

UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA

FACOLTA' DI INGEGNERIA

**CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN INGEGNERIA
ELETTRICA**



TESI DI LAUREA MAGISTRALE

**PASSAGGIO LINEE 10 – 20 kV SULLA RETE MT
DI VERONA**

Analisi fattibilità tecnico-economica

Relatore: Prof. Arturo Lorenzoni
Dipartimento di Ingegneria Elettrica

Laureando: Grizzi Marco

ANNO ACCADEMICO 2010-2011

INDICE

	<i>pag.</i>
<i>Sommario</i>	1
INTRODUZIONE.....	2
CAPITOLO 1	
Mappatura perdite: <i>Stima perdite sulle linee a 10 kV</i>	7
1.1_Introduzione.....	7
1.2_Modello di rete utilizzato.....	8
1.3_Individuazione delle linee a 10 kV.....	9
1.4_Determinazione delle Ploss.....	11
1.4.1_Load Balance.....	12
1.5_Interpolazione.....	15
1.6_Determinazione dell'energia persa in linea.....	17
1.7_Energia persa nei trasformatori.....	19
1.8_Conclusioni.....	23
CAPITOLO 2	
Mappatura Linee: <i>Individuazione cavi predisposti al passaggio 20 kV</i>	25
2.1_Introduzione.....	25
2.2_Classificazione cavi.....	25
2.3_Considerazioni sulle linee aeree.....	29
2.4_Osservazione sui risultati ottenuti.....	30
CAPITOLO 3	
Mappature <i>Cabine – Trasformatori – Utenti MT e Contro Alimentazioni</i>	33
3.1_Introduzione.....	33
3.2_Mappature Cabine – trasformatori – Utenti MT.....	33
3.2.1_Cabine.....	33
3.2.2_Trasformatori.....	34
3.2.3_Utenti MT.....	34
3.3_Mappatura Contro Alimentazioni.....	35

CAPITOLO 4	
ISOLA 1: Identificazione area predisposta ai 20 kV.....	39
4.1_Processo d'individuazione dell'isola.....	39
4.2_Analisi tecnica dell'ISOLA 1.....	44
4.3_Analisi economica dell'ISOLA 1.....	48
4.3.1_Costi cabine – cavi.....	48
4.3.2_Costi in CP.....	51
4.3.3_Valutazione benefici.....	53
4.4_OPTIMAL SEPARATION POINT.....	55
CAPITOLO 5	
ISOLA 2: Ampliamento dello studio, modifica confini ISOLA 1.....	63
5.1_Processo d'identificazione ISOLA 2.....	63
5.2_Analisi tecnica.....	64
5.3_Analisi economica.....	70
5.3.1_Costi cabine – cavi.....	70
5.3.2_Costi in CP.....	71
5.3.3_Valutazione benefici.....	73
CAPITOLO 6	
Valutazione fattibilità economica degli investimenti sulle isole.....	75
6.1_Modello di valutazione utilizzato.....	75
6.2_Valutazione ISOLA 1.....	77
6.3_Valutazione ISOLA 2.....	81
6.4_Confronto tra le isole.....	84
CONCLUSIONI.....	87
RINGRAZIAMENTI.....	91
APPENDICE A.....	93
APPENDICE B.....	97
APPENDICE C.....	103
APPENDICE D.....	109
APPENDICE E.....	119
APPENDICE F.....	123

Sommario

Lo studio affrontato in questa tesi si propone di fornire un profilo sugli aspetti principali da considerare nella valutazione di fattibilità tecnico-economica del passaggio da 10 a 20 kV nello specifico caso della rete MT di Verona.

A tale scopo si sono individuate delle zone circoscritte da determinate peculiarità, ma l'analisi può in ogni modo riferirsi ad una porzione di rete ulteriormente ristretta o maggiormente estesa.

Il lavoro svolto si articola nei seguenti passaggi essenziali:

1. Analisi e mappatura della rete MT; determinazione ed assegnazione alle varie linee degli elementi distintivi della rete quali, perdite, tipologia del conduttore, numero di cabine, di trasformatori e contro-alimentazioni possibili.
2. Individuazione delle ISOLE; così definite, sono le aree di studio prese in considerazione per il passaggio a 20 kV sulla base delle caratteristiche individuate al punto 1 che hanno permesso di delinearne i confini geografici.
3. Analisi di fattibilità tecnico-economica in riferimento all'area considerata, valutando i costi da sostenere da un lato, e i benefici derivanti da tale operazione dall'altro, con una stima conclusiva sul ritorno dell'investimento nel complesso.

Tale procedimento ha messo dunque in luce le zone principali da considerare in cui intraprendere futuri lavori di passaggio 10 – 20 kV.

INTRODUZIONE

Nella rete elettrica, in riferimento a gradezze alternate, sono presenti vari livelli di tensione, così suddivisi:

- Bassa tensione (BT), fino ad 1 kV
- Media tensione (MT), da 1 a 30 kV
- Alta tensione (AT), oltre 30 kV

Per la media tensione il Cei (Comitato Elettrotecnico Italiano) ha fissato dei valori da considerare normali e da adoperare per gli impianti, che sono 10 kV, 15 kV e 20 kV.

Lo studio è basato sul passaggio dai 10 ai 20 kV su una porzione della rete elettrica di Verona i cui effetti principali, più in generale, risultano essere i seguenti:

- Dimezzamento della corrente
- Riduzione delle perdite di linea ad $\frac{1}{4}$
- Aumento margine di potenza grazie a linee più scariche

Una rete di distribuzione a 20 kV risulta quindi più vantaggiosa della stessa a 10 kV, ovvero nel caso più generale la convenienza del trasporto dell'energia elettrica aumenta con l'aumentare della tensione, per questo motivo l'analisi effettuata si pone l'obiettivo di individuare all'interno della rete MT di Verona tra le linee ancora a 10 kV quelle che hanno maggior predisposizione per passare ai 20 kV. Per individuare la predisposizione di una linea o meno all'adeguamento di tensione sono state individuate delle caratteristiche qui sotto specificate.

Essendo improponibile concretamente un passaggio completo di massa di tutte le linee (fattori di tempo, investimento, gestione contro-alimentazioni...), anche se ciò ipoteticamente risulterebbe la soluzione ottimale, più realisticamente si è ristretto il campo d'analisi andando a determinare fattori che consentono di effettuare una selezione di porzioni di rete.

Le caratteristiche valutate che classificano una linea come buona candidata al passaggio sono:

- ✓ le perdite annue, ovvero una linea con molte perdite sarebbe bene ridurle ad $\frac{1}{4}$ grazie al passaggio 10-20 kV;
- ✓ la tipologia della linea, se il cavo o la linea aerea sono già predisposti per i 20 kV sono preferibili a linee che non lo sono dove avrei costi maggiori di adeguamento;

- ✓ il fattore delle contro-alimentazioni, poiché risulta molto importante mantenere un certo livello sicurezza di continuità del servizio elettrico e quindi la possibilità di alimentare una o più linee in caso di imprevisti.

Un connubio tra aspetti tecnici ed economici ha quindi influenzato la scelta delle zone da analizzare.

AGSM Verona Spa è proprietaria delle reti elettriche in media e bassa tensione nei Comuni di Verona e Grezzana, dove svolge l'attività di distribuzione.

L'energia elettrica arriva in alta tensione (220 o 130 kV) alle stazioni elettriche (Cabine Primarie-CP) in cui avviene la trasformazione a 20/10 kV. Le CP gestite attualmente da AGSM sono 10, di cui 4 acquisite nel Dicembre 2002 da ENEL con le relative linee le cui informazioni sono contenute in database differenti che non risultano congrui e di difficile estrazione ed elaborazione quindi; tale problema è affrontato e chiarito nel secondo capitolo.

Attraverso ulteriori cabine di trasformazione la tensione viene portata a 400/380 V adatta ad essere consegnata alle utenze; in certi casi come poi richiamato nel terzo capitolo vi sono utenti allacciati in media tensione, tipicamente industrie, di cui si fa una piccola parentesi dovendo per norma avvertire tali utenze del passaggio da 10 a 20 kV garantendogli un certo tempo per adeguare la loro cabina qualora non lo fosse.

Non essendo un studio di dimensionamento è implicito considerare nello svolgimento della tesi la sostituzione dei tratti di linea con cavi di uguale sezione al tratto sostituito, sebbene in alcuni casi, una riduzione di corrente consentirebbe di adottare una sezione inferiore sapendo che tutt'ora le linee risultano molto scariche. Si accenna inoltre al fatto che la rete MT di Verona è quasi interamente esercita a neutro isolato, e non comporta quindi nessuna regolazione di compensazione come nel caso fosse esercita a neutro compensato, ad esempio tramite bobina Petersen che andrebbe quindi regolata (oltre a valutare se fissa o variabile).

Il lavoro svolto utilizza un modello numerico della rete MT di Verona realizzato in Neplan, un software per la Power System Analysis di reti elettriche, ottenuto tramite l'incrocio di informazioni derivanti dal DMS (Document Management System) e dal DBC (Data Base Cabine) esposti nel primo capitolo.

Un considerevole supporto è stato fornito dall'utilizzo del GIS (Geographic Information System) un sistema informativo georeferenziato progettato per acquisire, memorizzare, manipolare, analizzare, gestire e presentare tutti i tipi di dati georeferenziati; quindi a completamento delle informazioni sulle caratteristiche tecniche della rete elettrica, vi sono informazioni ambientali con riferimenti all'estensione sul territorio della stessa tenendo conto di altezze, lunghezze e quant'altro possa

identificare una posizione geografica. Permette quindi di avere una panoramica sullo sviluppo territoriale (strade, corsi d'acqua, abitazioni ecc.) consentendo inoltre a tale sistema un impiego in diversificati ambiti di studio, portando un esempio, la rete gas.

L'utilizzo del pacchetto office, in particolare Excel ed Access, ha fornito un apporto fondamentale all'elaborazione e studio dei dati al fine di ottenere i risultati cercati.

Nel primo capitolo viene trattata l'elaborazione delle correnti di linea al fine di giungere alla determinazione delle perdite di linea sotto determinate semplificazioni in seguito chiarite, in modo da ottenere una prima mappatura indicativa delle zone con maggiori perdite; a tali è aggiunta la determinazione delle perdite sostenute nei trasformatori.

Nel secondo capitolo è chiarito come è stata eseguita una "bonifica" sui cavi MT identificandone la sigla cavo tramite l'incrocio dei dati tra GIS e DMS, al fine di ottenere una seconda mappatura rappresentata sul GIS che fornisce informazioni sull'adeguatezza o meno delle linee a sostenere i 20 kV, sostanzialmente sul livello di isolamento supportato.

Nel terzo capitolo un'ulteriore mappatura viene esplicitata prendendo in considerazione le cabine, quindi i trasformatori e gli utenti MT allacciati, tali aspetti sono valutati per ogni linea. A tali, si aggiunge la mappatura relativa alle contro-alimentazioni che fornisce un ulteriore parametro di studio sulla selezione delle linee da considerare per il passaggio e un'importante strumento di analisi.

Dalla sovrapposizione di dette mappature nasce, come chiarito nel quarto capitolo l'identificazione di una prima zona di studio definita come ISOLA1, della quale si è effettuata una valutazione degli aspetti tecnici ed una dei costi e benefici; un approfondimento su tale analisi inoltre è sviluppato, in ultimo paragrafo, con l'Optimal Separation Point, funzionalità di Neplan che consente di ottimizzare la rete così ottenuta minimizzando ulteriormente le perdite andando a riconfigurare l'assetto di rete stabilendo lo stato ottimale degli interruttori.

Un'ulteriore esame, e un'osservazione attenta delle mappature ha portato all'individuazione di una seconda zona, più ampia e comprensiva della prima, soggetta al medesimo studio per il passaggio definita come ISOLA2.

Al termine dello studio effettuato si sono riportati i macro numeri economici ottenuti, in un modello d'analisi di investimento, sviluppato secondo le disposizioni dell'Autorità (delibera 348/07), che ne ha valutato l'economicità e la redditività. Tale analisi si è basata sullo studio dei flussi di cassa attualizzati ed ha permesso la determinazione dei parametri economici VAN, IRR e Pay Back Period, permettendo inoltre in conclusione un confronto tra le due isole considerate.

AGSM Verona

Il Gruppo AGSM dal 1898 assicura alla città di Verona la disponibilità di servizi essenziali, motori di crescita sociale e sviluppo industriale del territorio.

L'attività del Gruppo è caratterizzata dall'erogazione dei servizi di energia elettrica, illuminazione pubblica, gas e teleriscaldamento, gestione energetica degli edifici, trattamento dei rifiuti solidi urbani, telecomunicazioni e cartografia e comprende sia la gestione operativa degli impianti tecnologici sia le operazioni di rapporto tecnico commerciale con la clientela come la preventivazione dei lavori, la gestione dei contratti e degli allacciamenti, la misurazione dei consumi e la loro fatturazione.



AGSM Verona S.p.A., in qualità di holding del Gruppo, indirizza e controlla le attività delle Società controllate e ne garantisce la piena aderenza alla visione e missione aziendale. La Società sviluppa le attività di produzione di energia elettrica e calore, impiegando anche fonti primarie rinnovabili. Distribuisce calore alla rete di teleriscaldamento cittadina ottimizzando la gestione delle reti e assicurando l'efficienza dei sistemi di misura e garantendo il rispetto dei livelli di qualità tecnica. Gestisce gli impianti termici degli edifici comunali, dal Municipio alle Circoscrizioni, dagli asili nido alle scuole materne, dai musei alle biblioteche.

Sviluppa attività di progettazione e di realizzazione di impianti di produzione, illuminazione pubblica, di teleriscaldamento di distribuzione gas ed energia elettrica.

AGSM opera inoltre, nel settore delle telecomunicazioni con erogazione di servizi correlati alle reti in fibra ottica posate nel territorio comunale.

AGSM Energia S.p.A. presidia il mercato finale dell'energia elettrica, del gas, teleriscaldamento e telecomunicazioni e sviluppa offerte di prodotti indirizzate alle diverse tipologie di Clienti, assicurando il rispetto dei livelli di qualità del servizio commerciale. Svolge, inoltre, attività di acquisto e vendita di energia elettrica e gas metano per il Gruppo AGSM.

AGSM Distribuzione S.p.A. garantisce la distribuzione di energia elettrica e gas ottimizzando la gestione delle reti, provvedendo per conto del cliente finale o del venditore, ad allacciare il cliente alla rete e a tutte quelle operazioni che sono connesse alla gestione dell'impianto del gas e dell'energia elettrica fino al contatore (attivazione e disattivazione della fornitura, spostamenti di contatori, ecc.), assicurando l'efficienza dei sistemi di misura e garantendo il rispetto dei livelli di qualità tecnica del servizio.

AGSM Trasmissione S.r.l. assicura la manutenzione e lo sviluppo delle linee di trasmissione di energia elettrica ad alta tensione di proprietà del AGSM Verona SpA, che fanno parte della rete nazionale di trasmissione.

Consorzio Camuzzoni S.c.a.r.l. opera nella gestione del sistema idroelettrico ad acqua fluente, ubicato a Verona, che alimenta le centrali idroelettriche di Tombetta e del nuovo impianto idroelettrico realizzato nella conca di navigazione alla Centrale del Chievo.

La visione e la missione di AGSM sono fortemente influenzate dalla natura di pubblica utilità delle attività del Gruppo, dal rispetto delle normative vigenti e dall'utilizzo delle risorse naturali e territoriali.

La sfida che AGSM deve affrontare è quella di continuare a generare reddito, profitto e lavoro, minimizzando gli impatti ambientali delle proprie attività per preservare l'ambiente a beneficio delle generazioni presenti e future e contribuendo a creare valore per la comunità locale.

CAPITOLO 1

MAPPATURA PERDITE

Stima perdite sulle linee a 10 kV

1.1_Introduzione

La perdita d'energia in un elettrodotto (accezione che comprende sia le linee elettriche aeree, sia le linee interrate in cavo) è dovuta principalmente all'effetto Joule, per il quale la corrente elettrica che scorre nei cavi produce calore. La potenza trasferita dalla linea poiché è uguale al prodotto di tensione per corrente, si intuisce che, a parità di potenza, è sufficiente aumentare la tensione per ridurre la corrente e di conseguenza le perdite; detto ciò si intuisce che un raddoppio di tensione 10→20 kV come nel nostro caso comporti un dimezzamento di corrente e dalla relazione:

$$P = R I^2$$

si osserva che la potenza dissipata su un circuito di resistenza R è proporzionale al quadrato della corrente, si ha come immediata conseguenza dunque una riduzione delle perdite ad $\frac{1}{4}$.

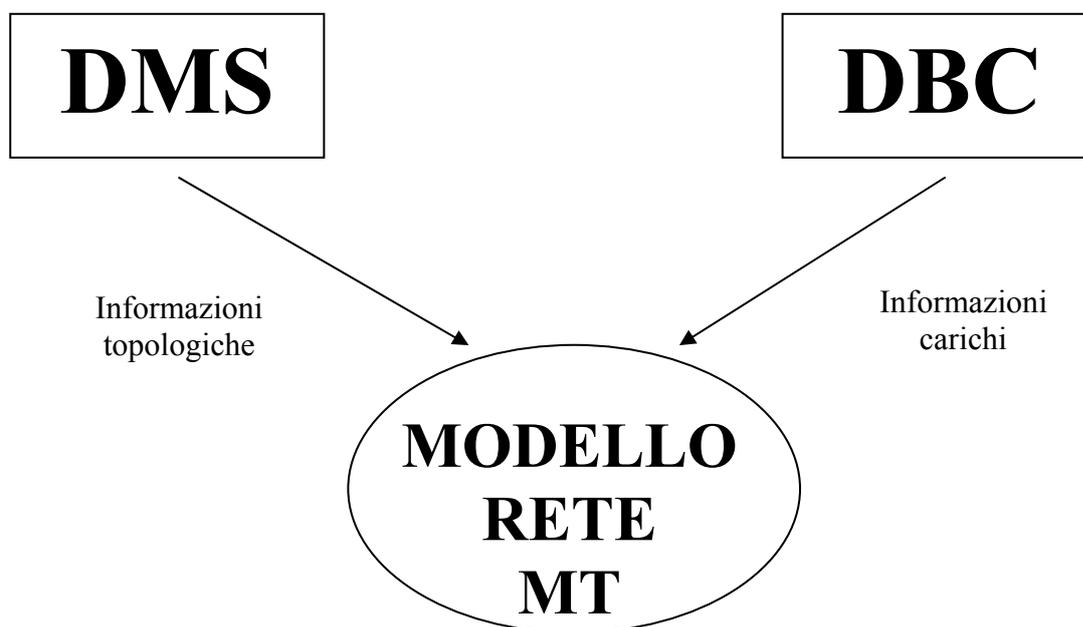
Questa è una prima conclusione alquanto rilevante ai fini dell'investimento poiché dovendo ragionare in termini oltre che tecnici anche economici, sarà appunto valutato l'ammontare di tali perdite al fine di quantificare in termini monetari il margine di energia persa risparmiata, ovvero quei $\frac{3}{4}$ che si guadagnano annualmente.

In questo studio volendo valutare il beneficio in termini di perdite risparmiate grazie al passaggio da 10 a 20 kV, è stata svolta una valutazione dell'energia persa annua sulla rete MT di Verona riguardante solo le linee a 10 kV, non considerando per cui quelle già alimentate a 20 kV poiché per quest'ultime nulla cambia.

Al termine di questa prima analisi si ottiene come risultato molto importante un'indicazione quantitativa, dell'energia persa annua sulle linee a 10 kV dando inoltre un'importante indicazione di come queste si ripartiscono tra le varie zone sul territorio, tassello fondamentale per la successiva individuazione delle aree di studio.

1.2_Modello di rete utilizzato

Lo studio si basa su un modello della rete di Verona importato in Neplan, come detto un software per l'analisi di reti elettriche, aggiornato circa ogni due mesi con l'incrocio di dati derivanti da due database aziendali quali il DMS (Document Management System) dal quale vengono estratte le informazioni necessarie di tipo topologico della rete, integrate da quelle del DBC (Data Base Cabine) che completa le informazioni con dati su carichi, trasformatori e cabine appunto. Viene preso come riferimento lo stato complessivo della rete a fine 2010; quando viene importato il modello della rete esistono due assetti possibili, quello attuale e quello normale, lo studio viene affrontato sull'assetto normale di rete essendo quello che più si presenta durante l'anno, mentre quello attuale rappresenta l'assetto di rete al momento effettivo dell'importazione che per un qualsiasi evento, guasto, manutenzione ecc. potrebbe differire da quello normale portando ulteriori approssimazioni alla trattazione. Questa prima osservazione ci porta già a fare una considerazione, o meglio, un'ipotesi semplificativa di lavoro secondo la quale si ritiene che durante tutto il 2010 la rete abbia mantenuto congelato l'assetto considerato sul quale viene svolta l'analisi, un'agevolazione che ci permette comunque di ottenere con buona approssimazione i risultati cercati. Uno schema a blocchi di come viene realizzato tale modello può essere così rappresentato:



Schema 1.1 – Schema a blocchi realizzazione modello di rete MT

1.3_Individuazione delle linee a 10 kV

Primo passo è l'individuazione delle linee a 10 kV in ognuna delle 10 CP, per risalire successivamente ai dati relativi delle correnti estrapolandoli dagli archivi delle misurazioni.

Si pone un esempio di una raffigurazione in Neplan delle linee in partenza da una CP, in questo caso la ZAI, dove si può distinguere la sezione in rosso a 10 kV mentre quella in verde a 20 kV.

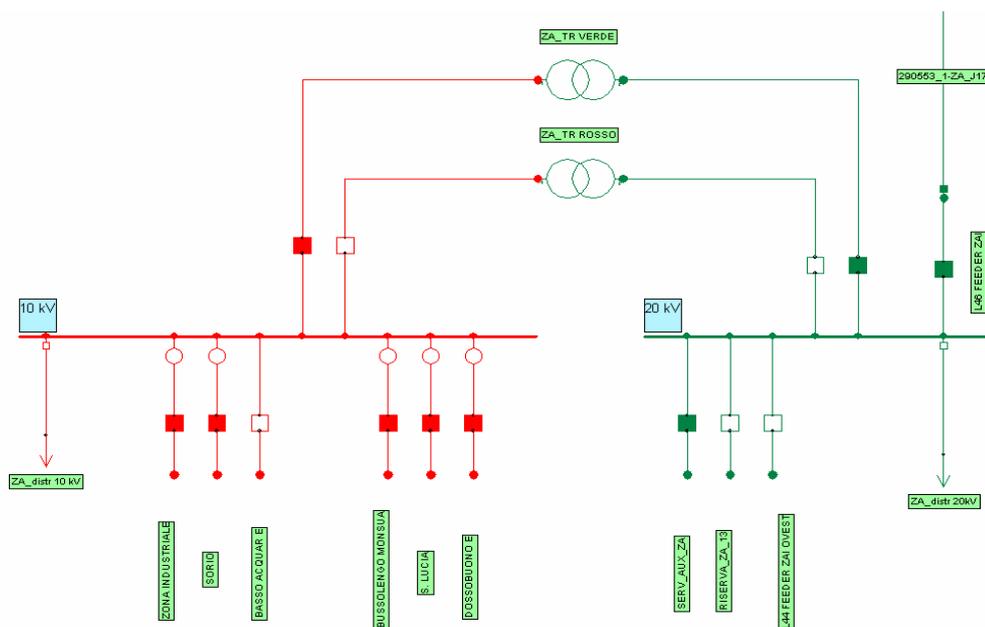


Fig. 1.1 – Rappresentazione in Neplan della CP ZAI con relative linee in partenza.

Tra le linee a 10 kV non sono considerate quelle riferite a servizi ausiliari in quanto non influenti in termini di potenza poiché generalmente aperte o carichi modestissimi e quelle indicate come disponibilità o riserve, rappresentanti linee aperte anch'esse non influenti; non si considerano inoltre tutte le linee a 10 kV con interruttore ad inizio linea generalmente aperto.

Nell'esempio riportato le linee a 10 kV considerate ai fini dello studio sono per cui le seguenti: zona industriale, sorio, bussolengo monsua, s.lucia, dossobuono E.

Ulteriore ipotesi semplificativa adottata nel calcolo delle perdite è il fatto di non aver considerato la generazione distribuita; AGSM gestisce 5 cogenerazioni di grossa taglia allacciate direttamente alle sbarre in MT, di fatto questa situazione non comporta alterazioni ai fini della stima delle perdite sulle

linee in quanto l'energia è comunque derivante dalla sbarra e quale sia la fonte, rete AT o cogenerazione appunto, non è influente come si può intuire dallo schema seguente:

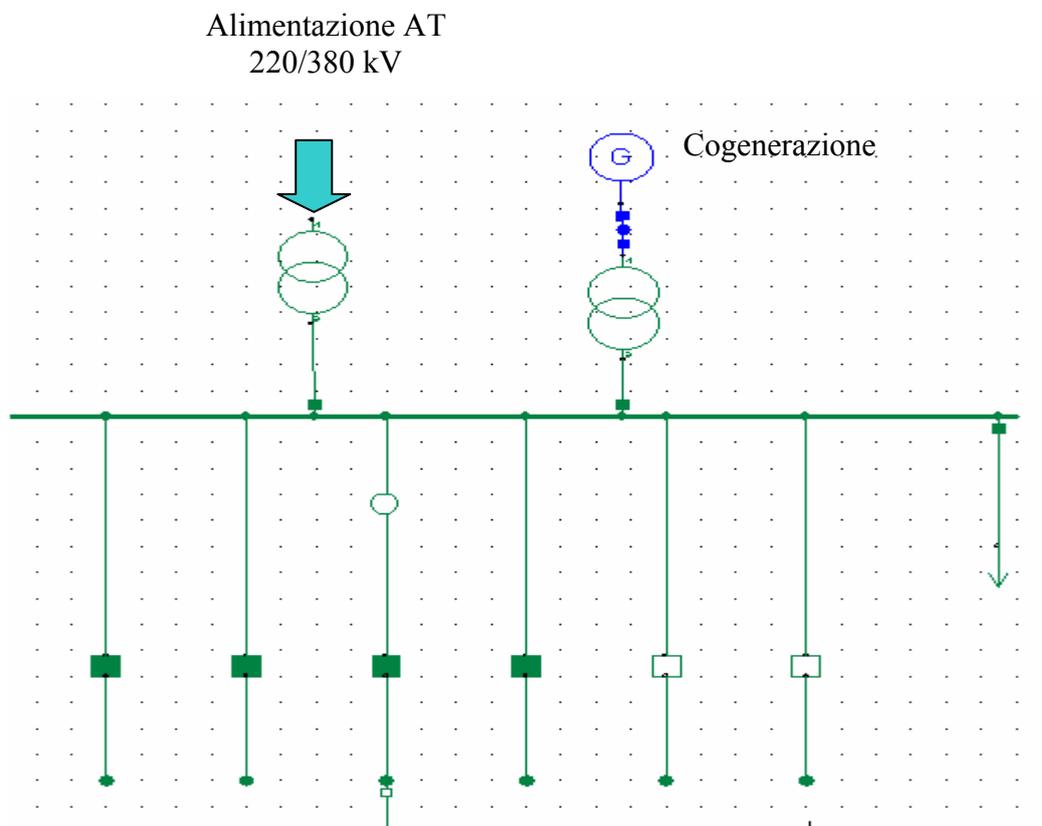


Fig. 1.2 – Cogenerazione connessa su sbarra in MT

Riguardo gli impianti fotovoltaici se ne possono individuare di piccola o grossa taglia; per i primi l'approssimazione che si commette nel trascurarli è simile a quella considerata ed esposta in seguito per i carichi durante l'elaborazione delle simulazioni, mentre per quelli di grossa taglia, che in determinati momenti potrebbero comportare anche l'inversione del flusso di potenza, si acconsente ad un'approssimazione tutto sommato accettabile riferita a rari casi. Quest'ultime ipotesi determinano alla peggio una sottostima delle perdite calcolate con il seguente metodo, essendo l'energia ai carichi in parte fornita da tali impianti non considerati e quindi provocando perdite maggiori in linea.

Individuate le linee da prendere in considerazione è stata fatta un'associazione tra il tag, sigla identificativa di un misuratore di corrente cui sono associate tutti i campionamenti, ed il nome della linea in modo tale da aver una corrispondenza univoca tra le misurazioni effettuate ed una linea individuata da un precisato feeder; quest'ultimo rappresenta una classificazione fornita da Neplan

secondo la quale una linea sottostante ad un determinato interruttore assume una specifica sigla, allo stesso modo la tag di misura rappresenta una sigla che individua un misuratore di corrente posto in riferimento ad ogni interruttore ad inizio linea, in partenza dalla CP. E' stato inoltre associata ogni linea alla propria CP ottenendo in conclusione una tabella di cui si riporta una porzione di seguito:

Tab. 1.1 – Assegnazione sigle alle linee

CP	Nome Linea	Feeder	Misuratore
BT	ATTIRAGLIO	BT_J24	EBTJ241528_M
BT	BORGO MILANO A	BT_L22	EBTJ221525_M
BT	BRENNERO	BT_L28	EBTJ281548_M
BT	MAMELI	BT_L26	EBTJ261536_M
BT	NAVIGATORI	BT_J20	EBTJ201535_M
BT	PONTE CRENCANO	BT_L21	EBTJ211524_M
BT	S.ZENO	BT_L27	EBTJ271537_M
CH	ABITAL	CH_J13	ECHA051505_M
CH	BIONDE	CH_J01	ECHA121512_M
CH	BORGO MILANO E	CH_J09	ECHA081508_M

1.4_ Determinazione Ploss

Completate tali assegnazioni, la determinazione delle Ploss è stata eseguita secondo il seguente procedimento.

L'importazione delle misure di corrente avviene dal COC (Centro Operativo di Controllo) che ha la funzione di supervisionare la rete ed il suo corretto funzionamento; tali dati sono prelevati ogni minuto del giorno per tutto l'anno ed archiviati in appositi database.

Recuperando i dati da tali database è stato possibile attribuire quindi ad ogni linea a 10 kV, i relativi valori di corrente che essa ha trasportato lungo l'arco dell'anno.

Questa operazione ha poi permesso di determinare tre valori di corrente indicativi di ogni linea, identificati come i percentili al 10, 50 e 95 %, ovvero quei valori di corrente che non vengono superati per una determinata % annua, indicate, e definite rispettivamente come *Imin*, *Imed*, *Imax*, si ottiene una tabella che risulta per la sola CP di Borgo Trento ad esempio come segue:

Tab. 1.2 – Risultati calcolo percentili per CP B.go Trento

tag	Linea	Imin	Imed	Imax
EBTJ201535_M	B.TRENTO J20 L NAVIGATORI CORRENTE	45,49895	77,21034	103,4067
EBTJ211524_M	B.TRENTO J21 L PONTE CRENCANO CORRENTE	75,94763	109,053	146,0531
EBTJ221525_M	B.TRENTO J22 L B.GO MILANO CORRENTE	68,98517	95,6891	149,097
EBTJ241528_M	B.TRENTO J24 L ATTIRAGLIO CORRENTE	57,76043	85,64478	129,463

1.4.1_Load Balance

Determinati tali valori si sono effettuate in Neplan tre simulazioni eseguendo tre Load Balance al fine di ottenere, come risultato della simulazione, una Ploss in funzione della corrente imposta ad inizio linea.

Il Load Balance è una funzionalità di Neplan che consente, impostati i dati di corrente opportuni ad inizio linea in partenza dalla CP in questo caso, di mantenere tali valori fissi, e di andare ad “inseguirli” modulando i carichi in funzione della potenza media oraria determinata dal rapporto tra l’energia annua assorbita e le ore dell’anno.

In altri termini determinate le correnti minime, date come detto dal percentile al 10%, sono state inserite nel modello della rete sotto esame in Neplan e tramite questa modalità di analisi è stato imposto, all’inizio di ogni linea, i corrispettivi valori di corrente ricavati in precedenza, questo al fine di ottenere come risultato della simulazione di calcolo, per ogni linea un valore indicativo della Ploss (in questo caso Ploss-min). Tale procedimento è stato ripetuto eseguendo tre simulazioni appunto in funzione di Imin, Imed, Imax ottenendo per ogni linea i rispettivi risultati Ploss-min, Ploss-med, Ploss-max.

Naturalmente avendo operato il calcolo dei tre valori percentili delle correnti per le linee solo a 10 kV nell’inserimento dei valori di correnti imposte ad inizio linea si son tenute conto per le linee a 20 kV dei valori originali presenti nel modello non influenzando in alcun modo i risultati ricercati; si sono estratti infatti in seguito solo i risultati relativi alle linee a 10 kV.

Una rappresentazione del procedimento eseguito di come è stato imposto il valore di corrente ad inizio linea e risultante in uscita, è fornita dalla seguente figura catturata da una simulazione in Neplan con l’esempio della linea Dogana:

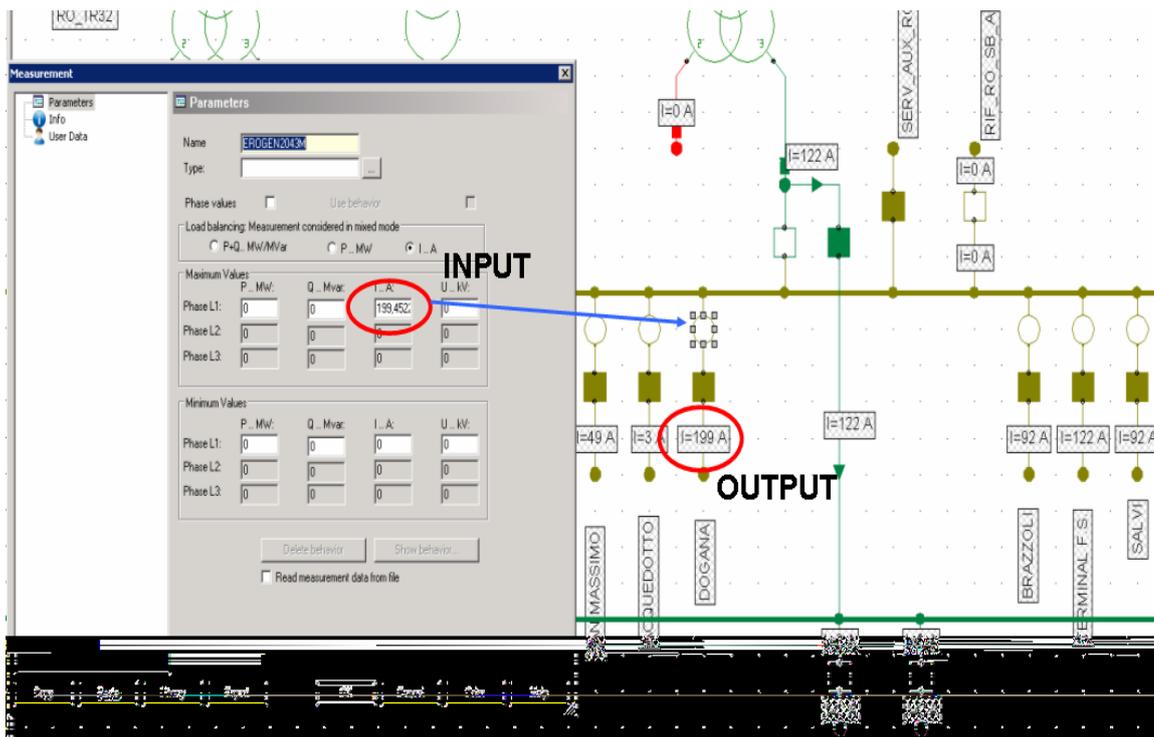


Fig. 1.3 - Rappresentazione imposizione valore di corrente ad inizio linea: linea Dogana

Per la linea Dogana della CP Ric. Ovest, ad esempio, la simulazione con i tre valori di corrente ha portato ai seguenti risultati:

Tab. 1.3 – Risultati simulazioni Neplan per calcolo Ploss

Linea	I _{min}	I _{med}	I _{max}	Ploss MIN	Ploss MED	Ploss MAX
OVEST J14 L DOGANA CORRENTE	90,16336	139,3434	199,4523	44,364	105,33	215,23

Ci sono alcune considerazioni da fare su tali simulazioni; l'imposizione di un valore di corrente ad inizio linea comporta inevitabilmente delle approssimazioni nel senso che non conoscendo la curva dei carichi, quest'ultimi vengono modulati durante la simulazione dal programma in funzione della media dei consumi reali, noti, in modo da inseguire come detto il valore di corrente imposto ad inizio

linea, ciò facendo viene attribuito ai carichi un fattore di carico in modo da ottenere in partenza quella corrente, non consentendo di distinguerli tra le diverse tipologie. Tale logica rischia dunque di portare ad una sovra o sotto stima della potenza persa; in ogni modo risulta la strada percorribile migliore utilizzando i dati in possesso e comportando un'approssimazione considerata accettabile e nella quale rientra la considerazione fatta per gli impianti fotovoltaici di piccola taglia.

Si aggiunge inoltre che la temperatura presa in considerazione da Neplan nelle simulazioni per la valutazione delle Ploss, non essendo stata definita diversamente, è riferita a 20 °C; ciò può determinare una stima inferiore delle perdite indicate essendo la temperatura effettiva maggiore, poiché la resistenza aumenta con la temperatura, ma poiché di difficile valutazione non interpretata tenendo per cui conto di quella preimpostata nel programma.

