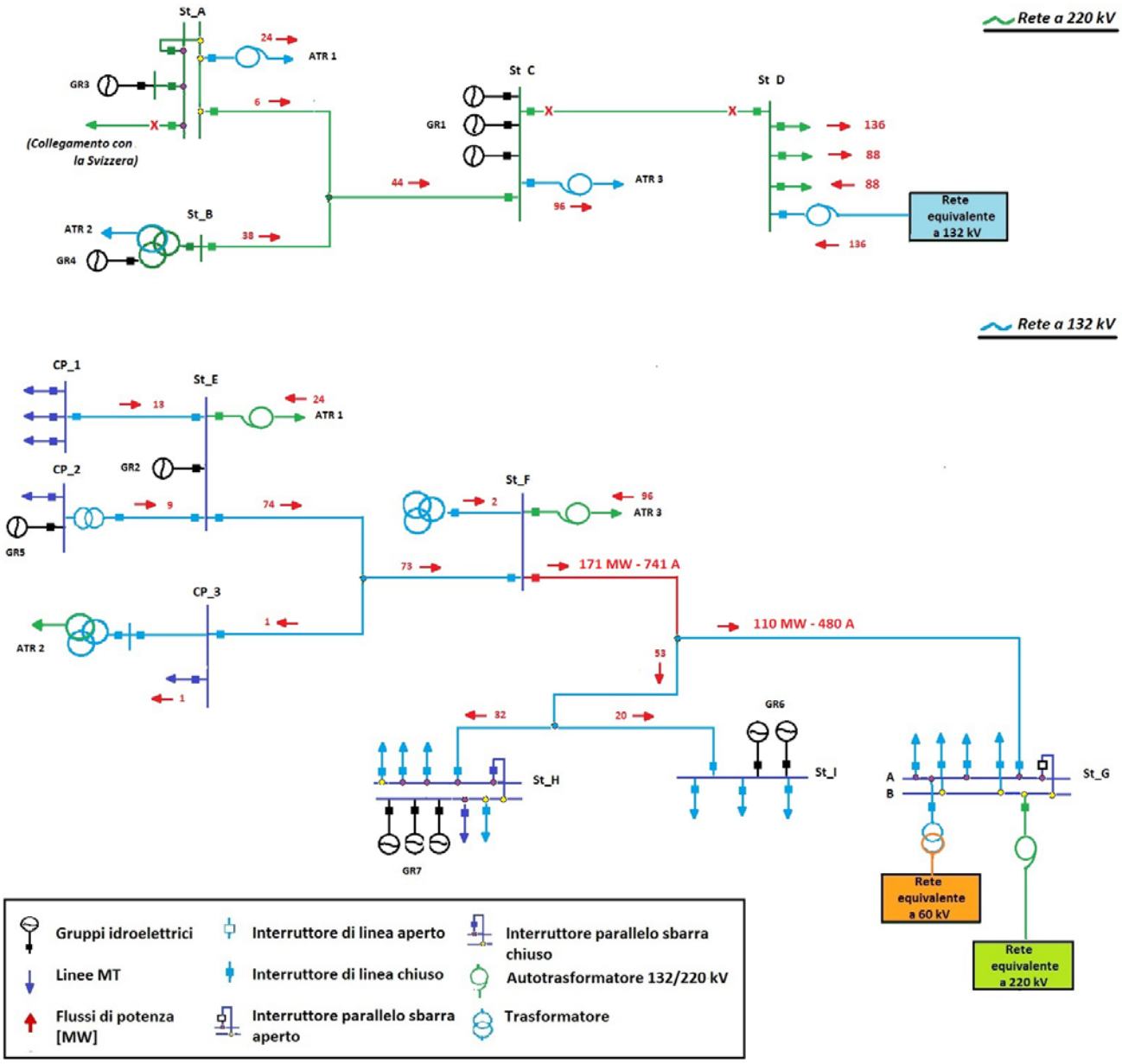


Figura 5.6 - Rete con due fuori servizi e vincolo sulle produzioni

Anche in questo caso quindi, essendosi verificato una violazione sempre sulla linea in questione, sarebbero intervenuti i sistemi di tele-scatto, nonostante i vincoli imposti in precedenza.

