PIANO DI SVILUPPO 2021-2023

RETE DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA

TORINO e PARMA

IRETI S.p.A.

INDICE

1. OBIETTIVI GENERALI DEL PIANO DI SVILUPPO 1
2. PRESENTAZIONE IRETI 2
3. STRUTTURA DELLA RETE DI DISTRIBUZIONE 2
3.1. RETE DEE IRETI 2
3.2. RETE DEE – AREA PARMA 3
3.3. RETE DEE – AREA TORINO 6
4. EVOLUZIONE DELLA DOMANDA DI ENERGIA ELETTRICA NELLE RETI IRETI 9
4.1. INTRODUZIONE ALLO SCENARIO EVOLUTIVO 9
4.2. PREVISIONE BREVE TERMINE: PERIODO 2021–2026 10
4.3. PREVISIONE MEDIO TERMINE: PERIODO 2027–2030 10
4.4. PREVISIONE LUNGO TERMINE: PERIODO 2031-2040 11
5. RETE DEE PARMA - PRINCIPALI INTERVENTI ESEGUITI NEL 2020 11
5.1. IMPIANTI AT/MT 11
5.2. CABINE MT/BT 12
5.3. LINEE MT 12
5.4. SISTEMA DI TELECONTROLLO 13
6. RETE DEE TORINO - PRINCIPALI INTERVENTI ESEGUITI NEL 2020 13
6.1. IMPIANTI AT/MT 14
6.1.1. REALIZZAZIONE CABINA PRIMARIA ARBARELLO 14
6.1.2. POTENZIAMENTO CABINA PRIMARIA SUD 14
6.1.3. POTENZIAMENTO CABINA PRIMARIA TO-CENTRO SOSTITUZIONE TR1 220/22 KV 14
6.2. CABINE MT/BT 15
6.3. LINEE MT 15
6.4. AGGIORNAMENTO SISTEMA ST IRETI 16
6.4.1. SISTEMA ST UNIFICATO IRETI – ASM VERCELLI 17
7. RETE DEE PARMA – INTERVENTI PREVISTI PER IL 2021-2023 PER LA QUALITA' DEL SERVIZIO 17
7.1. IMPIANTI AT/MT 17
7.1.1. INSTALLAZIONE BOBINE DI PETERSEN CABINE PRIMARIE TOSCANA E BENEDETTA 17
7.1.2. RINNOVO ORGANI DI MANOVRA 132 kV CABINE PRIMARIE TOSCANA E BENEDETTA 18
7.2. CABINE MT/BT 18
7.3. LINEE MT 19
7.4. SISTEMA DI TELECONTROLLO 20
8. RETE DEE TORINO - INTERVENTI PREVISTI PER IL 2021-2023 PER LA QUALITA' DEL SERVIZIO 21
8.1. IMPIANTI AT/MT 21

8.1.1. REALIZZAZIONE CABINA PRIMARIA BRAMANTE 22
8.1.2. REALIZZAZIONE CABINA PRIMARIA MICHELIN 22
8.1.3. SOSTITUZIONE TRASFORMATORI AT/MT 22
8.1.4. SOSTITUZIONE APPARECCHIATURE IN ALTA TENSIONE 23
8.2. CABINE MT/MT 23
8.3. CABINE MT/BT 23
8.4. LINEE MT 23
8.5. TELECONTROLLO 24
8.5.1. RINNOVO APPARATI PERIFERICI DI TELECONTROLLO 26
9. PROGETTI DI INNOVAZIONE – PROGETTO SMART GRID 26
10. PIANO RESILIENZA 28
10.1. PREMESSA E OBIETTIVI DEL PIANO RESILIENZA 28
10.2. PIANO RESILIENZA – RETE DEE PARMA 29
10.2.1. METODO DI CALCOLO IRI 29
10.2.2. INTERVENTI SCELTI 29
10.2.3. INDICE DI RISCHIO POSTINTERVENTO 31
10.3. PIANO RESILIENZA – RETE DEE TORINO 31
10.3.1. CONTESTUALIZZAZIONE TERRITORIALE DEL FATTORE CRITICO ANALIZZATO 31
10.3.2. ANALISI PERIODO ESTIVO 31
10.3.3. DEFINIZIONE SET DI VARIBILI METEOROLOGICHE 33
10.3.4. CALCOLO DEL TEMPO DI RITORNO 36
10.3.5. INTERVENTI SCELTI E CALCOLO DELL'INDICE DI RISCHIO 36
10.3.6. INDICE DI RISCHIO POST INTERVENTO 37
10.4. ANALISI COSTI BENEFICI 38
10.5. SCHEDE DI INTERVENTO RESILIENZA 38
10.5.1. SCHEDE DI INTERVENTO RESILIENZA – RETE DEE PARMA 39
10.5.2. SCHEDE DI INTERVENTO RESILIENZA – RETE DEE TORINO 44

1. OBIETTIVI GENERALI DEL PIANO DI SVILUPPO

Il presente documento è stato predisposto per la pubblicazione e la comunicazione del Piano di Sviluppo delle reti di Distribuzione di Energia Elettrica di IRETI S.p.A. (di seguito IRETI), ai sensi di quanto disposto all'art.4, co. 4.6 del TICA.

Tale articolo riporta testualmente: "*Le imprese distributrici con almeno 100.000 clienti, entro il 30 giugno di ogni anno, pubblicano e trasmettono all'Autorità e al Ministero dello Sviluppo Economico i propri piani per lo sviluppo delle reti, anche tenendo conto dello sviluppo atteso della produzione di energia elettrica. In particolare, devono essere resi pubblici e trasmessi i piani di realizzazione o potenziamento di linee in Alta Tensione o Cabine Primarie di trasformazione Alta/Media Tensione, oltre che i piani di intervento più significativi relativi alle linee in Media Tensione, ivi inclusa l'eventuale elettrificazione di nuove aree*".