1.5_ Interpolazione e determinazione dell'energia persa in linea

Come precedentemente detto la potenza va, cioè è proporzionale, col quadrato della corrente per cui mettendo in relazione queste due grandezze la caratteristica che ne risulta ci si aspetta essere una parabola la cui funzione sarà del tipo:

$$y = ax^2 + bx + c \quad (1.1)$$

Poiché per due punti possono passare infinite parabole e da quattro può darsi neanche una per ogni linea sono stati ricavati i tre valori più indicativi di corrente; quindi associati a tali valori i rispettivi di Ploss si sono individuate tre coordinate sul piano cartesiano (I-P), la cui parabola che li interseca approssima in modo migliore l'andamento delle perdite in funzione della corrente su una determinata linea, ed avrà equazione del tipo:

$$P = aI^2 + bI + c \quad (1.2)$$

Si riporta l'esempio della linea Dogana della CP Ricevitrice Ovest, osservando la relazione parabolica tra le grandezze e la funzione polinomiale fornita in questo caso da Excell:

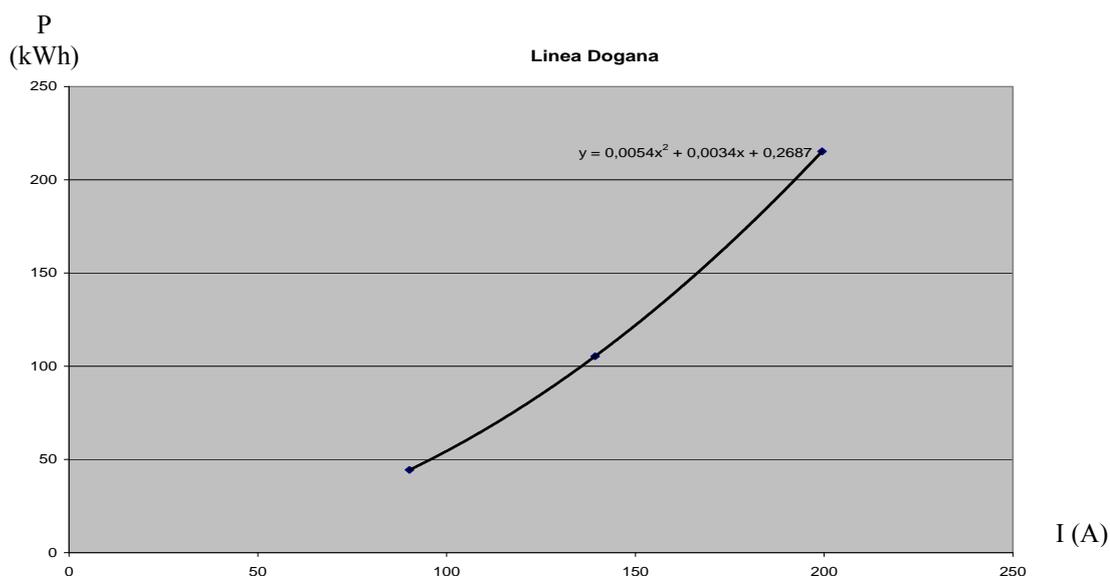


Fig. 1.4 – Andamento perdite in funzione della corrente sulla linea Abital

L'idea a questo punto è quella di procedere a ritroso; poiché risulta sconveniente ricavare la funzione parabolica tramite l'utilizzo del grafico per ogni linea, si è pensato un sistema per calcolare in modo automatico i vari coefficienti della funzione ovvero gli a,b,c, (che nell'esempio di Fig. 1.2 risultano essere: a = 0,0054; b = 0,0034; c = 0,268) in modo tale da, inserendo in seguito i valori reali di corrente rilevati ora per ora durante tutto l'anno, ottenere il valore complessivo dell'energia persa annua su una determinata linea afferente quello specifico andamento facendo la sommatoria.

Poiché si hanno equazioni del tipo (1.1) risulta per i tre punti interpolati il seguente sistema:

$$\begin{cases} ax_1^2 + bx_1 + c = y_1 \\ ax_2^2 + bx_2 + c = y_2 \\ ax_3^2 + bx_3 + c = y_3 \end{cases}$$

dove i pedici 1, 2, 3 corrispondono rispettivamente ai percentili min, med e max indicati in precedenza. Ragionando in termini matriciali si può scrivere:

$$\begin{bmatrix} X_1^2 & X_1 & 1 \\ X_2^2 & X_2 & 1 \\ X_3^2 & X_3 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} a \\ b \\ c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_1 \\ Y_2 \\ Y_3 \end{bmatrix}$$

Ovvero nel nostro caso:

$$\begin{bmatrix} I_1^2 & I_1 & 1 \\ I_2^2 & I_2 & 1 \\ I_3^2 & I_3 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} a \\ b \\ c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ P_3 \end{bmatrix}$$

Quello che interessa ricavare sono i coefficienti a, b, c, bisognerà operare nel seguente modo:

$$\begin{bmatrix} a \\ b \\ c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_1^2 & I_1 & 1 \\ I_2^2 & I_2 & 1 \\ I_3^2 & I_3 & 1 \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ P_3 \end{bmatrix}$$

Operando quindi il prodotto tra la matrice inversa delle correnti note e la matrice delle Ploss note si sono determinati i coefficienti a, b, c fondamentali per ricostruire l'energia persa su una linea.

Si riporta l'esempio sempre della linea Dogana, in riferimento ai dati della Tab. 1.3 il calcolo dei coefficienti fornisce:

$$\begin{array}{ccc}
 \text{CORRENTI} & \text{Ploss} & \text{COEFFICIENTI} \\
 \left[\begin{array}{ccc} 8129,431 & 90,16336 & 1 \\ 19416,57 & 139,3434 & 19 \\ 39781,21 & 199,4523 & 1 \end{array} \right]^{-1} & \bullet \left[\begin{array}{c} 44,364 \\ 105,33 \\ 215,23 \end{array} \right] & = \left[\begin{array}{c} 0,0053866 \\ 0,0033839 \\ 0,268725 \end{array} \right]
 \end{array}$$

1.6_Determinazione dell'energia persa in linea

Si può osservare che i coefficienti così determinati per via analitica risultano congrui con quelli determinati per via grafica dalla fig. 1.2.

Completato questo passaggio, essendo note le I ora per ora ed i coefficienti appena determinati è possibile risalire alle perdite orarie utilizzando la formula (1.2).

Sempre in riferimento alla linea Dogana, ad esempio alle ore una del 1 gennaio 2010 si ottiene:

Giorno	Ora	Corrente (A)
01-gen-10	1	108,9581909

$$I^2 a + I b + c = P$$

$$108,9581909^2 \cdot 0,0053866 + 108,9581909 \cdot 0,0033839 + 0,2687 = \mathbf{64,58 \text{ kWh}}$$

Facendo questa operazione su ogni linea considerata per tutte le ore dell'anno e sommando successivamente tutte le P ottenute si è in grado di ottenere l'energia persa annua sulle linee a 10 kV della rete MT di Verona.

I nominativi delle linee e relativi valori sono riportati in APPENDICE A, alla fine di questo capitolo.

Come primo importante risultato si ottiene da una sommatoria complessiva, un macro-numero che indica che l'energia annua persa sulle linee a 10 kV ammonta ad un valore di **15,56 GWh** annui, mentre si mette in evidenza che la linea Dogana, appartenente alla CP Ricevitrice Ovest, risulta essere quella con maggiori perdite di linea pari a 981 MWh annui.

Si riporta di seguito una sintesi delle perdite ricavate classificate per CP e ordinate in sequenza decrescente:

Tab 1.4 – Classificazione CP in base alle predite

Nome CP	Sez. 20 kV (si/no)	Nr. Linee 10 kV	Nr. Linee 20 kV	Σ Ploss 10 kV (MWh/anno)
Ric.Ovest	si	13	2	3.355
C.Marzo	no	19	-	2.786
Ric.Nord	no	11	-	2.133
Vr.Est	si	8	4	1.574
Ric.Sud	si	10	6	1.419
Tombetta	si	11	6	1.395
B.go Trento	si	7	4	1.221
Chievo	si	9	4	989
Grezzana	si	5	7	387
ZAI	si	6	2	302
TOTALE				15.561

Per avere un'idea quantitativa del risultato complessivo finale, si può considerare la totale energia immessa misurata nella rete agsm, riferita all'anno 2010, comprensiva delle cogenerazioni pari ad un valore di 1865 GWh annui; conoscendo inoltre che i prelievi effettivi, quelli fatturati, risultano essere 1785 GWh annui, sempre risalenti al 2010, si può stimare che l'energia persa su tutta la rete ammonta a 80 GWh annui dati dalla differenza dei due dati precedenti.

Si osserva quindi che i 15,56 GWh di energia persa sulle linee a 10 kV, dove non viene tenuto conto di quella persa nei trasformatori, rappresenta un 19,45 % delle perdite totali della rete.

Se si ipotizzasse un passaggio totale delle linee da 10 a 20 KV le perdite calcolate si ridurrebbero ad $\frac{1}{4}$, ovvero da 15,56 a 3,89 GWh annui, con un risparmio quindi di 11,67 GWh annui corrispondenti ad una riduzione del 14,58 % sulle perdite complessive della rete sopra definite che andrebbero a ridursi ad un ammontare complessivo di 68,3 GWh annui.

Un'idea visiva sulla distribuzione geografica delle perdite calcolate, suddivise tra le varie CP, è stata possibile grazie al supporto del GIS, il quale mostra tale ripartizione individuando inoltre in funzione della colorazione le linee che sottostanno alle diverse CP. Tale rappresentazione si può osservare nell'ALLEGATO 1; essa fornisce per cui una prima mappatura al fine di individuare una zona predisposta al passaggio ai 20 kV che sarà soggetta quindi a perdite elevate. Come indicato in tabella 1.4, nella raffigurazione dell'allegato si può riscontrare che la Ricevitrice Ovest, individuata da una colorazione viola delle relative linee costituisce la CP con perdite in linea maggiori, ottima candidata ad un eventuale passaggio.

1.7_Energia persa nei trasformatori

Riguardo le perdite sui trasformatori MT/BT, si possono fare alcune considerazioni; dai dati estratti dal DBC, contenente come detto informazione relative le cabine, si è ricavato il loro numero sulla totale estensione di questa, equivalente a 1437 trasformatori come si può osservare in tabella C.3 APPENDICE C. Dai certificati di collaudo, prendendo in considerazione un tipico trasformatore MT/BT con taglia 400 kVA e doppia tensione 10/20 kV risultano delle perdite a carico a corrente nominale pari a 3650 W e delle perdite a vuoto di 740 W. Osservando attentamente le indicazioni fornite dai documenti si osserva come le perdite a vuoto e le perdite a carico siano un vincolo da rispettare indipendentemente dalla tensione di alimentazione a primario, sia essa di 10 o 20 kV; si nota infatti che il valore fornito dalla misura di resistenza degli avvolgimenti effettuata a 10 kV risulta $\frac{1}{4}$ di quella effettuata a 20 kV e considerando inoltre che la corrente nella prima prova è doppia rispetto alla seconda ne consegue che le perdite a carico coincidono nei due casi di alimentazione, essendo come noto proporzionali alla resistenza degli avvolgimenti e al quadrato della corrente di corto circuito. Il valore di $\frac{1}{4}$ anziché $\frac{1}{2}$, se si tenesse conto che l'avvolgimento fosse ripartito a metà per i 10 kV e considerato tutto per i 20 kV, può indicare che tale sia costituito di una certa sezione per la tensione più bassa e di una sezione minore per la tensione più elevata in modo da ottenere un rapporto che non è più $\frac{1}{2}$ e che consente di avere quelle determinate perdite fissate. Essendo presenti in rete i due livelli di tensione si farà dunque riferimento a tali perdite per entrambe le tipologie di trasformatori.

Tali indicazioni si riscontrano anche in una tabella tecnica fornita dall'Enel in cui vi è il confronto di tali trasformatori indicati della serie precedente, con la nuova serie ovvero dei trasformatori a basse perdite, di futura installazione, e della quale se ne riporta in seguito il riferimento:

Tab. 1.5 – Perdite a vuoto e a carico trasformatore non a basse perdite

Transformer	Previous series		New Series		Comparison	
	Load losses $\sim B_k$ (W)	No load Losses $\sim D_0$ (W)	Load losses A_k (W)	No load Losses B_0 (W)	Load losses (%)	No load Losses (%)
50	850	150	750	110	-11.8	-26.7
100	1400	250	1250	180	-10.7	-28.0
160	1850	360	1700	260	-8.1	-27.8
250	2600	520	2350	360	-9.6	-30.8
400	3650	740	3250	520	-11.0	-29.7
630	5600	900	4800	680	-14.3	-24.4

Le varie classi Bk, D0, Ak, B0 sono richiamate dalla norma CEI EN 50464-1 per la quale sono individuate 4 classi per le perdite a carico e 5 per quelle a vuoto.

Sulla base dunque di questi dati, riguardo gli attuali trasformatori, si possono fare le seguenti considerazioni:

- Le perdite a vuoto dovute all'applicazione della tensione sono localizzate quasi esclusivamente nel nucleo magnetico. Esse dipendono dalla tensione e sono praticamente indipendenti dalla corrente di carico, detto ciò sono considerate sempre presenti durante tutto il corso dell'anno quindi si avrà una perdita annuale pari a:

$$740 \cdot 8760 = 6482 \text{ kWh/anno}$$

- Per le perdite a carico, che sono invece prevalentemente dovute all'effetto Joule che si verifica negli avvolgimenti del trasformatore a causa del passaggio della corrente, esse sono proporzionali al quadrato della corrente di carico; si considera che il trasformatore non lavori a corrente nominale durante tutto l'anno ma lavori in media annualmente ad una potenza di 150 kVA anziché 400 kVA; il rapporto risulta di 2,66, per cui ottengo le seguenti perdite:

$$3650 : (2,66)^2 = 514 \text{ W}$$

- Di conseguenza la perdita annua dovuta alle perdite a carico sarà uguale a:

$$514 \cdot 8760 = 4502 \text{ kWh/anno}$$

- Quindi si può dire che le perdite totali di un trasformatore attualmente in uso in un anno sono pari a:

$$6482 + 4502 = 10984 \text{ kWh/anno}$$

Si può valutare infine che l'energia persa nei trasformatori su tutta la rete MT ammonta a:

$$10984 \cdot 1437 = 15,8 \text{ GWh/anno}$$

Questo risultato indica che sugli 80 GWh/anno persi sull'intera rete AGSM, un 19,75 % viene perso nei trasformatori MT/BT. L'intera energia persa sulla rete MT, data dalle perdite di linea e nei trasformatori ammonta quindi a:

$$15,56 + 15,8 = 31,36 \text{ GWh/anno}$$

Che rappresentano il 39,3 % delle perdite su tutta la rete.

Andando ora ad esaminare allo stesso modo le perdite nei trasformatori a basse perdite, dai dati di tabella 1.5 si ottiene:

- Per le perdite a vuoto:

$$520 \cdot 8760 = 4555 \text{ kWh/anno}$$

- Per le perdite a carico, considerato lo stesso grado di carico:

$$3250 : (2,66)^2 = 460 \text{ W}$$

$$460 \cdot 8760 = 4029 \text{ kWh/anno}$$

- Una perdita totale annua per ogni trasformatore corrispondente a:

$$4555 + 4029 = 8584 \text{ kWh/anno}$$

Si nota subito come rispetto ad un trasformatore classico, con uno a basse perdite si abbia una riduzione per ogni trasformatore di:

$$10984 - 8584 = 2400 \text{ kWh/anno}$$

Corrispondente nel complesso ad un 21,85 % di riduzione.

Ipotizzando un totale passaggio delle linee a 20 kV, andando quindi ad intervenire solo sulle linee a 10 kV, si andrebbe ad operare su 1261 trasformatori anziché 1437, valore estratto sempre dalle tabelle Neplan mediante una classificazione in base alla tensione al primario; bisogna considerare però che la maggior parte di questi, equivalente a 893 unità, è già idonea a sostenere i 20 kV, per cui i trasformatori che andranno sostituiti ammontano a 368, di cui 325 identificati con certezza, mentre i rimanenti 43, non identificabili per mancanza d'informazioni, vengono cautelativamente considerati tra tali. I dati qui discussi si possono riscontrare dalla tabella C.2 in APPENDICE C.

Considerando di sostituire i suddetti 368 trasformatori con il modello a basse perdite risulterebbe che l'energia persa annua ammonterebbe prima dell'adeguamento di tensione a:

$$10984 \cdot 368 = 4,04 \text{ GWh/anno}$$

mentre in seguito al raddoppio di tensione a:

$$8584 \cdot 368 = 3,16 \text{ GWh/anno}$$

Dai risultati ottenuti si osserva dunque che il passaggio di tutte le linee a 10 kV, ai 20 kV, comporti un'ulteriore riduzione di perdite, oltre quelle già determinate di linea, nei relativi trasformatori MT/BT ed equivalente a :

$$4,04 - 3,16 = 0,88 \text{ GWh/anno} = 880 \text{ MWh/anno}$$

Tale quantità rappresenta, rapportata agli 80 GWh annui di energia persa su tutta la rete, un'ulteriore riduzione del 1,1 % oltre quella calcolata prima sulle perdite di linea di 14,58 %.

1.8_Conclusioni

Alcune ipotesi e semplificazioni sono state necessarie per ottenere i macro numeri, come da obiettivo, indicativi di una stima finale sulle perdite, per in seguito individuare un ordine di grandezza in termini economici.

Si può riassumere infine dai calcoli svolti che un passaggio complessivo delle linee da 10 a 20 kV comporterebbe una riduzione totale delle perdite annue pari a:

$$11,67 + 0,88 = \mathbf{12,55 \text{ GWh/anno}}$$

Per cui dagli attuali 80 GWh/anno persi sull'intera rete AGSM si scenderebbe a:

$$80 - 12,55 = \mathbf{67,45 \text{ GWh/anno}}$$

CAPITOLO 2

MAPPATURA LINEE

Individuazione cavi predisposti al passaggio 20 kV

2.1 Introduzione

Presa sempre in considerazione la rete MT di Verona, l'individuazione della predisposizione o meno dei cavi, lungo i quali essa si estende, al passaggio ai 20 kV, discerne dall'adeguatezza del loro isolamento a tale tensione.

Il risultato che ne scaturisce è una rappresentazione grafica di fondamentale importanza ai fini della determinazione successiva delle zone su cui affrontare l'analisi; l'idea, infatti, è quella di individuare le aree in cui vi è maggior concentrazione di cavi predisposti al passaggio a 20 kV e in tal modo ridurre i costi d'adeguamento degli stessi in caso non fossero idonei, riducendo quindi l'eventuale investimento totale.

Questo capitolo ha l'obiettivo di mostrare come sia stata eseguita una tematizzazione sulla rete MT in base alle varie tipologie di cavo riscontrante, e illustrandone il risultato tramite GIS.

2.2 Classificazione cavi

Al fine di avere una raffigurazione visiva di tale classificazione l'essenziale supporto di base è stato fornito dal GIS che, come in precedenza indicato, fornisce una rappresentazione della distribuzione reale della rete sul territorio; per questo motivo è stato preferito a Neplan che non fornisce tale informazione e un'osservazione su quest'ultimo del risultato della mappatura sarebbe di difficile interpretazione ai fini dell'individuazione delle aree di studio. Il GIS contiene le informazioni principali all'individuazione della tipologia di cavo, ovvero la sigla cavo indicante il livello d'isolamento, ma i dati non sono sufficientemente completi; infatti, avendo AGSM acquisito le linee ENEL nel Dicembre 2002, tutti i cavi classificati ora come EX-ENEL nel GIS non riportano informazioni relative la loro tipologia non essendo stati aggiornati in seguito, rendendoli così apparentemente inclassificabili. Un aiuto in tal senso viene invece da Neplan, o meglio, dai dati del DMS il quale, soggetto a suo tempo ad un aggiornamento, contiene le informazioni mancanti nel GIS, relative ai cavi, essenziali alla loro identificazione.

Il problema che si presenta è quello di trovare una chiave d'aggancio tra i dati DMS e quelli GIS in modo da completare le informazioni di quest'ultimo con quelle mancanti.

Essendo due banche dati a se stanti DMS e GIS, contengono informazioni relative gli stessi elementi con la problematica che vengono identificati con sigle e nominativi diverse nelle due, rendendo quindi difficoltosa l'identificazione di una chiave in comune per l'associazione dei dati; questo scoglio dopo un'attenta osservazione è stato superato considerando un'informazione risultante la stessa in entrambe le banche dati, ovvero la composizione dei cavi, indicante se il cavo è unipolare o tripolare e la relativa sezione.

Mentre quindi in Neplan si hanno come informazioni sia la composizione che la sigla cavo per la quasi totalità dei cavi, sul GIS queste informazioni sono complete, o quasi, solo nel caso dei cavi AGSM mentre in quelli EX-ENEL è presente solo l'informazione riguardante la composizione dei cavi.

L'idea di partenza è quella di vedere se è possibile associare ai diversi tipi di composizione un livello di tensione d'isolamento che è l'informazione che serve essenzialmente per individuare se il cavo è adeguato o meno al passaggio a 20 kV; in tal modo sul GIS in corrispondenza ad una determinata composizione risulterebbe un determinato livello d'isolamento e il cavo sarebbe quindi classificabile.

Per far ciò si è seguito il seguente procedimento; come prima operazione è stato necessario individuare tutti i possibili tipi di composizione presenti in rete, ciò è stato possibile grazie ad un file contenente la libreria dei cavi Neplan, nel quale sono riportate tutte le tipologie di cavo della rete alla quale si rimanda in APPENDICE B per una visione completa, mentre si riporta di seguito un estratto come chiarimento:

Tab. 2.1 – Porzione di libreria cavi Neplan

Composizione e sigla cavo	Descrizione
Cavo 3x(1x185) ARG7H1RX 12/20 kV	Cavo MT ad elica vi20bile con cond. In Al isolato con gomma etilenpropilenica ad alto modulo elastico schermato con guaina di PVC (Unif. Enel)
Cavo 3x(1x120) ARG7H1RX 12/20 kV	Cavo MT ad elica vi20bile con cond. In Al isolato con gomma etilenpropilenica ad alto modulo elastico schermato con guaina di PVC (Unif. Enel)
Cavo 3x(1x70) ARG7H1RX 12/20 kV	Cavo MT ad elica vi20bile con cond. In Al isolato con gomma etilenpropilenica ad alto modulo elastico schermato con guaina di PVC

Da tale libreria, non potendo utilizzare come chiave l'informazione relativa alla tipologia indicata ad esempio dalla sigla ARG7H1RX e nemmeno la tensione di isolamento 12/20 kV (altrimenti avendo una o l'altra si sarebbe in grado di identificare quanto meno il livello di isolamento che come detto è quello che interessa) si sono estrapolate solo i diversi tipi di composizione ottenendo quindi un elenco di tutte le formazioni possibili di cui si riporta di seguito una parte come esempio:

Tab. 2.2 – Estrapolazione composizione cavi da tabella libreria cavi

Composizione e sigla cavo	Composizione
Cavo 3x(1x240) ARC4HLRX 12/20 kV	3x(1x240)
Cavo 3x(1x70) ARG7H1RX 12/20 kV	3x(1x70)
Cavo 3x(1x95) ARC1HLRX 12/20 kV	3x(1x95)
Cavo 3x120 SCOLR 12/15 kV	3x120
Cavo 3x150 ARCHLOR 12/15 kV	3x150

Partendo ora dai dati Neplan, più completi, si è potuto determinare per ogni possibile composizione, le varie tipologie di sigle cavo che avevano quella determinata composizione, associate al nome della linea su cui è presente quel tratto di cavo con la relativa lunghezza, al fine di osservare per ogni formazione quali livelli di isolamento poteva includere. Si precisa che i nomi delle linee non coincidono completamente tra i due database, per cui si è eseguita un'associazione manuale tra i nomi linea definiti nel GIS con quelli del DMS presi come riferimento in previsione di mettere tali linee successivamente in relazione con i dati ricavati nel primo capitolo; l'esito ottenuto è una classificazione in funzione della chiave presa in considerazione, ovvero la composizione dei cavi, come si voleva portando ad un risultato di cui se ne riporta in seguito un esempio per delucidazione:

Tab. 2.3 – Classificazione sigle cavo in base alla composizione

Composizione	Sigla Cavo	Nome linea	Lunghezza (Km)
3x95	Cavo 3x95 ASCOLR 8.7/10 kV	ABITAL	0,4000
		BIONDE	0,0900
		COLOMBAROLO DX	0,8840
		OFFICINE F.S.	0,2400
		PORTO SAN PANCRAZIO E	0,3800
	Cavo 3x95 RCHLOR 12/20 kV	AMBROSINI	5,9560
		BALESTRA	9,7900
		BANCA POPOLARE	2,1220
		BIONDE	3,3000
		BORGO MILANO E	6,9420
3x(1x185)	Cavo 3x(1x185) ARG1H1RX 12/20 kV	PONTE FLORIO	1,0500
	Cavo 3x(1x185) ARG5H1RX 12/20 kV	BIONDE	0,0500
		BUSSOLENGO MONSUA	1,4200
		COLOMBAROLO DX	0,3700
		FORTE VEGRON	0,0200
		PONTE FLORIO	0,5640
	Cavo 3x(1x185) ARG7H1RX 12/20 kV	ABITAL	0,4800
		AMBROSINI	0,4700
		BALESTRA	0,5280
		BANCA POPOLARE	0,3220
		BASSONA	1,4980
		BIONDE	1,2640
		BORGO MILANO E	0,8980
3x80	Cavo 3x80 SCOLR 12/15 kV	CATTANEO SX	0,7500
		MICHELIN	1,8300
		SINISTRA ADIGE	1,5000
		TEZONE	0,8100

Possiamo osservare dalla tab. 2.3 come per ogni composizione siano state attribuite le varie tipologie di cavo; la lunghezza indica in km quanto cavo di quella tipologia sia presente su una determinata linea. Si chiarisce che tali lunghezze però fanno riferimento al doppio della lunghezza effettiva del

tratto di cavo; questo poiché avendo estrapolato dati da tabelle in cui tali informazioni sono riferite prendendo in considerazione il tratto di linea che collega due cabine, cabina A e B ad esempio, tale tratto nell'elaborazione è stato conteggiato una prima volta dalla cabina A alla B ed una seconda volta dalla cabina B alla cabina A. Raccogliendo successivamente i dati quindi, viene valutato due volte lo stesso tratto di cavo e per conoscerne la lunghezza effettiva basta considerare metà del valore indicato in tabella; questa considerazione è utile al fine di eseguire un controllo indicativo sui dati ottenuti per verificarne l'affidabilità. Sommate infatti tutte le lunghezze effettive ricavate dai dati DMS sono state confrontate con la lunghezza delle linee indicata sul GIS e verificata quindi una certa congruenza.

Assicurata la validità dei dati ottenuti, analizzando gli stessi, si sono presentati scenari ben distinti che hanno consentito di assegnare, secondo la seguente logica, i livelli di isolamento ai diversi tratti di cavi aventi una certa composizione. I casi che si sono presentati sono stati così affrontati:

1. Il caso più semplice è rappresentato dalla corrispondenza ad una composizione di una sola sigla cavo e dunque di un unico livello di isolamento; dalla tab. 2.3 si osserva ad esempio questa situazione per la composizione 3x80 alla quale fa riferimento la sola sigla Cavo 3x80 SCOLR 12/15 kV. In tale caso è immediata la determinazione del livello di isolamento dei cavi avente quella determinata composizione poiché come visto possono avere solo quella tipologia di sigla; nell'esempio portato quindi, hai tratti con tale composizione, è stato assegnata direttamente con sicurezza, nei dati GIS incompleti, la sigla SCOLR 12/15 kV indicante un livello di isolamento non adeguato ai 20 kV. In altre situazioni rientranti in questa categoria si è potuta assegnare invece ad esempio la tipologia Cavo 3x50 RCHLOR 12/20 kV la quale risulta adeguata ad un livello di isolamento ai 20 kV.
2. Altra circostanza risulta quella nella quale ad una composizione corrispondono varie tipologie di sigla cavo; si aprono allora due ulteriori scenari:
 - ⊗ La prima situazione riguarda il caso in cui ad una composizione corrispondono diverse tipologie di cavo ma tutte adeguate come livello di isolamento ai 20 kV; in tal caso è stato assegnato ai tratti con quella determinata composizione la sigla 12/20 kV, ciò che interessa rilevare, non potendo distinguere la tipologia esatta comunque di marginale importanza ai fini della classificazione. Nell'esempio di tab. 2.3 quanto appena esposto si riscontra per la composizione 3x(1x185) dove indipendentemente dalle sigle ARG1H1RX, ARG5H1RX e ARG7H1RX è stata assegnata ai tratti afferenti questa determinata formazione dei cavi, come detto, la sigla 12/20 kV.
 - ⊗ La seconda situazione riguarda invece il caso in cui ad una specifica composizione sono riferite varie tipologie di cavo con diverso livello di isolamento; in tale contesto non potendo attribuire in modo univoco a tale formazione un determinato livello di isolamento è stata eseguita un'assegnazione sul GIS di quest'ultimo eseguendo una ricerca puntuale, linea per linea, utilizzando come discriminante la

lunghezza del tratto di cavo nota. Riferendosi all'esempio di tab. 2.3 si considera la composizione 3x95 alla quale corrispondono una sigla con tensione di isolamento non adeguata ai 20 kV, Cavo 3x95 ASCOLR 8.7/10 kV, e una adeguata ai 20 kV, Cavo 3x95 RCHLOR 12/20 kV; eseguita, come indicato, una ricerca precisa per i tratti afferenti la tipologia ASCOLR e assegnata la sigla sopra indicata, per i rimanenti tratti con composizione 3x95 è stata assegnata esplicitamente l'altra sigla cavo essendo presente solo quella oltre all' ASCOLR. Nel caso invece di più sigle cavo adeguate ai 20 kV non è stata assegnata la sigla, non potendola distinguere con precisione se non con una ricerca puntuale, ma è stata attribuita come in precedenza la sigla 12/20 kV.

Tale procedimento ha consentito di completare i dati mancanti nel GIS su tutte le linee EX-ENEL e su alcune AGSM permettendo di operare quindi una classificazione delle varie linee, o meglio dei vari tratti di linea in funzione del livello di tensione consentito dall'isolamento dei cavi. Non tutte le tratte sono state individuate, a causa della mancanza di informazioni sia sulla composizione che sulla sigla cavo, di conseguenza classificate come ignote.

Tale classificazione è stata sfruttata per attribuire ad ogni tipologia identificata una colorazione diversa così da poter essere rappresentata su GIS secondo la seguente distinzione:

	Linee continue verde chiaro identificano cavi già a 20 kV
	Linee continue verde scuro identificano cavi attualmente a 10 kV ma adeguati a passare ai 20 kV
	Linee continue rosse rappresentano cavi a 10 kV che non sono adeguati ad una tensione di 20 kV
	Linee tratteggiate blu rappresentano le linee aeree a 10 kV
	Linee tratteggiate verdi chiaro indicano linee aeree a 20 kV
	Linee continue grigio chiaro identificano cavi ignoti, non classificabili

Per avere un'idea sul risultato finale ottenuto si riporta di seguito una porzione di rete classificata in base ai criteri sopra descritti, mentre per una visuale completa dell'intera rete su cui è stata operata la classificazione si rimanda all'ALLEGATO 2.

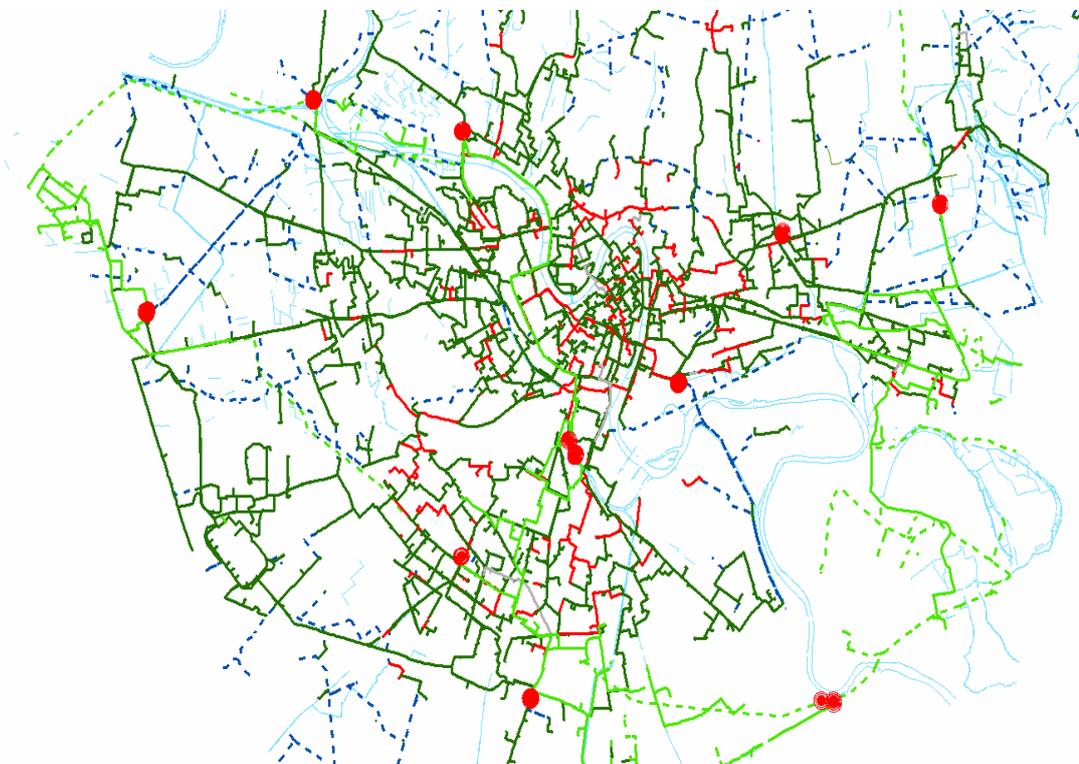


Fig. 2.1 – Mappatura cavi; colorazione in funzione del livello di isolamento

2.3_Considerazioni sulle linee aeree

Finora le linee aeree non sono state oggetto di studio, questo perché risulta difficoltoso fare considerazioni a riguardo non avendo informazioni relative agli isolatori che rappresentano l'incognita determinante nell'eventuale passaggio a 20 kV. L'unica strada percorribile, di cui si cita solo l'esistenza, sarebbe un approccio visivo al fine di determinare l'adeguatezza o meno del tratto di linea a passare da 10 a 20 kV; infatti in base al numero di dischi isolanti, se andassimo a considerare catene di isolatori "a cappa e perno", si può valutare velocemente l'entità della tensione a cui è predisposto l'elettrodotto. Considerando che ogni disco sopporta una tensione di circa 15 kV (nei casi più sfortunati), il numero di dischi isolanti è solitamente dato dalla formula $(V_n / 15) + 1$ e quindi per fare un esempio: una linea da 20 kV sarà caratterizzata da isolatori composti da $(20/15) + 1$ dischi, con il numero opportunamente arrotondato all'unità successiva cioè 3.

Nella rappresentazione figurativa si identificano per cui solo le linee aeree attualmente a 20 kV e quelle a 10 kV, senza distinzione per quest'ultime se adatte o meno al raddoppio di tensione. Come è possibile notare nell'allegato B comunque, le linee aeree rappresentano una minima parte dell'estensione della rete.

2.4_Osservazioni sui risultati ottenuti

Come già osservato nel primo capitolo, si può notare da questa ulteriore classificazione, osservando in chiaro l'allegato B, che linee a 20 kV, raffigurate dalle linee continue verdi chiaro, rappresentano una bassa percentuale sul totale della rete, mentre la maggior parte è costituita da linee alimentate a 10 kV.

Nella zona del centro città, compresa all'interno dell'ansa dell'Adige raffigurato, ci si aspetta che siano presenti cavi vecchi, probabilmente direttamente interrati e non adeguati a passare a 20 kV, poiché presenti in una zona delicata su cui lavorare; esaminando attentamente l'allegato si può notare infatti che in tale zona, è concentrata la maggior parte dei cavi a 10 kV non adeguati a sostenere un livello di tensione di 20 kV, identificati da linee rosse.

CAPITOLO 3

MAPPATURE

Cabine – Trasformatori – Utenti MT

e

Contro Alimentazioni

3.1_Introduzione

Al fine di valutare in modo più attento le zone individuate per il passaggio da 10 a 20 kV, sono eseguite le seguenti mappature che consentono di determinare parametri relativi le linee riguardanti appunto il numero di cabine, quello di trasformatori e di utenti MT per ogni linea, realizzando dunque una base di dati dalla quale estrapolare quelli riferiti alle sole linee effettivamente prese in considerazione per lo studio, selezionate mediante un'ulteriore mappatura sulle contro-alimentazioni di rete qui di seguito delucidata.

Le indicazioni necessarie sono tutte contenute, e quindi estratte, dal DBC, ovvero Data Base Cabine.

3.2_Mappature Cabine – Trasformatori – Utenti MT

3.2.1_Cabine

Da una prima elaborazione delle informazioni si è potuto ricavare il dato riguardante il numero di cabine per ogni linea in MT; quest'ultime vengono classificate con un codice numerico del tipo 201302_1, dove le prime 6 cifre identificano la cabina mentre "_1" fa riferimento alla sbarra in cabina cui è sotteso un trasformatore che, come già citato, ve ne sono al massimo 4 per cabina. La tabella risultante è riportata in APPENDICE C alla fine di questo capitolo, tabella C.1; come prima indicazione si ha subito un'idea di quante cabine sono presenti sulla rete di media, riportando in seguito il risultato conseguito:

Tabella 3.1 – Sintesi ricerca cabine per linea

CABINE PER LINEA	
Totale complessivo	1229

3.2.2_Trasformatori

Un diversa classificazione, eseguita in precedenza per lo studio effettuato sulle perdite nei trasformatori nel capitolo 1, ha portato all'identificazione del numero di trasformatori per ogni linea, che, in tal caso si osserva, non coincidono con il numero delle cabine poiché possono esservene presenti più di uno all'interno di una stessa cabina come appena chiarito; ammontano infatti ad un totale di 1437 unità. Gli stessi vengono inoltre suddivisi in base alla loro tensione sul lato primario, per individuarne l'adeguatezza o meno ad un eventuale passaggio a 20 kV, essendo solo quel lato del trasformatore che verrebbe interessato dall'intervento. Come già richiamato nel primo capitolo i trasformatori, che eventualmente sarebbero interessati dall'adeguamento, sarebbero quelli presenti solo sulle linee a 10 kV, risalenti a 1261 unità; di tale quota, è facile determinare grazie alla schematizzazione dei dati effettuata, che un valore pari a 325 elementi corrispondono ai trasformatori il cui lato primario è adatto alla sola tensione di 10 kV, e che tali sarebbero quelli da sostituire totalmente in caso di un ipotetico passaggio di tutte le linee dai 10 ai 20 kV. Tra questi si considerano inoltre, in via del tutto cautelativa, quelli non classificati per mancanza di informazioni pari a 43 unità ma sempre presenti sulle linee a 10 kV, mentre la differenza tra questi e i 68 non identificati su tutta la rete, quindi 25 trasformatori, si può affermare che siano adeguati ai 20 kV, essendo per coerenza su linee a tale tensione. Vengono inoltre identificati per un ammontare di 893 i trasformatori presenti sempre sulle linee a 10 kV ma adeguati ai 20 kV avendo la possibilità della doppia tensione lato primario (10/20 kV); infine i rimanenti 151 trasformatori sono identificati come quelli già presenti sulle linee attualmente a 20 kV, avendo detratto come specificato tutti quelli sulle linee a 10 kV. Si riportano per completezza tutti i dati ottenuti in tabella C.3, APPENDICE C, dei quali si riportano in seguito la sintesi dei relativi risultati sui quali si son basate le elaborazioni sopra esposte mediante supporto di foglio elettronico:

Tabella 3.2 – Sintesi classificazione trasformatori

CP	Feeder	Nome Linea	10	20	20-10	9.7	#N/D	Totale
Totale complessivo			316	68	976	9	68	1437

3.2.3_Utenti MT

Ulteriore elaborazione ha determinato il numero di utenti in MT allacciati per ogni singola linea; tale risultato non ha influenza in termini tecnici ed economici ai fini dello studio ma fornisce un'indicazione delle cabine utenti che dovranno esser, se non lo sono già, adeguate anch'esse al nuovo livello di tensione, ciò comunque a carico dell'utente. Si può osservare da un'analisi effettuata sull'intera rete che il totale degli utenti allacciati in MT risulta essere 496 come riportato in seguito, mentre l'identificazione completa per ogni linea è rimandata alla tab. C.2 in APPENDICE C:

Tabella 3.3 – Sintesi individuazione utenti MT

UTANTI MT PER LINEA	
Totale	496

Si porge una piccola nota a riguardo delle cabine d'utente; considerato il caso in cui queste fossero state progettate per far fronte già ai 20 kV, pur nascendo su linee a 10 kV, sarebbe da valutare l'adeguatezza delle stesse nel caso, pur essendo in esercizio da parecchi anni, non fossero mai state soggette a manutenzione. Tale osservazione non è da escludere in quanto l'intervento di controllo è a carico dell'utente e non sempre viene effettuato regolarmente. Questa circostanza porta a considerare il fatto che nel momento del passaggio della linea ai 20 kV, pur l'utente avendo dichiarato l'idoneità della cabina, si verifichi un guasto all'interno della stessa con conseguenti ovvi disagi per l'utente e rare ma possibili conseguenze alla rete di distribuzione solo citate, come il doppio guasto monofase a terra, ma non trattati in questa sede.