5.3 Azioni correttive

Come visto dallo studio di rete svolto in questo capitolo, le due azioni correttive messe in atto da Terna in caso di fuori servizio programmati e non, presentano caratteristiche ben diverse tra loro.

L'imposizione dei vincoli sugli impianti di produzione idroelettrici nel caso di lavori programmati generalmente non rappresenta un costo per il gestore di rete in quanto la comunicazione ai titolari dei gruppi di produzione viene effettuata con un certo preavviso secondo la normativa vigente. Le problematiche che si riscontrano sono però di altro tipo e riguardano la natura degli impianti stessi. Da un punto di vista impiantistico le centrali idroelettriche si dividono in tre tipologie: impianti ad acqua fluente, impianti a bacino e impianti di pompaggio. Sia per gli impianti ad acqua fluente, sia per quelli a bacino, eventuali limitazioni sulla produzione, possono causare danni ambientali dovuti alle azioni di sfioro nel caso di bacini già saturi nei periodi di alta idraulicità o alla deviazione di grosse quantità d'acqua nel caso di impianti ad acqua fluente.

Per quanto concerne, invece, la tecnologia di tele-scatto posta da Terna sulla rete a 132 kV, questa rappresenta evidentemente un costo per il gestore di rete non indifferente. Quando, infatti, si verifica la violazione, il sistema installato comanda il distacco e il blocco di alcuni gruppi di produzione per limitare i MW transitanti sull'elettrodotto in questione. La logica con cui interviene il dispositivo è la seguente:

1. Corrente I > 480 A per 5 sec. → Stacco del gruppo GR2;
2. Corrente I > 480 A per 15 sec. → Stacco del gruppo GR3;
3. Corrente I > 480 A per 25 sec. → Stacco del gruppo GR4.

(Tra un distacco e l'altro dei gruppi di produzione, viene misurato il nuovo valore di corrente e se la violazione persiste, il contatore presente sul collegamento riinizia il conteggio da zero).

In seguito al distacco dei gruppi di produzione, Terna dovrà sia pagare le UP (Unità Produttive) in base ai MWh non prodotti valorizzati al prezzo a scendere del MSD (variabile per ora e per zona), sia riacquistare i MW mancanti in quell'area valorizzati al prezzo a salire del MSD (variabile per ora e per zona), al fine di tenere sempre in equilibrio la generazione e il carico.

Una possibile alternativa a queste due metodologie già in uso, potrebbe essere l'installazione dei sistemi di Dynamic Rating nel primo tratto della linea a 132 kV che, come visto, diventa spesso sede di sovraccarichi non solo nei casi analizzati ma nella maggior parte dei fuori servizi (programmati e non) che si possono verificare nelle zone adiacenti. Evidentemente questo tipo d'installazione sarebbe ben diversa da quella analizzata nei capitoli precedenti sulla linea Dobbiaco – Somprade, poiché servirebbe a risolvere problematiche non in assetto standard bensì in condizione di sicurezza N-1.

I limiti dinamici della linea, calcolati in tempo reale dai dispositivi, verrebbero, infatti, sfruttati sia per rilassare i vincoli imposti agli impianti di produzione determinando quindi un minore impatto ambientale, sia per utilizzare dinamiche di tele-scatto differenti con l'obiettivo di diminuire in quella zona i costi di gestione di rete.

5.4 Verifica dell'installazione

Per valutare la possibilità di effettuare un installazione, è necessario analizzare le caratteristiche del primo tratto della linea effettuando delle simulazioni tramite un programma di calcolo specifico che si avvale del modello termo-meccanico studiato nel Capitolo 1. Le informazioni della linea da inserire nel processore sono fornite dall'Unità Impianti di competenza e riguardano le campate, i sostegni e i conduttori della linea.

