

Cliente enipower S.p.A.

Oggetto Studio di affidabilità rete elettrica stabilimento s.e.f. di Ferrara

Ordine N°4400042919 del 09/10/2013

Note

La parziale riproduzione di questo documento è permessa solo con l'autorizzazione scritta del CESI.

N. pagine 37

N. pagine fuori testo

Data 31/10/2013

Elaborato DOE - Pastore Michele, DOE - Begnis Francesco

Verificato GIP - Vario Roberto

Approvato EKM - Il Responsabile - Ardito Antonio

CESI S.p.A.

Via Rubattino 54
I-20134 Milano - Italy
Tel: +39 02 21251
Fax: +39 02 21255440
e-mail: info@cesi.it
www.cesi.it

Capitale sociale € 8.550.000 interamente versato
C.F. e numero iscrizione Reg. Imprese di Milano 00793580150
P.I. IT00793580150
N. R.E.A. 429222

© Copyright 2013 by CESI. All rights reserved

Indice

| | | |
|----------|--|-----------|
| 1 | OGGETTO E SCOPO DEL DOCUMENTO..... | 3 |
| 2 | DOCUMENTI DI RIFERIMENTO | 3 |
| 3 | LEGENDA DEGLI ACRONIMI | 3 |
| 4 | ARCHITETTURA GENERALE DELLA RETE ELETTRICA DI DISTRIBUZIONE DEL SITO S.E.F. DI FERRARA..... | 4 |
| 5 | VALUTAZIONE PROBABILISTICA DEI COMPONENTI..... | 5 |
| 5.1 | Introduzione | 5 |
| 5.2 | Affidabilità dei componenti | 5 |
| 5.3 | Disponibilità dei componenti | 7 |
| 5.4 | Distribuzione di Weibull | 8 |
| 5.5 | Intervallo di confidenza..... | 9 |
| 6 | MODELLO DIGSILENT PER I CALCOLI DI AFFIDABILITA' | 10 |
| 6.1 | Introduzione | 10 |
| 6.2 | Modelli di avaria | 10 |
| 6.3 | Enumerazione degli Stati | 11 |
| 6.4 | Analisi degli Effetti di Avaria | 11 |
| 6.5 | Indici di sistema e risultati | 11 |
| 6.6 | Approssimazioni e semplificazioni utilizzate nel modello di rete | 13 |
| 6.7 | Dati di Affidabilità dello Studio | 14 |
| 6.8 | Dati dei Carichi..... | 18 |
| 7 | DESCRIZIONE DEGLI ASSETTI DI RETE CONSIDERATI NELLO STUDIO | 19 |
| 7.1 | Assetti precedenti inserzione TRS | 19 |
| 7.1.1 | Assetto 1A..... | 20 |
| 7.1.2 | Assetto 1B | 20 |
| 7.2 | Assetto 2..... | 23 |
| 7.3 | Assetto 3..... | 25 |
| 7.4 | Assetto 4..... | 27 |
| 7.5 | Assetto 5..... | 29 |
| 8 | RISULTATI DELLE SIMULAZIONI..... | 31 |
| 9 | CONCLUSIONI..... | 37 |

STORIA DELLE REVISIONI

| Numero revisione | Data | Protocollo | Lista delle modifiche e/o dei paragrafi modificati |
|------------------|------------|------------|--|
| 0 | 31/10/2013 | B3028056 | - |

1 OGGETTO E SCOPO DEL DOCUMENTO

L'oggetto del presente documento è la rete elettrica del sito s.e.f. di Ferrara. In linea generale l'alimentazione è stata realizzata impiegando il classico schema in "doppia sbarra" che caratterizza le stazioni 132kV e le cabine 6kV che compongono il sistema elettrico. Le fonti di energia elettrica per la rete di Sito sono costituite dai gruppi a ciclo combinato interconnessi a 400 kV con la Rete di Trasmissione Nazionale (RTN nel seguito) e dalla linea 132kV "L701" che riveste il ruolo di alimentazione di riserva.

Scopo dell'attività è la determinazione dell'affidabilità della rete elettrica dello stabilimento s.e.f. di Ferrara rispetto ai guasti interni all'impianto nella configurazione attuale, in quella precedente l'inserzione dei TRS1-2 e in tre diversi assetti in caso di fuori servizio di uno dei TRS.

2 DOCUMENTI DI RIFERIMENTO

[1] s.e.f. schemi unifilari

[2] Enrico Zio: "An Introduction to the Basics of Reliability and Risk Analysis" (Series on Quality, World Scientific Publishing Company, Febbraio 2007.

[3] D.E.I.S. Università di Bologna – DEISNet. "Intervallo di Confidenza", <http://deisnet.deis.unibo.it/>

3 LEGENDA DEGLI ACRONIMI

| | |
|------------|--|
| AID o AIT | Average Interruption Duration - Durata media dell'interruzione |
| MDT o MTTR | Mean Down Time - Tempo medio di fuori servizio |
| MTBF | Mean Time Between Failure - Tempo medio operativo tra i guasti |
| LPIF | Load Point interruption Frequency - Frequenza di disalimentazione carico |
| ATR | Autotrasformatore |
| TR | Trasformatore |
| RTN | Rete di Trasmissione Nazionale |
| K | Congiuntore di sbarra |
| AT | Alta Tensione |
| AAT | Altissima tensione |
| SAIFI | System Average Interruption Frequency Index |
| MAIFI | Momentary Average Interruption Frequency |

4 ARCHITETTURA GENERALE DELLA RETE ELETTRICA DI DISTRIBUZIONE DEL SITO S.E.F. DI FERRARA

La rete elettrica 132 kV del sito s.e.f. di Ferrara riceve alimentazione dalla Centrale Termoelettrica tramite due trasformatori 19kV/132 kV da 250 MVA TRS1 e TRS2 rispettivamente connessi ai montanti di macchina dei generatori turbogas dei due cicli combinati che costituiscono le due Unità Produttive di Centrale.

La scelta di questo punto di alimentazione permette di alimentare lo stabilimento sia dai generatori che dalla RTN 380kV.

Tramite le linee FE8 ed FE9 la potenza in uscita dagli avvolgimenti 132 kV viene consegnata alle sbarre della stazione S2 che costituisce il nodo di alimentazione dello stabilimento.

Da questa stazione, tramite le coppie di linee FE7-FE6 e FE4-FE5 vengono alimentate rispettivamente le stazioni S1 ed SS2. Sulla S1 consegna potenza, quando in servizio, la linea TERNA L701 i cui interruttori di estremità hanno rispettivamente stato: normalmente aperto dal lato stazione RTN e normalmente chiuso lato stabilimento.

Il sistema elettrico del sito è caratterizzato dal classico schema "doppio radiale con congiuntore di sbarra" presente sulle 4 cabine smistamento CS. Ciascuna delle due sbarre presenti nelle varie cabine alimenta una metà del carico con la possibilità di alimentarlo per intero con la chiusura del congiuntore.

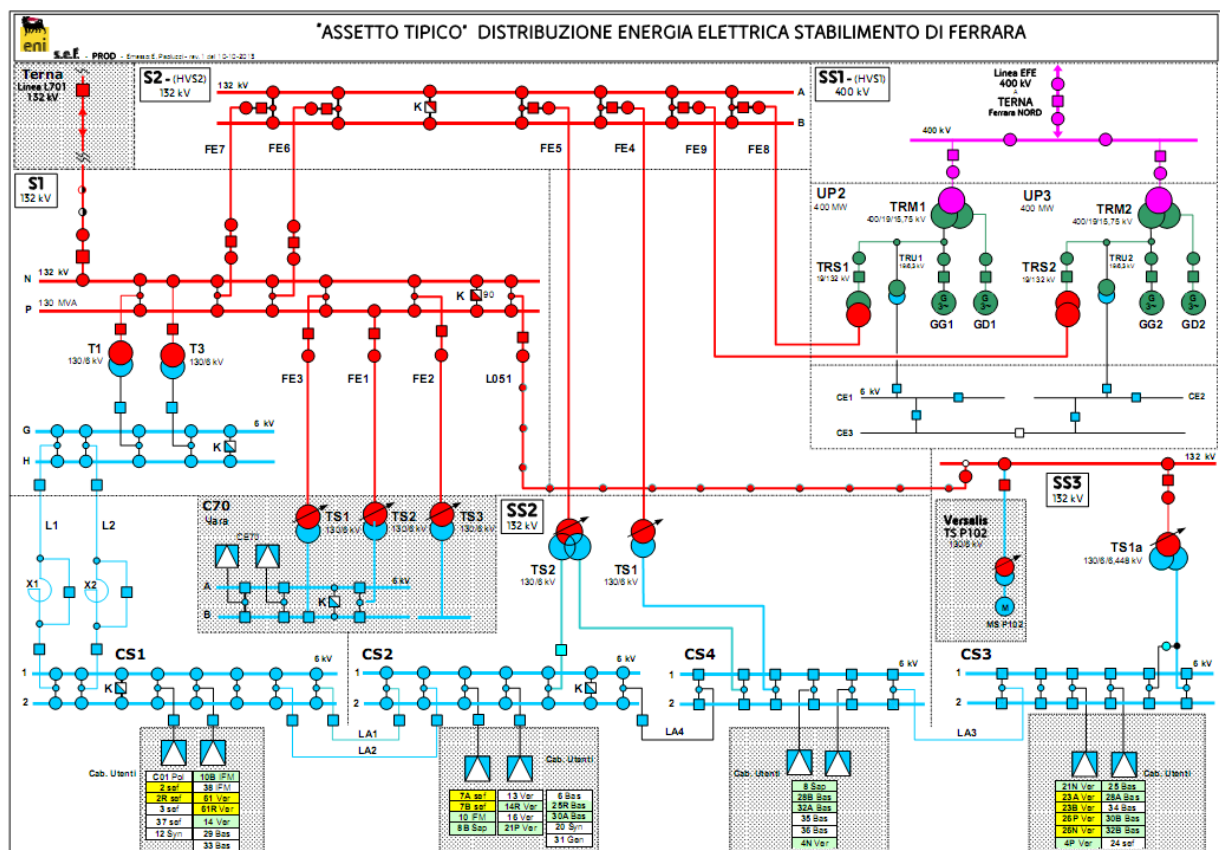


Figura 1 – Schema di alimentazione AT-MT attuale

5 VALUTAZIONE PROBABILISTICA DEI COMPONENTI

5.1 Introduzione

Un sistema è una struttura formata da uno o più componenti, od unità, o elementi (generalmente soggetti a riparazione, in caso di guasto). Qui ci limiteremo a considerare tali componenti. I concetti principali che si otterranno, come quelli relativi alla affidabilità o alla disponibilità, possono essere tuttavia anche estesi ad interi sistemi (o sottosistemi).

Per quanto riguarda i componenti che operano di continuo, indichiamo con $F(t)$ la probabilità (cumulativa) che il tempo del loro primo guasto sia inferiore od eguale al tempo t di continua operazione. Ovviamente, è $0 < F(t) < 1$. La corrispondente funzione di distribuzione delle probabilità (p.d.f.) $f(t)$ sarà data dall'equazione:

$$f(t) = \frac{dF(t)}{dt} \text{ per } t > 0$$

La quantità $f(t)dt$ corrisponde alla probabilità che il primo guasto avvenga tra t e $t+dt$. Introduciamo ora il tempo medio alla rottura (MTTF, per "mean time to failure"), cioè il tempo medio che il componente ha funzionato prima della rottura. Esso sarà dato dall'espressione:

$$MTTF = \int_0^{\infty} t \cdot f(t) dt$$

5.2 Affidabilità dei componenti

La probabilità che nell'intervallo $(0, t)$ non avvengano guasti, nel senso che durante questo tempo il componenti operi normalmente, è chiamata "affidabilità" (ingl.: reliability) ed è denotata con $R(t)$. Otteniamo facilmente:

$$R(t) = 1 - F(t) = \int_t^{\infty} f(t) dt$$

Chiaramente, $R(t) \rightarrow 0$ per $t \rightarrow \infty$. Vediamo che $F(t)$ corrisponde al complemento dell'affidabilità, cioè a $[1 - R(t)]$. Questa quantità è chiamata "inaffidabilità" (ingl.: unreliability) ed è denotata come $\bar{R}(t)$. Poiché è:

$$\frac{dR(t)}{dt} = -f(t)$$

otteniamo che il tempo medio al guasto è dato dall'espressione:

$$MTTF = \int_0^{\infty} R(t) dt$$

La funzione di distribuzione della probabilità di primo guasto $f(t)$ relativa ad un componente è normalmente espressa dal prodotto:

$$f(t) = \lambda(t) \cdot R(t)$$

Dove $\lambda(t)$ viene definito tasso di guasto istantaneo generalmente conosciuto come "tasso di rischio" (ingl.: hazard rate). La quantità $f(t)dt$ ha il significato di una probabilità condizionata. Infatti, essa corrisponde alla probabilità che tale componente sia soggetto a guasto nel tempo dt dopo aver funzionato normalmente fino al tempo t .