3.3_Mappature Contro-Alimentazioni

Parametro fondamentale nella considerazione del passaggio di una linea o meno dai 10 ai 20 kV è rappresentato dalla possibilità di poter essere contro-alimentata; a mancanza di alimentazione dalla cabina primaria, quindi isolata l'intera linea, oppure isolata solo in un tratto a causa di guasti, lavori o manutenzione nel tratto precedente ad esempio tale linea deve aver la possibilità di garantire il servizio di alimentazione anche ai carichi più lontani grazie al supporto di altre linee con le quali si riesce ad interfacciare che si prendono in carico di fornirle la potenza necessaria per quanto possibile. Si rende pertanto di primaria importanza avere un certo grado di sicurezza intrinseca sotto questo punto di vista, al fine di evitare disservizi indesiderati sia per l'utente che per il distributore.

Si è notato che un approccio basato sullo stato degli interruttori in cabina non porta a risultati corretti non potendo associare ad un determinato stato, aperto o chiuso, i feeder, ovvero le linee che possono esser viste in quella determinata cabina, poiché non è verificato che gli interruttori siano chiusi solamente per la linea cui è associata la tale cabina e aperti sulle altre linee che vi convergono, per chiarire il concetto si porta il seguente esempio:

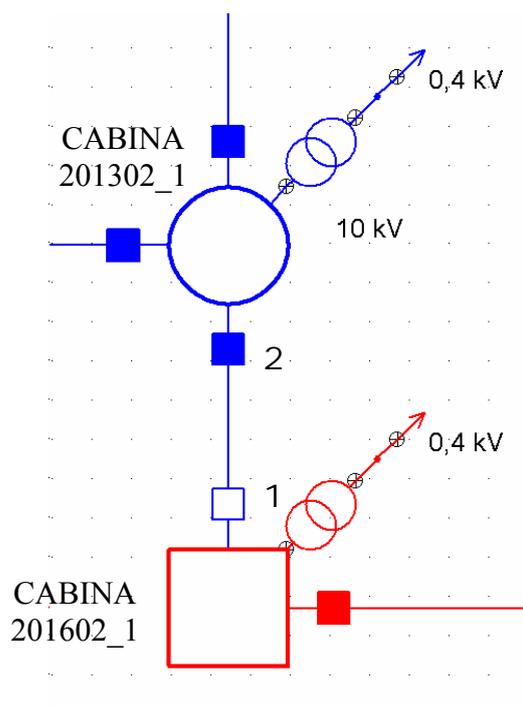


Fig. 3.1 – Cabine di collegamento tra due linee (feeder) diverse

Dalle considerazioni sopra, in tal caso di fig. 3.1 si sarebbe in grado di determinare che la cabina 201602_1 può essere alimentata dalla linea blu, avendo interruttore corrispondente (1) aperto, mentre la cabina 201302_1 non sarebbe in grado di vedere la linea rossa avendo interruttore chiuso (2). Il ragionamento funzionerebbe solo nel caso entrambi gli interruttori 1 e 2 fossero aperti.

È stato necessario attuare un criterio differente al fine di rilevare la possibile reciprocità di alimentazione tra due cabine afferenti a linee diverse.

Il procedimento sviluppato viene esposto nei seguenti passaggi:

- Per prima cosa è stato necessario associare ad ogni cabina il nome della linea sulla quale insiste, informazione già ottenuta dalla mappatura sulle cabine del capitolo precedente; le ulteriori informazioni di cui si necessitano riguardano il tratto di linea e le due cabine tra cui è compreso, e indicazioni sui congiuntori presenti tra una cabina e l'altra, rappresentanti un possibile collegamento tra cabine appartenenti a feeder diversi.
- Tramite alcune righe di programma in Visual Basic sono state realizzate delle macro, le quali hanno permesso di associare alle cabine, ad esempio la 201602_1 di fig. 3.1, tutte le linee che vi confluiscono, linea blu nello specifico, senza osservare lo stato degli interruttori quindi, ma tenendo in considerazione solo il feeder; ciò ha consentito di determinare quante e quali linee sono riferibili a ciascuna cabina.

- Se alla cabina è associata una sola linea significa che non vi sono collegamenti possibili con altre, mentre se è associata a più linee, ovvero vi convergono feeder diversi, indica che tali possono essere collegate; riorganizzando in tal senso i dati ottenuti è stato quindi possibile individuare per ogni linea con quali linee può interfacciarsi e in quali cabine.

Questa elaborazione ha consentito di ottenere come risultato un'importante valutazione sulle contro-alimentazioni possibili sull'intera rete MT segnalate in tabella D.1, APPENDICE D.

Tale metodologia, che si limita ad identificare i casi essenziali di due cabine collegate direttamente tra loro, assolve in ogni modo ad identificare le informazioni ricercate sulla sicurezza intrinseca di alimentazione di una linea; si evidenzia comunque il fatto che esistono molte altre possibilità di interfacciare tra di loro le linee, commutando opportunamente lo stato degli interruttori; da tale considerazione ne deriverebbe che quasi tutte le linee riuscirebbero in qualche modo, attraverso anche il passaggio in molte cabine, a vedersi tra loro; ciò non è comunque realizzabile a causa della potenza richiesta dai carichi, del livello di tensione diverso tra linee. Per chiarire come possono in altro modo vedersi le linee, si porta il semplice esempio di tre cabine appartenenti a tre linee diverse, sul quale vengono inoltre effettuate le considerazioni sul metodo utilizzato per completezza:

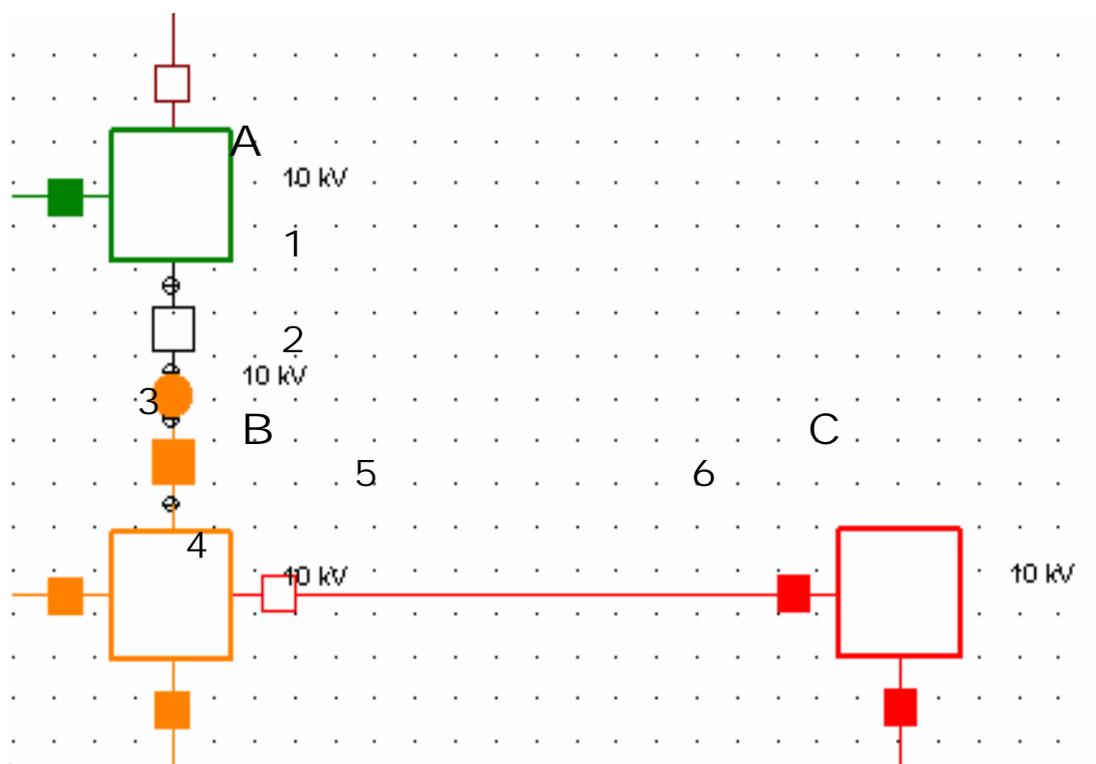


Fig. 3.2 – Caso di contro-alimentazione per tre linee

Come si nota dalla figura 4.2 risulta:

- le tre cabine, identificate come A, B e C appartengono a feeder, e quindi linee diverse, come evidenziato dalla colorazione rispettivamente verde, arancio e rosso.
- Dall'approccio utilizzato esposto in precedenza si è in grado di determinare che:
 - La linea verde vede la linea arancio nella cabina A, allo stesso modo la linea arancio vede la linea verde sempre nella cabina A;
 - La linea arancio vede la linea rossa nella cabina B, allo stesso modo la linea rossa vede la linea arancio nella cabina B.
- E' possibile osservare oltre questo livello di profondità le seguente relazione:
 - Aprendo gli interruttori 3 e 4, e chiudendo 1 e 5, la linea verde può vedersi tramite la cabina B con la linea rossa, altrettanto sarà per la linea rossa nella medesima cabina.

A tutti i casi simili a questo si possono applicare le stesse considerazioni, ed esaminando porzioni di rete ancora più ampie è possibile estendere il ragionamento a livello teorico, ma in pratica non realizzato.

CAPITOLO 4

ISOLA 1

Identificazione area predisposta ai 20 kV

4.1 Processo d'individuazione dell'isola

Il lavoro esposto nei precedenti capitoli, fornisce gli elementi che consentono di qualificare le linee come buone candidate o meno per il passaggio dai 10 ai 20 kV.

Preso atto quindi dei compiti svolti in precedenza, la successione di considerazioni che ha portato all'identificazione dell'area da studiare, identificata come ISOLA 1, è la seguente:

- I. Sovrapposizione delle mappature relative alle perdite e alle linee, al fine di delineare su GIS i confini geografici della zona da considerare;
- II. Prima scrematura delle linee esterne all'area in funzione di una valutazione visiva su GIS;
- III. Successiva selezione delle linee tenendo considerando la mappatura delle contro-alimentazioni;
- IV. Identificazione precisa delle linee da studiare con assegnazione dei parametri valutati nel lavoro complessivo di mappatura, quindi perdite, lunghezza e tipologia linea, trasformatori, cabine, utenti MT.

Al termine di tali passaggi si sono ottenute in modo ben definito, tutte le informazioni sull'ISOLA 1 necessarie ad affrontare uno studio economico di valutazione dei costi e benefici sul passaggio di tale ai 20 kV. Vengono per cui valutate a tale scopo solo le linee a 10 kV presenti all'interno dell'isola, non comportando nessun'influenza d'intervento economico quelle già a 20 kV se non, sotto un aspetto tecnico, un aumento di possibilità di contro-alimentazioni che, come in seguito spiegato, in circostanza cautelativa non è in ogni caso considerato.

La designazione dei confini di questa prima isola, che ha coinvolto la mappatura delle perdite e delle linee, deriva da una sovrapposizione di queste, ovvero dall'incrocio degli allegati 1 e 2, i quali hanno portato al risultato che si può osservare nell'allegato 3 dove è evidenziata l'ISOLA 1 individuata seguendo i criteri già citati di maggiori perdite di linea e maggior numero di cavi adatti ai 20 kV. Si riporta il processo grafico seguito:

Colorazione per CP

Colorazione per tipo

linea

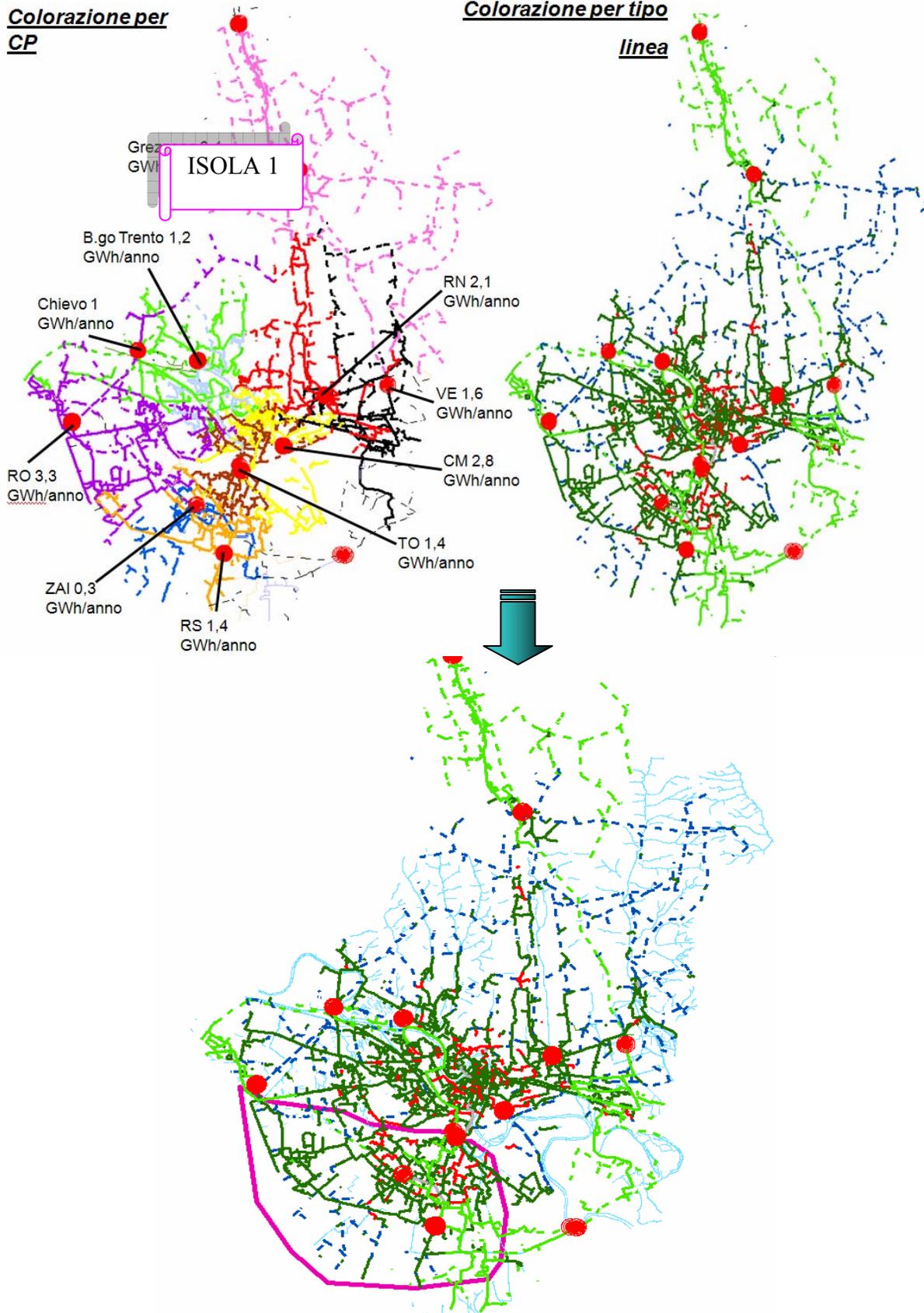


Fig. 4.1 – Processo grafico d'individuazione dell'ISOLA 1

In seguito all'individuazione dell'isola su GIS è stato necessario attribuire un nome a tali linee, al fine di studiarle, utilizzando i riferimenti già creati in precedenza tra i nomi GIS e quelli Neplan che, come richiamato nel secondo capitolo, non coincidevano completamente tra i due database. Oltre all'assegnazione del nome delle linee, essenziale è stata l'assegnazione relativa del feeder univoco nell'identificazione di una linea ed utilizzato come chiave comune in tutte le mappature in modo da assegnare in maniera diretta, i vari risultati ottenuti in precedenza andandoli ad estrarre dalle relative tabelle.

Una verifica è stata eseguita per aver un riscontro sull'attendibilità dei dati ottenuti; tale controllo ha constatato una certa corrispondenza tra la lunghezza delle linee fornite da Neplan e la lunghezza assegnata dal GIS. A tale accertamento si è arrivati però osservando inizialmente una differenza non trascurabile, di 90 km, tra le due lunghezze prese in atto; di fatto si è verificato che nel GIS la lunghezza indicata teneva in considerazione solo i km effettivi racchiusi dal confine tracciato, mentre in Neplan, dove l'isola è rappresentata da una selezione di linee, veniva valutata l'intera estensione di queste comprese quelle che attraversavano il confine in modo da far registrare appunto 90 km in eccesso dovute a queste fuoriuscite, non gradite inoltre tenendo conto delle contro-alimentazioni. Ciò ha portato ad eseguire la prima scrematura, sopra indicata al punto due, osservando sul GIS una ad una le linee incorporate ed eliminando quelle che troppo fuoriuscivano dai confini. Si è arrivati a delineare in modo sempre più preciso l'isola identificata.

Ottenuto quindi un elenco di linee ottime candidate a passare a 20 kV un'ultima selezione è stata eseguita tenendo presente della mappatura delle contro-alimentazioni, scrematura indicata al terzo punto. Tale operazione risulta di fondamentale importanza per il fatto di poter garantire un certo grado di sicurezza intrinseca nella continuità di servizio, per cui determina l'inclusione o meno di una linea dall'ISOLA. Facendo quindi una ricerca relativa alle linee fin qui selezionate su quelle di tutta la rete ottenute dalla mappatura sulle contro-alimentazioni si sono ottenuti i seguenti risultati riportati in sintesi qui di seguito, dei quali per una visione completa, per osservare nel dettaglio i nomi delle linee coinvolte, si rimanda alla tabella E.1 in APENDICE E.

Tab. 4.1 – Sintesi risultati contro-alimentazioni ISOLA 1

TABELLA RIASSUNTIVA ISOLA 1				
CP	LINEA	CONTROALIMENTAZIONI N.	PERSE N.	MANTENUTE %
RO	DOGANA	7	1	86
	QUADRANTE EUROPA	4	1	75
	SALVI	2	2	-
	TERMINAL F.S.	2	1	50
RS	AUTOSTRADA	3	0	100
	BORGO ROMA DESTRA	6	1	83
	BORGO ROMA SINISTRA	5	0	100
	CENTRO RICERCHE 2	3	0	100
	COCA COLA	7	2	71
	DOSSOBUONO	3	0	100
	FRO	5	0	100
	GLAXO	3	0	100
	MARANGONA	3	0	100
	BIASI	0	0	OK
	TO	OSPEDALE BORGO ROMA	1	1
SANTA LUCIA		4	0	100
TOMBA		3	1	67
ZAI DESTRA		5	0	100
ZAI SINISTRA		4	0	100
ZA	BUSSOLENGO MONSUA	3	0	100
	DOSSOBUONO E	3	0	100
	S. LUCIA	4	1	75
	SORIO	2	1	50
	ZONA INDUSTRIALE	2	0	100

Nella tabella 4.1 di sintesi vengono indicate, come si può notare nella terza e quarta colonna, il numero di contro-alimentazioni prima del passaggio e il numero di quelle perse con il passaggio, fornendo una percentuale indicativa di quante linee vengono mantenute dopo il passaggio; nella tabella E.1 invece, per ogni linea sono indicati i nomi delle linee che la possono contro alimentare e in quali cabine, mostrando quali di queste nello specifico perdono tale legame denotate dalla sigla #N/D.

La terza colonna, che indica il numero di possibili contro-alimentazioni prima del passaggio, si riferisce naturalmente solo alle linee a 10 kV essendo quelle considerate per il passaggio anch'esse a 10 kV, e non potendo quindi connettersi con quelle a 20 kV; la quarta colonna valuta altrettanto, delle stesse linee che erano a 10 kV segnalate nella terza, quante sono passate ai 20 kV mantenendo quindi la possibilità di connessione e indicando pertanto quelle che non passando ai 20 kV perdono tale possibilità di legame. Nel far ciò quindi, come accennato in precedenza, non si tiene conto delle possibili contro-alimentazioni che si andrebbero a guadagnare considerando le linee già a 20 kV con le quali si potrebbero, in seguito all'adeguamento di tensione, connettersi; si valuta dunque in questa

logica solo una perdita rispetto al caso di partenza, che non dev'essere eccessiva pena la non idoneità ai requisiti di appartenenza all'isola.

La selezione eseguita quindi nei primi due punti ha portato alla valutazione delle 24 linee elencate in tabella 4.1; dalle indicazioni fornite si nota che due linee, la Salvi e Ospedale Borgo Roma evidenziate in rosso, perdono tutte le contro-alimentazioni, rispettivamente 2 e 1, che osservando la tabella E.1 corrispondono alle linee Brazzoli e Girlanda per la Salvi e la Colombarolo DX per l'Ospedale Borgo Roma. Le considerazioni fatte a riguardo hanno portato alle seguenti conclusioni:

- Per la linea Salvi:
 - Le linee Girlanda e Brazzoli che la contro-alimentano sono esterne all'isola e includerle al fine di comprendere la Salvi comporterebbe una sequenza a catena di ancor più perdite di contro alimentazione;
 - Osservando attentamente la tabella E.1 si nota che l'esclusione della Salvi non provocherebbe invece ulteriori perdite di contro-alimentazione per le altre linee dell'isola;
 - Alla luce di tali considerazioni si ritiene opportuno escludere la linea Salvi dall'ISOLA 1.

- Per la linea Ospedale Borgo Roma:
 - Stessa considerazione per le linee Girlanda e Brazzoli, ovvero la linea Colombarolo DX risultante molto esterna all'area considerata causerebbe nel complesso una perdita maggiore di contro-alimentazioni;
 - Inoltre la Colombarolo DX proviene dalla CP Campo Marzo nella quale non vi è attualmente la sezione a 20 kV e progettartela per una linea sola non è ritenuto conveniente;
 - Infine essendo una linea dedicata, ovvero che fa riferimento solo ad un particolare utente/carico, sarà oggetto di considerazioni specifiche per il suo eventuale passaggio;
 - Suddette analisi, infine, comportano l'esclusione della linea Ospedale Borgo Roma dall'ISOLA 1.

Riguardo le altre linee descritte in tabella 5.1 non sono necessarie particolari considerazioni in quanto come si può notare il maggior numero di queste mantiene, una volta effettuato il passaggio, tutte le contro-alimentazioni che aveva prima, indicata da una percentuale del 100 %, mentre le rimanenti mantengono una % comunque soddisfacente; tenendo sempre conto, in base alle considerazioni sopra fatte, che qualche legame in più possa esser fornito dalle linee già a 20 kV presenti nell'isola. Una nota particolare è fatta sulla linea Biasi la quale non ha linee che la possono contro-alimentare essendo

non molto estesa ed alimentando solo due utenti in MT, per cui non ha alcuna restrizione in questo campo a passare a 20 kV se non quella di ravvisare gli utenti. A tal proposito si cita il fatto che il metodo per la determinazione delle contro-alimentazioni adottato, tiene conto delle cabine in cui sono visti più feeder, e quindi dove convogliano più linee, mentre quelle in cui il numero di feeder è pari a uno è indicativo del fatto che in tal cabina è presente solo la linea cui è associata, tali punti non vengono dunque considerati. La linea Biasi rientra appunto in quest'ultima tipologia indicata ed è stata inserita manualmente nella valutazione delle contro-alimentazioni; fortunatamente risulta l'unica linea con tali caratteristiche compresa nell'isola altrimenti eventuali altre aggiunte si sarebbero dovute eseguire manualmente.

4.2_Analisi tecnica dell'ISOLA 1

Adempiuto all'analisi sulle contro alimentazioni e conclusa quindi la scrematura finale, il risultato è rappresentato dalle 22 linee a 10 kV inglobate nell'ISOLA 1 sulle quali approntare uno studio economico, di valutazione di costi e benefici. Tale esito include come si può comprendere osservando meglio l'ingrandimento dell'ISOLA 1 riproposto qui in seguito, tutte le linee a 10 kV delle CP ZAI e Ricevitrice Sud, quelle di Tombetta dirette verso Sud, e quelle della Ricevitrice Ovest orientate verso Sud-Est.

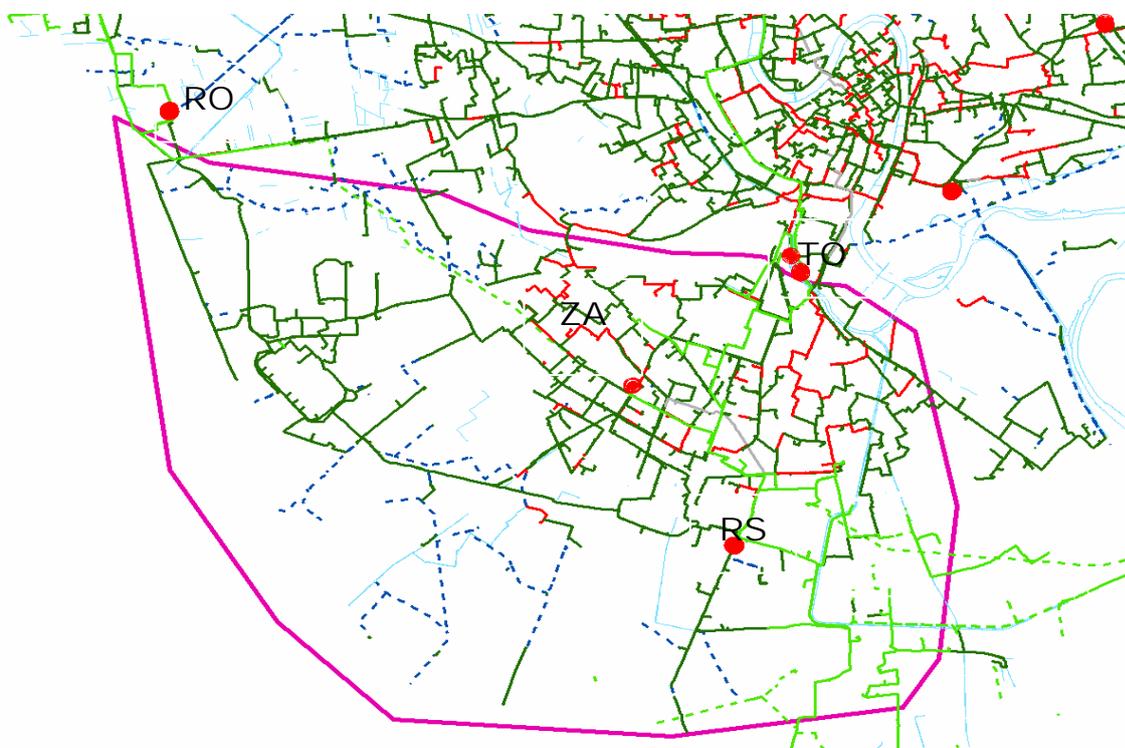


Fig. 4.2 – Ingrandimento dell'ISOLA 1 con indicazione delle CP coinvolte

L'elenco delle linee e le relative caratteristiche sono visualizzate in tabella 4.2.

I parametri assegnati a ciascuna linea derivano dalle mappature effettuate nei primi capitoli; è possibile notare che:

- dalla colonna relativa alla Un come accennato ai fini di uno studio economico, vengano considerate solamente le linee a 10 kV;
- la tipologia di linea è suddivisa nei km di:
 - o cavo a 10 kV, ovvero non adeguati ai 20 kV;
 - o cavi a 20 kV, adeguati a sostenere i 20 kV;
 - o linea aerea, sulla quale, come esposto in precedenza, non si riesce a distinguere se adeguata o meno al passaggio.
- I trasformatori sono classificati tra quelli idonei alla doppia tensione e quelli non.

A fondo tabella sono riportati i totali, indicativi dei primi macro-numeri ottenuti, adottati ai fini della valutazione economica.

Di tali risultati si osserva che:

- Sui km totali dell'isola, ovvero 168,63 km, solo una minima parte corrispondente al 9,6 % identifica linee aeree, una porzione all'incirca simile corrisponde ai km di cavi che andranno sostituiti, mentre la maggior parte è costituita da km di cavo già idonei ai 20 kV, pari ad un 78%, constatando una scelta conveniente dell'area selezionata;
- Le perdite di linea associate a tale area, sempre in riferimento solo alle linee a 10 kV, ammontano ad un totale di circa 3,88 GWh/annui; è su tale valore che si andrà ad ottenere una riduzione delle perdite di linea mentre quelle sulle linee a 20 kV, non valutate, resteranno le stesse. Su tale risultato si possono operare le ulteriori seguenti considerazioni:
 - o L'isola considerata comporta delle perdite di linea che ammontano ad un circa 25% delle perdite totali della rete MT sulle linee a 10 kV determinate in primo capitolo (15,56 GWh/anno);
 - o Con un passaggio di tali linee da 10 a 20 kV, riducendosi le perdite ad $\frac{1}{4}$ si passerebbe da 3,88 a 0,97 GWh/anno, ottenendo quindi una riduzione di **2,91 GWh/anno** corrispondenti ad un 18,7 % sui 15,56 GWh/anno sopra citati;
- I trasformatori compresi nell'isola sono un totale di 249; di tale numero 194 sono già idonei ai 20 kV, quindi le loro perdite rimarranno invariate, mentre 55 saranno quelli che andranno sostituiti; quest'ultimi, riconsiderando le perdite di un singolo trasformatore determinate nel primo capitolo e corrispondenti a 10948 kWh/anno, comportano delle perdite annue su tale porzione di rete che ammonta a:

$$10984 \cdot 55 = 604 \text{ MWh/anno}$$

che corrisponde ad un 14.4 % dell'energia persa solo sui trasformatori da sostituire sulle linee a 10 kV, sulla quale si andrà ad ottenere dunque una riduzione considerando la sostituzione di questi col modello a basse perdite; se considero le perdite di questo tipo di trasformatore oppure la sua % di riduzione rispetto ad uno classico ottengo:

$$8584 \cdot 55 = 472 \text{ MWh/anno} \quad \text{oppure:} \quad 10984 - 21,85\% \cdot 55 = 472 \text{ MWh/anno}$$

Quindi la riduzione che si può considerare un guadagno di energia prima persa risulterà pari a:

$$604 - 472 = 132 \text{ MWh/anno}$$

Equivalente al 3,27 % delle perdite nei 368 trasformatori sulle linee a 10 kV valutati da sostituire.

- Riguardo il numero di cabine che equivale a 211, ed essendo 249 i trasformatori è chiaro, come esposto in precedenza, che all'interno di alcune cabine vi saranno più di un trasformatore; su tali edificati inoltre, nella valutazione economica, bisognerà porre delle considerazioni particolari non avendo informazioni precise sulla loro idoneità o meno a sostenere i 20 kV.
- Il numero di Utenti MT infine, pari a 101, da un'idea di quante ulteriori cabine saranno soggette al raddoppio di tensione, e dovranno pertanto essere adeguate qualora non lo fossero, come ravvisato in precedenza, a spese dell'utente.

Tab. 4.2 – Elenco linee a 10 kV ISOLA 1

CP	FEEDER	NOME LINEA ISOLA 1	Un (kV)	Cavo 10 kV (km)	Cavo 20 kV (km)	aerea (km)	Totale (km)	Perdite linea (kWh/anno)	Nr TRAF0	Nr TRAF0 20 kV	Nr TRAF0 10 kV	Nr UTENTI MT	Nr CABINE
RO	RO_J04	QUADRANTE EUROPA	10		10,59	0,49	11,09	323.295	14	12	2	10	10
	RO_J14	DOGANA	10	1,67	13,56	0,56	15,79	980.789	21	14	7	1	20
	RO_J19	TERMINAL F.S.	10		14,52	2,27	16,80	239.988	9	4	5	3	9
RS	RS_J07	BIASI	10		0,96	0,71	1,66	36.090	0	0	0	2	0
	RS_J15	DOSSOBUONO	10		7,96		7,96	92.405	7	7	0	3	5
	RS_L03	MARANGONA	10		8,00	0,22	8,22	65.815	8	7	1	3	6
	RS_L04	BORGO ROMA SINISTRA	10		6,47		6,47	300.854	14	14	0	7	11
	RS_L05	BORGO ROMA DESTRA	10	3,00	5,11		8,11	68.735	18	13	5	3	15
	RS_L06	GLAXO	10		0,50		0,50	11.467	0	0	0	1	0
	RS_L11	CENTRO RICERCHE 2	10		0,49		0,49	74.782	0	0	0	1	0
	RS_L12	AUTOSTRADA	10	0,10	7,44		7,54	292.683	11	8	3	11	10
	RS_L13	FRO	10	0,93	7,75		8,68	360.748	22	21	1	5	20
	RS_L14	COCA COLA	10	0,98	10,20		11,18	115.257	16	9	7	12	13
TO	TO_L07	TOMBA	10	3,34	2,35		5,70	185.765	15	10	5	1	13
	TO_L11	SANTA LUCIA	10	1,51	3,58		5,09	156.045	12	9	3	1	10
	TO_L14	ZAI DESTRA	10	0,30	7,41		7,71	144.983	18	13	5	4	12
	TO_L15	ZAI SINISTRA	10	0,87	4,69		5,55	121.895	19	15	4	2	16
ZA	ZA_J01	ZONA INDUSTRIALE	10	1,28	1,62		2,90	46.905	3	2	1	7	3
	ZA_J02	SORIO	10	3,33	3,30		6,64	24.057	9	8	1	3	8
	ZA_J06	BUSSOLENGO MONSUA	10	0,57	8,81	11,96	21,35	180.136	19	17	2	8	18
	ZA_J07	S. LUCIA	10	2,50	3,76	0,00	6,26	39.222	9	8	1	7	8
	ZA_J08	DOSSOBUONO E	10	0,48	2,47		2,94	11.776	5	3	2	6	4
Totale				20,86	131,56	16,22	168,63	3.873.690	249	194	55	101	211

4.3_Analisi economica dell'ISOLA 1

4.3.1_Costi cabine - cavi

Concluso lo studio tecnico dell'ISOLA 1 ed interpretati i macro-numeri ottenuti, il passo successivo è finalizzato ad un'analisi economica di tale area.

A tal fine sono considerati i costi desunti dal prezzario AGSM, relativi alle varie voci considerate, di cui se ne riporta in tabella 4.3 un'indicazione.

Tab. 4.3 – Prezzi di listino delle voci valutate economicamente per il passaggio a 20 kV.

FORNITURA E POSA TRSFORMATORE 400 kVA a basse perdite (smantellamento vecchio e allestimento cantiere)	8.899 €
CABINA NUOVA (meno edificato)	21.102 €
FORNITURA E POSA NUOVO CAVO 20 kV (sfilaggio vecchio e giunti ogni 330 m)	34,6 €/m
REALIZZAZIONE CAVIDOTTO + POSA CAVO 20 kV (con camerette passa cavi ogni 110m e camerette tipo angolo-giunti ogni 330m)	128,6 €/m
FORNITURA E POSA DI GIUNTI PER CAVI MT	634,18 €/giunto

Esaminando le voci in tabella 5.3:

- la prima riga fornisce un valore riferito, come considerato in precedenza, all'installazione di trasformatori a basse perdite che andrà attribuito al numero di trasformatori da sostituire indicato in tabella 4.2. La scelta di utilizzare tale deriva dal fatto che l'Autorità ha stabilito di promuovere tale rinnovo con un incentivo del 2 % per 8 anni sull'investimento sostenuto a riguardo, in aggiunta le minori perdite di energia comportano una riduzione degli esborsi annuali che possono giustificare da soli la scelta di trasformatori a basse perdite;
- il costo relativo alle cabine nuove tiene conto di un adeguamento completo delle cabina alla nuova tensione, riferendosi a trasformatori, relative protezioni, terminali, celle motorizzate e un nuovo quadro in BT (poiché è opportuno, una volta rinnovata la cabina, sostituire anche il

quadro vecchio) non considerando però la costruzione di un nuovo edificio già presente; tale valore verrà assegnato ad una percentuale del numero di cabine, quest'ultimo sempre indicato in tabella 4.2, che non sono considerate adeguate ai 20 kV corrispondente ad un 30 %. Questa percentuale è una stima valutata da AGSM distribuzione non avendo dati relativi alla loro identificazione a riguardo.

- la terza riga, indicante il prezzo di sostituzione del cavo vecchio, tiene presente che si riesca a sfilarlo inserendo quello nuovo senza dover realizzare ulteriori scavi, mentre la quarta riga considera che il cavo sia direttamente interrato o non si riesca in ogni caso a sfilarlo dovendo per cui realizzare un nuovo cavidotto. Questi due valori specificati vanno attribuiti ai km di cavo da sostituire sopra indicati suddivisi nelle seguenti percentuali:
 - il costo relativo alla costruzione di un nuovo cavidotto viene assegnato all'85 %, poiché essendo cavi vecchi e non adatti ai 20 kV, quindi posati molti anni fa, con molta probabilità sono direttamente interrati o caratterizzati dall'impossibilità di esser sfilati qualora fossero incanalati mentre i cavi più recenti ora lo sono tutti, inoltre quest'ultima operazione risultava, nel caso di certe dimensioni del cavo, non del tutto semplice per cui si optava per interrarlo direttamente.
 - Il costo relativo alla posa del cavo senza scavo dunque viene destinata alla percentuale rimanente, pari al 15 % dei km totali da sostituire, considerati per cui incanalati.