La tipologia dei dati della linea necessari alle simulazioni sono mostrate nella tabella che segue:

SOSTEGNI

ID LINEA	ID PALO	NUM PALO	QUOTA PALO	ALTEZZA UTILE	CONTRAP--PESI	AMARRO	LUNG. ISOLATORI	TIPO ISOLATORI	ANGOLAZ. ISOLATORI	LATITUDINE PALO	LONGITUD. PALO	PESO ISOLATORI

CAMPATE

ID LINEA	ID CAMPATA	NUM CAMPATA	ID PALO INIZIO	ID PALO FINE	PALO INIZIO	PALO FINE	NUM. SUBCOND.	ID CONDUTT.	TIRO EDS	TEMP. EDS	TEMP. MAX	FRECCIA MAX

CONDUTTORI

ID CONDUTT.	SEZ_INT	SEZ_EST	E_INT	E_EST	ALFA_INT	ALFA_EST	RHO_20°C	CONDUTT.	DIAMETRO INTERNO	DIAMETRO ESTERNO

Tabella 5.4 – Dati in input al processore di calcolo

I parametri appena mostrati insieme ai parametri meteo forniti dall'aeronautica militare lungo il tracciato della linea vengono inseriti all'interno del programma di calcolo, che sfruttando le equazioni del modello termo-meccanico, fornisce in uscita la massima corrente che può transitare sulla linea.

Nella valutazione dell'installazione, il fattore maggiormente limitante è il franco che viene calcolato per ogni singola campata tramite misurazioni LIDAR considerando una temperatura standard del conduttore di 40°C. In seguito alle misurazioni svolte lungo la linea, si individua la campata con il franco minore e quest'ultimo viene poi confrontato con i minimi franchi consentiti dalla norma tecnica CEI 11-4 *"Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne"* [13]. Dal valore dell'extrafranco (differenza tra il franco misurato e il franco minimo previsto dalla norma) della campata "critica" si ricavano dei coefficienti correttivi che permettono di risalire alla Temperatura massima ammissibile per il conduttore che, ai fini delle analisi svolte dai sistemi del Dynamic Rating, rappresenta un'informazione fondamentale.

Come visto nel procedimento di calcolo del sistema di DR mostrato nel capitolo 2, il valore di Temperatura ottenuto rappresenta infatti il vincolo esterno da impostare nel processo iterativo che, fissate le condizioni di funzionamento e le condizioni atmosferiche esterne, restituisce la massima corrente ammissibile sulla linea in esame.

5.4.1 Risultati delle simulazioni dei metodi di misura indiretta

Inseriti i dati della linea in input al processore di calcolo, è stata avviata la simulazione e si è lasciato girare il programma per circa 10 giorni (venerdì 7/09 – lunedì 17/09). Secondo le condizioni atmosferiche e il valore di corrente transitante nella finestra temporale considerata, il programma ha mostrato in output il valore della massima corrente ammissibile campionata ogni 15 minuti e dipendente dalle differenti condizioni di funzionamento.

I risultati ottenuti sono mostrati in figura 5.7.