Poiché $f(t) = -\frac{dR(t)}{dt}$, si ha:

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{R(t)} = -\frac{1}{R(t)} \cdot \frac{dR(t)}{dt}$$

e quindi le relazioni:

$$R(t) = e^{-\int_0^t \lambda(t) dt} \quad (1)$$

$$f(t) = \lambda(t) \cdot e^{-\int_0^t \lambda(t) dt} \quad (2)$$

L'equazione (2) è chiamata l'equazione fondamentale dell'affidabilità, data la sua importanza nei casi pratici. Infatti, l'informazione dei dati statistici sull'affidabilità dei componenti è generalmente data attraverso i valori di .

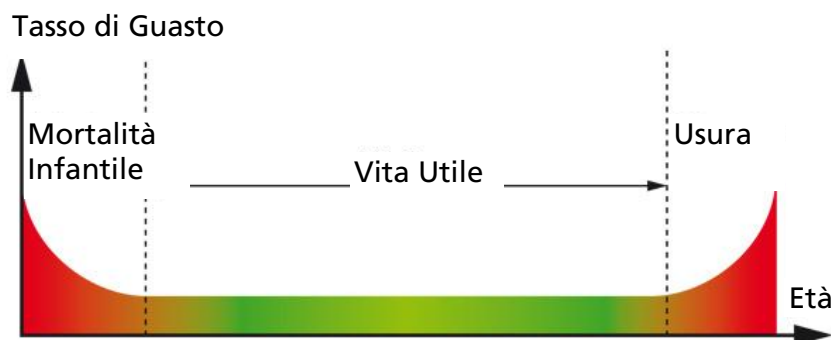


Figura 2 - Andamento del tasso di guasto istantaneo in funzione della vita del componente (Curva "A vasca da bagno" – ingl: Bathtub Curve)¹.

Il comportamento nel tempo di $\lambda(t)$ segue generalmente la cosiddetta "curva a vasca da bagno" (bathtub curve) (v. Figura 2), caratterizzata cioè da tre periodi: un primo periodo con $\lambda(t)$ all'inizio relativamente grande e quindi decrescente esponenzialmente per la progressiva eliminazione di tutte le unità difettose (*Mortalità Infantile, Ingl. Infant mortality*); un secondo periodo, più o meno lungo, con $\lambda(t)$ relativamente costante, chiamato periodo di vita utile (*Vita Utile, Ingl. Lifetime*); un terzo periodo, chiamato periodo di invecchiamento (*Usura, Ingl. Wear-Out Phase*), durante il quale $\lambda(t)$ aumenta

¹ Da sito <http://www.recip-monitoring.com/>

rapidamente con il tempo a seguito di processi di usura. In pratica, i componenti sono generalmente utilizzati solo durante il periodo di vita utile, cioè dopo prove iniziali e prima dell'inizio dei processi di degradazione. Poiché in questo periodo il valore λ può essere considerato costante, l'espressione dell'affidabilità può essere semplificata e risulta:

$$R(t) = e^{-\lambda t}$$

Corrispondentemente, anche l'espressione del tempo medio al guasto (MTTF) si semplifica:

$$MTTF = \int_0^{\infty} R(t) dt = 1/\lambda$$

La Figura 2 è seguita in maniera accettabile dai componenti elettronici mentre, in realtà, per i componenti elettromeccanici (che rappresentato la stragrande maggioranza dei componenti delle stazioni elettriche) diventa più simile alla figura riportata qua sotto².



Come si può notare, l'aumento della $\lambda(t)$ avviene sin dall'inizio della vita utile, a causa del fatto che la manutenzione non riesce mai a riportare il componente nella sua situazione al nuovo. Il periodo di usura si identifica quindi per il brusco cambio di pendenza della curva stessa.

5.3 Disponibilità dei componenti

L'affidabilità $R(t)$ di un componente dà la probabilità che esso non abbia subito eventi di guasto fino al tempo t e si applica sia ad elementi non riparabili che ad elementi riparabili. Introduciamo ora il concetto di "disponibilità" (ingl.: availability) che si applica ad un componente che, essendo riparabile, può tollerare condizioni di stato di guasto. In questi casi la disponibilità corrisponde alla probabilità che tale componente sia in operazione ad un dato istante t e viene denotato come $A(t)$. Il suo complemento, $\bar{A}(t) = 1 - A(t)$ viene chiamato "indisponibilità" (ingl.: unavailability). Ovviamente è $R(t) \leq A(t) \leq 1$, mentre l'equazione $R(t) = A(t)$ vale per i componenti non riparabili.

Considerando invece i componenti riparabili, ed il caso di un sistema formato da un singolo componente definiamo il tasso $\mu(t)$ di riparazione istantaneo, così come $\lambda(t)$ è stato definito come tasso di guasto istantaneo, o tasso di rischio). Se il tasso di riparazione istantaneo è costante, ciò significa assumere che i tempi di riparazione (da non confondersi con i tempi in cui inizia la riparazione) sono distribuiti in modo casuale (ingl.: random). Abbiamo già visto come in rapporto al valore costante λ il tempo medio al guasto MTTF è dato da $1/\lambda$. In modo del tutto analogo, in rapporto al valore costante μ , il tempo medio alla riparazione (ingl: Mean Time To Repair o Mean Time To Recover) $MTTR$ (solitamente $\ll MTTF$) è dato da $1/\mu$. La somma $MTTR + MTTF$ corrisponde al tempo

² da: P. Buglione: " Ottimizzazione delle politiche di manutenzione - Proposta di una metodologia per un'azienda di medie dimensioni", Manutenzione, Tecnica e Management - Febbraio 2006.

medio operativo tra due guasti *MTBF* (ingl.: Mean operating Time Between Failures). Avendo assunto processi di riparazione casuali con un tasso istantaneo μ , si trova facilmente che la distribuzione dei tempi di riparazione segue una legge esponenziale, cioè:

$$MTTR = \mu \cdot e^{-\mu(t-\bar{t})}$$

dove \bar{t} rappresenta il tempo del guasto a partire dal quale la riparazione ha luogo. A tempi asintotici, con valori costanti di λ e μ , la disponibilità è data dal rapporto tra MTTF ($=1/\lambda$) e MTBF ($=1/\lambda + 1/\mu$), cioè:

$$A(\infty) = \frac{1/\lambda}{1/\lambda + 1/\mu} = \frac{\mu}{(\lambda + \mu)}$$

5.4 Distribuzione di Weibull

Questa distribuzione è spesso utilizzata per descrivere ognuno dei tre periodo definiti in relazione alla curva a "vasca da bagno" incontrata precedentemente. Essa si presenta nella forma:

$$f(t) = \frac{\beta}{\eta} \cdot \left(\frac{t-\gamma}{\eta} \right)^{(\beta-1)} \cdot \text{Exp} \left[- \left(\frac{t-\gamma}{\eta} \right)^{\beta} \right]$$

Dove:

- β è il parametro di forma
- η è il parametro di scala e
- γ È il parametro di spostamento

dalle espressioni di $F(t)$, $R(t)$ e $\lambda(t)$ si ottiene:

$$F(t) = 1 - \text{Exp} \left[- \left(\frac{t-\gamma}{\eta} \right)^{\beta} \right]$$

$$R(t) = \text{Exp} \left[- \left(\frac{t-\gamma}{\eta} \right)^{\beta} \right]$$

$$\lambda(t) = \frac{\beta}{\eta} \cdot \left(\frac{t-\gamma}{\eta} \right)^{(\beta-1)}$$

Se $\beta < 1$ la funzione $\lambda(t)$ presenta un andamento decrescente (periodo iniziale).

Se $\beta = 1$ $\lambda(t)$ = costante e si ha la distribuzione esponenziale (periodo utile).

Se $\beta > 1$ la funzione $\lambda(t)$ presenta un andamento crescente (andamento finale di invecchiamento).

Per una descrizione di dettaglio, si veda ad esempio il [2].

5.5 Intervallo di confidenza

Una volta effettuata una simulazione, è necessario stimare la precisione e l'affidabilità dei risultati. Si supponga ad esempio di voler valutare il valore medio di un certo indice di prestazione X , dove X è una variabile aleatoria con valore medio μ e varianza σ^2 . Ripetendo n esperimenti di simulazione, per ipotesi statisticamente indipendenti tra loro, si ottengono n osservazioni indipendenti:

$$X_1, X_2, \dots, X_N$$

Una stima del valore medio μ è data dalla media campionaria:

$$\bar{X}(n) = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n X_i$$

Questo stimatore è anch'esso una variabile aleatoria: ripetendo più volte la simulazione, $\bar{X}(n)$ assume valori diversi. In generale $\bar{X}(n) \neq \mu$ ed è quindi necessario valutare l'affidabilità della stima.

Il metodo dell'intervallo di confidenza consiste nel determinare un intervallo attorno al valore in modo da prevedere con una certa probabilità (detta confidenza) che μ cada in questo intervallo.

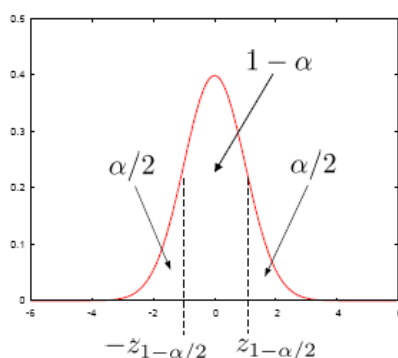
In formule si esprime nel modo seguente:

$$\Pr\{|\bar{X}(n) - \mu| < \delta\} = 1 - \alpha$$

dove δ è la semiampiezza dell'intervallo di confidenza:

$$|\bar{X}(n) - \delta; \bar{X}(n) + \delta|$$

Tipicamente $(1 - \alpha)$ vale 0.9, 0.95 o 0.99, cioè livello di confidenza del 90, 95 o 99% rispettivamente. Se il numero di osservazioni è elevato ($n > 30$) si può assumere che $\bar{X}(n)$ abbia distribuzione gaussiana (teorema del limite centrale).



Se si introduce la variabile aleatoria Z_n :

$$Z_n = \frac{\bar{X}(n) - \mu}{\sqrt{\sigma^2/n}}$$

La variabile Z_n ha valor medio nullo e varianza unitaria con distribuzione gaussiana (variabile normale standard), che ha la distribuzione mostrata a fianco [3].

6 MODELLO DIGSILENT PER I CALCOLI DI AFFIDABILITA'

6.1 Introduzione

I calcoli di affidabilità sono essenziali per la valutazione e il raffronto dei sistemi elettrici di potenza sia come ausilio alla loro progettazione, sia come verifica durante il loro funzionamento. Sebbene le analisi di contingenza non stocastiche (ossia n-1) siano in grado di mettere in evidenza le configurazioni non accettabili del sistema (quelle che portano alla disalimentazione del carico in tutto o in parte), non possono classificare queste configurazioni in termini di frequenza di accadimento e durata del fuori servizio.

Lo strumento per il calcolo dell'affidabilità dei sistemi presente in DiSILENT PowerFactory contiene invece modelli per la valutazione dell'affidabilità di ogni configurazione non accettabile del sistema, insieme con sofisticate tecniche di modellazione che consentono la valutazione di numerosi parametri caratteristici dell'affidabilità globale del sistema in analisi.

I calcoli di affidabilità sono effettuati con metodi probabilistici diretti tenendo conto delle diverse configurazioni di funzionamento del sistema (stati) nel tempo, e supponendo che le probabilità di un generico "stato" dipendano soltanto dal presente e non dal passato, utilizzando i processi aleatori omogenei di MARKOV.

È possibile inoltre effettuare calcoli n-2 tenendo anche conto dei guasti indipendenti di secondo ordine. Quest'opzione più conservativa rispetto al considerare il solo singolo guasto (n-1) è stata utilizzata nello studio.

6.2 Modelli di avaria

I modelli di avaria utilizzano come parametri affidabilistici di ingresso le frequenze media annuali di guasto e le durate media di riparazione per i seguenti componenti:

- Trasformatori;
- Sbarre o quadri;
- Generatori³;
- Linee aeree e cavi.

Come si può notare gli interruttori e i sezionatori non sono inclusi nei componenti dotati di parametri affidabilistici nel modello di DigSILENT.

Per le linee aeree ed i cavi, i dati di frequenze di guasto vengono immessi per unità di lunghezza (km).

Sono anche disponibili modelli che tengono conto di guasti di modo comune tra componenti simili (ad. esempio due linee aeree montate sugli stessi tralicci).

³ Per inserire l'affidabilità dei generatori sono stati introdotti dei trasformatori equivalenti come spiegato al par 6.6

6.3 Enumerazione degli Stati

Sulla base del modello di rete e dei dati di guasto, l'analisi di affidabilità genera e analizza i casi di emergenza (configurazioni non accettabili) che ne derivano.