Tale prezzo è riferito ad un cavo MT standard di sigla ARG7H1RX 12/20 kV 3x1x185mm², la sezione in relazione ad una valutazione parametrica di questo tipo è anch'essa ritenuta standard per tutti i tratti da sostituire determinando alla peggio un onere maggiore ma cautelativo.

- L'ultima voce indicata in tabella 4.3 fornisce un costo che viene attribuito ad una percentuale dei giunti presenti sui km di linea idonei ai 20 kV poiché non è assicurato che, pur essendo il cavo predisposto a tale tensione, lo siano anche i relativi giunti. Tale percentuale equivale al 20 % dei giunti, il cui numero viene determinato nel seguente modo:
 - Come si può osservare nella figura seguente (fig. 5.3), ogni 330 m è presente una cameretta tipo angolo-giunti nella quale è presente un giunto, mentre ogni 110 m è presente una cameretta tipo passa cavo; basta per cui dividere i km di linea adatti ai 20 kV, indicati in tab. 4.2, per 330 per ottenere il numero dei giunti presenti su tale lunghezza e determinarne in seguito la percentuale assegnata.

Si specifica che tutte le percentuali adottate derivano da considerazioni stimate con AGSM distribuzione.

$$131,56 : 0,330 = 398 \text{ giunti}$$

$$398 \cdot 20\% = 80 \text{ giunti}$$

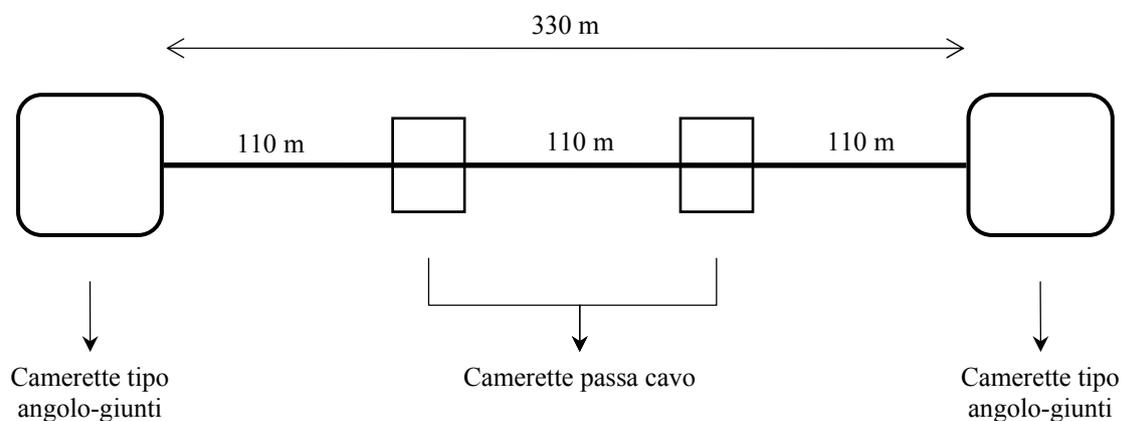


Fig. 4.3 – Disposizione camerette e giunti

Specificate dunque le varie voci considerate in tabella 4.3, ai fini di una valutazione economica sui costi da sostenere relativi al passaggio a 20 kV dell'ISOLA 1, la loro assegnazione ai valori indicati in tabella 4.2 ha portato ai seguenti risultati:

Tab. 4.4 – Costi relativi a cabine e cavi per il passaggio a 20 kV dell'ISOLA 1.

CABINE		CAVI		
Costo sostituzione trafi a 10 kV	Costo Cabine Nuove (30% delle cabine)	Costo nuovo cavidotto (85 % cavi a 10 kV)	Costo fornitura e posa cavo (15% cavi a 10 kV)	Costo giunti non adeguati (20% su cavi a 20 kV)
€ 489.445	30%	85%	15%	20%
	€ 772.450	€ 2.279.747	€ 108.242	€ 50.565
TOTALE CABINE		TOTALE CAVI		
1.261.895 €		2.438.554 €		
TOTALE				
3.700.449 €				

4.3.2_Costi in CP

Ulteriore valutazione dei costi dev'essere affrontata relativamente a quelli sostenuti in CP.

L'attribuzione di tali costi non è di immediata determinazione, non essendo possibile effettuare uno studio massivo come per le linee, ma dovendo analizzare ogni singola CP coinvolta nell'ISOLA 1.

Una prima valutazione dev'esser svolta sulla presenza o meno di una sezione a 20 kV all'interno della cabina; tal indicazione può essere desunta dalla tabella 1.4 riportata in primo capitolo facendo riferimento alle CP coinvolte, ovvero la Ricevitrice Ovest, la ricevitrice Sud, Tombetta e Zai, dalla quale risulta che in tutte e quattro le CP sia presente la sezione indicata. Tale verifica determina in primo avviso una riduzione di costi e problemi legati alla realizzazione di una eventuale nuova sezione ai 20 kV qualora non presente.

Bisogna tener presente che per problemi di alimentazione dei carichi sulle linee durante il passaggio di queste e per il tempo pratico necessario all'operazione non è possibile considerare uno spostamento contemporaneo di tutte le linee, ma tale dovrà esser effettuato linea per linea. Non entrando in tali dettagli tecnici viene intrapresa una valutazione dei costi indicativi da sostenere al fine di passare le linee selezionate dell'ISOLA 1 ai 20 kV, in modo da ottenere un ulteriore macro numero relativo all'investimento che si andrà ad effettuare. Si accenna solamente che le considerazioni svolte hanno tenuto conto del fatto di avere sulle sbarre in CP almeno due trasformatori connessi, uno in funzionamento normale ed uno di riserva di potenza adeguata.

L'analisi di ogni CP ha condotto pertanto alle seguenti osservazioni:

- Per la Ricevitrice Sud, nella sezione a 20 kV sono presenti due disponibilità sulle quali è possibile spostare due delle linee a 10 kV; essendo coinvolte tutte le 11 linee a 10 kV della CP, tutta la relativa sezione dovrà passare ai 20 kV. Tale operazione comporterà rispetto la situazione attuale la dismissione di tre trasformatori vecchi e di potenza non opportuna mantenendo due trasformatori in funzionamento ad alimentare le quattro sbarre con due trasformatori di riserva di cui uno già presente e l'altro da acquistare per una potenza pari a 40/50 MVA. Passando da 10 a 20 kV due sbarre, bisognerà considerare inoltre l'acquisto di due terne di TV (trasformatori per la misura di tensione);
- Per la Ricevitrice Ovest, sulla sezione a 20 kV è presente solo una disponibilità, essendo comunque tre le linee da passare non vi sono particolari problemi per le altre due. Anche riguardo i trasformatori la situazione potrebbe sostenersi ma per cautela si considera l'acquisto di un trasformatore da 40/50 MVA in sostituzione a uno da 20 MVA.
- A Tombetta le linee da passare risulterebbero quattro di cui una o due potrebbero già trovare collocamento nella sezione esistente a 20 kV; volendo però prevedere uno sviluppo futuro

delle linee a 20 kV, si considera di passare una sbarra attualmente a 10 kV ai 20 kV implicando l'acquisto di un nuovo trasformatore sempre di taglia 40/50 MVA e una nuova terna di TV;

- Infine per la CP ZAI, in cui sono presenti entrambe le sezioni sia a 10 che a 20 kV, la sua struttura consente di portare la sbarra a 10 ai 20 kV senza alcun problema comportando dunque solo l'acquisto di una terna di TV.

Tenuto conto che il costo maggiore ricade sull'acquisto del trasformatore, per la taglia considerata di 40/50 MVA pari a circa 500 k€, mentre per una terna di TV ci si aggira attorno ai 20 k€, dalle osservazioni sopra esposte si ottiene la seguente sintesi:

Tab. 4.5 – Sintesi costi in CP passaggio a 20 kV dell'ISOLA 1

		ISOLA 1			
		Ric Sud	Ric Ovest	Tombetta	Zai
<i>Linee da passare</i>	ISOLA 1	10	3	4	5
	ISOLA2	10	11	5	5
	Disponibilità	2	1	4	0
	Trafo	1x500 k€	1x500 k€	1x500 k€	-
	sbarre*terne TV	2x20 k€	-	1x20 k€	1x20 k€
	Blindato	-	-	-	-
	Nuovo fabbricato	-	-	-	-
	Totale	540 k€	500 k€	520	20 k€
	Totale	1.580 k€			

Risulta dunque dall'analisi effettuata che gli interventi in CP, derivanti dal passaggio delle linee selezionate nell'ISOLA 1, comportano un costo complessivo pari a **1580 k€**. Tale macro numero è da considerarsi indicativo e fornisce un'idea dell'ordine di grandezza dell'onere da sostenere, assolvendo in modo soddisfacente allo studio in questione. Una valutazione più accurata di tale costo non varierebbe in ogni caso in modo significativo l'entità dell'esborso.

E' quindi ora possibile determinare l'ammontare complessivo dei costi sin qui calcolati sommandoli:

$$3.700.449 + 1.580.000 = \mathbf{5.280.449 \text{ €}}$$

Tale somma rappresenta dunque, considerati i principali costi, il totale esborso da investire nel passaggio delle linee a 10 kV dell'ISOLA 1 ai 20 kV.

4.3.3 Valutazione benefici

Concluso lo studio sulla valutazione dei costi, un ulteriore esame viene affrontato riguardo la stima economica dei benefici coincidenti con:

- il guadagno sull'energia persa in linea;
- il guadagno sull'energia persa nei trasformatori.

Tale analisi si basa sulle considerazioni in precedenza esposte in riferimento alla tabella 4.2 e si sviluppa nei seguenti passaggi:

- al fine di attribuire un prezzo all'energia risparmiata con il passaggio, si considera il valore utilizzato dall'Autorità per valorizzare l'energia persa di una rete, basato su una media annua del prezzo dell'acquirente unico (PAU); per energia persa l'Autorità considera la sottrazione tra il totale dell'energia immessa in rete e il totale dell'energia uscita, fattura, dalla stessa, tale differenza viene dunque valorizzata a 79 €/MWh risultante dalla media annua del PAU suddiviso sia per fasce che per mesi secondo la seguente tabella:

Tab. 4.6 – Indicazioni prezzo acquirente unico

	F1	F2	F3
	c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh
gen-10	9,4174	7,7146	5,9864
feb-10	8,3586	7,8164	6,3126
mar-10	8,3307	8,0319	6,3174
apr-10	8,4291	8,5268	6,9870
mag-10	8,8604	8,0407	6,5291
giu-10	8,8033	7,9637	6,0878
lug-10	10,2702	8,4610	6,8630
ago-10	9,2406	8,7764	6,9326
set-10	7,7830	8,3076	6,8569
ott-10	8,6511	8,5389	6,8958
nov-10	8,7059	7,7893	6,9075
dic-10	8,6290	8,1295	7,0969

- Il risparmio sull'energia persa in linea è dunque determinato valorizzando ai 79 €/MWh la differenza tra l'energia persa nell'isola prima del passaggio e quella persa in seguito al passaggio ammontante come determinato in precedenza a 2,91 GWh/anno;

- Il risparmio sull'energia persa nei trasformatori è valutata invece valorizzandola sempre allo stesso prezzo moltiplicato la corrispondente riduzione di energia conseguentemente al passaggio a 20 kV, stimata anch'essa in precedenza e pari a 132 MWh/anno.

Si ottengono quindi i seguenti risultati in tabella, dove si indica inoltre il totale dei benefici derivante dalla somma dei due punti sopra:

Tabella 4.7 – Sintesi valutazione economica dei benefici ottenuti dal passaggio a 20 kV dell'ISOLA 1

Perdite risparmiate utilizzando trafo a basse perdite rispetto trafo normali (-11% Pcc e -29,7% Po)	132 (kWh/anno) al trafo
Perdite risparmiate in linea	2,91 GWh/anno
Prezzo energia persa (media annua PAU)	79,00 €/MWh
Risparmio sull'energia persa in linea	229.516 €/anno
Risparmio sull'energia persa nei trafo	10.428 €/anno
TOTALE BENEFICI	239.944 €/anno

Si può osservare come sia predominante il beneficio derivante dalla riduzione delle perdite di linea sul totale; è comunque da tener presente il beneficio di riduzione delle perdite nei trasformatori derivante dall'utilizzo del particolare modello a basse perdite in quanto questo, come verrà chiarito in seguito nella valutazione finale dell'investimento, comporta ulteriori benefici derivanti da incentivazioni ad hoc.

Con una sintesi finale si riportano in seguito i macro numeri utili per la valutazione dell'investimento:

Tabella 4.8 – sintesi costi e benefici

Totale costi	5.280.449 €
Totale benefici	239.944 €/anno

4.4_OPTIMAL SEPARATION POINT

Un approfondimento di analisi sull'ISOLA 1 è stata eseguita sfruttando le funzionalità di Neplan al fine di ottimizzare l'assetto di rete sotto l'aspetto di cadute di tensione e perdite. La modalità che ha consentito tale operazione si chiama Optimal Separation Point, ovvero punto di separazione ottimale, in quanto attraverso la relativa simulazione della rete, o della porzione di rete come in tal caso considerata, va a modellare l'assetto di questa fornendo come risultato un assetto rettificato conforme minori c.d.t. e perdite possibili.

L'esame è stato eseguito tenendo presente di aver completato il passaggio dell'intera isola a 20 kV; è stata pertanto effettuata, in modo opportuno, un'opera di modifica della rete su cui eseguire la simulazione in Neplan, mantenendo esclusivamente le linee selezionate dell'ISOLA 1 e imponendo loro la nuova tensione; una visuale dell'intera rete MT in Neplan su cui è stata effettuata l'operazione di selezione e adeguamento dell'ISOLA 1, evidenziata in rosso, è raffigurata di seguito:

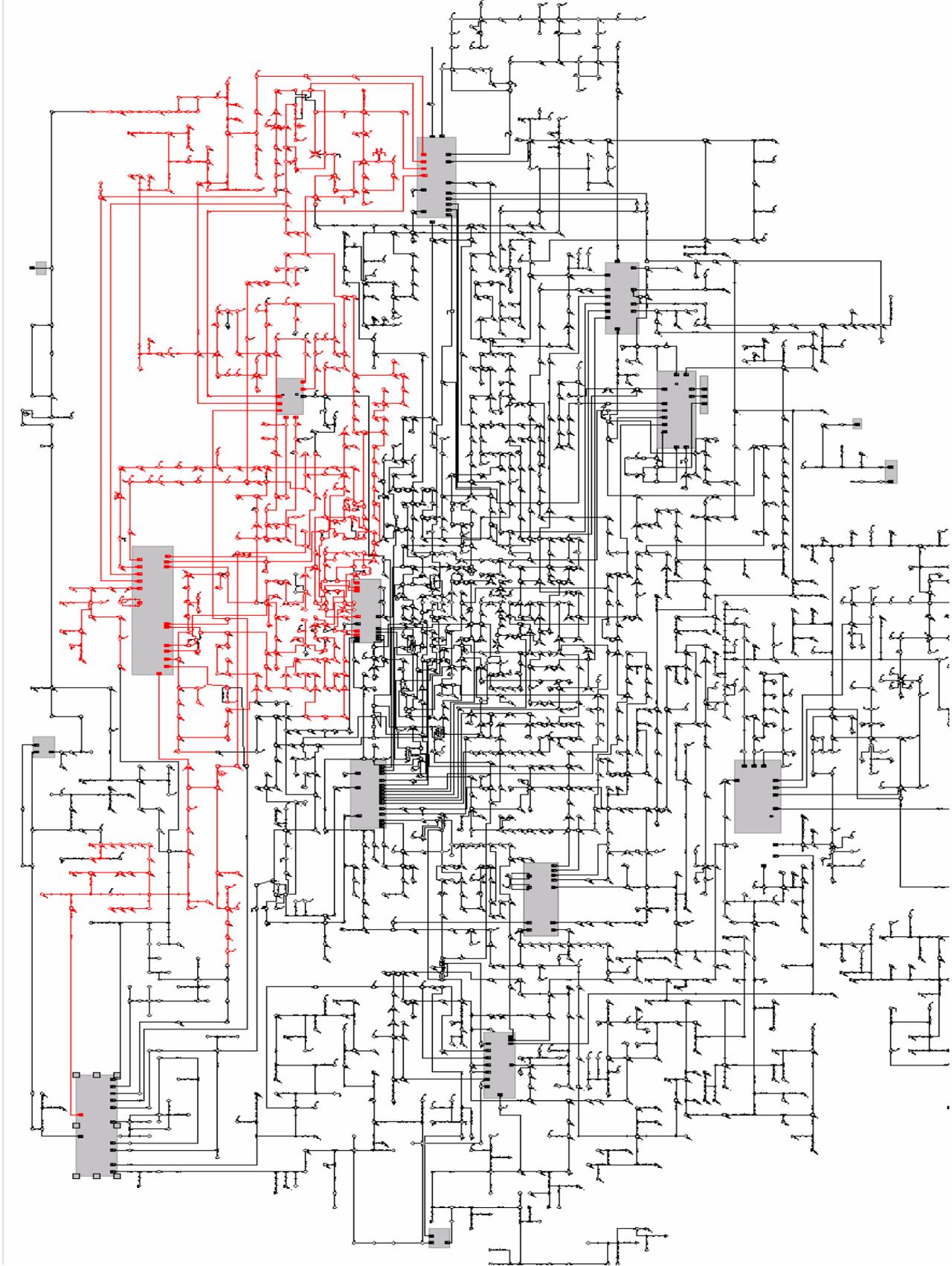


Fig. 4.4 – Selezione dell'ISOLA 1 sulla finestra in Neplan della rete MT

Conclusa l'operazione di selezione dell'isola e imposto la nuova tensione alle linee mediante congiuntori tra le sbarre a 10 kV e quelle a 20 kV, quest'ultima tensione è stata imposta infine a tutti i nodi e tutti i primari dei trasformatori prima a 10 kV.

L'osservazione alla quale si vuole giungere è una stima della riduzione ulteriore delle perdite di linea, ottenuta verificando sull'assetto ottimizzato di rete la riduzione ottenuta in funzione dei tre parametri di corrente definiti in primo capitolo, I_{min} , I_{med} , I_{max} .

Al fine di pervenire a tale conclusione si è operato nel seguente modo:

- Realizzato un assetto base eseguendo un load balance con la corrente I_{med} , considerata la più frequente nel corso dell'anno ed eseguita una prima simulazione dell'OSP su tale ottenendo come esito un assetto opportunamente ottimizzato, preso come riferimento, sul quale la riduzione percentuale della potenza persa ammonta ad un 2 %.
- Eseguito un load flow con load balance sull'assetto base, quindi imponendo il valore di I_{min} ad inizio linea, determinandone la Ploss;
- Eseguito un load flow sull'assetto ottimizzato sempre in funzione di I_{min} ricavando le Ploss; non è stato considerato qui il load balance in modo che la rete non inseguia il valore di corrente imposto ad inizio linea ma inseguia i carichi distribuiti in modo ottimale, potendo variare quindi la corrente ed ottenere le perdite minori;
- Dal confronto tra le Ploss determinate sull'assetto attuale e quelle sull'assetto ottimizzato si ottiene la riduzione percentuale in funzione di I_{min} ;
- Lo stesso procedimento è stato eseguito per I_{max} da cui si è ottenuta la relativa riduzione percentuale.

Una media delle tre riduzioni percentuali ottenute fornisce un'indicazione del guadagno in termini di potenza persa apportato da tale analisi di cui se ne raccolgono in sintesi i risultati:

Tabella 4.9 – Sintesi risultati simulazioni Optimal Separation Point

	▲ P %
I_{min}	0,660793
I_{med}	1,87
I_{max}	1,909438

Per cui la riduzione percentuale media finale sarà:

$$\Delta P \% = (0,660793 + 1,87 + 1,909438) / 3 = \mathbf{1,47 \%}$$

Il risultato ottenuto indica che l'analisi applicata dell'optimal separation point non porta a cambiamenti significativi nella riduzione complessiva della potenza persa; d'altronde le linee considerate sono attualmente abbastanza scariche e in seguito ad un passaggio a 20 kV lo sarebbero ancor di più per cui risulta difficile ottenere variazioni rilevanti con tali valori modesti di corrente.

Non è possibile quantificare tale percentuale sulla totale potenza persa nella porzione di rete, in quanto non è stata determinata sulle linee già a 20 kV dell'isola ma solo di quelle a 10 kV.

Si riporta per completezza la tabella indicante le operazioni eseguite nella simulazione che ha portato all'ottimizzazione dell'assetto dell'ISOLA 1:

Tabella 4.10 – Elenco operazioni di switch dell'Optimal Separation Point

	ID	Name	Switch 1 Initial	Switch 2 Initial	Switch 1 Final	Switch 2 Final
1	653264	L44 FEEDER ZAI OVEST	Disconnected	Disconnected	Connected	Connected
2	2802484	CB_RO_CNG_J7	Disconnected	Disconnected	Connected	Connected
3	7951314	CB_RO_TR_032_10B	Connected	Connected	Disconnected	Disconnected
4	7951323	CIRCB-7951323	Connected	Connected	Disconnected	Disconnected
5	7951349	L44 Feeder ZAI OVEST	Connected	Connected	Disconnected	Disconnected
6	9083502	MNT463-290629_1	Connected	Connected	Connected	Disconnected
7	9085872	201229_1-201119_1	Connected	Disconnected	Connected	Connected
8	9086015	201229_1-201209_1	Connected	Connected	Connected	Disconnected
9	9086023	201936_1-201849_1	Connected	Connected	Disconnected	Connected
10	9086792	201193_1-201945_1	Disconnected	Connected	Connected	Connected
11	9086966	201974_1-201198_1	Connected	Disconnected	Connected	Connected
12	9087313	201169_1-201189_1	Connected	Disconnected	Disconnected	Connected
13	9087386	201482_1-201193_1	Connected	Disconnected	Connected	Connected
14	9087408	201924_1-202108_1	Connected	Connected	Disconnected	Connected
15	9087457	201161_1-201974_1	Connected	Connected	Disconnected	Connected
16	9088813	290581_1-290757_1	Connected	Connected	Connected	Disconnected
17	9089529	RS_J07-MNT415	Connected	Connected	Disconnected	Connected
18	9089852	290668_1-290476_1	Connected	Connected	Connected	Disconnected
19	9090078	291101_1-291099_1	Connected	Connected	Disconnected	Connected
20	9090877	290491_1-291101_1	Connected	Disconnected	Connected	Connected
21	9091403	290605_1-290757_1	Disconnected	Connected	Connected	Connected
22	9091437	290695_1-290275_1	Connected	Connected	Disconnected	Connected
23	9091757	291000_2-290303_2	Connected	Disconnected	Connected	Connected
24	9091813	290678_1-290273_1	Connected	Disconnected	Disconnected	Connected
25	9091999	290783_1-290753_1	Connected	Disconnected	Connected	Connected
26	9092053	291200_1-290557_1	Connected	Connected	Disconnected	Connected
27	9092403	290771_1-290660_1	Connected	Disconnected	Connected	Connected
28	9095979	CNG 291103 (5-CNG5)	Disconnected	Disconnected	Connected	Connected
29	9096046	CNG 290419 (2-CNG1)	Connected	Connected	Disconnected	Disconnected
30	9096172	CNG TEE451 (2-1)	Disconnected	Disconnected	Connected	Connected
31	9096189	CNG 290419 (1-CNG1)	Disconnected	Disconnected	Connected	Connected
32	9096227	CNG 290536 (4-CNG1)	Disconnected	Disconnected	Connected	Connected
33	9096279	CNG TEE451 (4-1)	Connected	Connected	Disconnected	Disconnected
34	9096365	CNG 290536 (3-4)	Disconnected	Disconnected	Connected	Connected
35	9096371	CNG 290257 (1-CNG2)	Disconnected	Disconnected	Connected	Connected
36	9096539	CNG 290257 (2-CNG2)	Connected	Connected	Disconnected	Disconnected
37	9096556	CNG 290536 (5-4)	Connected	Connected	Disconnected	Disconnected
38	9096559	CNG 290536 (1-CNG2)	Connected	Connected	Disconnected	Connected
39	9096704	CNG 290536 (4-CNG2)	Disconnected	Disconnected	Connected	Connected
40	9097456	CNG 290536 (2-CNG1)	Connected	Connected	Disconnected	Disconnected

Si esamina una delle operazioni sopra elencate per illustrarne il risultato grafico ottenuto in Neplan; si consideri ad esempio la riga 11 di tab. 4.10, evidenziata in rosso, che fa riferimento al tratto di linea tra le cabine 201974_1-201198_1 e per una maggior comprensione al contempo si prenda in considerazione la riga 15, riferita alla porzione di linea tra le cabine 201161_1-201974_1. Si riportano di seguito i passaggi grafici eseguiti dal programma:

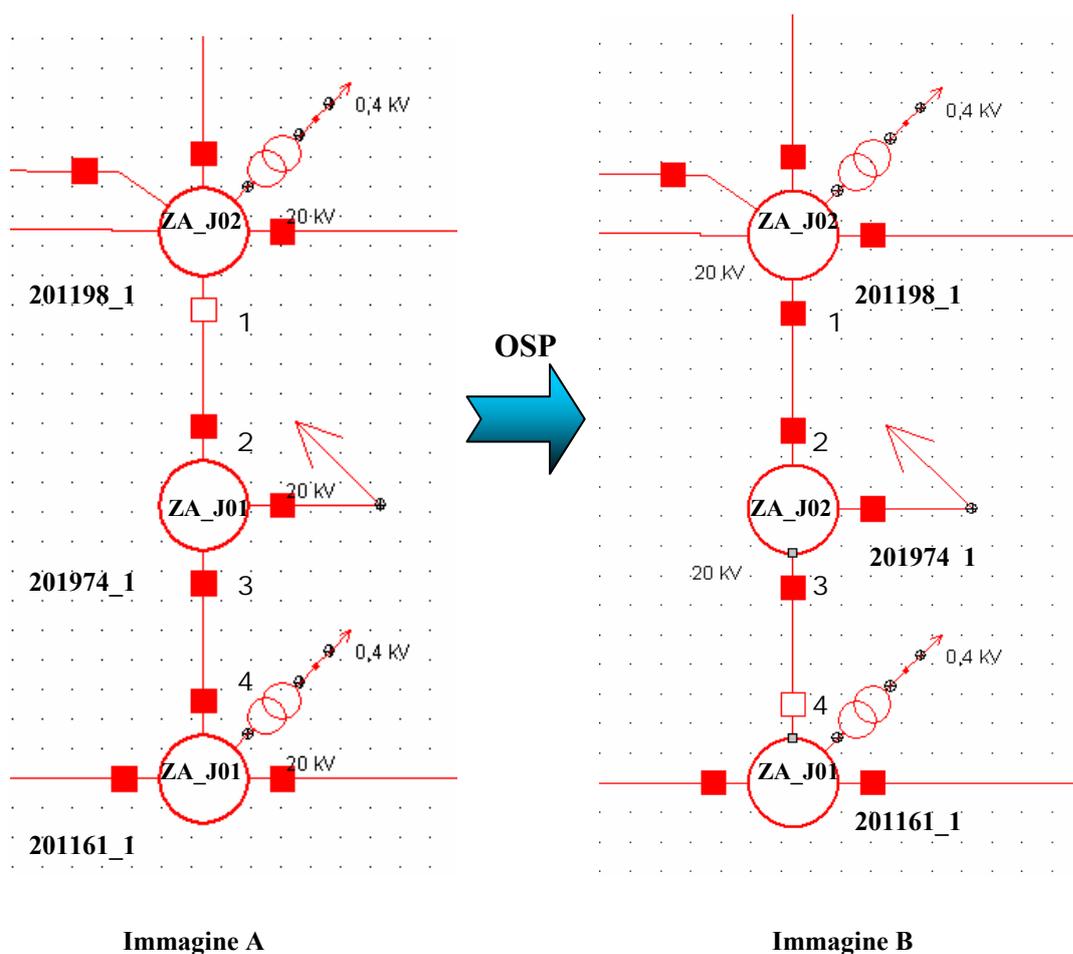


Figura 4.5 – Attuazione dell’Optimal Separation Point su un tratto di rete

Si può osservare nell’immagine A di figura 4.5 lo stato iniziale della rete e degli interruttori con i relativi stati indicati nella quarta e quinta colonna di tabella 4.10 ; in tale situazione con gli switch 3 e 4 chiusi (riga 15) le cabine 201161_1 e 201974_1 appartengono al feeder ZA_J01 afferente la linea ZONA INDUSTRIALE, mentre la cabina 201198_1 appartiene al feeder ZA_J02 afferente la linea SORIO essendo lo switch 2 chiuso ma l’1 aperto (riga 11). Eseguendo l’Optimal Separation Point si

ottiene la configurazione finale rappresentata nell'immagine B sempre di figura 4.5; si riscontrano dall'immagine le indicazioni fornite in tabella ovvero, lo switch 1 cambia il suo stato da aperto a chiuso, lo switch 4 passa da chiuso ad aperto mentre gli switch 2 e 3 mantengono il loro stato. Nel nuovo assetto la cabina 201974_1 sarà attinente dunque al feeder ZA_J02 ovvero alla linea SORIO e non più alla linea ZONA INDUSTRIALE.

La logica di tale procedura è seguita per tutte le operazioni indicate in tabella 4.10.

CAPITOLO 5

ISOLA 2

Ampliamento dello studio, modifica confini ISOLA 1

5.1_Processo d'identificazione ISOLA 2

Conclusa l'analisi tecnico-economica riguardante l'ISOLA 1 si sono affrontate considerazioni al fine di poter ampliare lo studio effettuato in precedenza comprendendo una porzione di rete maggiore, ciò ha portato ad una modifica dei confini della prima isola secondo le seguenti valutazioni:

- Viene considerata nuovamente l'area attestante l'ISOLA 1 avendo linee ottime candidate a passare a 20 kV e sulle quali è già stato approntato lo studio;
- Come per l'identificazione della prima isola, da una sovrapposizione delle mappature sulle perdite e sulle linee, si è ritenuto conveniente allargare i confini verso Ovest includendo tutta la Ricevitrice Ovest e verso Est;
- I confini a Nord seguono lo sviluppo del fiume Adige relegando in tal modo la zona considerata sotto tale corso d'acqua mentre a Sud si considera l'estensione finale della rete;
- Viene in questo modo delimitata la nuova area di studio identificata come ISOLA 2, raffigurata chiaramente nell'ALLEGATO 3 e di cui si riporta in seguito una rappresentazione da GIS nella quale sono indicate le CP coinvolte:

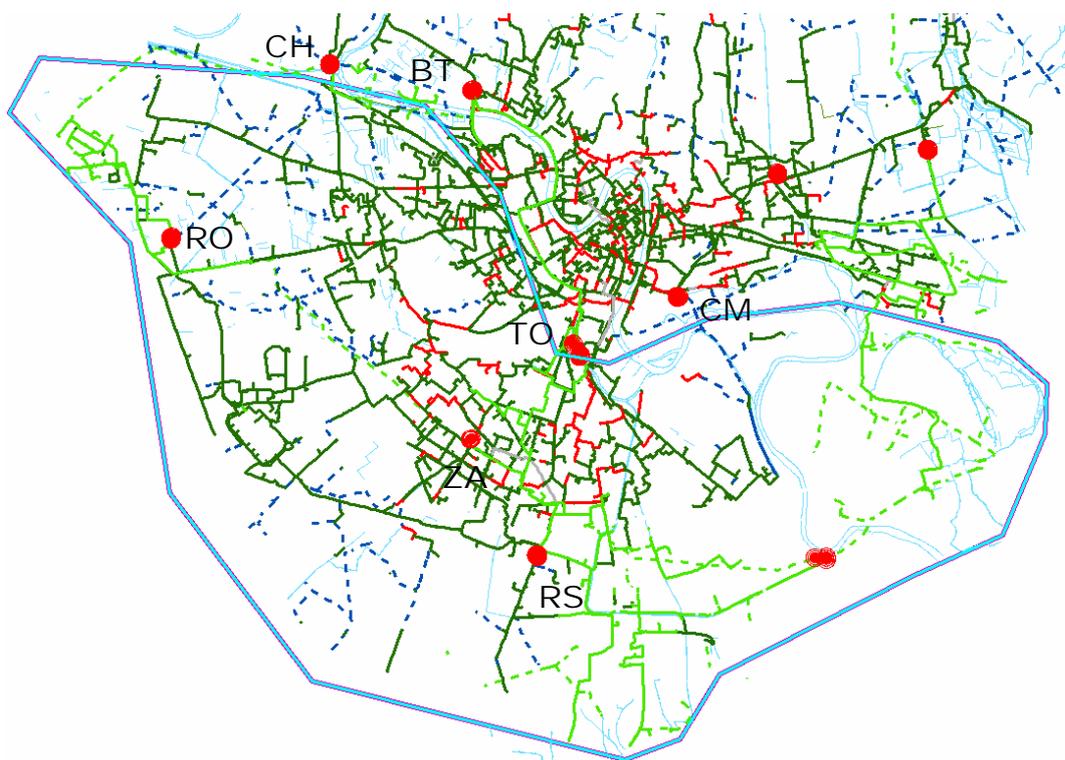


Fig. 5.1 – Confini ISOLA 2 e CP coinvolte

5.2_Analisi tecnica

Le considerazioni sopra esposte hanno portato al risultato mostrato in figura 5.1; si intuisce da subito come questo nuovo studio comporti un numero maggiore di linee da analizzare, quindi una maggior riduzione delle perdite ma anche un maggior investimento.

Il procedimento seguito per l'analisi di quest'area segue gli stessi passaggi esaminati per l'ISOLA 1;

- ✓ da una prima selezione delle linee su GIS viene attribuito loro il nome Neplan al fine di identificarne le caratteristiche oggetto di studio;
- ✓ eseguito un primo vaglio visivo su GIS delle linee che troppo fuoriescono dal confine al fine di limitare le perdite di contro-alimentazione;
- ✓ seconda distinzione delle linee rimaste in funzione delle indicazioni fornite dalla mappatura delle contro-alimentazioni;
- ✓ identificazione definitiva dell'ISOLA 2 con determinazione delle linee comprese e loro proprietà.

Non ci si sofferma sul commentare i primi due punti delucidati nel capitolo precedente e in ogni modo molto espliciti; riguardo il terzo punto piuttosto si reputa opportuno soffermarsi enunciando i risultati ottenuti ed analizzandoli.

Applicando dunque la mappatura sulle contro-alimentazioni in riferimento alle linee indicate dai primi due steps, si ottengono i seguenti risultati indicati in tabella 5.1:

Tab. 5.1 – Sintesi contro-alimentazioni ISOLA 2

CP	LINEA	CONTROALIMENTAZIONI N.	PERSE N.	MANTENUTE %
BT	BORG MILANO A	10	8	20
CH	BIONDE	5	0	100
	BORG MILANO E	6	4	33
	GALVANI	6	1	83
	NAPOLEONE	7	2	71
CM	COLOMBAROLO SX	5	2	60
	PALLONE	11	7	36
	COLOMBAROLO DX	8	2	75
RO	BRAZZOLI	4	1	75
	C.DEL PRETE	6	0	100
	DOGANA	7	0	100
	GIRLANDA	3	0	100
	PASCOLI	3	0	100
	QUADRANTE EUROPA	4	0	100
	SALVI	2	0	100
	SAN MASSIMO	7	1	86
	SCALZI	1	0	100
	TERMINAL F.S.	2	1	50
	ZENDRINI	2	0	100
	RS	AUTOSTRADA	3	0
BORG ROMA DESTRA		6	0	100
BORG ROMA SINISTRA		5	0	100
CENTRO RICERCHE 2		3	0	100
COCA COLA		7	0	100
DOSSOBUONO		3	0	100
FRO		5	0	100
GLAXO		3	0	100
MARANGONA		3	0	100
BIASI		0	0	ok
TO		OSPEDALE BORG ROMA	1	0
	SANTA LUCIA	4	0	100
	TOMBA	3	0	100
	ZAI DESTRA	5	0	100
	ZAI SINISTRA	4	0	100
ZA	BUSSOLENGO MONSUA	3	0	100
	S. LUCIA	4	0	100
	SORIO	2	0	100
	ZONA INDUSTRIALE	2	0	100
	DOSSOBUONO E	3	0	100

Legend: — linee che mantengono <40% delle contro-alimentazioni

La tabella 5.1 fornisce in sintesi le seguenti indicazioni:

- oltre CP e nome linea, in terza colonna vengono segnalate il numero di possibili contro-alimentazioni riferite alle attuali linee a 10 kV;
- nella quarta colonna viene indicato il numero di linee che perdono la possibilità di contro-alimentare la linea della relativa riga, in seguito al passaggio ai 20 kV;
- in quinta ed ultima colonna viene fornita una percentuale sulle contro-alimentazioni mantenute rispetto alla condizione di partenza, cioè prima del passaggio.

Per un'identificazione precisa delle linee enumerate nelle varie colonne si rimanda alla tabella F.1 in APPENDICE F.

Come chiarito per l'ISOLA 1, la logica che sottende tale selezione valuta le perdite di contro-alimentazione rispetto la situazione attuale tra le linee a 10 kV, non tenendo conto di quelle che si potrebbero guadagnare dopo il passaggio, con le altre linee già a 20 kV; si può ritenere quindi un'ipotesi cautelativa.

Operativamente i dati nella quarta colonna sono ottenuti seguendo questo procedimento:

- facendo riferimento alla tabella F.1, per ogni linea vista, viene effettuata una ricerca di questa nell'intera colonna delle linee dell'isola, se tale ha risultato positivo indica che la linea vista è anch'essa una linea considerata per il passaggio a 20 kV, e quindi non ci sono perdite di contro-alimentazione, mentre se l'esito della ricerca è negativo indica che tale linea vista non viene portata a 20 kV, e quindi rappresenta una perdita di connessione e viene indicata nella relativa colonna di tabella 5.1.
- Prendendo come riferimento un caso reale per chiarimento, ad esempio la linea Galvani, dalla tabella F.1 si nota come la linea Bionde che la può contro-alimentare compaia anche tra le linee considerate per il passaggio e quindi il suo nome venga riportato in ultima colonna non costituendo una perdita di legame; la linea Castelvechio invece che non risulta tra le linee selezionate per il passaggio costituisce di fatto una perdita di connessione e viene indicata nella relativa colonna con il simbolo #N/D, e conteggiata dunque nella quarta colonna della tabella 5.1.