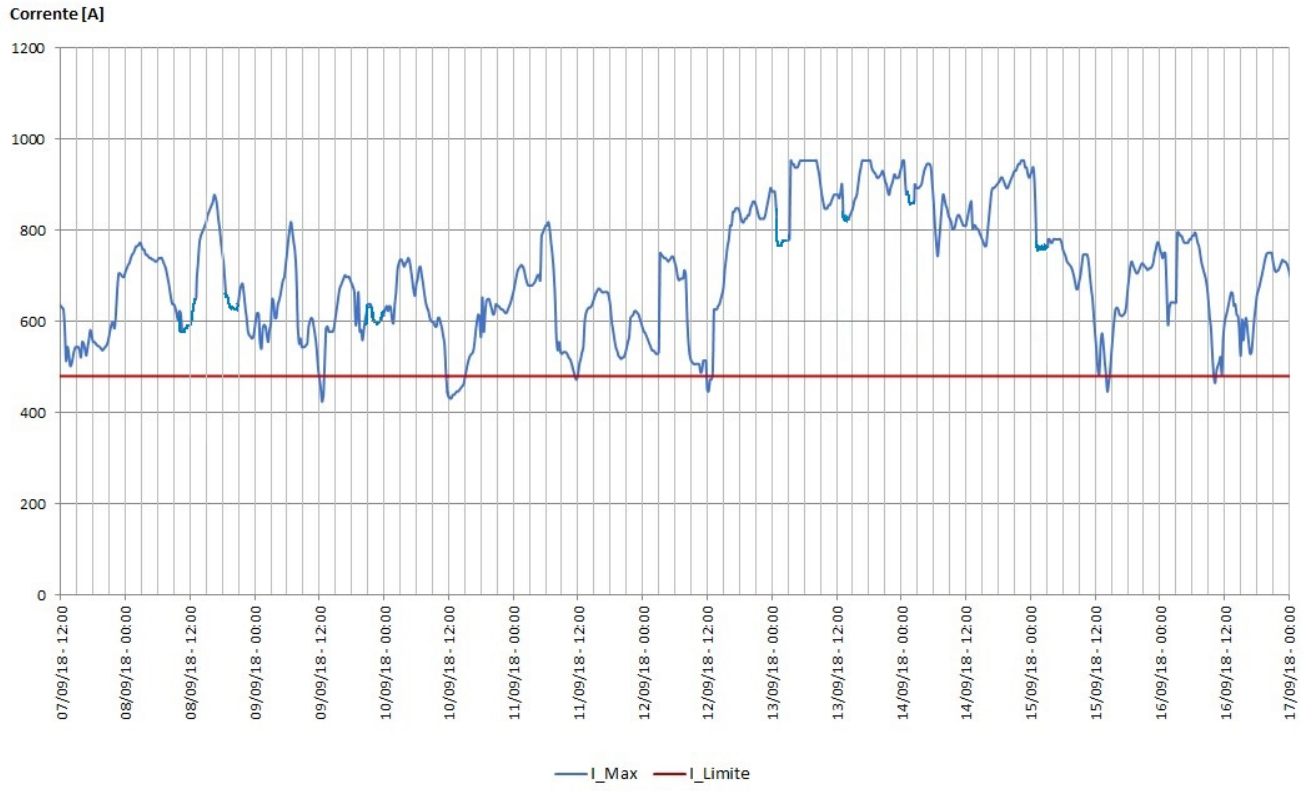


Figura 5.7 – Corrente massima ammissibile calcolata con il metodo indiretto

Durante la simulazione, si sono avuti dei problemi con il sistema dell'aereonautica militare che fornisce i dati metereologici in input al sistema di calcolo e in concomitanza a tale mal funzionamento il modello di calcolo ha riportato in output valori di corrente minori dei limiti statici

previsti dalle norme; in questi casi evidentemente si trascurano i risultati della simulazione prendendo in considerazione i valori statici previsti dalla norma (480 A per il periodo estivo).

Nonostante le difficoltà incontrate nel processo di calcolo, i risultati ottenuti riportano un valore di corrente ammissibile mediamente intorno ai 600 A, cioè circa il 25% in più rispetto al valore di corrente previsto dalla norma di 480 A.

Il limite dinamico in corrente ottenuto, evidentemente non è costante, ma con le opportune considerazioni potrebbe permettere di rilassare i vincoli sulle produzioni ed eliminare la logica del tele-scatto, che spesso è anche causa di scatti intempestivi, permettendo agli operatori di sala di verificare i transiti sulla linea in questione monitorando i risultati del sistema di Dynamic Rating e intervenendo in prima persona qualora fosse necessario.

5.5 Valutazioni economiche

Prendendo in considerazione un generico fuori servizio di una delle linee a 220kV che, come è stato visto nei paragrafi precedenti, determina un sovraccarico sul primo tratto della linea a 132 kV, si vuole fare una stima del beneficio economico che potrebbe comportare l'utilizzo dei sistemi di Dynamic Rating.

Se si considerasse, infatti, un limite dinamico di 600 A sul primo tratto della linea analizzata, che come visto dalla figura 5.7 è un valore mediamente raggiunto per quasi tutto il periodo temporale considerato, i transiti in portata potrebbero aumentare di 120 A rispetto al limite statico estivo previsto dalla norma di 480 A. Tale valore di corrente, corrisponderebbe a un valore di potenza attiva di circa 25 MW considerando un fattore di potenza ($\cos\varphi$) pari a 0,9 e un valore di tensione di 132 kV, come mostrato di seguito:

$$P = \sqrt{3} * V * I * \cos\varphi$$

$$P = \sqrt{3} * 132k * 120 * \cos\varphi = 24{,}7\ MW$$

I 25 MW calcolati rappresentano dunque i MW che potrebbero transitare sulla linea se si considerassero non i limiti statici, bensì quelli dinamici.