DigSILENT ha una gestione molto efficiente della valutazione di affidabilità con diversi dati di carico e loro diagramma nel tempo, mediante l'utilizzo delle seguenti tecniche:

- Clustering di stati di carico nell'algoritmo di enumerazione dello stato .
- Analisi delle eventuali correlazioni tra variazioni di carico, riducendo così il numero complessivo di stati del sistema da analizzare.
- Utilizzo di tecniche di approssimazione lineare per migliorare le prestazioni in caso di elevato numero di stati del sistema da analizzare.

6.4 Analisi degli Effetti di Avaria

L'analisi degli effetti di avaria (Failure Effect Analysis - FEA) simula, durante la valutazione di affidabilità di ogni singolo stato del sistema, le potenziali reazioni sia automatiche sia manuali del sistema stesso generate, sia da protezioni/automatismi, sia dagli operatori.

L'analisi degli effetti di avaria comprende:

- Eliminazione automatica dell'avaria grazie ai dispositivi di protezione.
- Isolamento automatico o manuale delle avarie.
- Ripristino automatico o manuale dell'alimentazione con la riconfigurazione della rete.

Il ripristino include sofisticate strategie di sezionamento e metodi di ripristino di alimentazione che operano in tre fasi distinte :

1. Fase 1 : sezionamento effettuato dai dispositivi di commutazione controllati a distanza.
2. Fase 2 : Sub - sezionamento delle aree strategiche
3. Fase 3 : ripristino completo del sistema .

Il sezionamento supporta azioni sia seriali o parallele (sulla base dei tempi di accesso della stazione). Come indicato dal Cliente, nel presente studio si è assunto pari a 30 minuti il tempo necessario per le azioni di sezionamento e per le opportune riconfigurazioni a seguito di guasto.

Il modello considera il possibile sovraccarico del sistema come calcolato nel *load-flow* corrispondente, con eventuale simulazione di trasferimento e/o distacco di carichi.

Nei casi in cui si possa presupporre che il ripristino del sistema non porterà ad alcun sovraccarico per tutti gli stati possibili del sistema stesso, il modello può omettere l'esecuzione del load-flow ed eseguire invece una veloce analisi di connettività di rete.

6.5 Indici di sistema e risultati

Il modello di affidabilità di rete di PowerFactory calcola tutti gli indici di affidabilità più comuni. I seguenti indici sono normalmente disponibili :

1) Indici di sistema (disponibile per punti di alimentazione definiti dall'utente , per zone ed aree):

- a) SAIFI, System Average Interruption Frequency Index .
- b) CAIFI, Customer Average Interruption Frequency Index .
- c) SAIDI, System Average Interruption Duration Index .
- d) CAIDI, Customer Average Interruption Duration Index .
- e) ASIFI, Average System Interruption Frequency Index .
- f) ASIDI, Average System Interruption Duration Index .
- g) ASAI, Average Service Availability Index .
- h) ASUI, Average Service Unavailability Index .
- i) ENS, Energy Not Supplied .
- j) AENS, Average Energy Not Supplied .
- k) ACCI, Average Customer Curtailment Index .
- l) EIC, Expected Interruption Cost .
- m) IEAR, Interrupted Energy Assessment Rate .
- n) SES, System Energy Shed .
- o) LOLE, Loss of Load Expectancy .
- p) LOEE, Loss of Energy Expectation .
- q) LOLF, Loss of Load Frequency .
- r) LORD, Loss of Load Duration .

2) Per ogni punto di alimentazione (carico):

- a) AID, Average Interruption Duration (Durata media di ogni fuori servizio).
- b) ACIF, Average Customer Interruption Frequency .
- c) ACIT, Average Customer Interruption Time .
- d) LPIT, Load Point Interruption Time (Durata annuale totale del fuori servizio = $AID \cdot LPIF$).
- e) LPIF, Load Point Interruption Frequency (Frequenza annuale di fuori servizio).
- f) LPENS, Load Point Energy Not Supplied .
- g) LPEIC, Load Point Expected Interruption Costs .
- h) LPCNS, Load Point Customers Not Supplied .
- i) LPPNS, Load Point Power Not Supplied .
- j) LPPS, Load Point Power Shed .
- k) LPES, Load Point Energy Shed .
- l) LPIC, Load Point Interruption Costs .
- m) TCIF, Total Customer Interruption Frequency .
- n) TCIT, Total Customer Interruption Time

3) Per ogni sbarra:

- a) AID, Average Interruption Duration (Durata media di ogni fuori servizio).
- b) LPIF, Yearly Interruption Frequency (Frequenza annuale di fuori servizio).
- c) LPIT, Yearly Interruption Time (Durata annuale totale del fuori servizio = $AID \cdot LPIF$).

Per lo scopo dell'analisi verranno riportati solo i valori di AID, LPIF, LPIT e MTBF per ogni punto di alimentazione.

6.6 Approssimazioni e semplificazioni utilizzate nel modello di rete

Il software DigSILENT nel modulo di affidabilità ha una limitazione per quanto riguarda il numero di fonti di alimentazione indipendenti che possono alimentare i carichi. Pertanto, anche se nel modello sono stati rappresentati i singoli generatori dei cicli combinati (GG11-GG12-GG21 GG22), in caso di mancanza di alimentazione da RTN sulla sbarra 400kV del sito, il modulo di calcolo di affidabilità non riconosce, nell'attuale versione, i generatori stessi come fonte di alimentazione indipendente e quindi conteggia questa mancanza di alimentazione come fuori servizio di tutto l'impianto. Per ovviare a questo limite software, sono stati inseriti dei trasformatori con affidabilità equivalente a quella dei generatori tra il nodo RTN e l'avvolgimento 15.75kV dei TRM. Questa soluzione permette di considerare correttamente che ai morsetti di ogni TRS insistono due fonti di alimentazione sostanzialmente indipendenti (salvo fenomeni transitori/dinamici qui non considerati) e comunque ottenere un calcolo di load flow con approssimazioni accettabili a valle dei TRS1-2. Negli assetti con TRS in funzione, quindi, si considera correttamente che anche un solo gruppo di generazione possa sostenere l'isola di carico di tutto lo stabilimento in caso di mancanza di rete esterna.

Nel modello non sono inclusi i contributi dovuti ad errori umani, eventi naturali catastrofici e scatti intempestivi di interruttori/protezioni.

Nel modello si è tenuto conto unicamente della frequenza e della durata annuale degli interventi di manutenzione programmata che comportano il fuori servizio di TRS1 e TRS2. Inoltre trasformatore TS3 e la linea LA5 presenti nelle configurazioni pre-TRS non sono stati modellizzati.

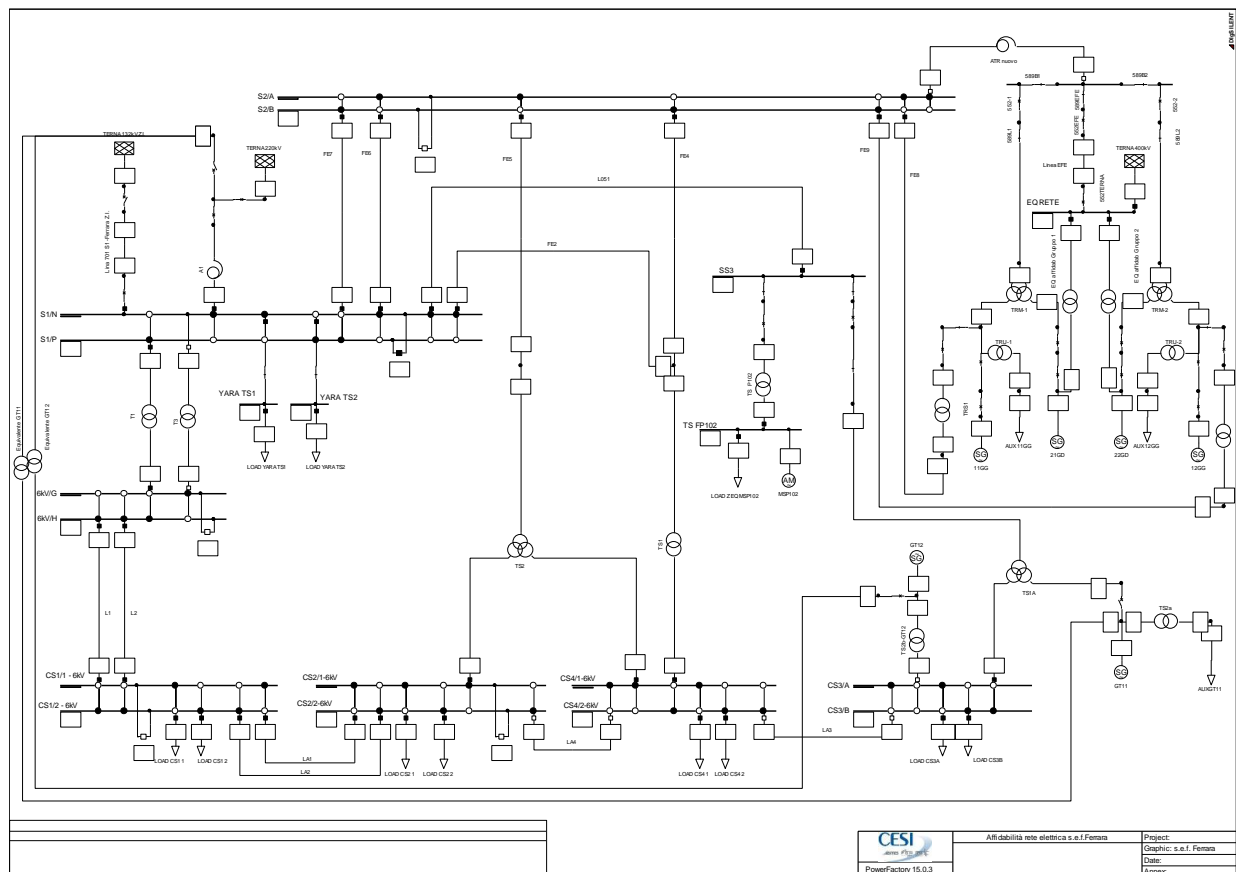


Figura 3 - Modello di rete utilizzato per il calcolo dell'affidabilità

6.7 Dati di Affidabilità dello Studio

I dati di affidabilità utilizzati nello studio sono stati ricavati dalle seguenti banche dati:

- a) REPLACEMENTS, UNITS, SERVICE LIVES, FACTORS - Prepared by U.S. Department of Energy, U.S. Department of the Interior and Western Area Power Administration U.S. Bureau of Reclamation. December, 2005
- b) European Industry Reliability Data Bank: EIReDA 1998, A joint publication of the European Commission and Electricite de France CRETE UNIVERSITY PRESS, 1998.
- c) IEEE Std.493-2007: "Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems"
- d) "An international survey on failures in large power transformers in service", Final Report of CIGRE Working Group 12.05: Reliability, Electra No.88, pp. 20-48, May 1983.
- e) CIGRE Brochure 379: "Update of Service Experience of HV Underground And Submarine Cable Systems", April 2009.
- f) Dati Enel e TERNA elaborati da CESI.

Si è utilizzato la distribuzione di Weibull per la modellazione dei tassi di guasto nelle due fasi di vita utile e di usura della curva a vasca da bagno.

I dati per il calcolo dei parametri delle distribuzioni di Weibull sono stato ricavati dalla banca dati di cui al riferimento a), elaborati da CESI e per un livello di confidenza del 95%. Dalle altre banche dati sono stati invece ricavati i tassi di guasto costanti ed i tempi medi di fuori servizio.

Ad esempio, la distribuzione di Weibull utilizzata per i trasformatori ad alta tensione, per un livello di confidenza del 95% è caratterizzata dai seguenti parametri:

| Parametro | Valore | Unità |
|-----------|--------|---------------|
| β | 2.37 | adimensionale |
| η | 42.47 | anni |
| γ | 0.0 | anni |

Per quanto riguarda l'affidabilità della rete esterna a 132kV e 380kV sono stati assunti i dati ricavati dal rapporto "QUALITA' DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE RAPPORTO ANNUALE PER L'ANNO 2012" di Terna. L'indice SAIFI + MAIFI, che rappresenta il numero medio di disalimentazioni brevi e lunghe per Utente, è fornito come media su tutti i livelli di tensione AT e AAT, per tutti gli eventi che hanno prodotto interruzioni brevi e lunghe con disalimentazione degli Utenti direttamente connessi alla RTN.

In Figura 4 è riportato l'indice SAIFI + MAIFI per le varie zone d'Italia mentre in Figura 5 è riportato il tempo medio di disalimentazione di ogni interruzione. Per la zona di Firenze quindi un utente in media si può attendere una disalimentazione ogni 16 anni della durata di 5 secondi circa. Nel presente studio è stato assunto un tempo medio di disalimentazione di 6 minuti, minimo valore accettato dal software.

Le reti equivalenti a monte delle linee EFE 380kV e L701 132kV nel modello presentano gli stessi dati di affidabilità, in quanto non sono al momento disponibili dati differenziati per livello di tensione.