Osservando ancora i dati ottenuti in tabella 5.1, una considerazione dev'esser fatta su tre linee in particolare; Borgo Milano A, Borgo Milano E e Pallone. Tali linee, nonostante possiedano un numero elevato di contro-alimentazioni prima del passaggio, successivamente a questo ne perderebbero una percentuale alquanto elevata, ovvero una quantità maggiore del 60 %; tra la percentuale persa non sono state identificate linee adatte a poter essere incluse nell'isola in modo da poter mantenere i legami pre-esistenti per questo motivo tali linee vengono evidenziate con un altro colore,

rappresentando un certo rischio, ma non escluse dall'ISOLA 2 mantenendo in ogni caso delle possibili connessioni.

Una valutazione a cui hanno portato le indicazioni fornite dai risultati sulle contro-alimentazioni, osservati più chiaramente in tabella F.1, è la seguente:

- Inizialmente la linea Colombarolo DX non è stata considerata all'interno dell'isola;
- La CP Campo Marzo non ha attualmente la sezione a 20 kV;
- E' stato ritenuto opportuno, anziché escludere dall'isola le linee Pallone e Colombarolo SX appartenenti alla CP Campo Marzo, includere la linea Colombarolo DX, sottostante la medesima CP, in quanto dovendo nascere una nuova sezione a 20 kV conviene passare più linee possibili, inoltre inserendo tale linea si guadagna un numero notevole di contro-alimentazioni.

Per avere una veloce indicazione sull'attendibilità dei dati osservati, si può osservare che, siccome l'ISOLA 2, comprende tutte le linee della 1, le loro contro-alimentazioni prima del passaggio dovrebbero risultare le stesse; questo è infatti verificato, considerando ad esempio la linea Dogana presente in entrambe le isola, in ognuna riscontra 7 contro-alimentazioni possibili.

Un'ulteriore considerazione porta ad osservare, dal confronto della tabella 5.1 con la 4.1, che le linee Salvi e Ospedale Borgo Roma, le quali escluse dall'ISOLA 1 perché perdevano ogni contro-alimentazione, vengono ora considerate e quindi recuperate nell'ISOLA 2 poiché mantengono tutte le loro contro-alimentazioni; tale fatto si riscontra anche nelle altre linee già considerate nella prima isola, le quali, recuperano grazie all'ampliamento dei confini, delle contro-alimentazioni prima perse; ad esempio la linea coca cola nel primo caso perde 2 linee mentre nel secondo caso non ne perde alcuna.

Si può notare infine che la maggior parte delle linee considerate mantiene il 100% delle contro-alimentazioni classificandole come ottime candidate al passaggio a 20 kV.

Eseguita dunque la selezione finale si sono ottenute le 39 linee a 10 kV appartenenti all'ISOLA 2 sulle quali approntare lo studio economico di valutazione di costi e benefici; tali vengono elencate nella tabella seguente con le relative caratteristiche estratte dalle mappature precedenti:

Tab. 5.2 – Elenco linee e relative caratteristiche appartenenti all'ISOLA 2

CP	FEEDER	NOME LINEA ISOLA 2	Un (kV)	10 kV (km)	20 kV (km)	aerea (km)	Totale (km)	PERDITE (kWh/anno)	Nr. Trafo	Nr. Trafo 20 kV	Nr. Trafo 10 kV	Nr. Utenti MT	Nr. CABINE
BT	BT L22	BORGOMILANO A	10	0,65	12,36		13,01	300.596	21	17	4	6	19
CH	CH J01	BIONDE	10	0,40	11,78	3,79	15,96	97.277	23	17	6	4	21
	CH J03	GALVANI	10	0,71	8,00		8,71	181.615	19	14	5	2	16
	CH J09	BORGOMILANO E	10	0,17	9,44	0,80	10,41	224.958	21	11	10	1	17
	CH J10	NAPOLEONE	10	0,36	7,70		8,06	134.840	10	7	3	0	9
CM	CM J11	COLOMBAROLO SX	10		11,17	3,58	14,75	335.746	11	11	0	6	11
	CM J25	PALLONE	10	1,39	12,34	5,34	19,07	320.564	17	16	1	4	17
	CM J18	COLOMBAROLO DX	10	1,61	10,52	0,13	12,25	67.862	6	5	1	4	4
RO	RO J01	GIRLANDA	10	0,48	6,94	7,99	15,41	45.196	16	15	1	8	16
	RO J03	ZENDRINI	10	3,65	7,13	1,29	12,06	205.666	18	13	5	1	16
	RO J04	QUADRANTE EUROPA	10		10,59	0,49	11,09	323.295	14	12	2	10	10
	RO J05	C.DEL PRETE	10	2,27	13,28		15,55	847.381	23	16	7	4	18
	RO J10	PASCOLI	10	0,35	8,20		8,55	61.680	9	5	4	1	7
	RO J11	SCALZI	10	1,25	7,07		8,32	146.190	16	9	7	2	12
	RO J12	SAN MASSIMO	10	0,05	8,75	3,78	12,58	74.102	11	7	4	6	10
	RO J14	DOGANA	10	1,67	13,56	0,56	15,79	980.789	21	14	7	1	20
	RO J18	BRAZZOLI	10	2,72	11,21	1,03	14,96	281.794	16	11	5	4	13
	RO J19	TERMINAL F.S.	10		14,52	2,27	16,80	239.988	9	4	5	3	9
	RO J20	SALVI	10	2,05	7,26	5,23	14,54	101.221	17	11	6	5	17
	RS	RS J07	BIASI	10		0,96	0,71	1,66	36.090	0	0	0	2
RS J15		DOSSOBUONO	10		7,96		7,96	92.405	7	7	0	3	5
RS L03		MARANGONA	10		8,00	0,22	8,22	65.815	8	7	1	3	6
RS L04		BORGOROMA SINISTRA	10		6,47		6,47	300.854	14	14	0	7	11
RS L05		BORGOROMA DESTRA	10	3,00	5,11		8,11	68.735	18	13	5	3	15
RS L06		GLAXO	10		0,50		0,50	11.467	0	0	0	1	0
RS L11		CENTRO RICERCHE 2	10		0,49		0,49	74.782	0	0	0	1	0
RS L12		AUTOSTRADA	10	0,10	7,44		7,54	292.683	11	8	3	11	10
RS L13		FRO	10	0,93	7,75		8,68	360.748	22	21	1	5	20
RS L14		COCA COLA	10	0,98	10,20		11,18	115.257	16	9	7	12	13
TO	TO L07	TOMBA	10	3,34	2,35		5,70	185.765	15	10	5	1	13
	TO L08	OSPEDALE BORGOROMA	10		2,12		2,12	33.418	1	1	0	3	1
	TO L11	SANTALUCIA	10	1,51	3,58		5,09	156.045	12	9	3	1	10
	TO L14	ZAI DESTRA	10	0,30	7,41		7,71	144.983	18	13	5	4	12
	TO L15	ZAI SINISTRA	10	0,87	4,69		5,55	121.895	19	15	4	2	16
ZA	ZA J01	ZONA INDUSTRIALE	10	1,28	1,62		2,90	46.905	3	2	1	7	3
	ZA J02	SORIO	10	3,33	3,30		6,64	24.057	9	8	1	3	8
	ZA J06	BUSSOLENGO MONSUA	10	0,57	8,81	11,96	21,35	180.136	19	17	2	8	18
	ZA J07	S. LUCIA	10	2,50	3,76	0,00	6,26	39.222	9	8	1	7	8
	ZA J08	DOSSOBUONO E	10	0,48	2,47		2,94	11.776	5	3	2	6	4
Totale				38,96	286,83	49,16	374,94	7.333.796	504	380	124	162	435

Dalla tabella 5.2 si può osservare rispetto all'ISOLA 1;

- oltre la CP ZAI e a Ricevitrice Sud, ora anche tutte le linee della Ricevitrice Ovest sono comprese nell'ISOLA 2;
- per Tombetta il numero di linee da passare accresce di uno;
- vengono incluse in aggiunta alcune linee delle CP Campo Marzo, Chievo e una da Borgo Trento.

I parametri risultano gli stessi assegnati per l'ISOLA 1, si rimanda al capitolo precedente per le suddivisioni di tali nelle varie voci.

In ultima riga della tabella 5.2 sono riportati i totali, ovvero i macro numeri utilizzati ai fini della valutazione economica di costi e benefici, sui quali si possono svolgere le seguenti osservazioni:

- La porzione di rete considerata si estende per 374,94 km, di questi solo il 10,4 % appartiene ai km di cavo da sostituire, mentre il 76,5 % è rappresentato dai km di cavo già predisposti ai 20 kV, classificando l'intera area una buona candidata al passaggio. I rimanenti 13,1 % è attribuito alle linee aeree di cui non si hanno informazioni specifiche sulla tensione di isolamento;
- Le perdite di linea determinate da tale isola ammontano a 7,33 GWh/anno, quasi il doppio di quelle considerate per l'ISOLA 1. Tale somma, riferita alle sole linee a 10 kV, è soggetta alle stesse considerazioni apportate per le perdite della prima isola, che in tal caso determinano i seguenti cifre:
 - o 47,1 % è la percentuale di perdite che tale area annovera rispetto le perdite sulle totali linee a 10 kV;
 - o Riducendo le perdite ad $\frac{1}{4}$ in seguito il passaggio delle 39 linee da 10 a 20 kV, si passerebbe dai 7,33 GWh/anno a 1,83 GWh/anno con una riduzione quindi di 5,5 GWh/anno corrispondenti ad un 35,3 % sempre delle perdite totali sulle linee a 10 kV.
- I trasformatori MT/BT compresi dall'isola risultano essere 504; di questi solo 124 andranno sostituiti con il modello a basse perdite comportando quindi una riduzione dell'energia persa in tali elementi, mentre 380 corrispondono ai trasformatori già idonei ai 20 kV. Per il calcolo della riduzione di energia ottenuta in tal caso si opera come segue:
 - o Si considerano le perdite associate ai trasformatori classici da sostituire:

$$10984 \cdot 124 = 1,36 \text{ GWh/anno}$$

Che corrispondono ad un 9,85 % dell'energia persa in tutti i trasformatori sulle linee

a 10 kV sui quali si può ottenere la riduzione di perdite. Andando a considerare la sostituzione di questi con trasformatori a basse perdite si avrà una perdita pari a:

$$8584 \cdot 124 = 1.06 \text{ GWh/anno}$$

E quindi una riduzione di energia persa pari a:

$$1,36 - 1,06 = 0,3 \text{ GWh/anno}$$

Equivalente al 2,17 % delle perdite nei trasformatori sulle linee a 10 kV.

- Per le cabine e gli utenti MT valgono le stesse considerazioni fatte per l'ISOLA 1, naturalmente con altri valori.

Dalle osservazioni effettuate si nota come i macro numeri ricavati per la seconda isola siano all'incirca il doppio rispetto a quelli della prima; ci si aspetta quindi che anche costi e benefici seguano approssimativamente questa indicazione. Si nota inoltre come la riduzione delle perdite di linea pari al 35,3 % su quelle a 10 kV sia una quantità alquanto rilevante, mentre per i trasformatori la riduzione che si otterrebbe non risulta elevata, in ogni caso di utile apporto.

5.3_Analisi economica

5.3.1_Costi cabine - cavi

Per la valutazione economica di costi e benefici si fa riferimento alla tabella 5.3 riguardante i prezzi di listino delle voci valutate economicamente per il passaggio a 20 kV, ovvero in sintesi:

- Trasformatori;
- Cabine
- Cavi
- Giunti

Per la descrizione delle varie voci si rimanda al capitolo precedente, si determina soltanto il numero dei giunti nel caso dell'ISOLA 2 calcolato in modo analogo:

Totale giunti sulle linee a 20 kV:

$$286,83 : 0.330 = 869 \text{ giunti}$$

Numero di giunti considerati non adeguati ai 20 kV:

$$869 \cdot 20\% = 174 \text{ giunti}$$

Attribuiti pertanto ai i macro numeri di tabella 5.2 i prezzi indicati in tabella 4.3 si sono ottenuti i seguenti risultati:

Tabella 5.3 - Costi relativi a cabine e cavi per il passaggio a 20 kV dell'ISOLA 2.

CABINE		CAVI		
Costo sostituzione trafi a 10 kV	Costo CabineNuove (30% delle cabine)	Costo nuovo cavidotto (85 % cavi a 10 kV)	Costo fornitura e posa cavo (15% cavi a 10 kV)	Costo giunti non adeguati (20% su cavi a 20 kV)
€ 1.103.476	30%	85%	15%	20%
	€ 1.592.492	€ 4.258.477	€ 202.191	€ 110.242
TOTALE CABINE		TOTALE CAVI		
2.695.968 €		4.570.910 €		
TOTALE				
7.266.878 €				

5.3.2_Costi in CP

Per completare l'analisi dei costi principali da sostenere per il passaggio a 20 kV dell'ISOLA 2, rimangono da valutare gli interventi nelle CP coinvolte. Tali CP risultano essere, oltre le stesse considerate per l'ISOLA 1, la Borgo Trento, Chievo e Campo Marzo; l'analisi di tali ha condotto alle seguenti osservazioni:

- Per le CP comprese anche dalla prima isola non cambia sostanzialmente nulla tranne per la Ricevitrice Ovest; di questa infatti rispetto a prima, dove sono considerate solo tre linee da passare a 20 kV, ora tutta la sezione a 10 kV è selezionata per la variazione di tensione. Questo comporta che oltre l'acquisto di un nuovo trasformatore da 40/50 MVA venga considerato l'acquisto di una terna di TV per la sbarra attualmente a 10 kV che raddoppierà la tensione.
- Per la Borgo Trento non vi è alcun intervento oneroso da eseguire dovendo spostare solamente una linea e avendo libere tre disponibilità sulla sezione a 20 kV;
- Nella CP Chievo è in corso un rimodernamento della sezione a 10 kV poichè vecchia; ciò comporta per l'intervento al passaggio a 20 kV l'inserimento ulteriore di un blindato da circa

300 k€ e la costruzione di un nuovo fabbricato, per la mancanza di posto, pari a circa 500 k€, per il trasformatore risulta invece adeguato quello introdotto dal rimodernamento;

- Per la Campo Marzo, dove si segnala non esser presente la sezione a 20 kV, è necessario, ma vi sono attualmente molti problemi legati a permessi di costruzione; tralasciando tali restrizioni e valutando in ogni caso la realizzazione di una sezione alla nuova tensione, si ritiene opportuno l'acquisto di due trasformatori da 500 k€ l'uno, un blindato da 300 k€ e un nuovo fabbricato che contiene il tutto per altri 500 k€.

Raccogliendo in sintesi gli interventi proposti, si risale alla determinazione dei costi sostenuti relativi alle CP riproposti nella seguente tabella:

Tabella 5.4 - Sintesi costi in CP passaggio a 20 kV dell'ISOLA 2.

		ISOLA 2						
		Ric Sud	Ric Ovest	Tombetta	Zai	B.go Trento	Chievo	Campo Marzo
<i>Linee da passare</i>	ISOLA 1	10	3	4	5	-	-	-
	ISOLA2	10	11	5	5	1	4	3
	Disponibilità	2	1	4	0	3	0	0
	Trafo	1x500 k€	1x500 k€	1x500 k€	-	-	-	2x500 k€
	sbarre*terne TV	2x20 k€	1x20 k€	1x20 k€	1x20 k€	-	-	-
	Blindato	-	-	-	-	-	1x300 k€	1x300 k€
	Nuovo fabbricato	-	-	-	-	-	1x500 k€	1x500 k€
		540 k€	520 k€	520	20 k€	-	800 k€	1800 k€
	Totale	1600 k€				2600 k€		
		4200 k€						

L'onere dei costi in CP ammonta dunque a 4200 k€; tale macro numero indicativo segue le stesse considerazioni per la relativa spesa nell'ISOLA 1 riguardo la sua esattezza. Si può quindi ora determinare l'importo totale dell'esborso da sostenere per il completo passaggio dell'ISOLA 2 ai 20 kV dato dalla somma dei costi sostenuti sulle linee, ovvero cavi e cabine secondarie, e quelli in CP:

$$7.266.878 + 4.200.000 = \mathbf{11.466.878 \text{ €}}$$

5.3.3_Valutazione benefici

Resta ora da valutare il beneficio economico derivante da tale passaggio di tensione, che si identifica come per l'ISOLA 1, principalmente nella riduzione delle perdite di linea e in minima parte in quelle nei trasformatori.

Considerando di valorizzare l'energia risparmiata con il prezzo derivante dalla media annua del PAU definito nel capitolo precedente, corrispondente a 79 €/MWh, ne conseguono i seguenti passaggi:

- La riduzione delle perdite di linea valorizzate a tale prezzo corrispondono a 5,5 GWh/anno determinati in precedenza;
- La riduzione delle perdite nei trasformatori valorizzate a tale prezzo ammontano a 0,3 GWh/anno, anch'esse determinate in precedenza.

Si ottengono pertanto i risultati riportati nella tabella di seguito:

Tabella 5.5 – Sintesi valutazione economica dei benefici ottenuti dal passaggio a 20 kV dell'ISOLA 2

Perdite risparmiate utilizzando trafo a basse perdite rispetto trafo normali (-11% Pcc e -29,7% Po)	2400 (kWh/anno) al trafo
Prezzo energia persa (media annua PAU)	79,00 €/MWh
Risparmio sull'energia persa in linea	434.527 €/anno
Risparmio sull'energia persa nei trafo	23.510 €/anno
TOTALE BENEFICI	458.037 €/anno

Si osserva anche in questa circostanza come il guadagno sulle perdite di linea abbia un ruolo predominante in confronto a quelle nei trasformatori; si verifica inoltre come si accennava in precedenza, che i risultati ottenuti corrispondono a circa il doppio di quelli ottenuti per la prima isola come ci si aspettava dai parametri determinati sulle linee.

Si può quindi riportare una sintesi in cui compaiono solamente costi e benefici utilizzati in seguito per una valutazione di fattibilità dell'investimento:

Tabella 5.6 – Sintesi costi e benefici ISOLA 2

Totale costi	11.466.878 €
Totale benefici	458.037 €/anno

CAPITOLO 6

VALUTAZIONE FATTIBILITA' ECONOMICA DEGLI INVESTIMENTI SULLE ISOLE

6.1_Modello di valutazione utilizzato

In ultima analisi viene affrontata la valutazione di fattibilità economica degli investimenti sostenuti per il passaggio completo delle due isole individuate ai 20 kV. L'obiettivo è determinare, tramite parametri economici, se gli interventi definiti risultano essere realizzabili, oltre che dal punto di vista tecnico anche da quello economico. Tal esame utilizza il supporto di un modello di valutazione della redditività e dell'economicità degli investimenti nel settore della distribuzione elettrica tramite l'analisi dei flussi di cassa attualizzati generati dagli stessi.

Quest'ultimo, realizzato dal dott. Ing. Gugolati Matteo nell'elaborato: "La remunerazione degli investimenti nel settore della distribuzione elettrica", basandosi sul sistema regolatorio vigente e sulla remunerazione derivante dallo stesso, determina alcuni parametri economici di valutazione quali il VAN l' IRR e il PayBack Period (PBP) così definiti nell'opera citata:

“a) Il VAN (Valore Attuale Netto) noto anche con l'acronimo inglese di NPV (Net Present Value) esprime la quantità di moneta generata o distrutta per effetto dell'investimento, tenendo in considerazione i flussi di cassa, la loro manifestazione nel tempo e l'attualizzazione dei flussi sulla base di un tasso espressivo del rischio connesso all'investimento. La formulazione di tale parametro è :

$$VAN = FC_0 + FC_1/(1+i) + FC_2/(1+i)^2 + \dots + FC_n/(1+i)^n$$

Dove:

- FC_n è il flusso di cassa dell'anno zero attualizzato
- i è il tasso di attualizzazione scelto

L'interpretazione del VAN risulta molto intuitiva, se il VAN è positivo significa che il progetto è fattibile perché i ricavi superano i costi, se esso invece è negativo il progetto non è realizzabile. La positività del VAN significa dunque che l'investimento è in grado di generare un rendimento

superiore al rendimento di riferimento dell'azienda stessa (ossia maggiore del costo opportunità). È da notare come il VAN non costituisca una valutazione contabile del progetto di investimento ma solo una valutazione sulla fattibilità o meno dell'investimento stesso, infatti, un VAN negativo, non significa che non ci sia un rendimento netto ma solo che tale rendimento è inferiore a quello alternativo. Mediante questo parametro è reso possibile il confronto della convenienza tra due investimenti in concorrenza tra loro, risultando maggiormente conveniente quello con il VAN più elevato. Nel compiere tale confronto si deve però tenere in considerazione che una comparazione è possibile solo se il periodo di attuazione è lo stesso con equivalenza anche nel capitale investito.

b) Il TIR (Tasso Interno di Rendimento) corrispondente all'acronimo inglese IRR (Internal Rate of Return), è il tasso di attualizzazione che azzerava algebricamente il VAN ed esprime la redditività

dell'investimento e quindi la capacità del progetto di remunerare il capitale investito. Costituente, come il VAN, un parametro economico per la valutazione degli investimenti, differisce da quest'ultimo in quanto il VAN espresso in unità monetarie (Euro o Dollaro ad esempio) identifica la sommatoria di una serie di flussi di cassa futuri, riportati al presente grazie ad un certo tasso che rappresenta il rendimento minimo desiderato dall'impresa, mentre l'IRR espresso in percentuale rappresenta il tasso di rendimento di pareggio ossia quel tasso per il quale il valore degli esborsi equivale quello degli introiti. Il progetto preso in considerazione risulta attuabile qualora l'IRR risulti maggiore del costo opportunità. È da considerare come per la valutazione di un investimento non sia sufficiente l'IRR ma ad esso debba sempre essere accostato anche il valore del VAN. Un progetto di dimensioni modeste con un IRR molto elevato potrebbe infatti presentare valore di VAN inferiore ad uno di dimensioni maggiori ma con un IRR contenuto. È da notare, inoltre, che in alcuni casi l'IRR non è calcolabile e ciò avviene alla presenza di flussi meramente positivi.

c) Il Payback period (periodo di rimborso) è concettualmente molto semplice ed identifica quel lasso di tempo necessario, espresso in anni, affinché la sommatoria delle entrate attualizzate equivalga quella delle uscite attualizzate. Secondo questo criterio si dovrebbero prediligere gli investimenti con i payback minori. Questo metodo presenta delle limitazioni in quanto non tiene conto dei flussi di cassa nascenti dopo il recupero dell'esborso iniziale e non valuta nemmeno l'entità di tale esborso. Solitamente le imprese si pongono un cutoff period, ossia un limite massimo entro il quale l'investimento deve essere recuperato, infatti un allungamento dei tempi di rientro comporta una contrazione dei benefici di ordine finanziario oltre all'introduzione di un maggior livello d'incertezza in quanto le previsioni sulle variabili dalle quali dipende la valutazione del progetto tendono a perdere di significatività. “

E' opportuno riportare anche una premessa basilare sulla logica del modello:

“L'impresa in esame è ammessa al regime di perequazione specifica aziendale che, come riportato nel capitolo precedente, consente una remunerazione puntuale degli investimenti. La mancanza di questa ipotesi renderebbe impossibile una la valutazione in quanto la remunerazione non dipenderebbe più dal esborso effettuato, bensì dalla media nazionale degli investimenti attuati. “

secondo quanto previsto dal sistema regolatorio vigente.

Non saranno di seguito approfonditi i meccanismi del suddetto modello, ma se ne discutono unicamente i risultati ottenuti e le principali voci di influenza relative ai casi in esame.

6.2_Valutazione ISOLA 1

Per quanto riguarda l'investimento sulla prima isola, le voci di costo sono indicate nelle tabelle 4.4 e 4.5 di seguito riportate per agevolezza:

Tab. 4.4 – Costi relativi a cabine e cavi per il passaggio a 20 kV dell'ISOLA 1.

CABINE		CAVI		
Costo sostituzione trafi a 10 kV	Costo Cabine Nuove (30% delle cabine)	Costo nuovo cavidotto (85 % cavi a 10 kV)	Costo fornitura e posa cavo (15% cavi a 10 kV)	Costo giunti non adeguati (20% su cavi a 20 kV)
€ 489.445	30%	85%	15%	20%
	€ 772.450	€ 2.279.747	€ 108.242	€ 50.565
TOTALE CABINE		TOTALE CAVI		
1.261.895 €		2.438.554 €		
TOTALE				
3.700.449 €				

Tab. 4.5 – Sintesi costi in CP passaggio a 20 kV dell'ISOLA 1

		ISOLA 1			
		Ric Sud	Ric Ovest	Tombetta	Zai
Linee da passare	ISOLA 1	10	3	4	5
	ISOLA2	10	11	5	5
	Disponibilità	2	1	4	0
	Trafo	1x500 k€	1x500 k€	1x500 k€	-
	sbarre*terne TV	2x20 k€	-	1x20 k€	1x20 k€
	Blindato	-	-	-	-
	Nuovo fabbricato	-	-	-	-
	Totale	540 k€	500 k€	520	20 k€
	Totale	1.580 k€			

Tali risultati sono soggetti alle seguenti specifiche:

- Per quanto riguarda la sostituzione dei trasformatori a 10 kV si è ipotizzato l'acquisto del modello a basse perdite che oltre a presentare pregi dal punto di vista tecnico e funzionale è soggetto ad un incentivazione prevista dall'autorità nella Deliberazione 29 dicembre 2007, n. 348/07, Allegato A, at. 11.4 e riconosciuta tramite il meccanismo di perequazione all'articolo *art. 35* Della delibera 348/07 che prevede una tasso di remunerazione additivo sul valore residuo a fine anno del bene pari al 2 % per 8 anni Di tale considerazione se ne tiene conto nel modello.
- Per quanto riguarda i benefici invece, oltre all'ordinaria remunerazione prevista dall'autorità tramite la tariffa di riferimento, il modello tiene conto dell'ulteriore introito derivante dalla valorizzazione dell'energia persa risparmiata riportato in tabella 4.7. La valorizzazione delle perdite è effettuata ai sensi delle deliberazione 156/07 all'articolo 13 dell'allegato TIV al quale si rimanda per maggiori informazioni.

Tabella 4.7 – Sintesi valutazione economica dei benefici ottenuti dal passaggio a 20 kV dell'ISOLA 1

Perdite risparmiate utilizzando trafo a basse perdite rispetto trafo normali (-11% Pcc e -29,7% Po)	132 (kWh/anno) al trafo
Perdite risparmiate in linea	2,91 GWh/anno
Prezzo energia persa (media annua PAU)	79,00 €/MWh
Risparmio sull'energia persa in linea	229.516 €/anno
Risparmio sull'energia persa nei trafo	10.428 €/anno
TOTALE BENEFICI	239,944 €/anno

Dai dati di input richiamati, il modello fornisce i seguenti output per la valutazione dell'investimento attinente l'ISOLA 1:

Tabella 6.1 – Parametri di valutazione dell'investimento sull'ISOLA 1

Periodo di ritorno <i>Pay-back period (PBP, attualizzato)</i>	[anni]	18
Valore Attuale Netto (NPV o DCF o REA) al tasso di sconto del 6,50%	[€]	€ 1.160.886
Tasso interno di rendimento (<i>IRR</i>)	[%]	8,81%

L'interpretazione delle voci riportate in tabella 6.1 risulta di immediata comprensione in riferimento alle relative definizioni sopra riportate; si osserva infatti che l'indicazione di VAN positivo determina la fattibilità dell'investimento, con un tasso interno di rendimento dell'8,81 %, maggiore del tasso di attualizzazione definito pari al 6,5 %, in riferimento alla tipologia di azienda in questione, e un periodo di ritorno pari a 18 anni messo in luce nella seguente rappresentazione grafica intuitiva:

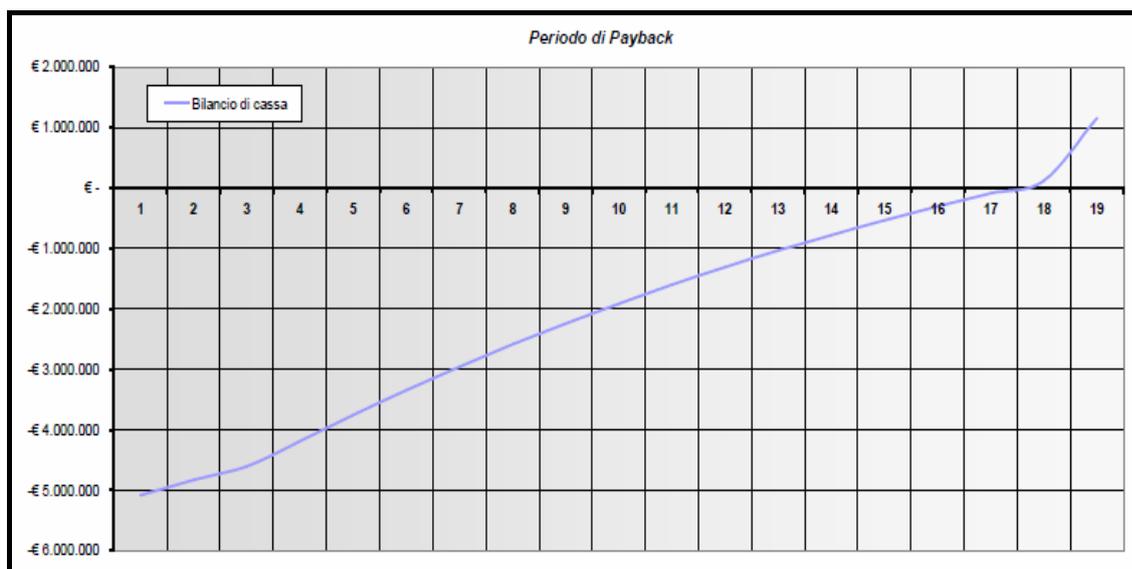


Figura 6.1 – Andamento del bilancio di cassa in funzione del tempo relativo l'ISOLA 1

Il periodo preso in considerazione per tale valutazione risulta, come si osserva in fig. 6.1, di 19 anni, ovvero fino al 2030, in quanto in tale anno scadrà la concessione da parte dello stato sull'affidamento della rete.

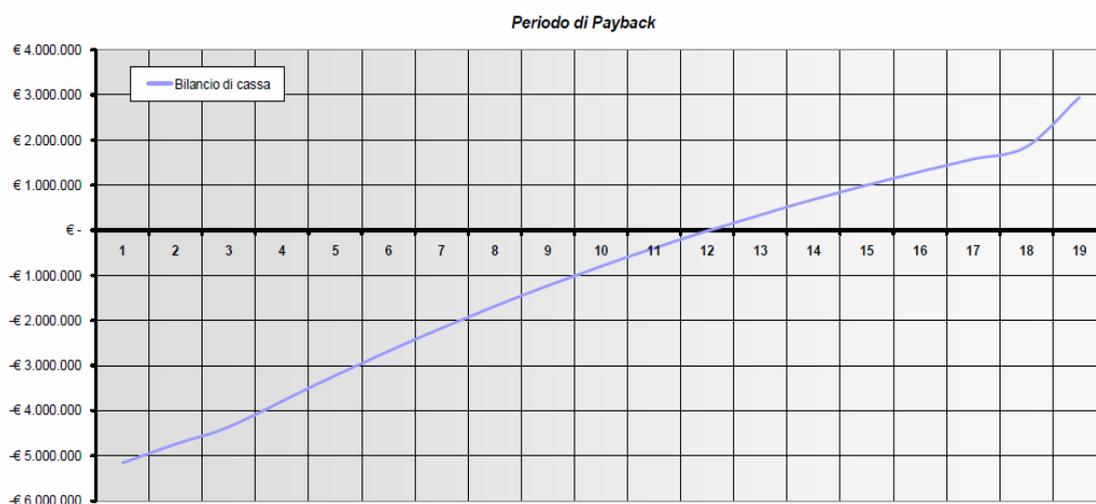
Ulteriore ipotesi, risulta il caso in cui AGSM Verona S.p.a. utilizzasse strumenti finanziari per la realizzazione dell'investimento, andando ad osservare come variano in relazione il VAN, l'IRR e il PBP in modo da poter far un confronto con la situazione sopra esposta. Si ipotizza pertanto l'utilizzo di una linea di credito per la quale viene applicato un tasso di interesse del 4,5 % annuo sul capitale richiesto ipotizzando che esso sia pari all'intero esborso necessario per la realizzazione dell'investimento, e a fine del periodo di valutazione, il soggetto debitore dovrà corrispondere al creditore l'intero importo ricevuto precedentemente.

Con lo strumento finanziario descritto, relativamente all'ISOLA 1, si ottengono i seguenti output:

Tabella 6.2 – Parametri di valutazione dell'investimento sull'ISOLA 1 con linea di credito

Periodo di ritorno <i>Pay-back period (PBP, attualizzato)</i>	[anni]	13
Valore Attuale Netto (NPV o DCF o REA) al tasso di sconto del 6,50%	[€]	€ 2.944.063
Tasso interno di rendimento (IRR)	[%]	287,47%

Dall'analisi dei parametri economici ottenuti si stabilisce tramite l'indicazione del VAN, una realizzabilità dell'investimento il quale in relazione al caso prima considerato senza linea di credito, sarà economicamente più vantaggioso con un tasso interno di rendimento pari al 287,47 % e un ritorno dell'investimento in 13 anni anziché 18 come di seguito mostrato:



**Figura 6.2 – Andamento del bilancio di cassa in funzione del tempo con linea di credito relativo
l'ISOLA 1**

Tale convenienza è giustificata dal fatto che i flussi di cassa negativi rappresentati dalle quote annuali derivanti dalla linea di credito (gli interessi) sono maggiorati dagli introiti ricevuti secondo il sistema regolatorio vigente.

Si determina pertanto una convenienza nell'utilizzo di strumenti finanziari quali la linea di credito.

6.3_Valutazione ISOLA 2

Riguardo l'investimento sulla seconda isola, le voci di costo sono riportate nelle tabelle 5.3 e 5.4 di seguito riportate anch'esse per agevolezza:

Tabella 5.3 - Costi relativi a cabine e cavi per il passaggio a 20 kV dell'ISOLA 2.

CABINE		CAVI		
Costo sostituzione trafi a 10 kV	Costo CabineNuove (30% delle cabine)	Costo nuovo cavidotto (85 % cavi a 10 kV)	Costo fornitura e posa cavo (15% cavi a 10 kV)	Costo giunti non adeguati (20% su cavi a 20 kV)
€ 1.103.476	30%	85%	15%	20%
	€ 1.592.492	€ 4.258.477	€ 202.191	€ 110.242
TOTALE CABINE		TOTALE CAVI		
2.695.968 €		4.570.910 €		
TOTALE				
7.266.878 €				

Tabella 5.4 - Sintesi costi in CP passaggio a 20 kV dell'ISOLA 2.

		ISOLA 2						
		Ric Sud	Ric Ovest	Tombetta	Zai	B.go Trento	Chievo	Campo Marzo
<i>Linee da passare</i>	ISOLA 1	10	3	4	5	-	-	-
	ISOLA2	10	11	5	5	1	4	3
	Disponibilità	2	1	4	0	3	0	0
	Trafo	1x500 k€	1x500 k€	1x500 k€	-	-	-	2x500 k€
	sbarre*terne TV	2x20 k€	1x20 k€	1x20 k€	1x20 k€	-	-	-
	Blindato	-	-	-	-	-	1x300 k€	1x300 k€
	Nuovo fabbricato	-	-	-	-	-	1x500 k€	1x500 k€
	Totale	540 k€	520 k€	520	20 k€	-	800 k€	1800 k€
		1600 k€				2600 k€		
	4200 k€							

Su tali voci, sono adottate le stesse specifiche già esposte per l'ISOLA 1.

Riguardo l'altro dato di input si riporta di seguito l'indicazione:

Tabella 5.5 – Sintesi valutazione economica dei benefici ottenuti dal passaggio a 20 kV dell'ISOLA 2

Perdite risparmiate utilizzando trafo a basse perdite rispetto trafo normali (-11% Pcc e -29,7% Po)	2400 (kWh/anno) al trafo
Prezzo energia persa (media annua PAU)	79,00 €/MWh
Risparmio sull'energia persa in linea	434.527 €/anno
Risparmio sull'energia persa nei trafo	23.510 €/anno
TOTALE BENEFICI	458.037 €/anno

Inserendo tali valori di input nel modello considerato gli output ottenuti risultano essere i seguenti:

Tabella 6.3 – Parametri di valutazione dell'investimento sull'ISOLA 2

Periodo di ritorno <i>Pay-back period (PBP, attualizzato)</i>	[anni]	19
Valore Attuale Netto (NPV o DCF o REA) al tasso di sconto del 6,50%	[€]	€ 2.079.598
Tasso interno di rendimento (<i>IRR</i>)	[%]	8,42 %

Dalle indicazioni fornite si determina anche in questo caso una convenienza nella realizzazione del progetto con le analoghe considerazioni per VAN, IRR e PayBack Period.

Quest'ultimo equivale in questo caso a 19 anni come si può osservare dall'andamento del bilancio di cassa:

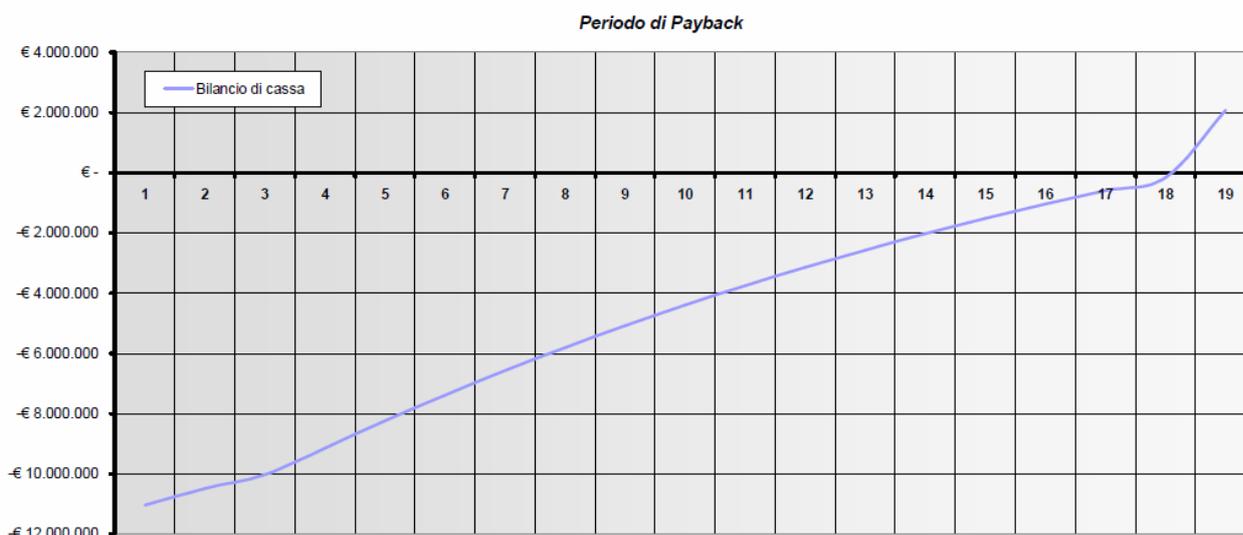


Figura 6.3 – Andamento del bilancio di cassa in funzione del tempo relativo l'ISOLA 2

Volendo valutare la variazione anche in questa circostanza, dell'apporto della medesima linea di credito ipotizzata per l'ISOLA 1, si ottengono invece i seguenti output:

Tabella 6.4 – Parametri di valutazione dell'investimento sull'ISOLA 2 con linea di credito

Periodo di ritorno <i>Pay-back period (PBP, attualizzato)</i>	[anni]	13
Valore Attuale Netto (NPV o DCF o REA) al tasso di sconto del 6,50%	[€]	€ 5.951.896
Tasso interno di rendimento (<i>IRR</i>)	[%]	278,52 %

E' anche in questo caso evidente, come la presenza della linea di credito influenzi positivamente la valutazione dell'investimento.