Per avere una stima dei MWh dal valore di potenza appena calcolato, si considera una finestra temporale di 9ore (come nel caso del disservizio programmato analizzato nel paragrafo 5.2.4 in cui il vincolo sulle produzioni era dalle 8:00 alle 17:00) ottenendo circa 225 MWh. Considerando poi un prezzo del MSD medio di 80€/MWh, l'onere che si risparmierebbe con l'utilizzo del Dynamic Rating, evitando quindi un'eventuale richiesta di limitazione dei gruppi con le caratteristiche appena enunciate, è di circa 18'000€.

Il valore ottenuto è evidentemente relativo al caso di un singolo fuori servizio, ma nel corso di un anno le congestioni su quel tratto di linea possono essere molteplici e di natura differente; Con l'utilizzo dei limiti dinamici, tali congestioni potrebbero essere gestite con oneri minori per il gestore di rete consentendo transiti di portata maggiori.

Considerando che il costo di un'unica installazione dei dispositivi EMO – Micca è intorno a 30'000€, e che l'onere calcolato è relativo ad un unico fuori servizio, potrebbe risultare conveniente per il gestore di rete Terna investire su questa nuova tecnologia.

CONCLUSIONI

L'esercizio della rete elettrica nazionale risulta sempre più complesso a causa del continuo aumento della generazione distribuita da fonti rinnovabili che, oltre a creare problemi da un punto di vista della stabilità del sistema elettrico, è spesso causa dell'inversione di flussi di potenza dalla rete di distribuzione verso la rete di trasmissione; questo fenomeno in alcuni periodi dell'anno e in determinate condizioni di esercizio, può determinare congestioni di rete.

Le principali problematiche si riscontrano nelle aree in cui è presente: un'elevata produzione idroelettrica e/o eolica, una bassa concentrazione di carico nettamente inferiore all'energia prodotta e caratteristiche orografiche del territorio non ottimali per la costruzione di nuovi elettrodotti a causa degli elevati costi d'investimento in zone non agevoli. L'insieme di queste caratteristiche ha spinto il gestore di rete Terna ad utilizzare, dove possibile, i sistemi di Dynamic Thermal Rating (DTR) come soluzione temporanea ai problemi di sovraccarico.

In questo elaborato di tesi si è analizzata l'area del Nord-Est e in particolare la regione del Trentino Alto Adige caratterizzata da una produzione idroelettrica rilevante che, specialmente nel periodo estivo in seguito allo scioglimento dei ghiacciai, determina flussi di potenza critici sulla rete a 132 kV.

Concentrando l'attenzione sull'installazione presente tra la Cabina Primaria (CP) di Dobbiaco e la CP di Somprade, si è visto come grazie alle caratteristiche del territorio, i limiti dinamici risultano nettamente più elevati rispetti a quelli statici permettendo un aumento del transito di corrente di circa il 25%, con un valore medio di circa 500 A rispetto ai 380 A previsti dalla norma. I dispositivi di Dynamic Rating sfruttano le condizioni ambientali tipiche delle aree montane (i sostegni si trovano tutti sopra i 1000 m s.l.m.) con temperature ambienti più favorevoli rispetto a quelle standard utilizzate nel calcolo dei limiti statici, garantendo un incremento della capacità di trasporto della linea.

L'analisi svolta sull'installazione sopra citata negli anni 2014 e 2017, ha evidenziato i benefici di tali dispositivi in termini di riduzione dell'impatto ambientale e degli oneri a carico del gestore di rete. Considerando, infatti, una spesa totale di 60'000 € per le due installazioni presenti sulla linea, era stato programmato un rientro nell'investimento di circa due anni e mezzo considerando i 27'200 €

spesi nel 2014 per i bilanciamenti a scendere delle Unità di Produzione Idroelettriche necessarie a contenere le frequenti congestioni di rete.