Quest'approssimazione è conservativa per il livello 380kV (che in generale ha un'affidabilità più alta) ma fornisce risultati meno conservativi in termini di affidabilità per il livello 132kV (in genere meno affidabile dei livelli di tensione superiori).

Per l'equivalente affidabilistico della rete a 220kV a monte del trasformatore A1 si è utilizzato un valore, comunicato da s.e.f. secondo l'esperienza pregressa, pari a 1 disalimentazione ogni 5 anni della durata di 6 minuti.

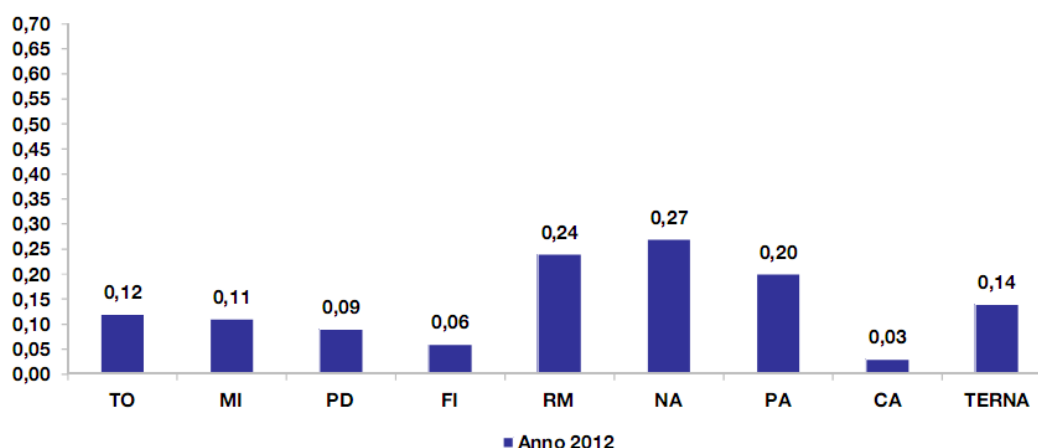


Fig.3a – Andamento performance annuale (anno 2012) indicatore SAIFI+MAIFI Terna

Figura 4 Numero di disalimentazioni all'anno per cliente estratto da "QUALITA' DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE RAPPORTO ANNUALE PER L'ANNO 2012" TERNA

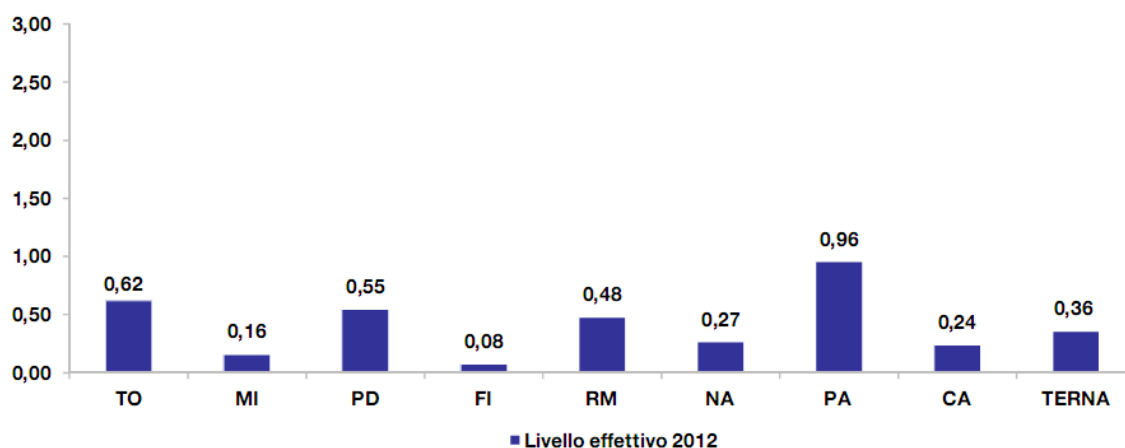


Fig.6a – Andamento performance annuale (anno 2012) indicatore AIT Terna

Figura 5 Tempo medio di disalimentazione in minuti estratto da "QUALITA' DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE RAPPORTO ANNUALE PER L'ANNO 2012" TERNA

Le frequenze di guasto dei componenti utilizzate nel modello sono riportate in Figura 6 e in Figura 7

| Componente | | Sn MVA | V1 kV | V2 kV | Vcc % | Età anni | Frequenza eventi/ unità anno | | MDT h/evento | Riferimento dati |
|---------------|-----------|-------------|----------|-----------|----------|-------------|---------------------------------------|-----|-----------------|--|
| TRASFORMATORI | TRU1/TRU2 | 20 | 19 | 6.3 | 10.0 | 8 | 0.006 | 175 | 93 | Per le frequenze di guasto: REPLACEMENTS, UNITS, SERVICE LIVES, FACTORS - Prepared by U.S. Department of Energy, U.S. Department of the Interior and Western Area Power Administration U.S. Bureau of Reclamation. December, 2005 |
| | TRM1/TRM2 | 440/280/160 | 400 | 19/15.75 | 10.7 | 6 | 0.004 | 263 | 2880 | |
| | TRS1/TRS2 | 250 | 135 | 19 | 12.7 | 5 | 0.032 | 31 | 2880 | |
| | TS1A | 50/50/50 | 126 | 6/6.44 | 12.0 | 41 | 0.053 | 19 | 230 | |
| | TS1 | 30 | 126 | 6.44 | 11.9 | 24 | 0.026 | 39 | 230 | |
| | TS2 | 60/30/30 | 126 | 6.44/6.44 | 11.4 | 1 | 0.003 | 336 | 230 | |
| | T1 | 40 | 126 | 6.44 | 9.4 | 52 | 0.074 | 14 | 230 | Per i tempi di fuori servizio: 1 - "An international survey on failures in large power transformers in service", Final Report of CIGRE Working Group 12.05: Reliability, Electra No.88, pp. 20-48, May 1983. 2 - The European Industry Reliability Data Bank EIREDA, 1998. |
| | T3 | 18 | 126 | 6.44 | 9.3 | 61 | 0.094 | 11 | 230 | |
| | TS P102 | 18 | 126 | 6 | 9.3 | 38 | 0.048 | 21 | 230 | |
| | TS2b | 20.5 | 6.44 | 6.3 | 10.0 | 20 | 0.020 | 50 | 93 | |
| | TS2a | 6.3 | 6.3 | 6 | 6.2 | 31 | 0.028 | 36 | 93 | |
| | A1 | 95 | 220 | 132 | 11.7 | 39 | 0.050 | 20 | 230 | |
| | ATR nuovo | 160 | 400 | 132 | 12.0 | 0 | 0.006 | 172 | 3600 | |
| QUADRI | 6 kV | | | | | - | 0.009 | 117 | 18 | The European Industry Reliability Data Bank EIREDA |
| SBARRE | 132 kV | | | | | - | 0.019 | 52 | 8 | Dati Enel elaborati da CESI. |
| | 400 kV | | | | | - | 0.015 | 66 | 50 | Dati Enel elaborati da CESI. |
| GENERATORI | GG1/GG2 | 300 | 19 | | | - | 1.730 | 0.6 | 44 | IEEE Std 493 -2007 (Revision of IEEE Std 493-1997): "IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power |
| | GD1/GD2 | 170 | 15.75 | | | - | 1.730 | 0.6 | 44 | |
| | GT11 | 55 | 6 | | | - | 4.790 | 0.2 | 103 | NERC Generating availability data system 2009- Fossil oil primary 0-99MW |
| | GT12 | 20.5 | 6 | | | - | 4.790 | 0.2 | 103 | |
| RETE AT | 400 kV | | | | | - | 0.060 | 17 | 0.10 | Dati TERNA 2012 |
| | 132 kV | | | | | - | 0.060 | 17 | 0.10 | |
| | 220kV | | | | | - | 0.200 | 5 | 0.10 | Dati s.e.f. |

Figura 6 – Dati elettrici affidabilistici di input considerati nello studio

| Componente | | Tipo | Tensione kV | Lunghezza km | Portata kA | Età anni | Frequenza eventi/ km anno | | MDT h/evento | Riferimento dati |
|------------|----------|-------|----------------|-----------------|---------------|-------------|---------------------------------|-----|-----------------|--|
| LINEE | L701 | aereo | 132 | 0.60 | 0.65 | n.d. | 0.019 | 53 | 22.3 | Dati TERNA 2002 - 2007 elaborati da CESI |
| | L051 | aereo | 132 | 1.25 | 0.30 | n.d. | 0.019 | 53 | 22.3 | |
| | EFE-1 | cavo | 400 | 2.05 | 1.24 | 7 | 0.011 | 94 | 230 | |
| | FE2 f.s. | cavo | 132 | 1.17 | 0.40 | 45 | 0.017 | 60 | 130 | CIGRE' BROCHURE 379 - "Update of Service Experience of HV Underground and Submarine Cable Systems" |
| | FE4 | cavo | 132 | 0.63 | 0.30 | 1 | 0.004 | 253 | 130 | |
| | FE5 | cavo | 132 | 0.61 | 0.30 | 1 | 0.004 | 253 | 130 | |
| | FE6 | cavo | 132 | 1.01 | 0.60 | 1 | 0.004 | 253 | 130 | |
| | FE7 | cavo | 132 | 0.97 | 0.60 | 1 | 0.004 | 253 | 130 | |
| | FE8 | cavo | 132 | 0.33 | 1.01 | 1 | 0.004 | 253 | 130 | |
| | FE9 | cavo | 132 | 0.26 | 0.95 | 1 | 0.004 | 253 | 130 | |
| | LA1 | cavo | 6 | 1.15 | 2.10 | 8 | 0.020 | 49 | 35 | IEEE Std 493 - 2007 (Revision of IEEE Std 493-1997): "IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems". |
| | LA2 | cavo | 6 | 1.15 | 2.10 | 8 | 0.020 | 49 | 35 | |
| | LA3 | cavo | 6 | 0.90 | 1.50 | 40 | 0.020 | 49 | 35 | |
| | LA4 | cavo | 6 | 0.06 | 1.88 | 24 | 0.020 | 49 | 35 | |
| | L1 | cavo | 6 | 0.70 | 1.50 | 60 | 0.020 | 49 | 35 | |
| | L2 | cavo | 6 | 0.70 | 1.50 | 60 | 0.020 | 49 | 35 | |

Figura 7 – Dati elettrici e affidabilistici di input considerati nello studio

6.8 Dati dei Carichi

I dati dei carichi comunicati da s.e.f per gli assetti attuali (Assetto 2,3,4 e 5) sono riportati in Figura 8. Il motore MSP 102 è stato rappresentato tramite modello equivalente e presenta un carico di 10 MW, il carico fittizio EQ MSP 102 è stato introdotto unicamente per ricavare il valore di affidabilità della sbarra TS FP102.

| Cabina-sbarra | P [MW] | Q[Mvar] | Cosfi |
|---------------|--------|---------|-------|
| CS1 1 | 2.3 | 1.7 | 0.8 |
| CS1 2 | 4.5 | 3.4 | 0.8 |
| CS2 1 | 3.7 | 2.8 | 0.8 |
| CS2 2 | 7.7 | 5.8 | 0.8 |
| CS3 1 | 3.2 | 2.4 | 0.8 |
| CS3 2 | 20 | 15.0 | 0.8 |
| CS4 1 | 9 | 6.8 | 0.8 |
| CS4 2 | 9.8 | 7.4 | 0.8 |
| YARA TS1 | 13.2 | 8.5 | 0.84 |
| YARA TS2 | 9.4 | 6.1 | 0.84 |
| EQ MSP102 | 0.1 | 0.1 | 0.8 |

Figura 8 – Potenza massima considerata negli assetti attuali. In rosso i dati forniti da s.e.f., in blu le assunzioni CESI, in nero i dati calcolati.

I dati dei carichi per gli assetti precedenti all'inserzione dei TRS (Assetti 1A e 1B), riportati in Figura 9, sono lievemente diversi per via della non modellizzazione di TS3 e dei relativi carichi.

| Cabina-sbarra | P [MW] | Q[Mvar] | Cosfi |
|---------------|--------|---------|-------|
| CS1 1 | 2.5 | 1.9 | 0.8 |
| CS1 2 | 4.5 | 3.4 | 0.8 |
| CS2 1 | 4 | 3.0 | 0.8 |
| CS2 2 | 7.7 | 5.8 | 0.8 |
| CS3 1 | 3.2 | 2.4 | 0.8 |
| CS3 2 | 20 | 15.0 | 0.8 |
| CS4 1 | 5 | 3.8 | 0.8 |
| CS4 2 | 7 | 5.3 | 0.8 |
| YARA TS1 | 13.2 | 8.5 | 0.84 |
| YARA TS2 | 9.4 | 6.1 | 0.84 |
| EQ MSP102 | 0.1 | 0.1 | 0.8 |

Figura 9 – Potenza massima considerata negli assetti pre-TRS. In rosso i dati forniti da s.e.f., in blu le assunzioni CESI, in nero i dati calcolati.