6.4_Confronto tra le isole

Ottenute le indicazioni sulla redditività ed economicità degli investimenti individuati nei capitoli precedenti si possono mettere tali a confronto.

Anzitutto non ci si deve far ingannare dal valore del VAN in quanto “Nel compiere tale confronto si deve però tenere in considerazione che una comparazione è possibile solo se il periodo di attuazione è lo stesso con equivalenza anche nel capitale investito “.

La considerazione più importante è il fatto che, valutati i due investimenti da un punto di vista economico, l'ISOLA 1 comporti una maggiore redditività dell'ISOLA 2, riscontrabile dall'indice IRR (8,81 % per l'ISOLA 1 e 8,42 % per l'ISOLA 2). A tale conclusione si sarebbe potuti giungere inoltre, tramite un rapporto tra i costi e benefici, quest'ultimi attualizzati, determinati nel processo di studio delle isole, come mostrato in seguito:

- Si prendano in considerazione i benefici derivanti dal passaggio completo ai 20 kV dell'ISOLA 1, dalla tabella 4.7 pari a 239.944 € ricevuti nell'anno successivo a quello in cui è stato effettuato l'investimento, mentre per gli anni seguenti si ipotizza una rivalutazione che tenga conto del tasso di inflazione stimabile del 2,5 % immutato fino al 2030;

$$Batt. = B \cdot (1+t)^i$$

Dove:

2012	2013	2014	...	2030
-	239.945	245.944	...	365.105

Batt = Benefici attualizzati

t = tasso di inflazione

i = differenza temporale espressa in anni

- tali valori sono stati successivamente attualizzati all'anno zero (preso in via arbitraria come l'anno in cui viene effettuato l'investimento) tramite applicazione di un tasso di attualizzazione che per un soggetto operante nel settore della distribuzione elettrica è ragionevolmente ipotizzabile pari al 6,5 %.

$$Batt. = \frac{B}{(1+t)^i}$$

2012	2013	2014	...	2030
-	239.945	245.944	...	365.105
0	225.301	216.839	...	117.523

La somma di quest'ultimi rappresenta il valore dei benefici attualizzato che posso considerare ai fini di una valutazione rapporto costi/benefici, che nel caso specifico dell'ISOLA 1 quindi risulta:

somma Batt. = 2.987.088

$$\frac{\text{Costi}}{\text{Benefici}} = \frac{5.280.449}{2.987.088} = 1,77$$

Applicando gli stessi passaggi, prendendo invece in considerazione i valori dell'ISOLA 2, si ottiene quanto segue:

- con l'inflazione del 2,5 %:

$$\text{Batt.} = B \cdot (1+t)^i$$

2012	2013	2014	...	2030
-	239.945	245.944	...	365.105

- applicando un tasso di attualizzazione del 6,5 %:

$$\text{Batt.} = \frac{B}{(1+t)^i}$$

2012	2013	2014	...	2030
-	239.945	245.944	...	365.105
0	225.301	216.839	...	117.523

- Si ottiene infine:

Somma Batt. = 5.702.129

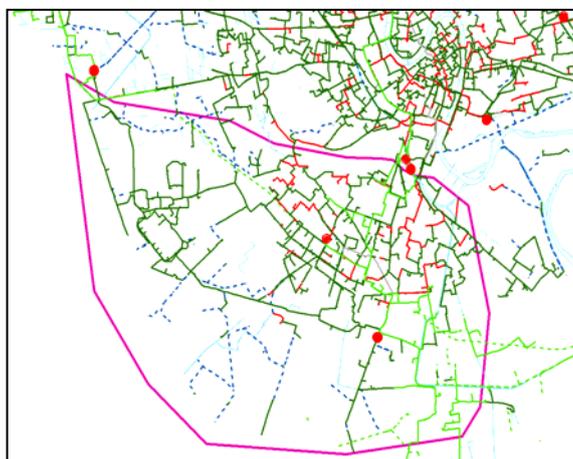
$$\frac{\text{Costi}}{\text{Benefici}} = \frac{11.466.878}{5.702.129} = 2,01$$

I risultati ottenuti, confrontati i rapporti *Costi/Benefici*, confermano la maggior redditività dell'ISOLA1.

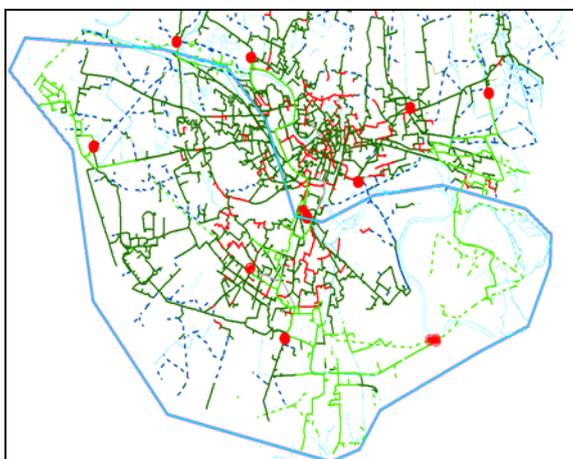
CONCLUSIONI

Lo studio eseguito ha permesso di individuare due porzioni della rete MT di Verona e Grezzana ben definite da caratteristiche che ne indicano la predisposizione al passaggio delle linee da 10 a 20 kV. Tali zone, identificate come ISOLA 1 ed ISOLA 2, nascono dalla combinazione degli studi affrontati sui principali aspetti tecnici della rete quali, perdite, tipologia linee, cabine, contro-alimentazioni, i quali allo stesso tempo hanno permesso di determinarne i costi e i benefici derivanti da tale passaggio. Se ne riporta in seguito una sintesi di richiamo:

ISOLA 1



ISOLA 2



<i>Costi</i>	
5.280.449 €	11.466.878 €
<i>Benefici attualizzati</i>	
2.987.088 €	5.702.129 €
<i>Costi/Benefici</i>	
1,77	2,01

Confronto ISOLA 1 e ISOLA 2

Una prima conclusione che si desume dal confronto delle due isole, come già chiarito nel capitolo precedente, evidenzia il fatto che l'ISOLA 1 è più conveniente della 2, comunque molto simile; ciò sta ad indicare che nell'estensione maggiore dell'area presa in considerazione aumentano maggiormente i

costi dovuti al passaggio delle linee a 10 kV rispetto la riduzione di perdite di cui si va a beneficiare. Questo è determinato dal fatto che nelle zone ulteriori considerate nell'ISOLA 2 rispetto all'ISOLA 1, sono presenti molte linee già a 20 kV le quali non contribuiscono ad un'ulteriore diminuzione delle perdite, mentre contribuiscono ad aumentare in particolar modo i costi sostenuti per gli interventi in CP che si è visto pesare in buona parte sull'investimento totale.

Lo studio, poichè effettuato sull'intera rete MT, si presta inoltre alle seguenti proprietà:

- flessibilità: l'analisi effettuata sulle due aree individuate, può essere estesa ad un'area più ampia che può arrivare a comprendere l'intera rete MT AGSM; allo stesso modo può essere ristretta l'area di interesse, fino ad esaminare una sola linea a 10 kV per il suo passaggio a 20 kV.
- Versatile; i parametri ricavati ed assegnati si sono rivelati indispensabili ai fini di questo studio, ma non per questo si limitano a tale, infatti, essendo dati indicativi ma ben stimati si prestano ad essere utilizzati per altri tipi di analisi o approfondimenti quale può essere la valutazione del margine di potenza che si va a conseguire con tale passaggio di tensione su tutta la rete o su una porzione di essa.
- Integrativo; l'operazione di identificazione dei tipi di cavo effettuata, tramite un approccio ad hoc esposto nel secondo capitolo, ha consentito di integrare su GIS, le informazioni relative ai cavi EX-ENEL ed alcuni AGSM, e di ottenere una base di dati più completa, sulla quale si sono sviluppate le successive considerazioni e se ne potranno operare di ulteriori.

La determinazione delle conto-alimentazioni risulta essere, oltre che un importante step nel proseguo della tesi, un ottimo supporto per varie tipologie di approccio da effettuare sulla rete di distribuzione, essendo la continuità di servizio una delle priorità da assolvere in ogni caso, consentendone pertanto una verifica. Il modello su foglio elettronico realizzato ben si adatta infatti a nuove elaborazioni di dati conseguenti a modifiche della rete ad esempio, eliminazioni di linee, passaggi di tensione appunto, basta effettuare una modifica dei dati di input, la logica di determinazione delle connessioni rimane la stessa. Risulta per cui uno strumento molto utile per analisi future.

L'analisi effettuata mette in luce che le linee della rete considerata risultano essere scariche, ovvero trasportano valori di corrente e di potenza relativamente bassi; ciò porta a desumere che un passaggio di tali linee da 10 a 20 kV comporterebbe un'ulteriore riduzione di tali valori, determinando un margine di potenza sempre più elevato.

Fino ad ora non si è tenuto conto di una accuratezza che determina un'approssimazione nella determinazione dei costi da sostenere su un'isola relativi al suo completo passaggio ai 20 kV, ovvero

della presenza di economie di scala che oltre ad introdurre un'impresione sui costi ricavati può, nel confronto tra le due isole, influire sulla valutazione di convenienza di una nei confronti dell'altra, come poco sopra stabilito, essendo il rapporto costi/benefici molto vicino. Per economia di scala in tal esame viene intesa la relazione tra la diminuzione del prezzo unitario all'aumentare del numero di prodotti acquistati. Da tale concetto, confrontando i dati delle due isole alle tabelle 4.2 e 5.2 si osserva che i macro numeri ottenuti risultano per la seconda isola, come già accennato in precedenza, circa il doppio di quelli della prima; secondo quanto appena detto allora i costi relativi non dovranno essere come calcolati circa il doppio, ma inferiori poiché la relazione non è più di proporzionalità. La difficoltà che sorge è quella di determinare, o meglio quantificare tale economia di scala in quanto essa dipende da molte variabili quali possono essere l'andamento del mercato, del valore del bene in oggetto ad esempio in funzione della materia prima che può fluttuare, il prezzo di gara da fornitore a fornitore e altre. Tale fattore risulta sempre più incidente sull'investimento di elevate quantità o perlomeno elevate differenze tra quantità a confronto, quali possono essere ad esempio i trasformatori da acquistare per l'ISOLA 2 che risultano quasi il doppio dell'ISOLA 1; è da specificare però che l'investimento su tali isole, più realisticamente è da valutare su una scala temporale di alcuni anni per l'impegno pratico di realizzazione e la necessità di avere una scaletta di interventi ben studiati, pertanto non stimando l'economia di scala non si commette un'elevata approssimazione che diminuisce essendo l'investimento diffuso nel tempo e non concentrato.

Ringraziamenti

A conclusione di questa tesi desidero ringraziare tutti coloro che in diversi modi hanno contribuito alla sua realizzazione; in primis vorrei nominare il mio relatore d'azienda, l'ing. Andrea Scala, il quale mi ha seguito nello svolgimento dello studio effettuato fornendomi l'appoggio necessario al suo completamento e il dirigente ing. Marco Giusti, che ha coordinato il lavoro svolto e fornito spunti di riflessione sull'elaborato al fine di ottenere un risultato di rilievo sia dal punto di vista universitario che da quello aziendale. Ringrazio pertanto il professor Arturo Lorenzoni dell'Università degli Studi di Padova che mi ha dato l'opportunità di intraprendere questo percorso di stage presso AGSM Verona S.p.a.. Di rilievo è stato l'incontro e l'apporto fornito alla trattazione da parte degli ing. Fabrizio Albicini, Enrico Cavattoni, Livio Negrini e Paolo Dallo.

Ringrazio tutte le persone che mi hanno fornito strumenti e dati fondamentali allo svolgimento delle analisi, riferendomi in particolar modo a Francesco Posenato, Nicola Costa, Andrea Patuzzo, Marco Cazzanelli, Riccardo Bertolaso, Damiano Andreoli, Massimo Zampieri, Luca Grazioli, Stefano Begali, Gregorio Baldini, Giacomo Pezzo, Corsi Paolo, Ghezzer Massimo, Minardi Luciano, Manfredi Olver, Gugolati Matteo, Samuel Coda, Renzo Pasini e Matteo Lonardi il cui aiuto ha partecipato a perfezionare tale opera.

Un ringraziamento finale a tutte le persone non citate, che in ogni modo hanno contribuito a rendere tale stage oltre che un lavoro produttivo un'esperienza sicuramente positiva.

APPENDICE A

Tab. A.1 – *Classifica in ordine decrescente delle linee a 10 kV in relazione alle loro perdite di linea*

CP	Feeder	tag	Nome linea	Ploss (MWh/anno)
RO	RO_J14	EROGEN2043M	OVEST J14 L DOGANA CORRENTE	980,79
RO	RO_J05	EROGEN2037M	OVEST J05 L CA'DEL PRETE CORRENTE	847,38
VE	VE_J03	EVEA121512_M	VR EST J03 L. AMBROSINI CORRENTE	527,87
VE	VE_J01	EVEA151515_M	VR EST J01 L. SAPEL CORRENTE	392,66
RN	RN_L16	ESFLQU058M	NORD L.QUINTO CORRENTE	390,33
CM	CM_J19	ECMA121512_M	C.MARZO J19 L.SX ADIGE CORRENTE	361,05
RS	RS_L13	ERSJ132041_M	SUD J13 FRO CORRENTE	360,75
RN	RN_L03	ESFLRO047M	NORD L.ROVER CORRENTE	341,84
CM	CM_J11	ECMA101510_M	C.MARZO J11 L.COLOMBAROLO SX CORRENTE	335,75
VE	VE_J04	EVEA111511_M	VR EST J04 L. BALESTRA CORRENTE	334,92
CM	CM_J28	ECMA201520_M	C.MARZO J28 L.MICHELIN CORRENTE	334,25
RN	RN_L06	ESFLBV050M	NORD L.BORGO VENEZIA CORRENTE	332,68
RO	RO_J04	EROGEN2036M	OVEST J04 L QUADRANTE EUROPA CORRENTE	323,30
CM	CM_J18	ECMA111511_M	C.MARZO J18 L.COLOMBAROLO DX CORRENTE	320,56
RS	RS_L04	ERSJ042035_M	SUD J04 B.ROMA SX CORRENTE	300,85
BT	BT_L22	EBTJ221525_M	B.TRENTO J22 L B.GO MILANO CORRENTE	300,60
RS	RS_L12	ERSJ122040_M	SUD J12 AUTOSTRADA CORRENTE	292,68
RO	RO_J18	EROGEN2048M	OVEST J18 L BRAZZOLI CORRENTE	281,79
CM	CM_J23	ECMA151515_M	C.MARZO J23 L.CANTARANE CORRENTE	279,74
RN	RN_L15	ESFLVS057M	NORD L.VALPANTENA SX CORRENTE	254,92
TO	TO_L09	ETOLPNUOAM	TOMB L.PORTA NUOVA CORRENTE	251,74
RO	RO_J19	EROGEN2083M	OVEST J19 L TERMINAL CORRENTE	239,99
CM	CM_J26	ECMA181518_M	C.MARZO J26 L.TEZONE CORRENTE	225,79
CH	CH_J09	ECHA081508_M	CHIEVO J09 L. BORGO MILANO CORRENTE	224,96
GR	GR_J04	EGRGEN2004_M	GREZZ J04 L SEZANO 10kV CORRENTE	217,24
BT	BT_L26	EBTJ261536_M	B.TRENTO J26 L MAMELI CORRENTE	215,28
RO	RO_J03	EROGEN2035M	OVEST J03 L ZENDRINI CORRENTE	205,67
RN	RN_L13	ESFLPI055M	NORD L.PIAZZA ISOLO CORRENTE	205,55
TO	TO_L07	ETOLTOMBAM	TOMB L.TOMBA CORRENTE	185,76
BT	BT_L21	EBTJ211524_M	B.TRENTO J21 L PONTE CRENCANO CORRENTE	183,72
CH	CH_J03	ECHA091509_M	CHIEVO J03 L. GALVANI CORRENTE	181,62
ZA	ZA_J06	EZAA111511_M	ZAI J06 L BUSSOLENGO MONSUA CORRENTE	180,14
TO	TO_L13	ETOLVETAAM	TOMB L.VERONETTA CORRENTE	175,01
RN	RN_L08	ESFLML052M	NORD L.MONDADORI LEGATORIA CORRENTE	167,37
TO	TO_L10	ETOLSPANAM	TOMB L.S.PANCRAZIO CORRENTE	165,27
CM	CM_J05	ECMA051505_M	C.MARZO J05 L.SANTA TOSCANA CORRENTE	159,78
BT	BT_J20	EBTJ201535_M	B.TRENTO J20 L NAVIGATORI CORRENTE	157,08
TO	TO_L11	ETOLSLUCAM	TOMB L.S.LUCIA CORRENTE	156,04
CM	CM_J24	ECMA161516_M	C.MARZO J24 L.SEREGO CORRENTE	153,40
RN	RN_L12	ESFLMG054M	NORD L.MONDADORI GRAFICHE CORRENTE	152,64
BT	BT_J24	EBTJ241528_M	B.TRENTO J24 L ATTIRAGLIO CORRENTE	149,86
RO	RO_J11	EROGEN2040M	OVEST J11 L SCALZI CORRENTE	146,19
TO	TO_L14	ETOLZAIIDAM	TOMB L.ZAI DX CORRENTE	144,98
CH	CH_J10	ECHA131513_M	CHIEVO J10 L. NAPOLEONE CORRENTE	134,84
CH	CH_J13	ECHA051505_M	CHIEVO J13 L. ABITAL CORRENTE	131,00
CM	CM_J03	ECMA031503_M	C.MARZO J03 L.POSTE F.S. CORRENTE	130,17

CP	Feeder	tag	Nome linea	Ploss (MWh/anno)
RN	RN_L04	ESFLMO048M	NORD L.MONTORIO CORRENTE	128,82
TO	TO_L15	ETOLZAISAM	TOMB L.ZAI SX CORRENTE	121,89
CH	CH_J12	ECHA061506_M	CHIEVO J12 L. CASTELVECCHIO CORRENTE	120,35
CM	CM_J20	ECMA131513_M	C.MARZO J20 L.GALILEI CORRENTE	117,70
VE	VE_J07	EVEA101510_M	VR EST J07 L. PONTE FLORIO CORRENTE	116,85
RS	RS_L14	ERSJ142042_M	SUD J14 COCA COLA CORRENTE	115,26
BT	BT_L28	EBTJ281548_M	B.TRENTO J28 L BRENNERO CORRENTE	111,20
CM	CM_J06	ECMA061506_M	C.MARZO J06 L.SCRIMIARI CORRENTE	103,98
BT	BT_L27	EBTJ271537_M	B.TRENTO J27 L S.ZENO CORRENTE	103,20
RO	RO_J20	EROGEN2084M	OVEST J20 L SALVI CORRENTE	101,22
CH	CH_J01	ECHA121512_M	CHIEVO J01 L. BIONDE CORRENTE	97,28
TO	TO_L03	ETOLBACQAM	TOMB L.B.ACQUAR CORRENTE	93,52
RS	RS_J15	ERSJ152043_M	SUD J21 DOSSOBUONO CORRENTE / DISP 2	92,40
GR	GR_J06	EGRGEN2008_M	GREZZ J06 L MARZANA 10kV CORRENTE	91,62
CH	CH_J04	ECHA111511_M	CHIEVO J04 L. POZZO S.MARCO CORRENTE	89,40
VE	VE_J09	EVEA081508_M	VR EST J09 L. MATTARANA CORRENTE	88,01
RS	RS_L11	ERSJ112039_M	SUD J11 CENTRO RICERCHE CORRENTE	74,78
RO	RO_J12	EROGEN2041M	OVEST J12 L S.MASSIMO CORRENTE	74,10
RN	RN_L07	ESFLSA051M	NORD L.RISERVA S.A./CABUE CORRENTE	70,16
RS	RS_L05	ERSJ052036_M	SUD J05 B.ROMA DX CORRENTE	68,74
CM	CM_J25	ECMA171517_M	C.MARZO J25 L.PALLONE CORRENTE	67,86
RS	RS_L03	ERSJ032034_M	SUD J23 MARANGONA CORRENTE	65,82
CM	CM_J04	ECMA041504_M	C.MARZO J04 L.BANCA POPOLARE CORRENTE	64,55
RO	RO_J10	EROGEN2039M	OVEST J10 L PASCOLI CORRENTE	61,68
VE	VE_J02	EVEA131513_M	VR EST J02 L. S. MICHELE CORRENTE	59,29
GR	GR_J03	EGRGEN2003_M	GREZZ J03 L MORURI 10kV CORRENTE	57,48
VE	VE_J08	EVEA091509_M	VR EST J08 L. FERRAZZE CORRENTE	52,50
RN	RN_L14	ESFLVD056M	NORD L.VALPANTENA DX CORRENTE	52,33
TO	TO_L12	ETOLVEROAM	TOMB L.VERONA CORRENTE	48,53
RO	RO_J02	EROGEN2034M	OVEST J02 L F.TE PROCOLO CORRENTE	47,36
ZA	ZA_J01	EZAA151515_M	ZAI J01 L ZONA INDUSTRIALE CORRENTE	46,91
RO	RO_J01	EROGEN2033M	OVEST J01 L GIRLANDA CORRENTE	45,20
CM	CM_J02	ECMA021502_M	C.MARZO J02 L.CATTANEO SX CORRENTE	44,56
ZA	ZA_J07	EZAA121512_M	ZAI J07 L S.LUCIA CORRENTE	39,22
RN	RN_L05	ESFLBA049M	NORD L.BANCHETTE CORRENTE	36,51
RS	RS_J07	ERSJ072038_M	SUD J07 BIASI CORRENTE	36,09
TO	TO_L08	ETOLOSBRAM	TOMB L.OSPEDALE B.ROMA CORRENTE	33,42
CM	CM_JA1	ECMA331537_M	C.MARZO JA1 CAPPELLO CORRENTE	28,85
ZA	ZA_J02	EZAA161516_M	ZAI J02 L SORIO CORRENTE	24,06
CM	CM_J10	ECMA091509_M	C.MARZO J10 L.OFFICINE F.S. CORRENTE	23,41
TO	TO_L05	ETOLCHIEAM	TOMB L.CHIEVO CORRENTE	19,28
GR	GR_J07	EGRGEN2009_M	GREZZ J07 L POZZO 10kV CORRENTE	19,16
CM	CM_J27	ECMA191519_M	C.MARZO J27 LCATTANEO DX CORRENTE	19,14
CM	CM_J09	ECMA081508_M	C.MARZO J09 L.P.S. PANCRAZIO CORRENTE	15,40
ZA	ZA_J08	EZAA131513_M	ZAI J08 L DOSSOBUONO CORRENTE	11,78
RS	RS_L06	ERSJ062037_M	SUD J22 GLAXO CORRENTE / DISP 1	11,47
CH	CH_J02	ECHA101510_M	CHIEVO J02 L. PARONA CORRENTE	9,09
GR	GR_J02	EGRGEN2002_M	GREZZ J02 L ZAI 10kV CORRENTE	2,00
VE	VE_JA1	EVEA181518_M	VR EST JA1 L. MONTORIO CORRENTE	1,57
			Somma	15.561

Tab A.2 – Sintesi risultati ottenuti per ogni linea 10 kV; correnti, Ploss e relativi coefficienti a, b, c

Linea	Imin	Imed	Imax	Ploss	Ploss	Ploss	a	b	c
B.TRENTO J20 L NAVIGATORI	45,50	77,21	103,41	6,52	18,69	33,51	0,003141	-0,0016	0,088261
B.TRENTO J21 L PONTE CRENCANO	75,95	109,05	146,05	9,40	19,86	36,17	0,001781	-0,0135	0,15323
B.TRENTO J22 L B.GO MILANO	68,99	95,69	149,10	15,02	28,83	69,81	0,003124	0,002571	-0,02619
B.TRENTO J24 L ATTIRAGLIO	57,76	85,64	129,46	6,90	15,16	34,60	0,002059	0,000724	-0,00949
B.TRENTO J26 L MAMELI	58,07	104,53	152,92	7,34	23,79	50,91	0,002175	0,000555	-0,03026
B.TRENTO J27 L S.ZENO	29,04	55,32	99,58	2,48	8,94	28,80	0,002881	0,00259	-0,02308
B.TRENTO J28 L BRENNERO	35,25	59,82	89,73	4,55	13,15	29,64	0,0037	-0,00191	0,019238
C.MARZO J02 L.CATTANEO SX	18,42	39,91	81,36	0,75	3,45	14,25	0,002137	0,001239	-0,00207
C.MARZO J03 L.POSTE F.S.	49,73	64,42	89,28	8,02	13,39	25,60	0,003171	0,003585	0,001389
C.MARZO J04 L.BANCA POPOLARE	30,11	50,64	98,54	1,69	4,75	17,86	0,001824	0,001681	-0,01213
C.MARZO J05 L.SANTA TOSCANA	52,04	83,85	121,44	6,60	17,10	35,81	0,002419	0,001277	-0,01677
C.MARZO J06 L.SCRIMIARI	37,83	65,70	95,57	3,68	11,03	23,28	0,002536	0,00113	0,010152
C.MARZO J09 L.P.S. PANCAZIO	24,59	39,96	59,94	0,58	1,55	3,48	0,000965	0,000316	-0,00717
C.MARZO J10 L.OFFICINE F.S.	16,31	25,82	96,48	0,31	0,79	10,89	0,001165	0,000532	-0,00453
C.MARZO J11 L.COLOMBAROLO SX	39,73	69,53	110,91	10,32	31,68	80,70	0,006572	-0,00125	-0,00185
C.MARZO J18 L.COLOMBAROLO DX	41,54	72,00	116,30	10,41	31,38	82,13	0,006118	-0,00634	0,123179
C.MARZO J19 L.SX ADIGE	58,44	95,23	140,68	13,94	36,78	79,96	0,004005	0,005296	-0,04743
C.MARZO J20 L.GALILEI	33,12	55,20	80,97	4,35	11,97	25,59	0,003834	0,006522	-0,0724
C.MARZO J23 L.CANTARANE	49,57	96,79	162,89	6,85	26,05	73,68	0,002771	0,000946	-0,00796
C.MARZO J24 L.SEREGO	26,88	65,98	156,40	1,37	8,15	45,51	0,001852	0,001359	-0,00487
C.MARZO J25 L.PALLONE	14,69	25,19	67,16	1,08	3,25	22,66	0,004857	0,013853	-0,17594
C.MARZO J26 L.TEZONE	54,13	101,20	167,09	5,99	20,83	56,65	0,002021	0,001415	-0,00915
C.MARZO J27 LCATTANEO DX	23,07	47,24	74,71	0,45	1,91	4,78	0,000855	0,000176	-0,01138
C.MARZO J28 L.MICHELIN	62,31	98,26	160,58	12,48	30,88	82,16	0,003168	0,003068	-0,0068
C.MARZO JA1 CAPPELLO	22,65	32,94	53,53	1,03	2,25	6,13	0,002274	-0,0083	0,05344
CHIEVO J14 L. CAMPAGNOLA	4,33	4,33	8,66	0,05	0,05	0,22	#NUM!	#NUM!	#NUM!
CHIEVO J13 L. ABITAL	36,08	61,85	95,36	4,52	13,27	31,51	0,003455	0,001284	-0,02545
CHIEVO J12 L. CASTELVECCHIO	26,33	45,14	65,84	4,43	12,87	27,09	0,006044	0,016548	-0,19745
CHIEVO J09 L. BORGO MILANO	44,13	71,71	104,81	9,04	23,73	50,54	0,004567	0,003847	-0,02464
CHIEVO J03 L. GALVANI	49,14	80,84	118,89	7,08	19,10	41,23	0,002906	0,001455	-0,0119
CHIEVO J02 L. PARONA	7,75	11,63	89,16	0,09	0,18	7,89	0,000949	0,00379	0,005571
CHIEVO J04 L. POZZO S.MARCO	17,94	35,87	58,70	2,23	8,73	23,11	0,006573	0,008356	-0,03059
CHIEVO J01 L. BIONDE	39,67	70,19	100,70	3,43	10,59	21,67	0,002106	0,003224	-0,01001
CHIEVO J10 L. NAPOLEONE	33,66	56,10	80,79	5,23	14,40	29,74	0,00451	0,004069	-0,01912
GREZZ J02 L ZAI 10kV	2,15	6,44	42,95	0,00	0,02	0,97	0,000552	-0,00101	-0,00037
GREZZ J03 L MORURI 10kV	27,15	46,16	85,52	1,62	4,78	16,59	0,002293	-0,00179	-0,02544
GREZZ J04 L SEZANO 10kV	29,06	42,38	60,55	10,60	22,40	45,66	0,012541	-0,01026	0,303902
GREZZ J06 L MARZANA 10kV	44,46	67,36	97,00	4,16	9,60	19,96	0,002132	-0,00087	-0,01138
GREZZ J07 L POZZO 10kV	7,31	31,07	91,37	0,05	0,97	8,50	0,001021	-0,0002	-0,00509
OVEST J01 L GIRLANDA	30,50	45,75	81,34	1,67	3,86	12,47	0,001938	-0,00435	-0,00286
OVEST J02 L F.TE PROCOLO	15,20	18,24	63,84	1,73	2,49	30,28	0,00736	0,005203	-0,0515
OVEST J03 L ZENDRINI	35,64	60,59	91,48	7,52	21,52	48,74	0,005733	0,009319	-0,09348
OVEST J04 L QUADRANTE EUROPA	69,06	99,28	146,76	15,30	32,75	74,62	0,003917	-0,082	2,282609
OVEST J05 L CA'DEL PRETE	58,93	108,03	166,96	26,26	87,50	208,12	0,007401	0,011408	-0,1136
OVEST J10 L PASCOLI	10,76	32,27	52,44	0,70	6,35	16,59	0,00589	0,009138	-0,08172
OVEST J11 L SCALZI	38,91	65,85	98,78	4,88	14,34	32,69	0,003445	-0,00972	0,040267
OVEST J12 L S.MASSIMO	20,37	27,77	49,06	3,38	6,31	19,72	0,008176	0,001516	-0,0401
OVEST J13 L ACQUEDOTTO	0,12	1,81	3,34	0,00	0,00	0,00	0	0	0
OVEST J14 L DOGANA	90,16	139,34	199,45	44,36	105,33	215,23	0,005387	0,003384	0,268725

Linea	Imin	Imed	Imax	Ploss	Ploss	Ploss	a	b	c
OVEST J18 L BRAZZOLI	46,18	63,69	92,35	14,95	28,37	59,45	0,006893	0,008983	-0,16655
OVEST J19 L TERMINAL	55,21	76,96	122,13	11,92	23,11	58,19	0,003909	-0,00178	0,099217
OVEST J20 L SALVI	36,97	50,41	92,42	4,55	8,44	28,24	0,003286	0,001889	-0,0075
SUD J04 B.ROMA SX	82,50	101,36	183,86	15,40	23,19	76,04	0,002244	0,000598	0,072
SUD J05 B.ROMA DX	48,14	77,56	123,03	2,54	6,59	16,59	0,001096	6,56E-05	-0,00256
SUD J07 BIASI	29,49	44,24	194,17	0,41	0,93	17,98	0,000476	0,000332	-0,01348
SUD J11 CENTRO RICERCHE	121,56	138,14	196,16	5,75	7,42	14,95	0,000389	-0,00019	0,018705
SUD J12 AUTOSTRADA	65,61	96,07	168,71	11,56	24,76	76,36	0,002685	-0,00067	0,043652
SUD J13 FRO	22,41	104,56	169,29	1,72	38,90	102,43	0,003601	-0,00464	0,020363
SUD J14 COCA COLA	71,46	98,56	179,87	4,78	9,09	30,26	0,000935	0,000174	-0,00908
SUD J21 DOSSOBUONO / DISP 2	29,79	39,71	64,54	5,07	8,85	17,21	-0,00127	0,469475	-7,7832
SUD J22 GLAXO / DISP 1	20,84	66,70	148,00	0,17	1,75	0,66	-0,00038	0,067374	-1,07101
SUD J23 MARANGONA	16,24	30,68	61,35	1,41	4,94	19,39	0,005018	0,009313	-0,06456
NORD L.BANCHETTE	37,58	62,09	91,50	1,43	3,94	8,59	0,00103	-0,00029	-0,01043
NORD L.BORGO VENEZIA	60,32	83,78	129,02	16,64	32,09	76,12	0,004582	-0,00168	0,064455
NORD L.MONDADORI GRAFICHE	24,70	204,69	292,92	0,26	17,71	36,23	0,000421	0,000303	-0,00059
NORD L.MONDADORI LEGATORIA	84,67	225,78	275,96	3,07	21,69	32,38	0,000424	0,000249	0,003738
NORD L.MONTORIO	44,37	63,78	87,35	6,69	13,81	25,89	0,00339	0,000196	0,004254
NORD L.PIAZZA ISOLO	72,17	103,74	162,37	9,64	19,95	48,91	0,001856	8,55E-05	-0,02575
NORD L.QUINTO	54,07	105,57	164,79	10,26	39,07	95,32	0,003526	-0,00341	0,131919
NORD L.ROVER	10,06	72,26	113,56	0,69	34,04	83,51	0,006395	0,009718	-0,0576
NORD L.RISERVA S.A./CABUE	32,72	43,10	60,66	4,13	7,14	14,12	0,003831	-0,00013	0,032687
NORD L.VALPANTENA DX	22,17	40,64	136,69	0,83	2,82	31,86	0,001701	0,00068	-0,02089
NORD L.VALPANTENA SX	41,42	49,70	124,25	11,77	16,92	105,87	0,006892	-0,00574	0,186
TOMB L.B.ACQUAR	53,74	74,12	124,15	4,46	8,48	23,79	0,001543	0,000169	-0,006
TOMB L.CHIEVO	12,61	28,02	40,63	0,42	2,05	4,30	0,002562	0,002033	-0,01709
TOMB L.OSPEDALE B.ROMA	29,91	44,21	83,22	1,21	2,64	9,29	0,00133	0,001087	-0,01051
TOMB L.PORTA NUOVA	78,98	103,29	151,89	14,83	25,33	54,74	0,00237	0,00035	0,016396
TOMB L.S.LUCIA	60,56	93,77	134,79	7,00	16,76	34,61	0,001901	0,000748	-0,01971
TOMB L.S.PANCAZIO	44,99	64,55	140,85	5,04	10,40	49,59	0,002499	0,000324	-0,03176
TOMB L.TOMBA	63,40	103,03	156,53	7,30	19,31	44,62	0,001827	-0,00103	0,019319
TOMB L.VERONA	33,72	46,83	95,53	1,81	3,49	14,48	0,001579	0,000986	-0,01569
TOMB L.VERONETTA	62,50	82,72	123,16	9,79	17,12	37,92	0,002499	-0,00027	0,04805
TOMB L.ZAI DX	69,58	101,00	161,60	6,28	13,21	33,81	0,001294	0,000147	0,003559
TOMB L.ZAI SX	42,33	66,51	114,89	4,23	10,48	31,36	0,002384	-0,00091	-0,00267
VR EST J09 L. MATTARANA	27,49	51,19	81,53	2,53	8,73	22,02	0,003273	0,00378	-0,04324
VR EST J08 L. FERRAZZE	30,82	44,84	61,65	2,65	5,53	10,34	0,002607	0,008578	-0,0936
VR EST J07 L. PONTE FLORIO	20,55	39,63	66,05	2,87	10,66	29,56	0,006758	0,001392	-0,00799
VR EST J04 L. BALESTRA	60,60	106,57	158,81	11,73	36,09	79,90	0,003146	0,003795	-0,04897
VR EST J03 L. AMBROSINI	71,00	116,80	174,05	21,02	56,48	124,95	0,004091	0,006029	-0,02926
VR EST J02 L. S. MICHELE	24,13	42,70	63,12	2,06	6,40	13,89	0,003412	0,00553	-0,05677
VR EST J01 L. SAPEL	32,57	59,99	107,99	9,94	33,40	107,51	0,009128	0,010696	-0,09443
VR EST JA1 L. MONTORIO	9,40	14,10	23,49	0,05	0,13	0,39	0,00074	-0,00078	-0,004
ZAI J06 L BUSSOLENGO MONSUA	55,02	75,65	139,83	7,49	14,09	47,89	0,002436	0,001584	0,033027
ZAI J07 L S.LUCIA	29,07	46,76	92,26	1,14	2,96	11,57	0,001365	-0,00054	0,0043
ZAI J08 L DOSSOBUONO	14,23	25,87	71,14	0,17	0,58	4,50	0,000898	-0,00062	-0,00102
ZAI J01 L ZONA INDUSTRIALE	22,31	42,38	136,07	0,50	1,82	18,73	0,001011	0,000168	-0,00266
ZAI J02 L SORIO	29,86	39,29	92,72	0,80	1,39	7,79	0,000905	0,000172	-0,01244