A conferma di quanto si era ipotizzato, grazie ai registri delle manovre effettuate dalla sala controllo nell'anno 2017 è stato possibile stimare un ipotetico costo di esercizio di circa 41.221 € nel caso non fossero stati presenti i dispositivi.

In seguito ai risultati ottenuti dalle prime installazioni, si è analizzata un'altra linea a 132 kV del Trentino Alto Adige in cui risulterebbe conveniente la tecnologia DTR date le peculiarità della rete circostante. L'installazione avrebbe caratteristiche differenti da quella analizzata nella prima parte dell'elaborato poiché il suo utilizzo avverrebbe per rilassare i vincoli di produzione e garantire il rispetto del criterio di sicurezza N-1. I benefici ottenibili sarebbero in ogni caso i medesimi poiché permetterebbero una riduzione dei bilanciamenti dei gruppi di produzione idroelettrica nell'area.

Per valutare tale possibilità, fissate le condizioni metereologiche e di funzionamento, sono stati svolti calcoli di load flow e simulazioni di variazione di topologia di rete nell'area di appartenenza della linea sulla quale si è ipotizzata l'installazione. I risultati ottenuti da questo tipo di analisi e le conseguenti considerazioni economiche hanno permesso di valutare positivamente l'installazione prevedendo un rientro dei costi di investimento in tempi brevi dato il notevole aumento di portata che si potrebbe ottenere, nell'ordine del 30%, che consentirebbe importanti modifiche sui vincoli di produzione e sulle logiche di telescatto.

In conclusione attraverso questo lavoro di tesi si è dimostrato come l'adozione del DTR permetta, con tempi e costi contenuti di incrementare le portate di alcuni collegamenti, garantendo maggiore sicurezza per il sistema elettrico, minor oneri di sistema per la collettività e un aumento potenziale della qualità del servizio. Il DTR si è dimostrato strumento flessibile e affidabile per garantire in tempi brevi un consistente aumento della capacità di trasporto negli elettrodotti idonei a questo tipo di installazione.

BIBLIOGRAFIA

[1] M. Gashgay, “Valutazione dei benefici dell’applicazione di sistemi di Dynamic Rating alla Rete di Trasmissione Nazionale”, Tesi di Laurea, 2012-2013.

[2] G. Bruno, F. Bassi, A. Zagnoni, 2018, “Portate Linee Elettriche – Normativa, criteri di definizione e prescrizione tecniche”.

[3] Terna, “Progetto Dynamic Rating – Criteri Generali”, Nota Tecnica, 2013.

[4] European Network of Trasmission System Operators for Electricity (entsoe), “Dynamic Line Rating for overhead lines – V6”, 2015.

[5] A. Pesce, “Studio per potenziale applicazione del Dynamic Rating alle linee RTN del Triveneto come misura di contenimento delle congestioni nei periodi di elevata produzione idroelettrica”, Relazione di Tirocinio, 2015.

[6] IEEE.“IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors”, IEEE Std 738, New York: s.n., 2006.

[7] CIGRE’, Working Group 22.12, “Thermal Behaviour of Overhead Conductors”, 2002.

[8] http://www.usi-power.com.

[9] http://www.ampacimon.com.

[10] http://www.nexans.com.

[11] http://www.ohtlgrid.com.

[12] Norma CEI 11-60 (2002) “Portata al limite termico delle linee elettriche aeree esterne con tensione maggiore di 100 kV”.

[13] Norma CEI 11-4 (2011) “Norme tecniche per la costruzione di linee elettriche aeree esterne”

[14] Terna, Istruzione Operativa (IO101ST), 2008, “Correnti limite di funzionamento permanente e transitorio dei componenti di potenza degli elementi della RTN Terna”.

[15] Terna, Istruzione Operativa (IO008DC),2010, “Setting dei valori limite sui sistemi SCTI e PASCAL”.

[16] Terna, Istruzione Operativa (IO429DC), 2011,“Controllo limiti di corrente degli elementi della rete rilevante a 220-150-132-70-60-50 kV”.

[17] D.M. 22/12/2000 “Approvazione Convenzione Tipo”.

[18] DPCM 08/07/2003 “Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti”.

[19] www.terna.it