7 DESCRIZIONE DEGLI ASSETTI DI RETE CONSIDERATI NELLO STUDIO

Le simulazioni effettuate sulla rete di stabilimento hanno riguardato gli assetti seguenti:

- Assetto 1A: Rete elettrica s.e.f. prima dell'inserzione dei TRS1-2 con possibilità di mantenere l'isola di carico da parte dei generatori GT11-GT12
- Assetto 1B: Rete elettrica s.e.f. prima dell'inserzione dei TRS1-2 senza possibilità di mantenere l'isola di carico da parte dei generatori GT11-GT12
- Assetto 2: Rete elettrica s.e.f. attuale
- Assetto 3: Rete elettrica s.e.f. attuale con fuori servizio di TRS1 e aggiunta di un ATR 400/132kV in sostituzione di TRS1
- Assetto 4: Rete elettrica s.e.f. attuale con fuori servizio di TRS1 e utilizzo della linea L701 a 132kV in sostituzione di TRS1
- Assetto 5: Rete elettrica attuale s.e.f. con fuori servizio di TRS1 e chiusura del congiuntore di S2 in sostituzione di TRS1

7.1 Assetti precedenti inserzione TRS

La Figura 10 rappresenta la configurazione impiantistica della rete del sito s.e.f. di Ferrara prima dell'installazione dei TRS.

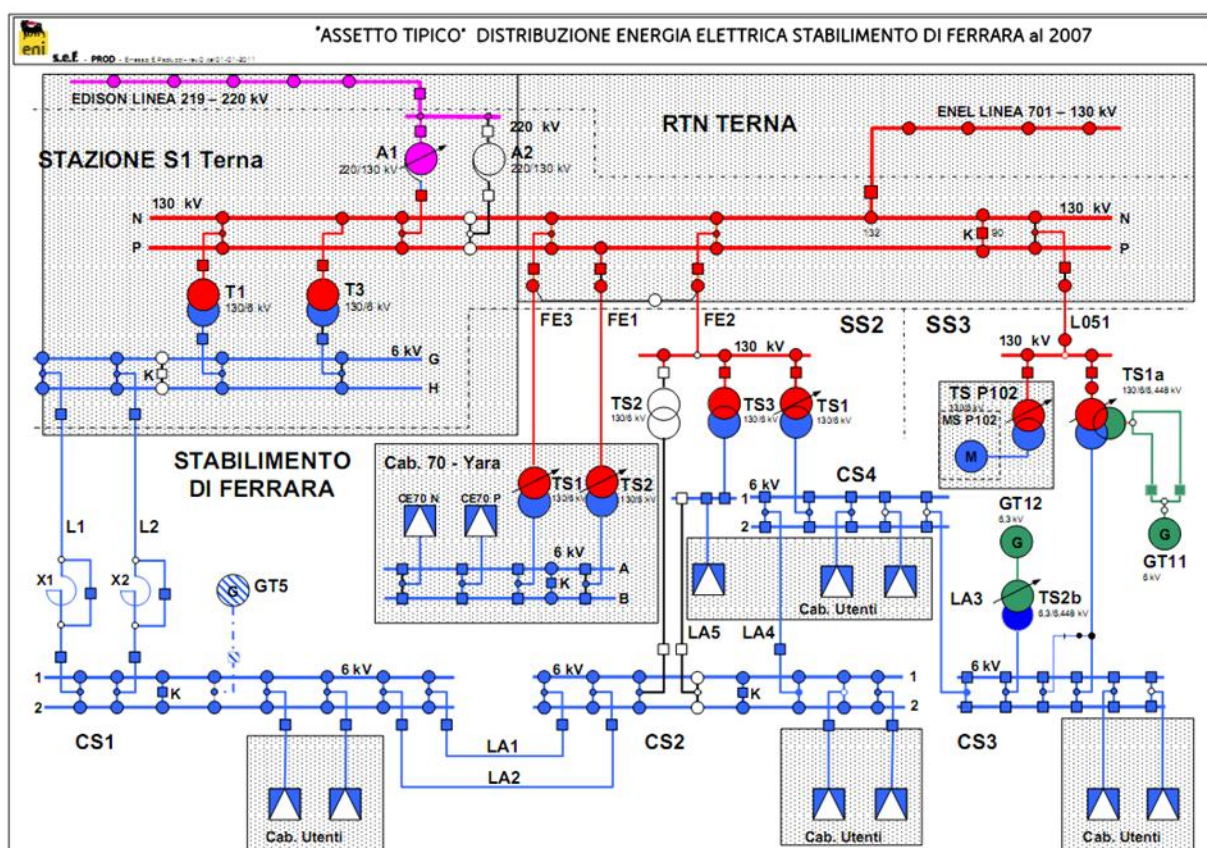


Figura 10— Schema di alimentazione AT-MT pre-TRS

7.1.1 Assetto 1A

L'Assetto 1A riportato in Figura 11, antecedente l'installazione dei TRS1-2 prevedeva l'alimentazione dello stabilimento tramite due linee elettriche aeree. La linea L701 a 132kV lunga circa 600m connetteva la sbarra N della stazione S1 al nodo di Ferrara Z.I. La linea L219 a 220kV connetteva in antenna tramite l'autotrasformatore A1, la sbarra P di S1 al RTN. I due generatori interni allo stabilimento, GT11 e GT12, iniettavano potenza sulla porzione di rete alimentata tramite una linea 220kV. Lo schema di alimentazione in questo assetto prevede che le sbarre di carico per le varie CS (a parte la cabina CS4) siano separate e ad ognuna arrivi un'alimentazione indipendente. L'Assetto 1A, in cui operavano i generatori a vapore GT11 e GT12, è stato simulato tramite la stessa soluzione modellistica descritta al par. 6.6 e utilizzata per i generatori dei nuovi cicli combinati. L'assetto 1A modellizzato per il calcolo di affidabilità è riportato in Figura 11.

7.1.2 Assetto 1B

L'Assetto 1B risulta analogo all'Assetto 1A tranne che per i generatori GT11 e GT12 che in questo caso non sono considerati fonti indipendenti di alimentazione per tenere conto che, come comunicato da s.e.f., per un rilevante numero di giorni all'anno tali generatori non erano in grado di sostenere l'isola di carico in caso di distacco intempestivo dalla RTN. L'assetto 1B modellizzato per il calcolo di affidabilità è riportato in Figura 12.

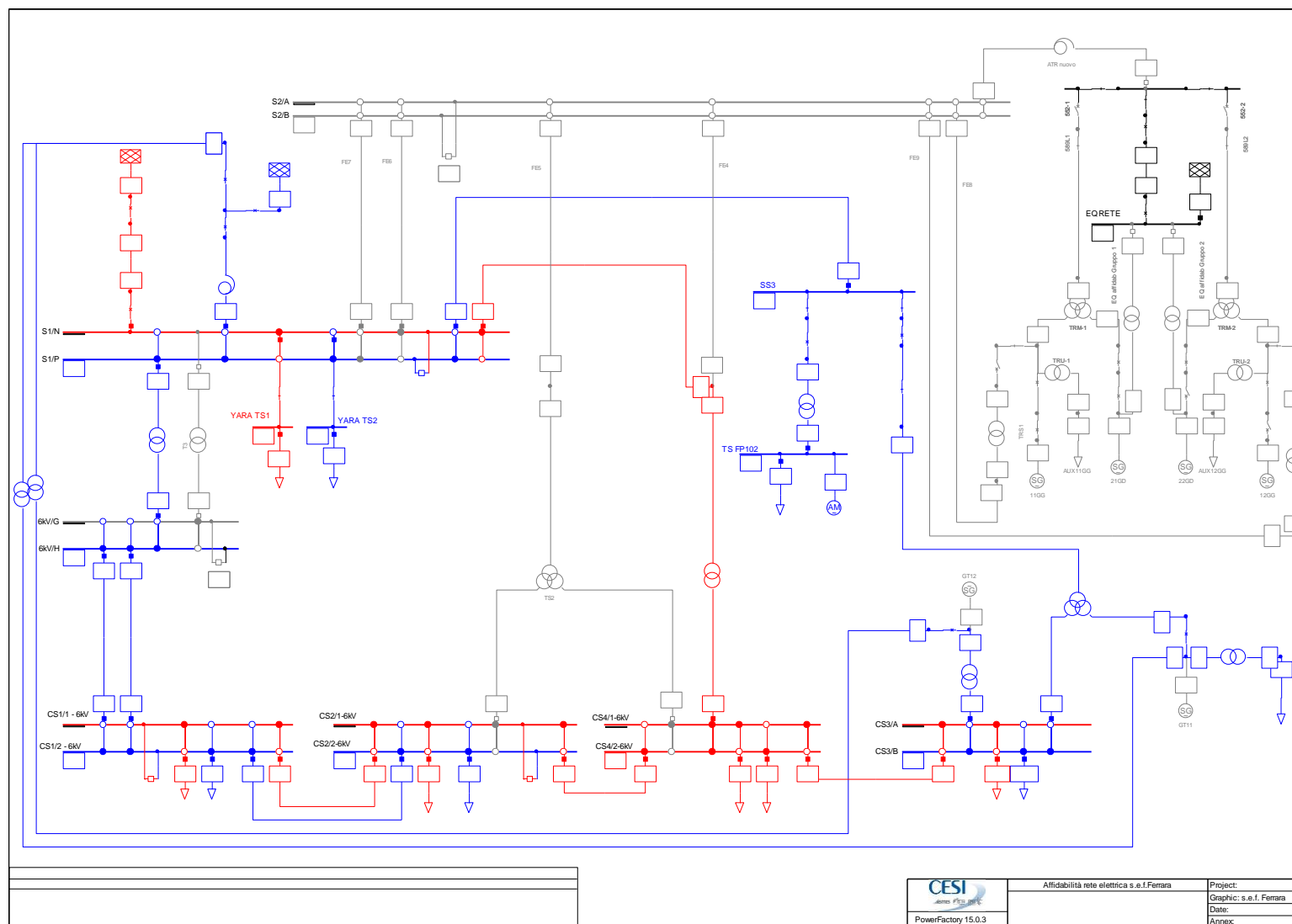


Figura 11-Assetto 1A: Rete elettrica prima dell'inserzione dei TRS1-2 senza possibilità di alimentare

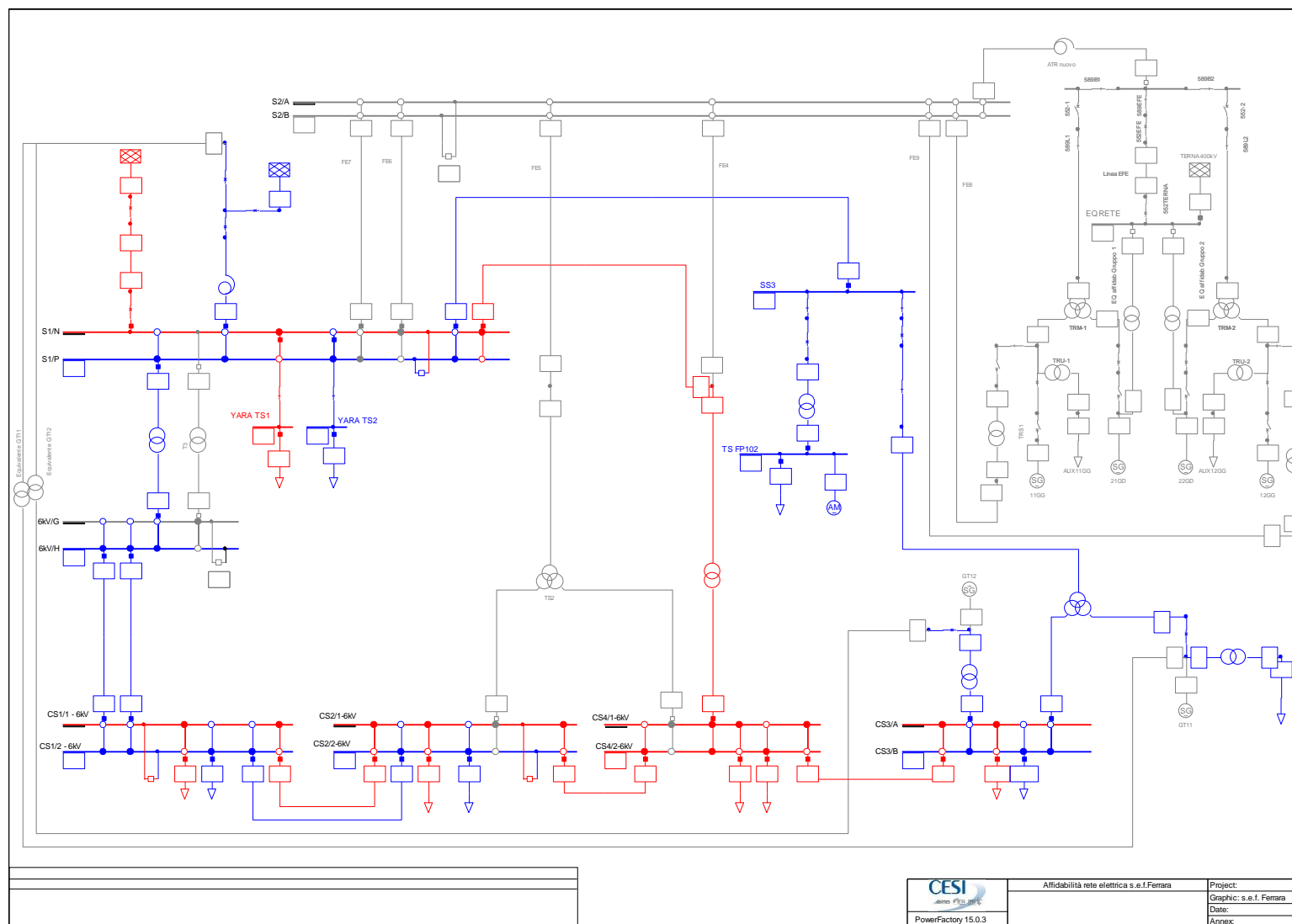


Figura 12-Assetto 1B: Rete elettrica prima dell'inserzione dei TRS1-2

7.2 Assetto 2

L'Assetto 2 rappresenta la situazione attuale della rete di distribuzione dell'impianto s.e.f. di Ferrara. I TRS alimentano le nuove sbarre 132kV in S2 da cui partono le alimentazioni verso le sbarre di S1 e i TR AT/MT di distribuzione dello stabilimento. L'assetto 2 modellizzato per il calcolo di affidabilità è riportato in Figura 13.