APPENDICE B

Tab. B.1 – Libreria cavi Neplan

TYPE	DESCRIPTION
Cavo 3x(1x185) ARE4H5EX 12/20 Kv	
Cavo 3x(1x185) ARG7H1RX 12/20 kV AIRBAG	Cavo MT ad elica vi20bile con cond. in Al isolato con gomma etilenpropilenica ad alto modulo elastico schermato con guaina di PVC (Unif. Enel) PARAMETRI DA VERIFICARE
Fittizio 3x150+50Y ARG7H5EXY 12/20 kV	Cavo MT ad elica vi20bile con cond. in Al isolato con gomma etilenpropilenica sotto guaina di polietilene e fune portante di acciaio rivestito di Al (Unif. Enel) PARAMETRI DA VERIFICARE
Cavo 3x150+50Y ARG7H5EXY 12/20 kV	Cavo MT ad elica vi20bile con cond. in Al isolato con gomma etilenpropilenica sotto guaina di polietilene e fune portante di acciaio rivestito di Al (Unif. Enel)
Cavo 3x(1x185) ARG7H1RX 15/20 kV	Cavo MT ad elica vi20bile con cond. in Al isolato con gomma etilenpropilenica ad alto modulo elastico schermato con guaina di PVC (Unif. Enel)
Cavo 3x(1x185) ARG7H1RX 12/20 kV	Cavo MT ad elica vi20bile con cond. in Al isolato con gomma etilenpropilenica ad alto modulo elastico schermato con guaina di PVC (Unif. Enel)
Cavo 3x(1x120) ARG7H1RX 12/20 kV	Cavo MT ad elica vi20bile con cond. in Al isolato con gomma etilenpropilenica ad alto modulo elastico schermato con guaina di PVC (Unif. Enel)
Cavo 3x(1x70) ARG7H1RX 12/20 kV	Cavo MT ad elica vi20bile con cond. in Al isolato con gomma etilenpropilenica ad alto modulo elastico schermato con guaina di PVC
Cavo 3x(1x185) ARG5H1RX 12/20 kV	Cavo MT ad elica vi20bile con cond. in Al isolato con gomma EPR schermato con guaina di PVC
Cavo 3x(1x120) ARG5H1RX 12/20 kV	Cavo MT ad elica vi20bile con cond. in Al isolato con gomma EPR schermato con guaina di PVC
Cavo 3x95+50Y ARG7H5EXY 12/20 kV	Cavo MT ad elica vi20bile con cond. in Al isolato con gomma etilenpropilenica sotto guaina di polietilene e fune portante di acciaio rivestito di Al (Unif. Enel)
Cavo 3x35+50Y ARG7H5EXY 12/20 kV	Cavo MT ad elica vi20bile con cond. in Al isolato con gomma etilenpropilenica sotto guaina di polietilene e fune portante di acciaio rivestito di Al (Unif. Enel)
Cavo 3x(1x240) ARC1HLRX 12/20 kV	Cavo MT ad elica vi20bile con cond. in Al isolato con carta impregnata con miscela 10n migrante sotto guaina di lega di piombo e guaina di PVC (Unif. Enel)

TYPE	DESCRIPTION
Cavo 3x(1x240) ARC4HLRX 12/20 kV	Cavo MT ad elica vi20bile con cond. in Al isolato con carta impregnata con miscela stabilizzata schermato con guaina di 20ntenax
Cavo 3x(1x95) ARC1HLRX 12/20 kV	
Cavo 3x(1x150) ARC1HLRX 12/20 kV	
Cavo 3x(1x150) RG7H1M1X 12/20 kV	
Cavo 3x(1x150) ARC4HLRX 12/20 Kv	Cavo MT ad elica vi20bile con cond. In Al isolato con carta impregnata con miscela stabilizzata schermato con guaina di 20ntenax PARAMETRI DA VERIFICARE
Cavo 3x240 ASCOLR 12/15 kV	Cavo MT tripolare con cond. in Al a corda settoriale isolato con carta impregnata con miscela 10rmale guaina di lega di piombo guaina esterna di biplasto
Cavo 3x25 SCOLR 12/15 kV	Cavo MT tripolare con cond. in Cu a corda settoriale isolato con carta impregnata con miscela 10rmale guaina di lega di piombo guaina esterna di biplasto
Cavo 3x16 SCOLR 12/15 kV	Cavo MT tripolare con cond. in Cu a corda settoriale isolato con carta impregnata con miscela 10rmale guaina di lega di piombo guaina esterna di biplasto
Cavo 3x120 SCOLR 12/15 kV	Cavo MT tripolare con cond. in Cu a corda settoriale isolato con carta impregnata con miscela 10rmale guaina di lega di piombo guaina esterna di biplasto
Cavo 3x100 SCOLR 12/15 kV	Cavo MT tripolare con cond. in Cu a corda settoriale isolato con carta impregnata con miscela 10rmale guaina di lega di piombo guaina esterna di biplasto
DA VERIFICARE	
Cavo 3x16 RCOLR 12/15 kV	Cavo MT tripolare con cond. in Cu a corda rotonda isolato con carta impregnata con miscela 10rmale guaina di lega di piombo guaina esterna di biplasto
Cavo 3x35 SCOLR 12/15 kV	Cavo MT tripolare con cond. in Cu a corda settoriale isolato con carta impregnata con miscela 10rmale guaina di lega di piombo guaina esterna di biplasto
Cavo 3x150 ASCOLR 8.7/10 kV	Cavo MT tripolare con cond. in Al a corda settoriale isolato con carta impregnata con miscela 10rmale guaina di lega di piombo guaina esterna di biplasto
Cavo 3x150 ASC1OLR 12/15 kV	Cavo MT tripolare con cond. in Al a corda settoriale isolato con carta impregnata con miscela 10n migrante guaina di lega di piombo guaina esterna di biplasto
Cavo 3x150 ARC1OLR 12/15 kV	Cavo MT tripolare con cond. in Al a corda rotonda isolato con carta impregnata con miscela 10n migrante guaina di lega di piombo guaina esterna di biplasto
Cavo 3x95 ASCOLR 8.7/10 kV	Cavo MT tripolare con cond. in Al a corda settoriale isolato con carta impregnata con miscela 10rmale guaina di lega di piombo guaina esterna di biplasto

TYPE	DESCRIPTION
NN	
Cavo 3x150 RCHLOR 12/20 kV	Cavo MT tripolare con cond. in Cu a corda rotonda isolato con carta impregnata con miscela 10rmale a tre piombi e guaina in PVC (Unif. Enel)
Cavo 3x150 ARCHLOR 12/15 kV	Cavo MT tripolare con cond. In Al a corda rotonda isolato con carta impregnata con miscela migrante con schermo a carta metallizzata e in piombo, guaina esterna di biplasto PARAMETRI DA AGGIORNARE
Cavo 3x95 RCHLOR 12/20 kV	Cavo MT tripolare con cond. in Cu a corda rotonda isolato con carta impregnata con miscela 10rmale a tre piombi e guaina in PVC (Unif. Enel)
Cavo 3x50 RCHLOR 12/20 kV	Cavo MT tripolare con cond. in Cu a corda rotonda isolato con carta impregnata con miscela 10rmale a tre piombi e guaina in PVC (Unif. Enel)
Cavo 3x25 RCHLOR 12/20 kV	Cavo MT tripolare con cond. in Cu a corda rotonda isolato con carta impregnata con miscela 10rmale a tre piombi e guaina in PVC (Unif. Enel)
Cavo 3x40 SCOLR 12/15 kV	Cavo MT tripolare con cond. in Cu a corda settoriale isolato con carta impregnata con miscela 10rmale guaina di lega di piombo guaina esterna di biplasto
Cavo 3x50 SCOLR 12/15 kV	Cavo MT tripolare con cond. in Cu a corda settoriale isolato con carta impregnata con miscela 10rmale guaina di lega di piombo guaina esterna di biplasto
Cavo 3x63 SCOLR 12/15 kV	Cavo MT tripolare con cond. in Cu a corda settoriale isolato con carta impregnata con miscela 10rmale guaina di lega di piombo guaina esterna di biplasto
Cavo 3x70 SCOLR 12/15 kV	Cavo MT tripolare con cond. in Cu a corda settoriale isolato con carta impregnata con miscela 10rmale guaina di lega di piombo guaina esterna di biplasto
Cavo 3x63 SCOLRNJ 6/10 kV	Cavo MT tripolare con cond. in Cu a corda settoriale isolato con carta impregnata in miscela migrante schermo in guaina di lega di piombo e armatura esterna di nastri di acciaio con sottostante guaina di biplasto e fasciatura esterna di juta impregna
Cavo 3x50 ARCHLOR 12/15 kV	Cavo MT tripolare con cond. in Al a corda rotonda isolato con carta impregnata con miscela migrante con schermo a carta metallizzata e in piombo, guaina esterna di biplasto
Cavo 3x50 ARC1HLOR 12/20 kV	Cavo MT tripolare con cond. in Al isolato con carta impregnata con miscela 10n migrante e schermo a carta metallizzata e in piombo, guaina esterna di biplasto
Cavo 3x240 ASCOLR 8.7/10 kV	Cavo MT tripolare con cond. in Al a corda settoria
Cavo 3x150 ARG7H1OR 15/20 kV	

TYPE	DESCRIPTION
Cavo 3x95 RG7H1OR 15/20 kV	
Cavo 3x80 SCOLR 12/15 kV	
Cavo 3x1x50 RG7H1R 15/20 kV	Cavo MT unipolare con cond. in Cu isolato con gomma etilenpropilenica ad alto modulo elastico schermato con guaina di PVC
Cavo 3x1x50 RG5H1R 15/20 kV	Cavo MT unipolare con cond. in Cu isolato con gomma etilenpropilenica schermato con guaina di PVC
Cavo 3x1x95 RG5H1R 12/20 kV	Cavo MT unipolare con cond. in Cu isolato con gomma etilenpropilenica schermato con guaina di PVC (Unif. Enel)
Cavo 3x1x25 RG5H1R 15/20 kV	Cavo MT unipolare con cond. in Cu isolato con gomma etilenpropilenica schermato con guaina di PVC
Cavo 3x1x240 ARC4HLR 12/20 kV	Cavo MT unipolare con cond. in Al isolato con carta impregnata con miscela stabilizzata schermato con guaina di materiale termoplastico
Cavo 3x1x150 RG7H1R 12/20 kV	Cavo MT unipolare con cond. in Cu isolato con gomma etilenpropilenica ad alto modulo elastico schermato con guaina di PVC (Unif. Enel)
Cavo 3x1x50 RG7H1R 12/20 kV	Cavo MT unipolare con cond. in Cu isolato con gomma etilenpropilenica ad alto modulo elastico schermato con guaina di PVC (Unif. Enel)
Cavo 3x1x25 RG5H1R 12/20 kV	Cavo MT unipolare con cond. in Cu isolato con gomma etilenpropilenica schermato con guaina di PVC (Unif. Enel)
Cavo 3x1x25 RG7H1R 12/20 kV	Cavo MT unipolare con cond. in Cu isolato con gomma etilenpropilenica ad alto modulo elastico schermato con guaina di PVC (Unif. Enel)
Cavo 3x1x240 ARG7H1R 15/20 kV	Cavo MT unipolare con cond. in Al isolato con gomma etilenpropilenica ad alto modulo elastico schermato con guaina di PVC
Cavo 3x1x150 RG7H1R 15/20 kV	Cavo MT unipolare con cond. in Cu isolato con gomma etilenpropilenica ad alto modulo elastico schermato con guaina di PVC
Cavo 3x1x240 ARG5H1R 12/20 kV	Cavo MT unipolare con cond. in Al isolato con gomma etilenpropilenica schermato con guaina di PVC
Cavo 3x1x150 RG5H1R 12/20 kV	Cavo MT unipolare con cond. in Cu isolato con gomma etilenpropilenica schermato con guaina di PVC (Unif. Enel)
Cavo 3x1x150 ARG7H1R 15/20 kV	Cavo MT unipolare con cond. in Al isolato con gomma etilenpropilenica ad alto modulo elastico schermato con guaina di PVC
Cavo 3x1x150 ARG5H1R 12/20 kV	Cavo MT unipolare con cond. in Al isolato con gomma etilenpropilenica schermato con guaina di PVC
Cavo 3x1x50 ARG5H1R 12/20 kV	Cavo MT unipolare con cond. in Al isolato con gomma etilenpropilenica schermato con guaina di PVC
Cavo 3x1x95 RG7H1R 15/20 kV	

TYPE	DESCRIPTION
Cavo 3x1x185 ARG7H1R 15/20 kV	
Cavo 3x1x120 ARG7H1R 12/20 kV	
Cavo 3x1x95 ARG7H1R 15/20 kV	
Corda AA 150	Conduttore a corda di alluminio-acciaio form. Al 26x2.5 form. acc. 7x1.95 diam. Corda 15.85 mm (Unif Enel)
Filo Cu 50/10	Conduttore a filo di rame crudo Sn=20.0 mmq diam. filo 5.00 mm
Corda Cu 120	Conduttore a corda di rame crudo form. 19x2.85 diam. corda 14.25 mm
Filo Cu 63/10	Conduttore a filo di rame crudo Sn=31.5 mmq diam. filo 6.30 mm
Filo Cu 40/10	Conduttore a filo di rame crudo Sn=12.5 mmq diam. filo 4.00 mm
Corda LA 70	Conduttore a corda di lega di alluminio crudo form. 19x2.14 diam. corda 10.7 mm
Filo Cu 70/10	Conduttore a filo di rame crudo Sn=40.0 mmq diam. filo 7.00 mm
Corda Cu 125	Conduttore a corda di rame crudo form. 37x2.10 diam. corda 14.70 mm
Corda Cu 100	Conduttore a corda di rame crudo form. 19x2.6 diam. corda 13 mm
Corda Cu 80	Conduttore a corda di rame crudo form. 19x2.3 diam. corda 11.50 mm
Corda Cu 70	Conduttore a corda di rame crudo form. 19x2.14 diam. corda 10.7 mm
Corda Cu 63	Conduttore a corda di rame crudo form. 19x2.1 diam. corda 10.5 mm
Corda Cu 50	Conduttore a corda di rame crudo form. 7x3.00 diam. corda 9.00 mm
Corda Cu 35	Conduttore a corda di rame crudo form. 7x2.52 diam. corda 7.56 mm (Unif Enel)
Corda Cu 25	Conduttore a corda di rame crudo form. 7x2.14 diam. corda 6.42 mm (Unif Enel)
Corda Cu 20	Conduttore a corda di rame crudo form. 3x2.9 diam. corda 2.90 mm
Filo Cu 45/10	Conduttore a filo di rame crudo Sn=16.0 mmq diam. filo 4.50 mm (Unif Enel)
Rete Enel	
Piatto Cu 40x5	

APPENDICE C

CABINE PER LINEA	
NOME LINEA	N°
ABITAL	11
AMBROSINI	13
ATTIRAGLIO	17
AUTOSTRADA	10
BALESTRA	20
BANCA POPOLARE	6
BANCHETTE	11
BASSO ACQUAR A	5
BASSONA	4
BIONDE	21
BORGO MILANO A	19
BORGO MILANO E	17
BORGO ROMA DESTRA	15
BORGO ROMA SINISTRA	11
BORGO VENEZIA	20
BOSCOCHIESANUOVA	5
BRAZZOLI	13
BRENNERO	23
BUSSOLENGO MONSUA	18
C.DEL PRETE	18
CA' NOVA	8
Cà NOVA GAROF.	1
CA ROTA 1	1
CADIDAVID	10
CAMPAGNOLA	2
CANTARANE	12
CAPPELLO	6
CARRARA E	6
CASSA DI RISPARMIO	1
CASTELVECCHIO	10
CATTANEO DX	8
CATTANEO SX	6
CERRO	5
CHIEVO	5
COCA COLA	13
COLLINARE	29
COLOMBAROLO DX	17
COLOMBAROLO SX	11
DOGANA	20
DOSSOBUONO	5
DOSSOBUONO E	4
ELETTRONICA	8
FAMILA	1
FERRAZZE	4
FIERA	4
FORTE PROCOLO	13

CABINE PER LINEA	
NOME LINEA	N°
FRO	20
GALILEI	10
GALVANI	16
GIRLANDA	16
IMAS	2
ISAP	1
LUGO	2
MAMELI	22
MARANGONA	6
MARZANA	14
MATTARANA	11
MEZZACAMPAGNA	11
MICHELIN	17
MOLINO ROSSO	2
MONTORIO	7
MONTORIO A	12
MORURI	16
NAPOLEONE	9
NAVIGATORI	11
NEGARINE	1
OFFICINE F.S.	1
OSPEDALE BORGO ROMA	1
P.VESCOVO SX	1
PALLONE	4
PARONA	8
PASCOLI	7
PIAZZA ISOLO	16
PONTE CRENCANO	14
PONTE FLORIO	17
PORTA NUOVA	15
PORTO S PANCRAZIO A	15
PORTO SAN PANCRAZIO E	7
POSTE F.S.	6
POZZO	4
POZZO S.MARCO	5
QUADRANTE EUROPA	10
QUINTO	19
RIS. S.A. BAN. FRUGOSE	9
ROVER	12
S. LUCIA	8
S. TOSCANA	12
S.MARTINO	15
S.ZENO	6
SACI	12
SALVI	17

CABINE PER LINEA	
NOME LINEA	N°
SAN MASSIMO	10
SAN MICHELE	5
SANTA LUCIA	10
SAPEL	14
SAVAL E	5
SCALZI	12
SCOPOLI	1
SCRIMIARI	9
SEREGO	6
SEZANO	41
SINISTRA ADIGE	15
SORIO	8
SPIONCA	5
STALLAVENA	7
TERMINAL F.S.	9
TEZONE	12
TIBERGHEN	1
TOMBA	13
VAGO	5
VALPANTENA DESTRA	5
VALPANTENA SINISTRA	16
VAZZO	1
VERONA	7
VERONETTA	12
VILLAFRANCA	16
ZAI DESTRA	12
ZAI SINISTRA	16
ZENDRINI	16
ZONA INDUSTRIALE	3
ZONA INDUSTRIALE GREZZANA	3
Totale complessivo	1229

Tabella C.1 – Indicazione del numero di cabine su ogni linea della rete MT di Verona

Tabella C.2 – Numero di utenti allacciati in MT per linea

UTANTI MT PER LINEA		UTENTI MT PER LINEA		UTENTI MT PER LINEA	
NOME LINEA	N°	NOME LINEA	N°	NOME LINEA	N°
NAVIGATORI	2	LUGO	1	BORGO ROMA DESTRA	3
ATTIRAGLIO	1	CA' NOVA	24	GLAXO	1
CA ROTA 1	1	CARRARA E	19	CENTRO RICERCHE 2	1
PONTE CRENCANO	6	COLLINARE	13	AUTOSTRADA	11
BORGO MILANO A	6	BOSCOCHIESANUOVA	8	FRO	5
MAMELI	1	SPIONCA	7	COCA COLA	12
S.ZENO	1	PRUN	1	POLICLINICO	1
BRENNERO	3	CERRO	2	SACI	3
BIONDE	4	ROVER	5	S.MARTINO	9
PARONA	1	MONTORIO A	4	VAGO	1
GALVANI	2	BANCHETTE	3	P.VESCOVO SX	1
BORGO MILANO E	1	RIS. S.A. BAN.		FEDRIGONI Tomb	1
CASTELVECCHIO	1	FRUGOSE	3	BASSO ACQUAR A	7
ABITAL	3	MONDADORI		CHIEVO	5
SAVAL E	2	LEGATORIA	1	TOMBA	1
ISAP	2	MONDADORI OFFICINE		OSPEDALE BORGO ROMA	3
BASSONA	8	GRAFICHE	1	PORTA NUOVA	2
GALTAROSSA	1	PIAZZA ISOLO	3	PORTO S PANCRAZIO A	6
CATTANEO SX	3	VALPANTENA DESTRA	2	SANTA LUCIA	1
POSTE F.S.	6	QUINTO	6	VERONA	3
BANCA POPOLARE	5	GIRLANDA	8	VERONETTA	4
S. TOSCANA	2	FORTE PROCOLO	1	ZAI DESTRA	4
SCRIMIARI	1	ZENDRINI	1	ZAI SINISTRA	2
PORTO SAN PANCRAZIO E	1	QUADRANTE EUROPA	10	FIERA	2
OFFICINE F.S.	2	C.DEL PRETE	4	SCOPOLI	1
COLOMBAROLO SX	6	PASCOLI	1	SAPEL	13
COLOMBAROLO DX	4	SCALZI	2	SAN MICHELE	4
SINISTRA ADIGE	4	SAN MASSIMO	6	AMBROSINI	1
GALILEI	3	ACQUEDOTTO	1	FERRAZZE	3
CANTARANE	6	DOGANA	1	MATTARANA	4
SEREGO	5	L48 Feeder BGO MILANO	1	FORTE VEGRON	1
PALLONE	4	BRAZZOLI	4	TIBERGHEN	7
TEZONE	2	TERMINAL F.S.	3	CASSA DI RISPARMIO	1
CATTANEO DX	2	SALVI	5	MONTORIO	4
MICHELIN	7	ELETTRONICA	13	ZONA INDUSTRIALE	7
CAPPELLO	2	UNICREDIT	1	SORIO	3
ZONA INDUSTRIALE		BIASI	2	BUSSOLENGO MONSUA	8
GREZZANA	5	DOSSOBUONO	3	S. LUCIA	7
MORURI	7	CADIDAVID	3	DOSSOBUONO E	6
SEZANO	2	VLE NAZIONI	2	Totale	496
MARZANA	4	MEZZACAMPAGNA	5		
POZZO	4	MARANGONA	3		
STALLAVENA	14	BORGO ROMA SINISTRA	7		

Tabella C.3 – Identificazione numero e tensione primario trasformatori per linea

CP	Feeder	Nome Linea	10	20	20-10	9.7	#N/D	Totale
BT	BT_J20	NAVIGATORI	3		11			14
	BT_J24	ATTIRAGLIO	9		7	1	4	21
	BT_L07	CA ROTA 1			1			1
	BT_L21	PONTE CRENCANO	3		12			15
	BT_L22	BORGO MILANO A	3		17		1	21
	BT_L26	MAMELI	12		17			29
	BT_L27	S.ZENO	1		8			9
	BT_L28	BRENNERO	5		18			23
CH	CH_J01	BIONDE	6		17			23
	CH_J02	PARONA	2		6			8
	CH_J03	GALVANI	5		14			19
	CH_J04	POZZO S.MARCO			9			9
	CH_J09	BORGO MILANO E	10		11			21
	CH_J10	NAPOLEONE	1		7		2	10
	CH_J12	CASTELVECCHIO	9		6			15
	CH_J13	ABITAL			11			11
	CH_J14	CAMPAGNOLA			2			2
	CH_J16	SAVAL E			4		1	5
	CH_J17	ISAP			1			1
	CH_J18	BASSONA			4			4
CM	CM_J02	CATTANEO SX	5		7			12
	CM_J03	POSTE F.S.	4		5			9
	CM_J04	BANCA POPOLARE	1		4		4	9
	CM_J05	S. TOSCANA	4		11			15
	CM_J06	SCRIMIARI	3		10	1		14
	CM_J09	PORTO SAN PANCRAZIO E	2		6			8
	CM_J10	OFFICINE F.S.			1			1
	CM_J11	COLOMBAROLO SX			11			11
	CM_J18	COLOMBAROLO DX	1		16			17
	CM_J19	SINISTRA ADIGE	7		15		1	23
	CM_J20	GALILEI	3		9			12
	CM_J23	CANTARANE	7		11			18
	CM_J24	SEREGO	3		8			11
	CM_J25	PALLONE			5		1	6
	CM_J26	TEZONE	4		20		1	25
	CM_J27	CATTANEO DX	2		10			12
	CM_J28	MICHELIN	5		17	1	1	24
	CM_JA1	CAPPELLO	1		6			7
GR	GR_J02	ZONA INDUSTRIALE GREZZANA			3			3
	GR_J03	MORURI	10		5	1		16
	GR_J04	SEZANO	22		18		1	41
	GR_J06	MARZANA	5		10			15
	GR_J07	POZZO	2		2			4
	GR_J16	STALLAVENA		4	3			7
	GR_J17	LUGO		1	1			2
	GR_J19	CA' NOVA		5	3			8

CP	Feeder	Nome Linea	10	20	20-10	9.7	#N/D	Totale
	GR_J20	CARRARA E		5	1			6
	GR_J21	COLLINARE		17	12			29
LU	LU_903	BOSCOCHIESANUOVA		4			1	5
	LU_906	SPIONCA		5				5
	LU_921	CERRO		2	1		2	5
	LU_924	VAZZO					1	1
PE	PE_106	NEGARINE	1					1
RN	RN_L03	ROVER	1		11			12
	RN_L04	MONTORIO A	5		10			15
	RN_L05	BANCHETTE			11			11
	RN_L06	BORGO VENEZIA	6		15	1	2	24
	RN_L07	RIS. S.A. BAN. FRUGOSE	3		6			9
	RN_L13	PIAZZA ISOLO	5		13	1	1	20
	RN_L14	VALPANTENA DESTRA	1		4			5
	RN_L15	VALPANTENA SINISTRA	3		14		1	18
	RN_L16	QUINTO	8		14			22
RO	RO_J01	GIRLANDA	1		15			16
	RO_J02	FORTE PROCOLO	9		4			13
	RO_J03	ZENDRINI	4		13		1	18
	RO_J04	QUADRANTE EUROPA	2		12			14
	RO_J05	C.DEL PRETE	5		16		2	23
	RO_J10	PASCOLI	4		5			9
	RO_J11	SCALZI	6		9		1	16
	RO_J12	SAN MASSIMO	3		7		1	11
	RO_J14	DOGANA	7		14			21
	RO_J18	BRAZZOLI	5		11			16
	RO_J19	TERMINAL F.S.	3		4		2	9
	RO_J20	SALVI	6		11			17
	RO_J21	ELETTRONICA		3	5		1	9
RS	RS_J15	DOSSOBUONO			7			7
	RS_J23	CADIDAVID	1		9			10
	RS_J29	MEZZACAMPAGNA		3	7		1	11
	RS_L03	MARANGONA	1		7			8
	RS_L04	BORGO ROMA SINISTRA			14			14
	RS_L05	BORGO ROMA DESTRA	5		13			18
	RS_L12	AUTOSTRADA	2		8		1	11
	RS_L13	FRO	1		21			22
	RS_L14	COCA COLA	7		9			16
SO	SO_321	VILLAFRANCA		11	5		1	17
	SO_322	SACI		3	5		4	12
	SO_323	MOLINO ROSSO			1		1	2
	SO_345	S.MARTINO		3	11		1	15
	SO_348	VAGO					5	5
	SO_349	FAMILA					1	1
	SO_506	P.VESCOVO SX					1	1
	SO_518	Cà NOVA GAROF.					1	1
TO	TO_L03	BASSO ACQUAR A	1		5			6
	TO_L05	CHIEVO	1		4			5
	TO_L07	TOMBA	5		10			15

CP	Feeder	Nome Linea	10	20	20-10	9.7	#N/D	Totale
	TO_L08	OSPEDALE BORGO ROMA			1			1
	TO_L09	PORTA NUOVA	1		18		2	21
	TO_L10	PORTO S PANCRAZIO A	4		10	1		15
	TO_L11	SANTA LUCIA	3		9			12
	TO_L12	VERONA			6	1	1	8
	TO_L13	VERONETTA	5		11			16
	TO_L14	ZAI DESTRA	4		13		1	18
	TO_L15	ZAI SINISTRA	3		15	1		19
	TOA_J13	FIERA			4		1	5
	TOB_J14	SCOPOLI			1			1
VE	VE_J01	SAPEL	3		11			14
	VE_J02	SAN MICHELE	1		4			5
	VE_J03	AMBROSINI	3		15			18
	VE_J04	BALESTRA	7		15		2	25
	VE_J07	PONTE FLORIO	4		14		1	19
	VE_J08	FERRAZZE					4	4
	VE_J09	MATTARANA	3		9			12
	VE_J17	IMAS			2			2
	VE_J22	TIBERGHIE		1				1
	VE_J23	CASSA DI RISPARMIO		1				1
	VE_JA1	MONTORIO	1		6			7
ZA	ZA_J01	ZONA INDUSTRIALE	1		2			3
	ZA_J02	SORIO			8		1	9
	ZA_J06	BUSSOLENGO MONSUA	1		17		1	19
	ZA_J07	S. LUCIA			8		1	9
	ZA_J08	DOSSOBUONO E	2		3			5
Totale complessivo			316	68	976	9	68	1437

APPENDICE D

Tab D.1 – Contro alimentazioni individuate sulla rete MT di Verona

Linea	Un	Linea Vista	Alla Cabina
ABITAL	10	FORTE PROCOLO	290484
		PARONA	201282
AIA	20	FORTE VEGRON	204131
		TIBERGHIE	204131
		VAGO	204131
AMBROSINI	10	VETRERIA	204131
		MATTARANA	201439
			202002
		PONTE FLORIO	291228
		SAN MICHELE	202002
		BORGO MILANO A	290324
ATTIRAGLIO	10	BORGO VENEZIA	290246
		CAPPELLO	290854
		PIAZZA ISOLO	290854
		SINISTRA ADIGE	290186
		VERONETTA	290005
		BORGO ROMA SINISTRA	290419
AUTOSTRADA	10	DOGANA	290273
		FRO	290419
		BALESTRA	10
			201407
			201459
		MATTARANA	201179
		OFFICINE F.S.	201179
		SCRIMIARI	201179
		BANCA POPOLARE	10
		CATTANEO DX	201205
		CATTANEO SX	201205
		TEZONE	201205
			201827
		MONTORIO A	290646
		PONTE FLORIO	201434
BASSO ACQUAR A	10	PALLONE	290707
		PIAZZA ISOLO	290707
		PORTA NUOVA	290913
		PORTO S PANCRAZIO A	290707
		VERONA	290923
		VERONETTA	290707
			291087

Linea	Un	Linea Vista	Alla Cabina		
BASSONA	20	ELETTRONICA	201499		
			201541		
			210116		
		UNICREDIT	210116		
		BIONDE	10	C.DEL PRETE	201284
			201602		
		GALVANI	201284		
		GIRLANDA	201259		
			202613		
		SAN MASSIMO	201372		
		ZENDRINI	201372		
			201373		
		BORGO MILANO A	10	ATTIRAGLIO	290324
				CAMPAGNOLA	201815
			290062		
			290932		
		GALVANI	291254		
		MAMELI	201815		
		NAVIGATORI	290725		
			201815		
		PONTE CRENCANO	290932		
		PORTA NUOVA	290932		
		S.ZENO	201815		
		SCALZI	290062		
		BORGO MILANO E	10	CASTELVECCHIO	201150
					201382
		GALVANI	201382		
		NAPOLEONE	201382		
		NAVIGATORI	291068		
		S.ZENO	201843		
		SINISTRA ADIGE	201801		
		BORGO ROMA DESTRA	10	CENTRO RICERCHE 2	290536
		COCA COLA	290265		
			290536		
			290538		
		COLOMBAROLO DX	290538		
		GLAXO	290536		
		TOMBA	290395		
			290753		
		ZAI SINISTRA	290395		
			291050		

Linea	Un	Linea Vista	Alla Cabina
BORGO ROMA SINISTRA	10	AUTOSTRADA	290419
		COCA COLA	290303
			290485
		FRO	290287
			290419
		SANTA LUCIA	290287
		ZAI DESTRA	290287
			290303
BORGO VENEZIA	10	ATTIRAGLIO	290246
		PIAZZA ISOLO	290316
			290864
		PORTO S PANCRAZIO A	290316
		VALPANTENA SINISTRA	290203
			290977
			291069
BOSCOCHIESANOVA	20	SPIONCA	202991
BOSCOSORIO	10	NEGARINE	241063
BRAZZOLI	10	C.DEL PRETE	201575
		POSTE F.S.	201278
			201359
			201847
		SALVI	201798
		SCALZI	201359
BRENNERO	10	MAMELI	201269
			201531
		PARONA	201598
BUSSOLENGO MONSUA	10	DOSSOBUONO E	201193
			201255
		S. LUCIA	201193
		TERMINAL F.S.	201166
BUTTA	20	MARCHESINO	203109
C.DEL PRETE	10	BIONDE	201284
			201602
		BRAZZOLI	201575
		GALVANI	201284
		NAPOLEONE	201256
		PASCOLI	201811
		SAN MASSIMO	290675

Linea	Un	Linea Vista	Alla Cabina
CA' NOVA	20	CARRARA E	203499
			203501
		COLLINARE	203494
			203499
		STALLAVENA	203501
Ca NOVA GAROF.	20	FAMILA	201642
CA ROTA 1	20	LINEA L43 FEEDER BGTNT0	290953
		SAVAL E	290953
CADIDAVID	20	SACI	290928
CAMPAGNOL A	10	BORGO MILANO A	201815
		MAMELI	201815
		PONTE CRENCANO	201815
		S.ZENO	201815
CAMPAGNON	10	FERRAZZE	204145
CANTARANE	10	BANCA POPOLARE	201781
		PALLONE	201210
		SAN MICHELE	201788
		SCRIMIARI	201239
		SEREGO	201239
			201240
		TEZONE	201227
CAPPELLO	10	ATTIRAGLIO	290854
		PIAZZA ISOLO	290854
		VERONA	290056
			290209
		VERONETTA	290056
CARRARA E	20	CA' NOVA	203499
			203501
		COLLINARE	203499
		STALLAVENA	203501
CASSA DI RISPARMIO	20	S.MARTINO	291192
		TIBERGHIESE	202002
CASTELVECC HIO	10	BORGO MILANO E	201150
			201382
		CATTANEO DX	201397
		GALVANI	201382
		MAMELI	201202
		NAPOLEONE	201382
		SINISTRA ADIGE	201202
			201225
			201397
		TEZONE	201397

Linea	Un	Linea Vista	Alla Cabina
CATTANEO DX	10	BANCA POPOLARE	201205
		CASTELVECCHIO	201397
		CATTANEO SX	201205
		SINISTRA ADIGE	201397
		TEZONE	201205
			201253
			201397
CATTANEO SX	10	BANCA POPOLARE	201205
		CATTANEO DX	201205
		MICHELIN	202130
		S.ZENO	201220
		TEZONE	201205
CENTRO	20	CERRO	203897
		VAZZO	203897
CENTRO RICERCHE 2	10	BORG ROMA DESTRA	290536
		COCA COLA	290536
		GLAXO	290536
CERRO	20	CENTRO	203897
		VAZZO	203897
			204408
CHIEVO	10	BORG MILANO A	290062
			290932
		PORTA NUOVA	290290
			290875
			290914
			290932
		SCALZI	290062
COCA COLA	10	BORG ROMA DESTRA	290265
			290536
			290538
		BORG ROMA SINISTRA	290303
			290485
		CENTRO RICERCHE 2	290536
		COLOMBAROLO DX	290538
		COLOMBAROLO SX	290878
		GLAXO	290536
		ZAI DESTRA	290303
COLLINARE	20	CA' NOVA	203494
			203499
		CARRARA E	203499
		STALLAVENA	203519

Linea	Un	Linea Vista	Alla Cabina
COLOMBAROLO DX	10	BORG ROMA DESTRA	290538
		COCA COLA	290538
		COLOMBAROLO SX	201128
			201174
			210110
			290877
			291236
		OSPEDALE BORG ROMA	290705
		P.VESCOVO SX	210110
		PALLONE	201128
		TEZONE	201128
		TOMBA	290143
COLOMBAROLO SX	10	COCA COLA	290878
		COLOMBAROLO DX	201128
			201174
			210110
			290877
			291236
		P.VESCOVO SX	210110
		PALLONE	201128
		TEZONE	201128
DOGANA	10	AUTOSTRADA	290273
		DOSSOBUONO	291101
			291103
			291172
		FRO	290605
			290660
		MARANGONA	291103
		QUADRANTE EUROPA	290317
			290894
			290999
			291103
		S. LUCIA	201224
		SAN MASSIMO	290317
DOSSOBUONO	10	DOGANA	291101
			291103
			291172
		MARANGONA	291099
			291103
		QUADRANTE EUROPA	291103

Linea	Un	Linea Vista	Alla Cabina
DOSSOBUONO E	10	BUSSOLENGO MONSUA	201193
			201255
		S. LUCIA	201193
		ZONA INDUSTRIALE	201189
ELETTRONICA	20	BASSONA	201499
			201541
			210116
		UNICREDIT	210116
FAMILA	20	Cà NOVA GAROF.	201642
		MEZZACAMPAGNA	204064
		SACI	204091
FEEDER SORIO-ZAI	20	L45 FEEDER ZAI	201567
		POLICLINICO	291045
FERRAZZE	10	CAMPAGNON	204145
		SAPEL	999015
FIERA	20	SCOPOLI	290926
		VLE NAZIONI	291002
FORTE PROCOLO	10	ABITAL	290484
		PONTE CRENCANO	290357
		QUINTO	290198
		ROVER	290198
		SAN MASSIMO	290776
FORTE VEGRON	20	AIA	204131
		TIBERGHEN	204131
		VAGO	204131
		VETRERIA	204131
FOSSE	20	SPIONCA	203390
FRO	10	AUTOSTRADA	290419
		BORG ROMA SINISTRA	290287
			290419
		DOGANA	290605
			290660
		SANTA LUCIA	290287
			290806
		ZAI DESTRA	290287
GALILEI	10	BALESTRA	201179
			201407
			201459
		MATTARANA	201179
		OFFICINE F.S.	201179
		PORTO SAN PANCRIZIO E	201454
		SAN MICHELE	201448
		SCRIMIARI	201179

Linea	Un	Linea Vista	Alla Cabina
GALVANI	10	BIONDE	201284
		BORG MILANO A	291254
		BORG MILANO E	201382
		C.DEL PRETE	201284
		CASTELVECCHIO	201382
		NAPOLEONE	201382
GIRLANDA	10	BIONDE	201259
			202613
		SALVI	201378
		SAN MASSIMO	290369
GLAXO	10	BORG ROMA DESTRA	290536
		CENTRO RICERCHE 2	290536
		COCA COLA	290536
ISAP	20	SAVAL E	291277
L45 FEEDER ZAI	20	FEEDER SORIO-ZAI	201567
LINEA L43 FEEDER BGTNT0	20	CA ROTA 1	290953
		SAVAL E	290953
MAMELI	10	BORG MILANO A	201815
		BRENNERO	201269
		CAMPAGNOLA	201815
		CASTELVECCHIO	201202
		PONTE CRENCANO	201517
			201815
		S.ZENO	201815
		SINISTRA ADIGE	201202
MARANGONA	10	DOGANA	291103
		DOSSOBUONO	291099
			291103
		QUADRANTE EUROPA	291103
MARCHESINO	20	BUTTA	203109
		MOLINO ROSSO	203092
		VILLAFRANCA	201249
MARZANA	10	POZZO	290838
		QUINTO	290588
			290599
MATTARANA	10	AMBROSINI	201439
			202002
		BALESTRA	201179
		GALILEI	201179
		OFFICINE F.S.	201179
		PONTE FLORIO	291260
		SAN MICHELE	202002
		SAPEL	201419
		SCRIMIARI	201179