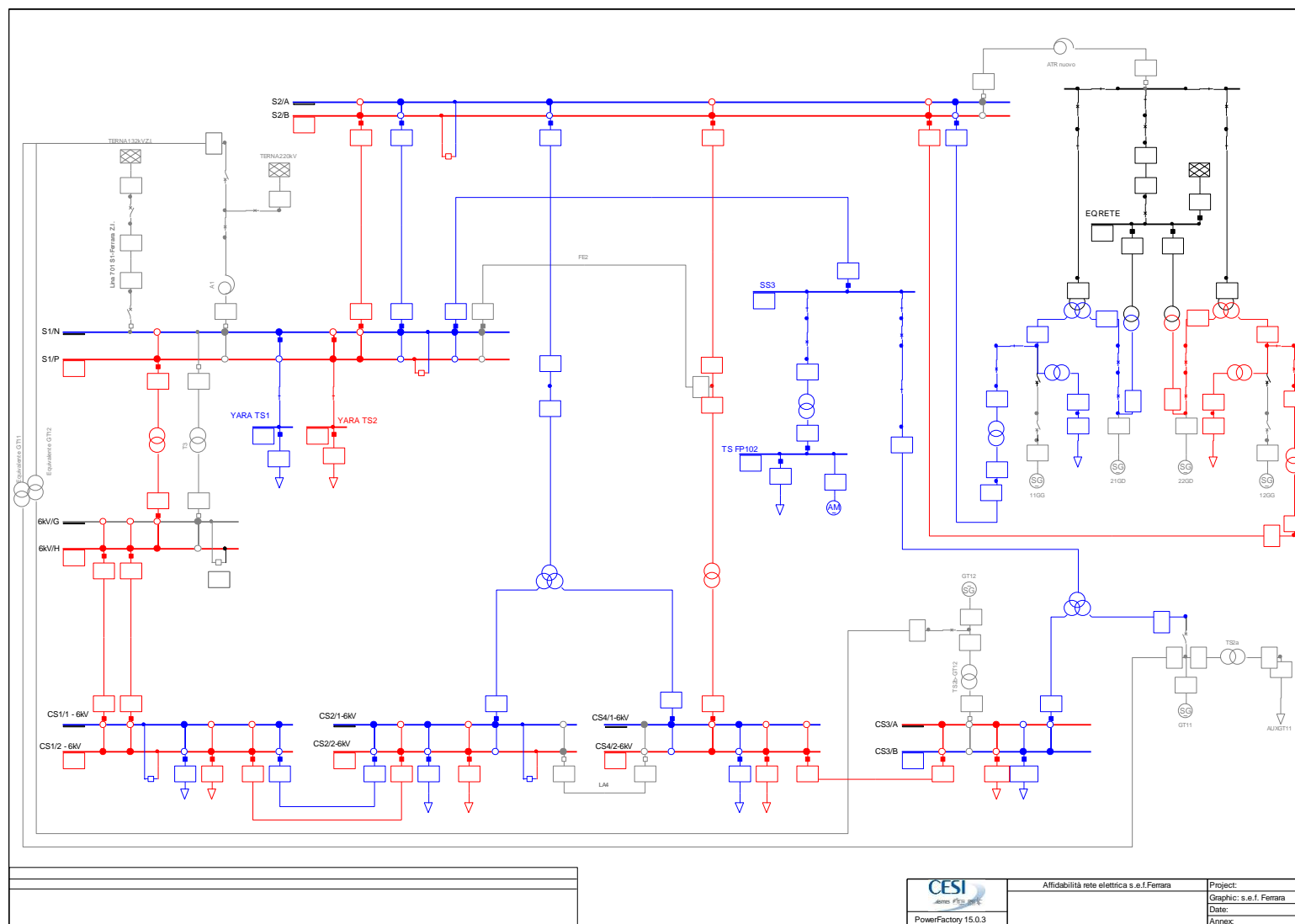


Figura 13-Assetto 2: Rete elettrica attuale

7.3 Assetto 3

Nell'Assetto 3 è stata ipotizzata l'inserzione di un ATR 400/132kV tra la sbarra 400kV dei cicli combinati e partenza linea EFE e la stazione S2 a 132kV, in alternativa a uno dei TRS, che si suppone fuori servizio in manutenzione.

L'assetto 3 modellizzato per il calcolo di affidabilità è riportato in Figura 14 supponendo TRS1 fuori servizio (equivalente al TRS2).

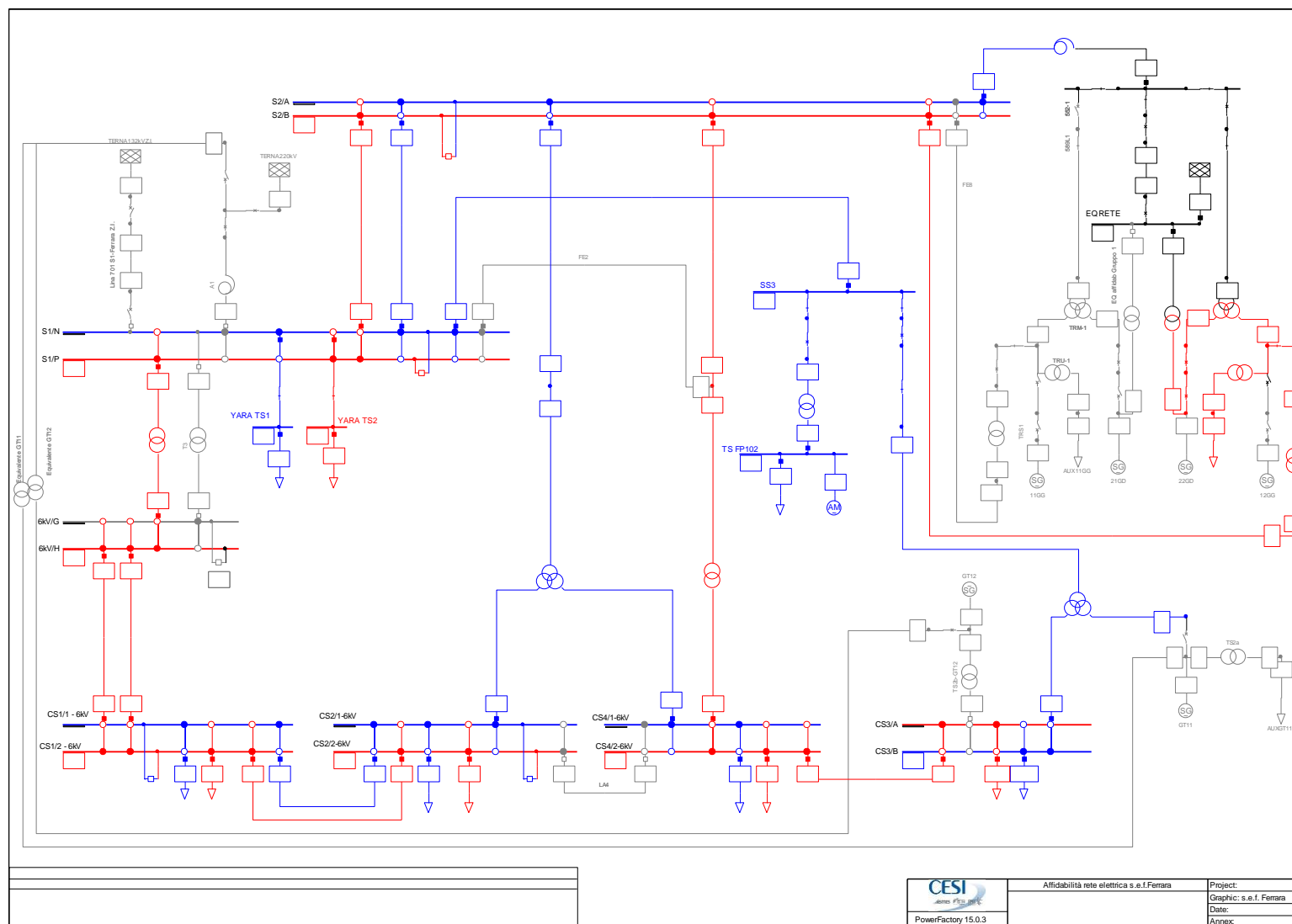


Figura 14-Assetto 3: Rete elettrica attuale con fuori servizio di TRS1 e aggiunta di un ATR 400/132kV in sostituzione di TRS1

7.4 Assetto 4

Nell'Assetto 4 è stato ipotizzato che durante il periodo di manutenzione di ciascuno dei TRS venga inserita la linea L701 a 132kV quale fonte di alimentazione indipendente sulla sbarra N di S1. Anche in questo assetto si prevede l'alimentazione indipendente delle due sbarre delle cabine CS a 6kV dello stabilimento.

L'Assetto 4 modellizzato per il calcolo di affidabilità è riportato in Figura 15 supponendo TRS1 fuori servizio (equivalente al TRS2).

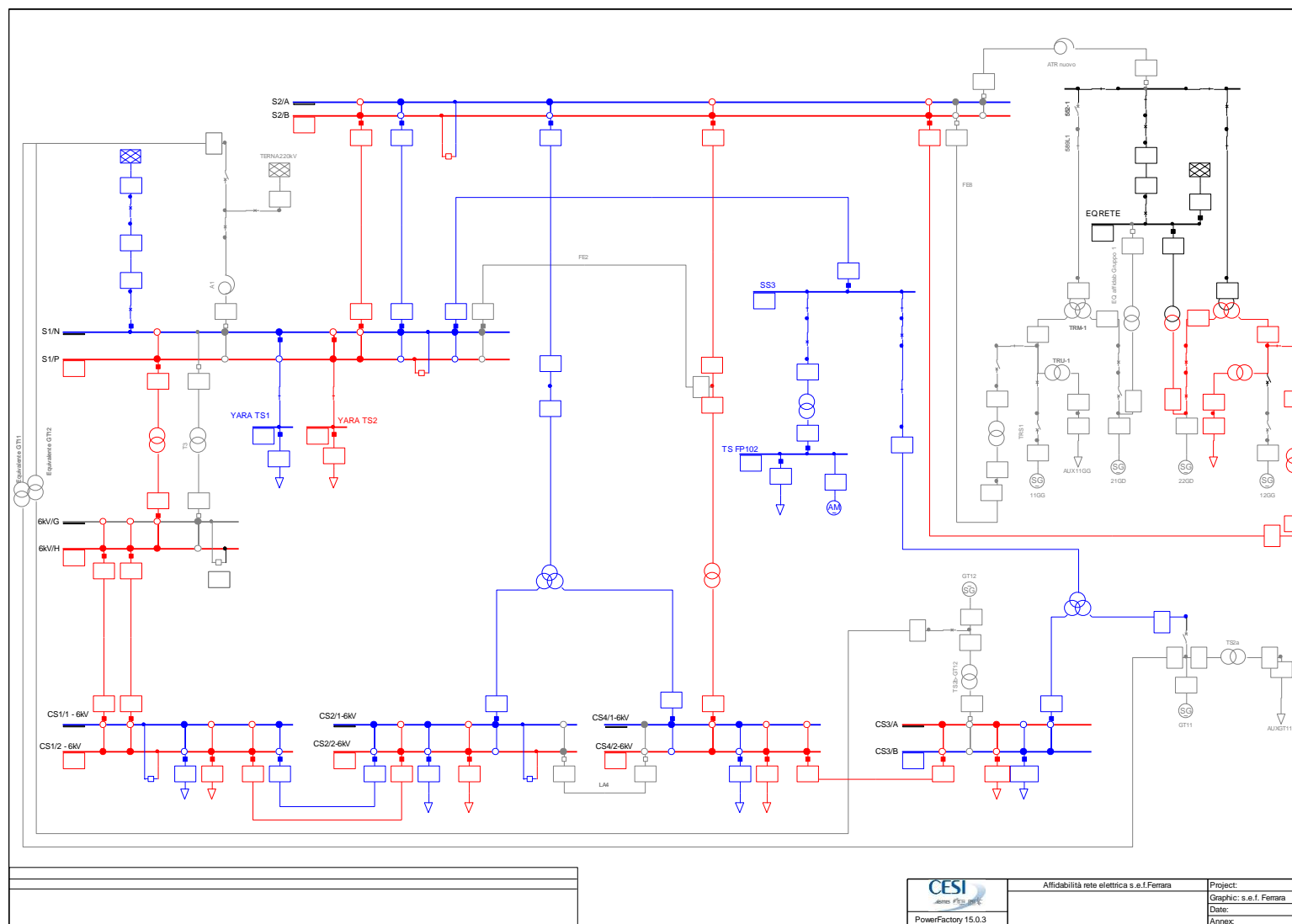


Figura 15-Assetto 4: Rete elettrica attuale con fuori servizio di TRS1 e utilizzo della linea L701 a 132kV in sostituzione di TRS1

7.5 Assetto 5

Nell'Assetto 5 è stato ipotizzato che durante il periodo di manutenzione di ciascuno dei TRS venga chiuso il congiuntore k in S2 alimentando tutto lo stabilimento tramite un unico trasformatore, pratica normalmente diffusa in ambito industriale.

L'Assetto 5 modellizzato per il calcolo di affidabilità è riportato in Figura 16 supponendo TRS1 fuori servizio (equivalente al TRS2).

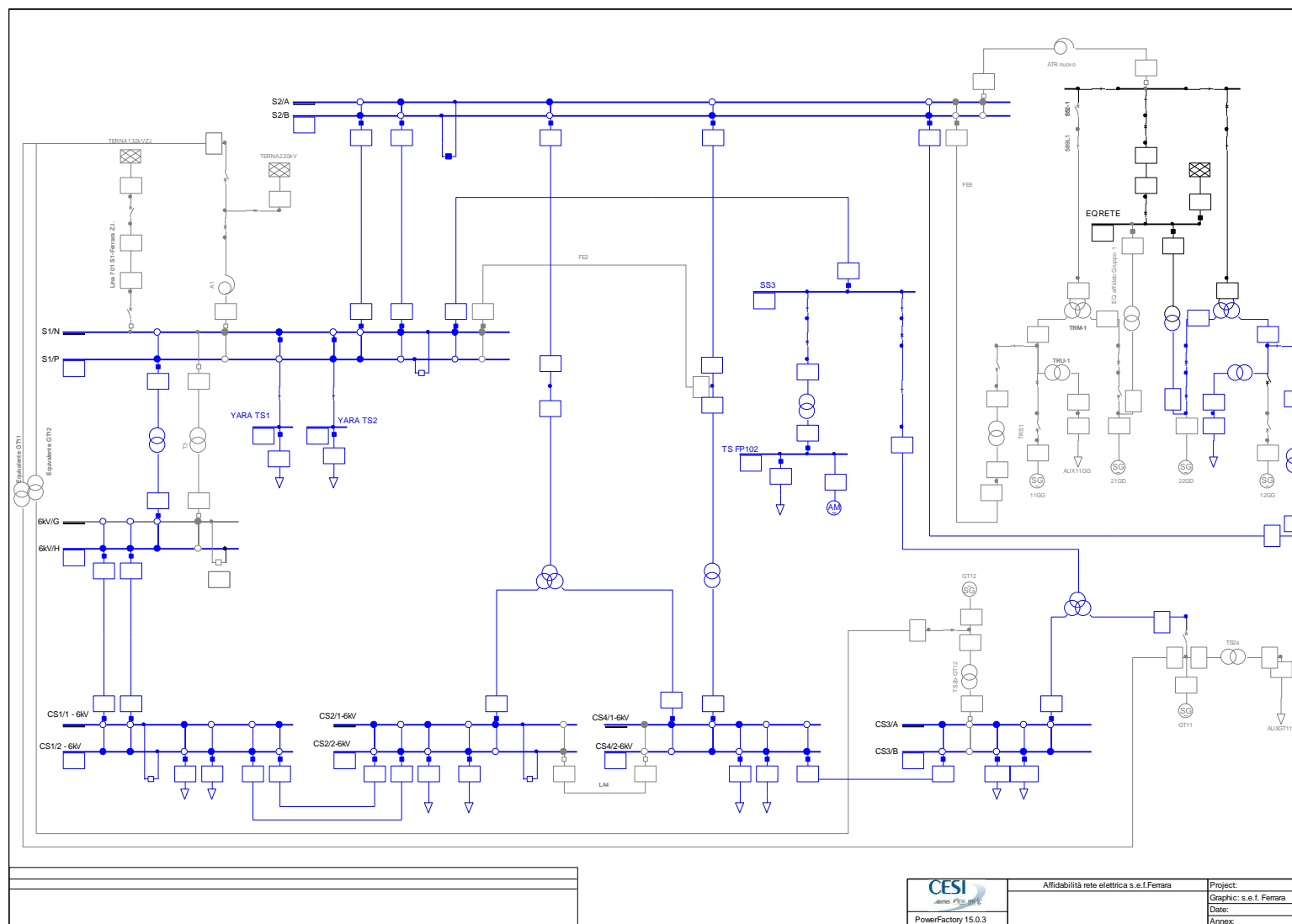


Figura 16-Assetto 5: Rete elettrica attuale con fuori servizio di TRS1 e chiusura del congiuntore di S2 in sostituzione di TRS1

8 RISULTATI DELLE SIMULAZIONI

Nelle tabelle seguenti sono riportati i risultati delle simulazioni per il calcolo dell'affidabilità in ogni assetto previsto e per ognuno dei carichi presi in esame.

| Assetto 1A: Rete elettrica prima dell'inserzione dei TRS1-2-GT11 GT12 | | | | | |
|---|----------------|-----------------|-------------|------------------|------------------|
| Name | Act.Pow. MW | AID h/evento | LPIT h/a | LPIF eventi/a | MTBF a/evento |
| LOAD CS1 1 | 2.5 | 0.6 | 0.1 | 0.19 | 5.3 |
| LOAD CS1 2 | 4.5 | 116.7 | 17.4 | 0.15 | 6.7 |
| LOAD CS2 1 | 4 | 1.5 | 0.2 | 0.17 | 6.0 |
| LOAD CS2 2 | 7.7 | 4.1 | 0.7 | 0.18 | 5.5 |
| LOAD CS3A | 3.2 | 0.7 | 0.1 | 0.18 | 5.7 |
| LOAD CS3B | 20 | 124.8 | 12.3 | 0.10 | 10.2 |
| LOAD CS4 1 | 5 | 0.8 | 0.1 | 0.15 | 6.7 |
| LOAD CS4 2 | 7 | 0.7 | 0.1 | 0.15 | 6.7 |
| LOAD YARA TS1 | 13.2 | 1.9 | 0.2 | 0.10 | 10.0 |
| LOAD YARA TS2 | 9.4 | 2.8 | 0.2 | 0.06 | 17.1 |
| LOAD Z EQ MSP102 | 0.1 | 102.9 | 12.0 | 0.12 | 8.6 |

Figura 17 – Risultati affidabilistici relativi all'Assetto 1A

| Assetto 1B: Rete elettrica prima dell'inserzione dei TRS1-2-GT11 GT12 f.s. | | | | | |
|--|----------------|-----------------|-------------|------------------|------------------|
| Name | Act.Pow. MW | AID h/evento | LPIT h/a | LPIF eventi/a | MTBF a/evento |
| LOAD CS1 1 | 2.5 | 61.1 | 16.9 | 0.28 | 3.6 |
| LOAD CS1 2 | 4.5 | 1.6 | 0.6 | 0.36 | 2.8 |
| LOAD CS2 1 | 4 | 1.1 | 0.2 | 0.16 | 6.2 |
| LOAD CS2 2 | 7.7 | 0.7 | 0.3 | 0.39 | 2.5 |
| LOAD CS3A | 3.2 | 1.1 | 0.2 | 0.18 | 5.6 |
| LOAD CS3B | 20 | 35.8 | 12.6 | 0.35 | 2.8 |
| LOAD CS4 1 | 5 | 2.0 | 0.3 | 0.15 | 6.6 |
| LOAD CS4 2 | 7 | 1.1 | 0.2 | 0.15 | 6.6 |
| LOAD YARA TS1 | 13.2 | 2.7 | 0.3 | 0.10 | 9.6 |
| LOAD YARA TS2 | 9.4 | 1.3 | 0.4 | 0.29 | 3.4 |
| LOAD Z EQ MSP102 | 0.1 | 33.3 | 11.6 | 0.35 | 2.9 |

Figura 18 – Risultati affidabilistici relativi all'Assetto 1B

| Assetto 2: Rete elettrica attuale | | | | | |
|-----------------------------------|----------------|-----------------|-------------|------------------|------------------|
| Name | Act.Pow. MW | AID h/evento | LPIT h/a | LPIF eventi/a | MTBF a/evento |
| | 2.3 | 12.4 | 1.4 | 0.11 | 8.9 |
| LOAD CS1 2 | 4.5 | 8.0 | 1.4 | 0.18 | 5.6 |
| LOAD CS2 1 | 3.7 | 17.1 | 1.4 | 0.08 | 12.3 |
| LOAD CS2 2 | 7.7 | 6.9 | 1.5 | 0.21 | 4.8 |
| LOAD CS3A | 3.2 | 11.2 | 1.5 | 0.13 | 7.5 |
| LOAD CS3B | 20 | 79.9 | 13.9 | 0.17 | 5.8 |
| LOAD CS4 1 | 9 | 17.1 | 1.4 | 0.08 | 12.3 |
| LOAD CS4 2 | 9.8 | 13.5 | 1.4 | 0.10 | 9.7 |
| LOAD YARA TS1 | 13.2 | 14.1 | 1.5 | 0.11 | 9.2 |
| LOAD YARA TS2 | 9.4 | 14.2 | 1.5 | 0.11 | 9.2 |
| LOAD Z EQ MSP102 | 0.1 | 75.6 | 12.7 | 0.17 | 5.9 |

Figura 19 – Risultati affidabilistici relativi all'Assetto 2

| Assetto 3: Rete elettrica attuale con fuori servizio di TRS1 e aggiunta di un ATR 400/132kV in sostituzione di TRS1 | | | | | |
|---|----------------|-----------------|-------------|------------------|------------------|
| Name | Act.Pow. MW | AID h/evento | LPIT h/a | LPIF eventi/a | MTBF a/evento |
| LOAD CS1 1 | 2.3 | 3.9 | 0.5 | 0.12 | 8.2 |
| LOAD CS1 2 | 4.5 | 3.0 | 0.5 | 0.18 | 5.5 |
| LOAD CS2 1 | 3.7 | 5.1 | 0.5 | 0.09 | 11.0 |
| LOAD CS2 2 | 7.7 | 2.6 | 0.6 | 0.21 | 4.7 |
| LOAD CS3A | 3.2 | 4.4 | 0.6 | 0.14 | 7.3 |
| LOAD CS3B | 20 | 70.3 | 12.9 | 0.18 | 5.4 |
| LOAD CS4 1 | 9 | 5.1 | 0.5 | 0.09 | 11.0 |
| LOAD CS4 2 | 9.8 | 4.7 | 0.5 | 0.11 | 9.4 |
| LOAD YARA TS1 | 13.2 | 5.2 | 0.6 | 0.12 | 8.4 |
| LOAD YARA TS2 | 9.4 | 5.8 | 0.6 | 0.11 | 8.9 |
| LOAD Z EQ MSP102 | 0.1 | 66.0 | 11.8 | 0.18 | 5.6 |