Linea	Un	Linea Vista	Alla Cabina
MEZZACAMPAGNA	20	FAMILA	204064
		SACI	201139
		VILLAFRANCA	201132
MICHELIN	10	CATTANEO SX	202130
		PALLONE	201848
		SCALZI	201217
		TEZONE	201848
		VERONA	201775
MOLINO ROSSO	20	MARCHESINO	203092
	10	MONDADORI OFFICINE GRAFICHE	290943
MONDADORI LEGATORIA			
MONDADORI OFFICINE GRAFICHE	10	MONDADORI LEGATORIA	290943
MONTORIO	10	PONTE FLORIO	201393
		SAPEL	202022
MONTORIO A	10	BANCHETTE	290646
		RIS. S.A. BAN. FRUGOSE	291161
		SEZANO	290834
MORURI	10	SEZANO	290197
			290447
			290925
NAPOLEONE	10	BORG MILANO E	201382
		C.DEL PRETE	201256
		CASTELVECCHIO	201382
		GALVANI	201382
		PASCOLI	201297
			201360
			201365
		S.ZENO	201194
		SCALZI	201365
NAVIGATORI	10	BORG MILANO A	290725
		BORG MILANO E	291068
NEGARINE	10	BOSCOSORIO	241063
OFFICINE F.S.	10	BALESTRA	201179
		GALILEI	201179
		MATTARANA	201179
		SCRIMIARI	201179
OSPEDALE BORG ROMA	10	COLOMBAROLO DX	290705
P.NUOVA DX	10	P.NUOVA SX	204068
		P.VESCOVO DX	204068
P.NUOVA SX	10	P.NUOVA DX	204068
		P.VESCOVO DX	204068
		P.VESCOVO SX	204028

Linea	Un	Linea Vista	Alla Cabina
P.VESCOVO DX	10	P.NUOVA DX	204068
		P.NUOVA SX	204068
		P.VESCOVO SX	204090
P.VESCOVO SX	10	COLOMBAROLO DX	210110
		COLOMBAROLO SX	210110
		P.NUOVA SX	204028
		P.VESCOVO DX	204090
PALLONE	10	BASSO ACQUAR A	290707
		CANTARANE	201210
		COLOMBAROLO DX	201128
		COLOMBAROLO SX	201128
		MICHELIN	201848
		PIAZZA ISOLO	290707
		PORTO S PANCRAZIO A	290707
		S. LUCIA	201219
		SORIO	291259
		TEZONE	201128
			201848
		VERONETTA	290707
PARONA	10	ABITAL	201282
		BRENNERO	201598
PASCOLI	10	C.DEL PRETE	201811
		NAPOLEONE	201297
			201360
			201365
		SCALZI	201365
PIAZZA ISOLO	10	ATTIRAGLIO	290854
		BASSO ACQUAR A	290707
		BORG VENEZIA	290316
			290864
		CAPPELLO	290854
		PALLONE	290707
		PORTO S PANCRAZIO A	290085
			290316
			290457
			290707
		VERONETTA	290707
POLICLINICO	20	FEEDER SORIO-ZAI	291045

Linea	Un	Linea Vista	Alla Cabina
PONTE FLORIO	10	AMBROSINI	291228
		BANCHETTE	201434
		MATTARANA	291260
		MONTORIO	201393
		ROVER	201006
		SAPEL	202608
PORTA NUOVA	10	BASSO ACQUARA	290913
		BORGOMILANO	290932
		CHIEVO	290290
			290875
			290914
			290932
		POSTE F.S.	290388
		SCALZI	290388
		VERONA	290909
PORTO S. PANCRAZIO A	10	BASSO ACQUARA	290707
		BORGOMILANO	290316
		PALLONE	290707
		PIAZZA ISOLO	290085
			290316
			290457
			290707
		RIS. S.A. BAN. FRUGOSE	290337
		VERONETTA	290707
PORTO SAN PANCRAZIO E	10		201454
POSTE F.S.	10	GALILEI	201278
		BRAZZOLI	201278
			201359
			201847
		PORTA NUOVA	290388
		SCALZI	201359
			290388
POZZO	10	MARZANA	290838
		ZONA INDUSTRIALE GREZZANA	291183
POZZO S.MARCO	10	SEREGO	201238
		SINISTRA ADIGE	201157
			201218
		TEZONE	201257

Linea	Un	Linea Vista	Alla Cabina
QUADRANTE EUROPA	10	DOGANA	290317
			290894
			290999
			291103
		DOSSOBUONO	291103
		MARANGONA	291103
		SAN MASSIMO	290317
QUINTO	10	FORTE PROCOLO	290198
		MARZANA	290588
			290599
		ROVER	290198
			290297
			290403
		VALPANTENA DESTRA	290297
		VALPANTENA SINISTRA	290433
			290506
			290935
RIS. S.A. BAN. FRUGOSE	10	MONTORIO A	291161
		PORTO S. PANCRAZIO A	290337
ROVER	10	FORTE PROCOLO	290198
		QUINTO	290198
			290297
			290403
		SEZANO	290408
		VALPANTENA DESTRA	290297
S. LUCIA	10	BUSSOLENGO MONSUA	201193
		DOGANA	201224
		DOSSOBUONO E	201193
		PALLONE	201219
S. TOSCANA	10	SAN MICHELE	201235
		SCRIMIARI	201235
			201473
S.MARTINO	20	CASSA DI RISPARMIO	291192
		VAGO	204149
S.ZENO	10	BORGOMILANO A	201815
		BORGOMILANO E	201843
		CAMPAGNOLA	201815
		CATTANEO SX	201220
		MAMELI	201815
		NAPOLEONE	201194
		PONTE CRENCANO	201815
		SCALZI	201222

Linea	Un	Linea Vista	Alla Cabina
SACI	20	CADIDAVID	290928
		FAMILA	204091
		MEZZACAMPAGNA	201139
		SCOPELA	241178
SALVI	10	BRAZZOLI	201798
		GIRLANDA	201378
SAN MASSIMO	10	BIONDE	201372
		C.DEL PRETE	290675
		DOGANA	290317
		FORTE PROCOLO	290776
		GIRLANDA	290369
		QUADRANTE EUROPA	290317
		ZENDRINI	201372
SAN MICHELE	10	AMBROSINI	202002
		CANTARANE	201788
		GALILEI	201448
		MATTARANA	202002
		S. TOSCANA	201235
		SCRIMIARI	201235
SANTA LUCIA	10	BORGO ROMA SINISTRA	290287
		FRO	290287
			290806
		ZAI DESTRA	290247
			290257
			290287
		ZAI SINISTRA	290257
SAPEL	10	FERRAZZE	999015
		MATTARANA	201419
		MONTORIO	202022
		PONTE FLORIO	202608
SAVAL E	20	CA ROTA 1	290953
		ISAP	291277
		LINEA L43 FEEDER BGTNT0	290953
SCALZI	10	BORGO MILANO A	290062
		BRAZZOLI	201359
		CHIEVO	290062
		MICHELIN	201217
		NAPOLEONE	201365
		PASCOLI	201365
		PORTA NUOVA	290388
		POSTE F.S.	201359
			290388
		S.ZENO	201222

Linea	Un	Linea Vista	Alla Cabina
SCOPELA	20	SACI	241178
SCOPLI	20	FIERA	290926
SCRIMIARI	10	BALESTRA	201179
		CANTARANE	201239
		GALILEI	201179
		MATTARANA	201179
		OFFICINE F.S.	201179
		S. TOSCANA	201235
			201473
		SAN MICHELE	201235
		SEREGO	201239
			201785
		SINISTRA ADIGE	201186
SEREGO	10	CANTARANE	201239
			201240
		POZZO S.MARCO	201238
		SCRIMIARI	201239
			201785
SEZANO	10	MONTORIO A	290834
		MORURI	290197
			290447
			290925
		ROVER	290408
SINISTRA ADIGE	10	ATTIRAGLIO	290186
		BORGO MILANO E	201801
		CASTELVECCHIO	201202
			201225
			201397
		CATTANEO DX	201397
		MAMELI	201202
		POZZO S.MARCO	201157
			201218
		SCRIMIARI	201186
		TEZONE	201397
SORIO	10	PALLONE	291259
		ZONA INDUSTRIALE	201119
			201198
SPIONCA	20	BOSCOCHIESANUOVA	202991
		FOSSE	203390
STALLAVENA	20	CA' NOVA	203501
		CARRARA E	203501
		COLLINARE	203519

Linea	Un	Linea Vista	Alla Cabina
TERMINAL F.S.	10	BUSSOLENGO MONSUA	201166
		VILLAFRANCA DX	244148
TEZONE	10	BANCA POPOLARE	201205
			201827
		CANTARANE	201227
		CASTELVECCHIO	201397
		CATTANEO DX	201205
			201253
			201397
		CATTANEO SX	201205
		COLOMBAROLO DX	201128
		COLOMBAROLO SX	201128
		MICHELIN	201848
		PALLONE	201128
			201848
		POZZO S.MARCO	201257
		SINISTRA ADIGE	201397
		VERONETTA	290939
TIBERGHIESE	20	AIA	204131
		CASSA DI RISPARMIO	202002
		FORTE VEGRON	204131
		VAGO	204131
		VETRERIA	204131
TOLOMEO	20	VLE NAZIONI	291000
TOMBA	10	BORGIO ROMA DESTRA	290395
			290753
		COLOMBAROLO DX	290143
		ZAI SINISTRA	290293
			290395
UNICREDIT	20	BASSONA	210116
		ELETTRONICA	210116
VAGO	20	AIA	204131
		FORTE VEGRON	204131
		S.MARTINO	204149
		TIBERGHIESE	204131
		VETRERIA	204131
			204162
VALPANTENA DESTRA	10	QUINTO	290297
		ROVER	290297

Linea	Un	Linea Vista	Alla Cabina
VALPANTENA SINISTRA	10	BORGIO VENEZIA	290203
			290977
			291069
		PONTE CRENCANO	290493
		QUINTO	290433
			290935
VAZZO	20	CENTRO	203897
		CERRO	203897
			204408
VERONA	10	BASSO ACQUAR A	290923
		CAPPELLO	290056
			290209
		MICHELIN	201775
		PORTA NUOVA	290909
		VERONETTA	290001
			290056
			290066
VERONETTA	10	ATTIRAGLIO	290005
		BASSO ACQUAR A	290707
			291087
		CAPPELLO	290056
		PALLONE	290707
		PIAZZA ISOLO	290707
		PORTO S PANCRIZIO A	290707
		TEZONE	290939
		VERONA	290001
			290056
			290066
VETRERIA	20	AIA	204131
		FORTE VEGRON	204131
		TIBERGHIESE	204131
		VAGO	204131
			204162
VILLAFRANCA	20	MARCHESINO	201249
		MEZZACAMPAGNA	201132
VILLAFRANCA DX	10	TERMINAL F.S.	244148
VLE NAZIONI	20	FIERA	291002
		TOLOMEO	291000

Linea	Un	Linea Vista	Alla Cabina
ZAI DESTRA	10	BORGO ROMA SINISTRA	290287
			290303
		COCA COLA	290303
		FRO	290287
		SANTA LUCIA	290247
			290257
			290287
		ZAI SINISTRA	290257
ZAI SINISTRA	10	BORGO ROMA DESTRA	290395
			291050
		SANTA LUCIA	290257
		TOMBA	290293
			290395
		ZAI DESTRA	290257
ZENDRINI	10	BIONDE	201372
			201373
		SAN MASSIMO	201372
ZONA INDUSTRIALE	10	DOSSOBUONO E	201189
		SORIO	201119
			201198
ZONA INDUSTRIALE GREZZANA	10	POZZO	291183

APPENDICE E

Tab. E.1 – Contro Alimentazioni ISOLA 1

Legenda: –linee che perdono tutte le possibili contro alimentazioni

CP Isola1	Linea Isola1	Un	Linea Vista	Alla Cabina	Perdite Alimentazione	
RO	DOGANA	10	AUTOSTRADA	290273	AUTOSTRADA	
			DOSSOBUONO	291101	DOSSOBUONO	
				291103		
				291172		
			FRO	290605	FRO	
				290660		
			MARANGONA	291103	MARANGONA	
			QUADRANTE EUROPA	290317	QUADRANTE EUROPA	
				290894		
				290999		
	291103					
	S. LUCIA	201224	S. LUCIA			
	SAN MASSIMO	290317	#N/D			
	QUADRANTE EUROPA	10	DOGANA	290317	DOGANA	
					290894	
					290999	
					291103	
			DOSSOBUONO	291103	DOSSOBUONO	
			MARANGONA	291103	MARANGONA	
SALVI	10	BRAZZOLI	201798	#N/D		
		GIRLANDA	201378	#N/D		
TERMINAL F.S.	10	BUSSOLENGO MONSUA	201166	BUSSOLENGO MONSUA		
		VILLAFRANCA DX	244148	#N/D		
RS	AUTOSTRADA	10	BORGO ROMA SINISTRA	290419	BORGO ROMA SINISTRA	
			DOGANA	290273	DOGANA	
			FRO	290419	FRO	
	BORGO ROMA DESTRA	10	CENTRO RICERCHE 2	290536	CENTRO RICERCHE 2	
			COCA COLA	290265	COCA COLA	
				290536		
				290538		
			COLOMBAROLO DX	290538	#N/D	
			GLAXO	290536	GLAXO	
			TOMBA	290395	TOMBA	
	290753					
	ZAI SINISTRA	290395	ZAI SINISTRA			
		291050				
BORGO ROMA SINISTRA	10	AUTOSTRADA	290419	AUTOSTRADA		

CP Isola1	Linea Isola1	Un	Linea Vista	Alla Cabina	Perdite Alimentazione
RS	BORG ROMA SINISTRA	10	COCA COLA	290303 290485	COCA COLA
			FRO	290287 290419	FRO
			SANTA LUCIA	290287	SANTA LUCIA
			ZAI DESTRA	290287 290303	ZAI DESTRA
	CENTRO RICERCHE 2	10	BORG ROMA DESTRA	290536	BORG ROMA DESTRA
			COCA COLA	290536	COCA COLA
			GLAXO	290536	GLAXO
	COCA COLA	10	BORG ROMA DESTRA	290265 290536 290538	BORG ROMA DESTRA
			BORG ROMA SINISTRA	290303 290485	BORG ROMA SINISTRA
			CENTRO RICERCHE 2	290536	CENTRO RICERCHE 2
			COLOMBAROLO DX	290538	#N/D
			COLOMBAROLO SX	290878	#N/D
			GLAXO	290536	GLAXO
			ZAI DESTRA	290303	ZAI DESTRA
			DOSSOBUONO	10	DOGANA
	MARANGONA	291099 291103	MARANGONA		
	QUADRANTE EUROPA	291103	QUADRANTE EUROPA		
	FRO	10	AUTOSTRADA	290419	AUTOSTRADA
			BORG ROMA SINISTRA	290287 290419	BORG ROMA SINISTRA
			DOGANA	290605 290660	DOGANA
			SANTA LUCIA	290287 290806	SANTA LUCIA
			ZAI DESTRA	290287	ZAI DESTRA
	GLAXO	10	BORG ROMA DESTRA	290536	BORG ROMA DESTRA
			CENTRO RICERCHE 2	290536	CENTRO RICERCHE 2
			COCA COLA	290536	COCA COLA
	MARANGONA	10	DOGANA	291103	DOGANA
			DOSSOBUONO	291099 291103	DOSSOBUONO
			QUADRANTE EUROPA	291103	QUADRANTE EUROPA
RS	BIASI	10	(vuoto)	(vuoto)	#N/D

CP Isola1	Linea Isola1	Un	Linea Vista	Alla Cabina	Perdite Alimentazione	
TO	OSPEDALE BORGO ROMA	10	COLOMBAROLO DX	290705	#N/D	
	SANTA LUCIA	10	BORGO ROMA SINISTRA	290287	BORGO ROMA SINISTRA	
			FRO	290287 290806	FRO	
			ZAI DESTRA	290247 290257 290287	ZAI DESTRA	
			ZAI SINISTRA	290257	ZAI SINISTRA	
			TOMBA	10	BORGO ROMA DESTRA	290395 290753
	ZAI DESTRA	10	COLOMBAROLO DX	290143	#N/D	
			ZAI SINISTRA	290293 290395	ZAI SINISTRA	
			BORGO ROMA SINISTRA	290287 290303	BORGO ROMA SINISTRA	
			COCA COLA	290303	COCA COLA	
			FRO	290287	FRO	
	ZAI SINISTRA	10	SANTA LUCIA	290247 290257 290287	SANTA LUCIA	
			ZAI SINISTRA	290257	ZAI SINISTRA	
			BORGO ROMA DESTRA	290395 291050	BORGO ROMA DESTRA	
			SANTA LUCIA	290257	SANTA LUCIA	
			TOMBA	290293 290395	TOMBA	
	ZA	BUSSOLENGO MONSUA	10	DOSSOBUONO E	201193 201255	DOSSOBUONO E
				S. LUCIA	201193	S. LUCIA
				TERMINAL F.S.	201166	TERMINAL F.S.
		DOSSOBUONO E	10	BUSSOLENGO MONSUA	201193 201255	BUSSOLENGO MONSUA
S. LUCIA				201193	S. LUCIA	
ZONA INDUSTRIALE				201189	ZONA INDUSTRIALE	
S. LUCIA		10	BUSSOLENGO MONSUA	201193	BUSSOLENGO MONSUA	
			DOGANA	201224	DOGANA	
			DOSSOBUONO E	201193	DOSSOBUONO E	
			PALLONE	201219	#N/D	
SORIO	10	PALLONE	291259	#N/D		
		ZONA INDUSTRIALE	201119 201198	ZONA INDUSTRIALE		
		ZONA INDUSTRIALE	10	DOSSOBUONO E	201189	DOSSOBUONO E
SORIO	10	SORIO	201119 201198	SORIO		

APPENDICE F

Tab. F.1 – Contro Alimentazioni ISOLA 2

Legenda: – linee che mantengono < 40% delle contro alimentazioni

CP Isola2	Linea Isola2	Un (Kv)	Linea Vista	Cabina	Perdite Controalimentazioni
BT	BORGOMILANO A	10	ATTIRAGLIO	290324	#N/D
			CAMPAGNOLA	201815	#N/D
			CHIEVO	290062	#N/D
				290932	
			GALVANI	291254	GALVANI
			MAMELI	201815	#N/D
			NAVIGATORI	290725	#N/D
			PONTE CRENCANO	201815	#N/D
			PORTA NUOVA	290932	#N/D
			S.ZENO	201815	#N/D
			SCALZI	290062	SCALZI
CH	BIONDE	10	C.DEL PRETE	201284	C.DEL PRETE
				201602	
			GALVANI	201284	GALVANI
			GIRLANDA	201259	GIRLANDA
				202613	
			SAN MASSIMO	201372	SAN MASSIMO
			ZENDRINI	201372	ZENDRINI
				201373	
	BORGOMILANO E	10	CASTELVECCHIO	201150	#N/D
				201382	
			GALVANI	201382	GALVANI
			NAPOLEONE	201382	NAPOLEONE
			NAVIGATORI	291068	#N/D
			S.ZENO	201843	#N/D
			SINISTRA ADIGE	201801	#N/D
	GALVANI	10	BIONDE	201284	BIONDE
			BORGOMILANO A	291254	BORGOMILANO A
			BORGOMILANO E	201382	BORGOMILANO E
			C.DEL PRETE	201284	C.DEL PRETE
			CASTELVECCHIO	201382	#N/D
			NAPOLEONE	201382	NAPOLEONE
	NAPOLEONE	10	BORGOMILANO E	201382	BORGOMILANO E
			C.DEL PRETE	201256	C.DEL PRETE
		CASTELVECCHIO	201382	#N/D	
		GALVANI	201382	GALVANI	
		PASCOLI	201297	PASCOLI	
			201360		
			201365		
		S.ZENO	201194	#N/D	
		SCALZI	201365	SCALZI	

CP Isola2	Linea Isola2	Un (Kv)	Linea Vista	Cabina	Perdite Controalimentazioni
CM	COLOMBAROLO SX	10	COCA COLA	290878	COCA COLA
			COLOMBAROLO DX	201128	COLOMBAROLO DX
				201174	
				210110	
				290877	
				291236	
			P.VESCOVO SX	210110	#N/D
			PALLONE	201128	PALLONE
			TEZONE	201128	#N/D
	PALLONE	10	BASSO ACQUAR A	290707	#N/D
			CANTARANE	201210	#N/D
			COLOMBAROLO DX	201128	COLOMBAROLO DX
			COLOMBAROLO SX	201128	COLOMBAROLO SX
			MICHELIN	201848	#N/D
			PIAZZA ISOLO	290707	#N/D
			PORTO S PANCRAZIO A	290707	#N/D
			S. LUCIA	201219	S. LUCIA
			SORIO	291259	SORIO
			TEZONE	201128	#N/D
				201848	
			VERONETTA	290707	#N/D
	COLOMBAROLO DX	10	BORG ROMA DESTRA	290538	BORG ROMA DESTRA
			COCA COLA	290538	COCA COLA
			COLOMBAROLO SX	201128	COLOMBAROLO SX
				201174	
				210110	
				290877	
				291236	
			OSPEDALE BORG ROMA	290705	OSPEDALE BORG ROMA
			P.VESCOVO SX	210110	#N/D
			PALLONE	201128	PALLONE
			TEZONE	201128	#N/D
			TOMBA	290143	TOMBA
RO	BRAZZOLI	10	C.DEL PRETE	201575	C.DEL PRETE
			POSTE F.S.	201278	#N/D
				201359	
				201847	
			SALVI	201798	SALVI
			SCALZI	201359	SCALZI
	C.DEL PRETE	10	BIONDE	201284	BIONDE
			BRAZZOLI	201575	BRAZZOLI
			GALVANI	201284	GALVANI
			NAPOLEONE	201256	NAPOLEONE
			PASCOLI	201811	PASCOLI
			SAN MASSIMO	290675	SAN MASSIMO
DOGANA	10	AUTOSTRADA	290273	AUTOSTRADA	
		DOSSOBUONO	291101	DOSSOBUONO	

CP Isola2	Linea Isola2	Un (Kv)	Linea Vista	Cabina	Perdite Controalimentazioni
RO	DOGANA	10	DOSSOBUONO	291103	DOSSOBUONO
				291172	
			FRO	290605	FRO
				290660	
			MARANGONA	291103	MARANGONA
			QUADRANTE EUROPA	290317	QUADRANTE EUROPA
				290894	
				290999	
				291103	
			S. LUCIA	201224	S. LUCIA
			SAN MASSIMO	290317	SAN MASSIMO
	GIRLANDA	10	BIONDE	201284	BIONDE
			SALVI	201378	SALVI
			SAN MASSIMO	290369	SAN MASSIMO
	PASCOLI	10	C.DEL PRETE	201811	C.DEL PRETE
			NAPOLEONE	201297	NAPOLEONE
				201360	
				201365	
			SCALZI	201365	SCALZI
	QUADRANTE EUROPA	10	DOGANA	290317	DOGANA
				290894	
				290999	
				291103	
			DOSSOBUONO	291103	DOSSOBUONO
			MARANGONA	291103	MARANGONA
			SAN MASSIMO	290317	SAN MASSIMO
	SALVI	10	BRAZZOLI	201798	BRAZZOLI
			GIRLANDA	201378	GIRLANDA
	SAN MASSIMO	10	BIONDE	201284	BIONDE
			C.DEL PRETE	290675	C.DEL PRETE
			DOGANA	290317	DOGANA
			FORTE PROCOLO	290776	#N/D
			GIRLANDA	290369	GIRLANDA
			QUADRANTE EUROPA	290317	QUADRANTE EUROPA
			ZENDRINI	201372	ZENDRINI
	SCALZI	10	BORG MILANO A	290062	BORG MILANO A
			BRAZZOLI	201359	BRAZZOLI
			CHIEVO	290062	#N/D
			MICHELIN	201217	#N/D
			NAPOLEONE	201365	NAPOLEONE
			PASCOLI	201365	PASCOLI
			PORTA NUOVA	290388	#N/D
			POSTE F.S.	201359	#N/D
				290388	
			S.ZENO	201222	#N/D
	TERMINAL F.S.	10	BUSSOLENGO MONSUA	201166	BUSSOLENGOMONSUA

CP Isola2	Linea Isola2	Un (Kv)	Linea Vista	Cabina	Perdite Controalimentazioni
RO	TERMINAL F.S.	10	VILLAFRANCA DX	244148	#N/D
	ZENDRINI	10	BIONDE	201284	BIONDE
			SAN MASSIMO	201372	SAN MASSIMO
RS	AUTOSTRADA	10	BORG ROMA SINISTRA	290419	BORG ROMA SINISTRA
			DOGANA	290273	DOGANA
			FRO	290419	FRO
	BORG ROMA DESTRA	10	CENTRO RICERCHE 2	290536	CENTRO RICERCHE 2
			COCA COLA	290265	COCA COLA
				290536	
				290538	
			COLOMBAROLO DX	290538	COLOMBAROLO DX
			GLAXO	290536	GLAXO
			TOMBA	290395	TOMBA
				290753	
			ZAI SINISTRA	290395	ZAI SINISTRA
				291050	
	BORG ROMA SINISTRA	10	AUTOSTRADA	290419	AUTOSTRADA
			COCA COLA	290303	COCA COLA
				290485	
			FRO	290287	FRO
				290419	
			SANTA LUCIA	290287	SANTA LUCIA
			ZAI DESTRA	290287	ZAI DESTRA
				290303	
	CENTRO RICERCHE 2	10	BORG ROMA DESTRA	290536	BORG ROMA DESTRA
			COCA COLA	290536	COCA COLA
			GLAXO	290536	GLAXO
	COCA COLA	10	BORG ROMA DESTRA	290265	BORG ROMA DESTRA
				290536	
				290538	
			BORG ROMA SINISTRA	290303	BORG ROMA SINISTRA
				290485	
			CENTRO RICERCHE 2	290536	CENTRO RICERCHE 2
			COLOMBAROLO DX	290538	COLOMBAROLO DX
			COLOMBAROLO SX	290878	COLOMBAROLO SX
			GLAXO	290536	GLAXO
		ZAI DESTRA	290303	ZAI DESTRA	
DOSSOBUONO	10	DOGANA	291101	DOGANA	
			291103		
			291172		
		MARANGONA	291099	MARANGONA	
			291103		
		QUADRANTE EUROPA	291103	QUADRANTE EUROPA	
FRO	10	AUTOSTRADA	290419	AUTOSTRADA	

CP Isola2	Linea Isola2	Un (Kv)	Linea Vista	Cabina	Perdite Controalimentazioni
RS	FRO	10	BORGO ROMA SINISTRA	290287	BORGO ROMA SINISTRA
				290419	
			DOGANA	290605	DOGANA
				290660	
			SANTA LUCIA	290287	SANTA LUCIA
				290806	
			ZAI DESTRA	290287	ZAI DESTRA
	GLAXO	10	BORGO ROMA DESTRA	290536	BORGO ROMA DESTRA
			CENTRO RICERCHE 2	290536	CENTRO RICERCHE 2
			COCA COLA	290536	COCA COLA
	MARANGONA	10	DOGANA	291103	DOGANA
			DOSSOBUONO	291099	DOSSOBUONO
				291103	
			QUADRANTE EUROPA	291103	QUADRANTE EUROPA
BIASI	10				
TO	OSPEDALE BORGO ROMA	10	COLOMBAROLO DX	290705	COLOMBAROLO DX
	SANTA LUCIA	10	BORGO ROMA SINISTRA	290287	BORGO ROMA SINISTRA
			FRO	290287	FRO
				290806	
			ZAI DESTRA	290247	ZAI DESTRA
				290257	
				290287	
			ZAI SINISTRA	290257	ZAI SINISTRA
	TOMBA	10	BORGO ROMA DESTRA	290395	BORGO ROMA DESTRA
				290753	
			COLOMBAROLO DX	290143	COLOMBAROLO DX
			ZAI SINISTRA	290293	ZAI SINISTRA
				290395	
	ZAI DESTRA	10	BORGO ROMA SINISTRA	290287	BORGO ROMA SINISTRA
				290303	
			COCA COLA	290303	COCA COLA
			FRO	290287	FRO
			SANTA LUCIA	290247	SANTA LUCIA
				290257	
				290287	
			ZAI SINISTRA	290257	ZAI SINISTRA
	ZAI SINISTRA	10	BORGO ROMA DESTRA	290395	BORGO ROMA DESTRA
				291050	
			SANTA LUCIA	290257	SANTA LUCIA
			TOMBA	290293	TOMBA
				290395	
			ZAI DESTRA	290257	ZAI DESTRA

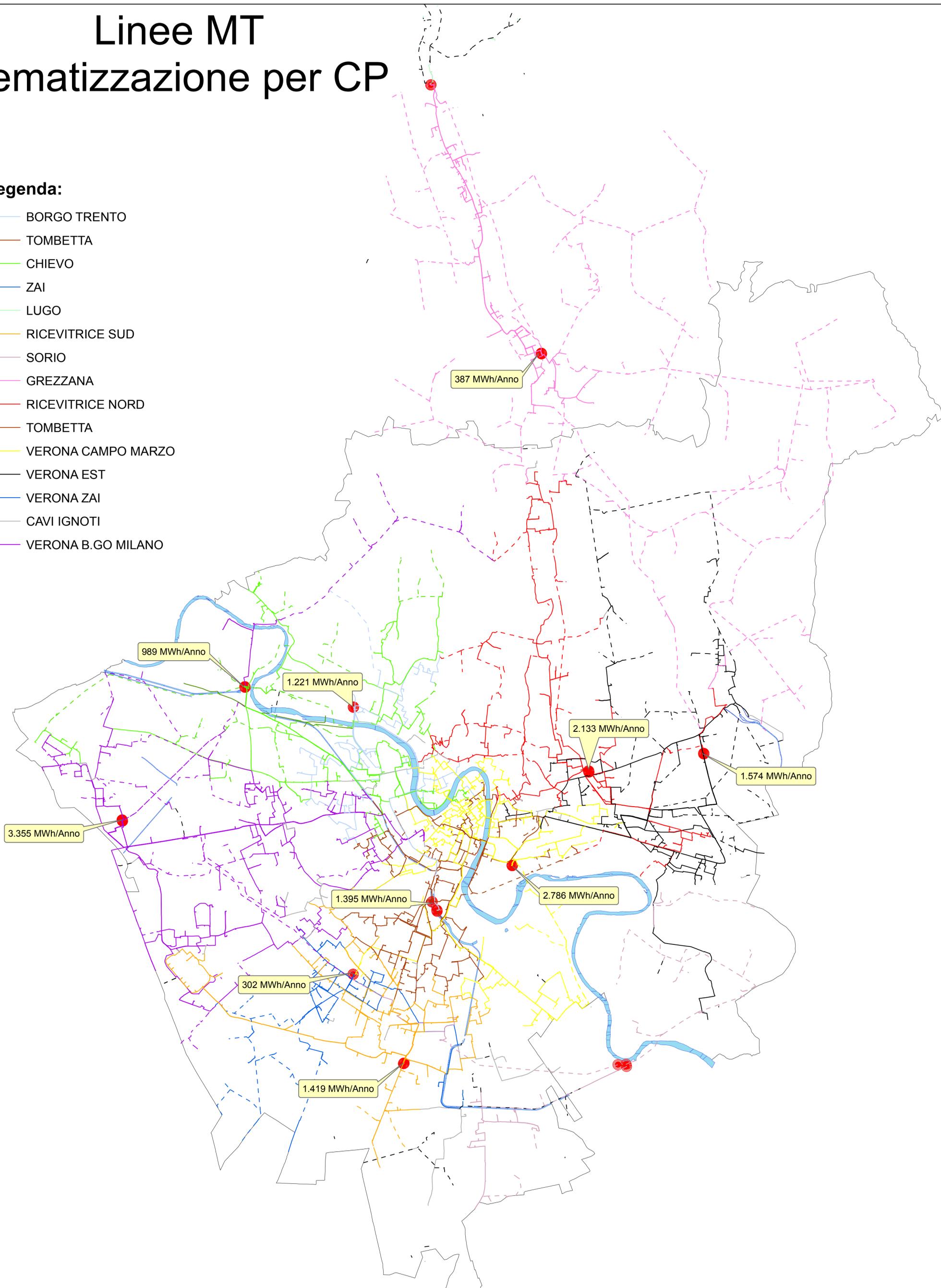
CP Isola2	Linea Isola2	Un (Kv)	Linea Vista	Cabina	Perdite Controalimentazioni
ZA	BUSSOLENGO MONSUA	10	DOSSOBUONO E	201193	DOSSOBUONO E
				201255	
			S. LUCIA	201193	S. LUCIA
			TERMINAL F.S.	201166	TERMINAL F.S.
	S. LUCIA	10	BUSSOLENGO MONSUA	201193	BUSSOLENGO MONSUA
			DOGANA	201224	DOGANA
			DOSSOBUONO E	201193	DOSSOBUONO E
			PALLONE	201219	PALLONE
	SORIO	10	PALLONE	291259	PALLONE
			ZONA INDUSTRIALE	201119	ZONA INDUSTRIALE
				201198	
	ZONA INDUSTRIALE	10	DOSSOBUONO E	201189	DOSSOBUONO E
			SORIO	201119	SORIO
				201198	
	DOSSOBUONO E	10	BUSSOLENGO MONSUA	201193	BUSSOLENGO MONSUA
					201255
			S. LUCIA	201193	S. LUCIA
			ZONA INDUSTRIALE	201189	ZONA INDUSTRIALE

Linee MT

Tematizzazione per CP

Legenda:

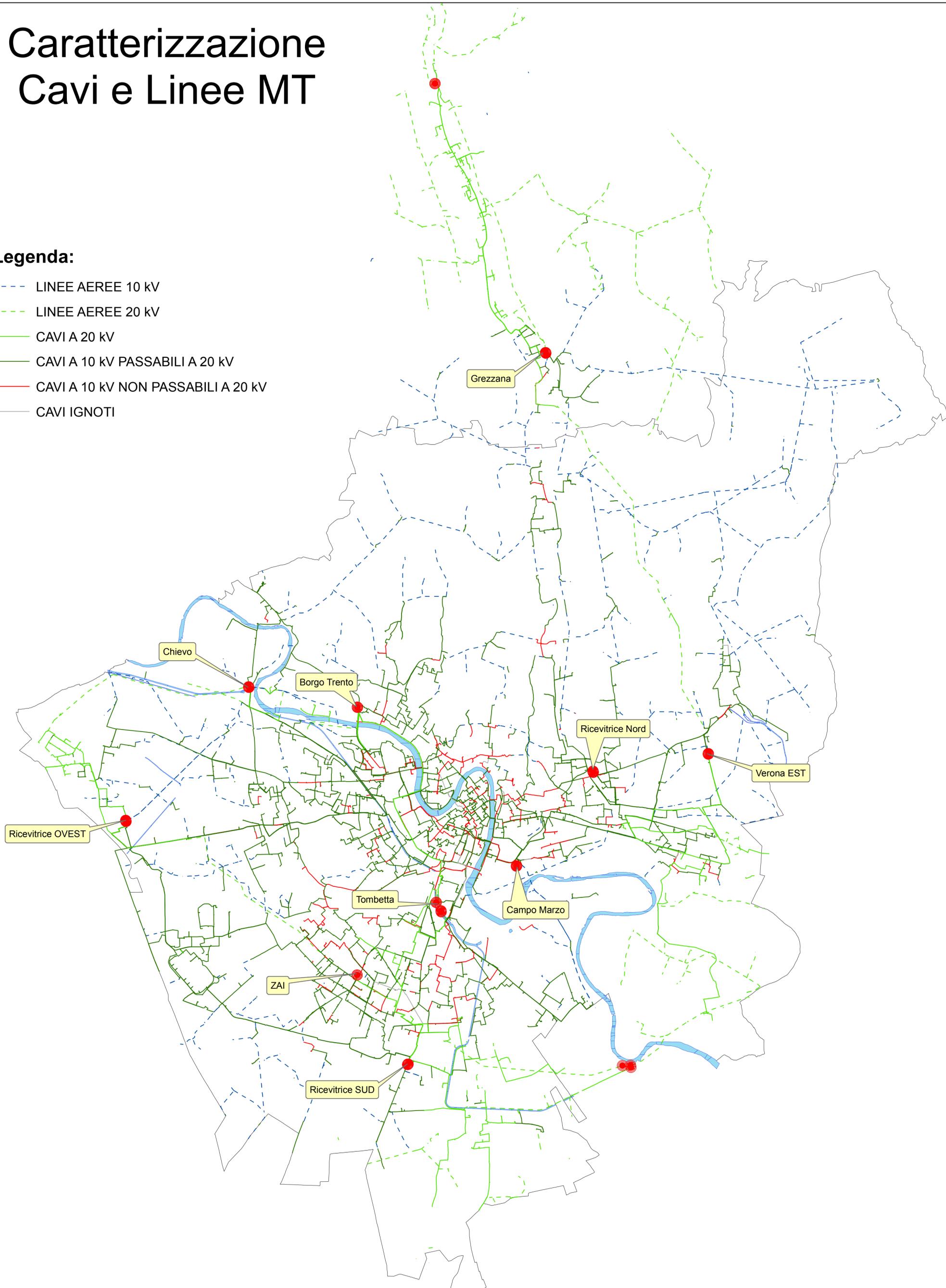
- BORGO TRENTO
- TOMBETTA
- CHIEVO
- ZAI
- LUGO
- RICEVITRICE SUD
- SORIO
- GREZZANA
- RICEVITRICE NORD
- TOMBETTA
- VERONA CAMPO MARZO
- VERONA EST
- VERONA ZAI
- CAVI IGNOTI
- VERONA B.GO MILANO



Caratterizzazione Cavi e Linee MT

Legenda:

- LINEE AEREE 10 kV
- LINEE AEREE 20 kV
- CAVI A 20 kV
- CAVI A 10 kV PASSABILI A 20 kV
- CAVI A 10 kV NON PASSABILI A 20 kV
- CAVI IGNOTI



Aree Predisposte al Passaggio a 20 kV

Legenda:

- LINEE AEREE 10 kV
- - - LINEE AEREE 20 kV
- CAVI A 20 kV
- CAVI A 10 kV PASSABILI A 20 kV
- CAVI A 10 kV NON PASSABILI A 20 kV
- CAVI IGNOTI
- ISOLA 2
- ISOLA 1