Figura 20 – Risultati affidabilistici relativi all'Assetto 3

| Assetto 4: Rete elettrica attuale con fuori servizio di TRS1 e utilizzo della linea L701 a 132kV in sostituzione di TRS1 | | | | | |
|--|----------------|-----------------|-------------|------------------|------------------|
| Name | Act.Pow. MW | AID h/evento | LPIT h/a | LPIF eventi/a | MTBF a/evento |
| LOAD CS1 1 | 2.3 | 0.6 | 0.1 | 0.15 | 6.7 |
| LOAD CS1 2 | 4.5 | 0.7 | 0.1 | 0.18 | 5.5 |
| LOAD CS2 1 | 3.7 | 0.6 | 0.1 | 0.12 | 8.5 |
| LOAD CS2 2 | 7.7 | 0.7 | 0.2 | 0.21 | 4.7 |
| LOAD CS3A | 3.2 | 1.4 | 0.2 | 0.14 | 7.3 |
| LOAD CS3B | 20 | 76.6 | 12.7 | 0.17 | 6.0 |
| LOAD CS4 1 | 9 | 0.5 | 0.1 | 0.12 | 8.5 |
| LOAD CS4 2 | 9.8 | 0.9 | 0.1 | 0.11 | 9.4 |
| LOAD YARA TS1 | 13.2 | 2.0 | 0.2 | 0.10 | 10.0 |
| LOAD YARA TS2 | 9.4 | 2.1 | 0.2 | 0.11 | 8.9 |
| LOAD Z EQ MSP102 | 0.1 | 71.1 | 11.4 | 0.16 | 6.2 |

Figura 21 – Risultati affidabilistici relativi all'Assetto 4

| Assetto 5: Rete elettrica attuale con fuori servizio di TRS1 e chiusura del congiuntore di S2 in sostituzione di TRS1 | | | | | |
|---|----------------|-----------------|-------------|------------------|------------------|
| Name | Act.Pow. MW | AID h/evento | LPIT h/a | LPIF eventi/a | MTBF a/evento |
| LOAD CS1 1 | 2.3 | 781.2 | 105.0 | 0.13 | 7.4 |
| LOAD CS1 2 | 4.5 | 575.0 | 105.0 | 0.18 | 5.5 |
| LOAD CS2 1 | 3.7 | 1019.9 | 105.0 | 0.10 | 9.7 |
| LOAD CS2 2 | 7.7 | 491.4 | 105.0 | 0.21 | 4.7 |
| LOAD CS3A | 3.2 | 770.2 | 105.1 | 0.14 | 7.3 |
| LOAD CS3B | 20 | 600.7 | 117.3 | 0.20 | 5.1 |
| LOAD CS4 1 | 9 | 1019.9 | 105.0 | 0.10 | 9.7 |
| LOAD CS4 2 | 9.8 | 986.8 | 105.0 | 0.11 | 9.4 |
| LOAD YARA TS1 | 13.2 | 803.4 | 105.1 | 0.13 | 7.6 |
| LOAD YARA TS2 | 9.4 | 940.1 | 105.1 | 0.11 | 8.9 |
| LOAD Z EQ MSP102 | 0.1 | 610.9 | 116.2 | 0.19 | 5.3 |

Figura 22 – Risultati affidabilistici relativi all'Assetto 5

I risultati delle simulazioni sono calcolati ipotizzando che l'assetto sia mantenuto per un intero anno. Per considerare il tempo reale in cui sono mantenuti i singoli assetti (unicamente durante la manutenzione dei TRS per gli assetti 3, 4 e 5 o in caso di indisponibilità di GT11-GT12 Assetto 1B) sono stati definiti in accordo con i dati forniti da s.e.f. i seguenti scenari:

- Scenario I-pre-TRS: 120 giorni/anno di Assetto 1A e 245 giorni all'anno di Assetto 1B
- Scenario II-attuale+ATR: 356 giorni/anno di Assetto 2 e 9 giorni/anno di Assetto 3
- Scenario III-attuale+L701: 356 giorni/anno di Assetto 2 e 9 giorni/anno di Assetto 4
- Scenario IV-attuale+K: 356 giorni/anno di Assetto 2 e 9 giorni/anno di Assetto 5

Le probabilità che i carichi rimangano senza alimentazione nel periodo considerato sono state calcolate secondo la formula (3).

$$P(t) = 1 - e^{-\frac{t}{MTBF}} \quad (3)$$

| Scenario I - pre-TRS | | | |
|----------------------|------------------------|------------------------|-------------------------------|
| | Assetto 1A P(120gg) | Assetto 1B P(245gg) | Totale scenario I P(365gg) |
| LOAD CS1 1 | 0.061 | 0.169 | 0.230 |
| LOAD CS1 2 | 0.048 | 0.216 | 0.264 |
| LOAD CS2 1 | 0.053 | 0.103 | 0.157 |
| LOAD CS2 2 | 0.058 | 0.232 | 0.290 |
| LOAD CS3A | 0.056 | 0.113 | 0.170 |
| LOAD CS3B | 0.032 | 0.211 | 0.242 |
| LOAD CS4 1 | 0.048 | 0.097 | 0.145 |
| LOAD CS4 2 | 0.048 | 0.097 | 0.145 |
| LOAD YARA TS1 | 0.032 | 0.067 | 0.100 |
| LOAD YARA TS2 | 0.019 | 0.178 | 0.197 |
| LOAD Z EQ MSP102 | 0.038 | 0.208 | 0.245 |

Figura 23 – Probabilità annuale di disalimentazione dei carichi nello Scenario I

| Scenario II - attuale+ATR | | | |
|---------------------------|-----------------------|---------------------|--------------------------------|
| | Assetto 2 P(356gg) | Assetto 3 P(9gg) | Totale scenario II P(365gg) |
| LOAD CS1 1 | 0.104 | 0.003 | 0.107 |
| LOAD CS1 2 | 0.160 | 0.004 | 0.165 |
| LOAD CS2 1 | 0.076 | 0.002 | 0.078 |
| LOAD CS2 2 | 0.186 | 0.005 | 0.191 |
| LOAD CS3A | 0.122 | 0.003 | 0.125 |
| LOAD CS3B | 0.156 | 0.005 | 0.160 |
| LOAD CS4 1 | 0.076 | 0.002 | 0.078 |
| LOAD CS4 2 | 0.096 | 0.003 | 0.098 |
| LOAD YARA TS1 | 0.101 | 0.003 | 0.104 |
| LOAD YARA TS2 | 0.100 | 0.003 | 0.103 |
| LOAD Z EQ MSP102 | 0.151 | 0.004 | 0.156 |

Figura 24 – Probabilità annuale di disalimentazione dei carichi nello scenario II

| Scenario III - attuale+L701 | | | |
|-----------------------------|-----------------------|---------------------|---------------------------------|
| | Assetto 2 P(356gg) | Assetto 4 P(9gg) | Totale scenario III P(365gg) |
| LOAD CS1 1 | 0.104 | 0.004 | 0.108 |
| LOAD CS1 2 | 0.160 | 0.004 | 0.165 |
| LOAD CS2 1 | 0.076 | 0.003 | 0.079 |
| LOAD CS2 2 | 0.186 | 0.005 | 0.191 |
| LOAD CS3A | 0.122 | 0.003 | 0.125 |
| LOAD CS3B | 0.156 | 0.004 | 0.160 |
| LOAD CS4 1 | 0.076 | 0.003 | 0.079 |
| LOAD CS4 2 | 0.096 | 0.003 | 0.098 |
| LOAD YARA TS1 | 0.101 | 0.002 | 0.103 |
| LOAD YARA TS2 | 0.100 | 0.003 | 0.103 |
| LOAD Z EQ MSP102 | 0.151 | 0.004 | 0.155 |

Figura 25 – Probabilità annuale di disalimentazione dei carichi nello scenario III

| Scenario IV - attuale+K | | | |
|-------------------------|-----------------------|---------------------|--------------------------------|
| | Assetto 2 P(356gg) | Assetto 5 P(9gg) | Totale scenario IV P(365gg) |
| LOAD CS1 1 | 0.104 | 0.003 | 0.107 |
| LOAD CS1 2 | 0.160 | 0.004 | 0.165 |
| LOAD CS2 1 | 0.076 | 0.003 | 0.079 |
| LOAD CS2 2 | 0.186 | 0.005 | 0.191 |
| LOAD CS3A | 0.122 | 0.003 | 0.125 |
| LOAD CS3B | 0.156 | 0.005 | 0.160 |
| LOAD CS4 1 | 0.076 | 0.003 | 0.079 |
| LOAD CS4 2 | 0.096 | 0.003 | 0.098 |
| LOAD YARA TS1 | 0.101 | 0.003 | 0.104 |
| LOAD YARA TS2 | 0.100 | 0.003 | 0.103 |
| LOAD Z EQ MSP102 | 0.151 | 0.005 | 0.156 |

Figura 26 – Probabilità annuale di disalimentazione dei carichi nello scenario IV

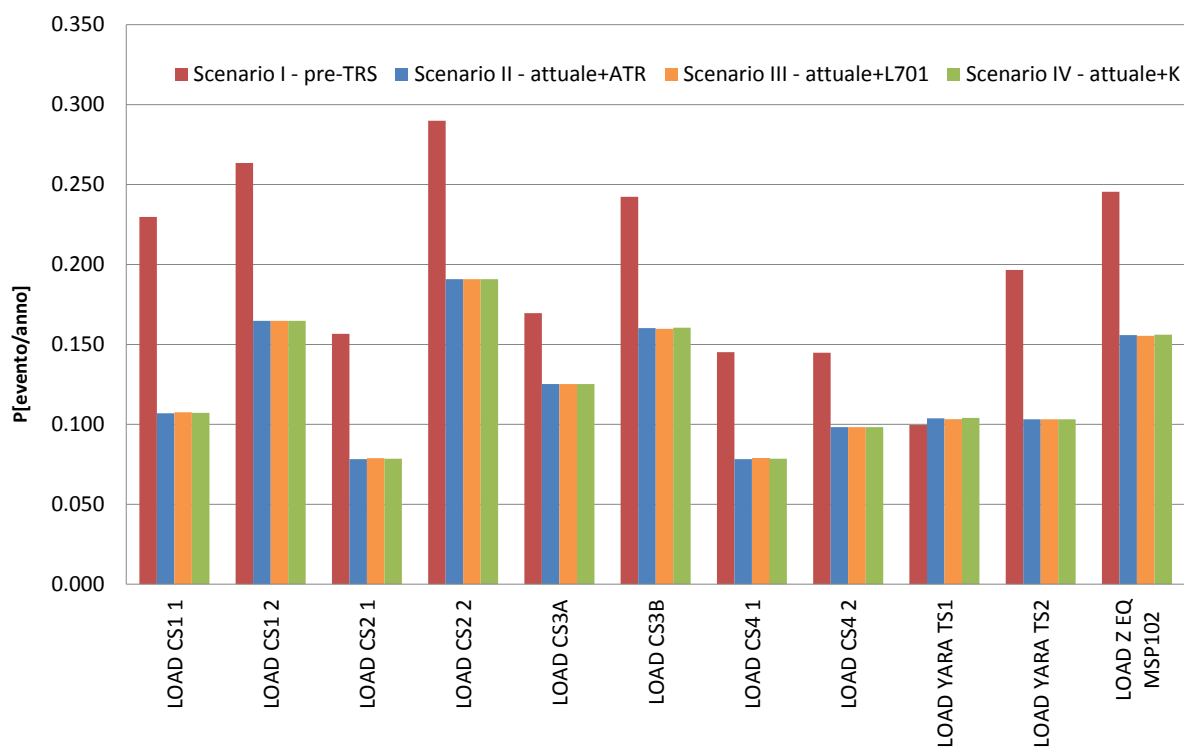


Figura 27 – Confronto delle probabilità annuali di disalimentazione nei vari scenari esaminati

9 CONCLUSIONI

Lo schema di distribuzione a doppio radiale è un sistema che garantisce normalmente ampia affidabilità ed è adottato anche in altre grandi realtà industriali confrontabili.

L'esito dei calcoli mostra che l'affidabilità della rete elettrica del sito di Ferrara è buona in relazione alla continuità di fornitura alle cabine utenti. Su ogni singola sbarra, infatti, la probabilità annuale di disalimentazione è compresa tra 0.191 e 0.079.

Considerando la possibilità di attivare sistemi di commutazione automatica, la probabilità annuale di riscontrare un evento che disalimenti completamente una cabina utente diminuisce, nella maggior parte dei casi fino ad un ordine di grandezza.

Gli interventi realizzati con l'installazione dei cicli combinati e con le modifiche della rete hanno determinato un sensibile aumento dell'affidabilità della rete stessa (Figura 27) .

Infine si può affermare che in caso di messa fuori servizio di uno dei due TRS, l'utilizzo al suo posto della linea L701 (Scenario II) o di un altro autotrasformatore (Scenario III), non determinano variazioni sensibili dell'affidabilità della rete, in termini di probabilità annuale di disalimentazione delle cabine di smistamento. La buona affidabilità dell'alimentazione fornita alla rete da ogni singolo TRS e la breve durata degli assetti ipotizzati durante la manutenzione del TRS stesso (assetto 3-4-5), ha come effetto che alimentando tutto il petrolchimico anche con il solo TRS non in manutenzione, come ipotizzato nello Scenario IV, la probabilità annuale di disalimentazione delle cabine smistamento sia comparabile a quella degli scenari II e III.