Nel Piano di Sviluppo delle reti di Distribuzione di Energia Elettrica (DEE) di IRETI per le aree di Torino e Parma, in riferimento al **triennio 2021-2023**, sono indicati gli interventi maggiormente rilevanti inerenti le attività di sviluppo e potenziamento della suddetta rete elettrica.

In riferimento a quanto suddetto, il presente documento è strutturato allo scopo di fornire in particolare gli aggiornamenti riguardo:

1) **Interventi eseguiti nel 2020** (cap. 5, cap. 6);
2) **Interventi previsti nel triennio 2021-2023** (cap.7, cap. 8);
3) **Piano Resilienza 2021-2023** (cap. 10).

IRETI annualmente pianifica gli interventi volti al consolidamento, potenziamento e ampliamento delle suddette reti DEE. Gli obiettivi perseguiti a mezzo di tale pianificazione sono:

1) Potenziamento rete DEE al fine di assicurare il fabbisogno di energia e potenza elettrica richiesto;
2) Miglioramento qualità del servizio in termini di numero e durata di interruzioni;
3) Miglioramento qualità di tensione;
4) Rinnovo asset di rete garantendo i livelli di sicurezza previsti;
5) Aumento del grado di automazione e controllo in remoto della rete DEE;
6) Incremento della resilienza agli eventi climatici avversi della rete DEE.

Si rende noto che la dipendenza da fattori esterni a IRETI potrebbe comportare eventuali modifiche rispetto agli interventi ivi indicati e pianificati.

2. PRESENTAZIONE IRETI

IRETI è la società del Gruppo IREN che gestisce in modo integrato le attività di Distribuzione di Energia Elettrica, Gas e Acqua. In riferimento alla Distribuzione di Energia Elettrica, IRETI coordina nei comuni di Torino e Parma le attività operative riguardanti la manutenzione, sorveglianza, telecontrollo e pronto intervento sulle reti. A partire dalla rete di Alta Tensione, con le opportune trasformazioni, l'energia elettrica viene consegnata alle utenze finali attraverso le reti di distribuzione dei territori di pertinenza.

3. STRUTTURA DELLA RETE DI DISTRIBUZIONE

IRETI, tramite le connessioni alla Rete di Trasmissione Nazionale (di seguito RTN) in Alta proprietà di TERNA, provvede alla distribuzione dell'energia elettrica nella rete tramite trasformazione da Alta Tensione (di seguito AT) a Media Tensione (di seguito MT) in Cabine Primarie (di seguito C.P.) con trasformazioni AT/MT e da Media Tensione a Bassa Tensione (di seguito BT) in Cabine Secondarie (C.S.) con trasformazioni MT/AT.

3.1. RETE DEE IRETI

Le suddette attività sono effettuate da IRETI per il complesso dei dati di rete riportato in Tab. 1 al 31/12/2020.

IMPIANTI	U.M.	RETE DEE
Energia Elettrica distribuita	GWh	3.302
Rete DEE	km	7.249
Rete AT	km	22
Rete MT	km	2.980
Rete BT	km	4.247
Cabine Primarie AT/MT	n°	15*
Cabine Primarie MT/MT	n°	21
Cabine Secondarie MT/BT	n°	4.704
Trasformatori AT/MT	n°	37*
Trasformatori MT/BT	n°	4.515
Potenza di trasformazione AT/MT	MVA	2109
Contatori elettronici	n°	730.711
Clienti finali	n°	695.370

Tabella 1 – Dati complessivi rete DEE IRETI

* Quota parte in condivisione con rete RTN TERNA

3.2. RETE DEE – AREA PARMA

In riferimento alla rete DEE per l'area di Parma, in Tab. 2 sono riportati i dati di consistenza della rete, aggiornati al 31/12/2020.

IMPIANTI	U.M.	RETE DEE PARMA
Energia Elettrica distribuita	GWh	859
Rete AT	Km	-
Rete MT	km	915
Rete BT	km	1.623
Cabine Primarie AT/MT	[n°]	5
Cabine Primarie MT/MT	[n°]	-
Cabine Secondarie AT/MT	[n°]	1.209
Cabine Nodali	[n°]	12
Trasformatori AT/MT	[n°]	13
Trasformatori MT/BT	[n°]	1.415
Potenza di trasformazione AT/MT	[MVA]	605
Contatori elettronici	[n°]	138.856
Clienti finali	[n°]	129.251

Tabella 2 - Dati tecnici rete DEE Parma

La rete DEE di Parma è alimentata dalla rete RTN di TERNA attraverso **5 Cabine Primarie** IRETI e attraverso la C.P. Vigheffio (non proprietà IRETI), con tensione primaria **132 kV**.

In Tab.3 e in Fig.1 sono indicati, rispettivamente, i valori di potenza installata in ogni singola C.P., nonché il livello di tensione AT cui sono esercite e la loro disposizione geografica.

DENOMINAZIONE CABINA PRIMARIA	TENSIONE AT [KV]	NUMERO TR AT/MT	POTENZA INSTALLATA [MVA]
Toscana	132	3	140
Benedetta	132	2	90
Valera	132	3	150
Botteghino	132	2	100
SPIP	132	3	125

Tabella 3 - Dati tecnici Cabine Primarie AT/MT Parma

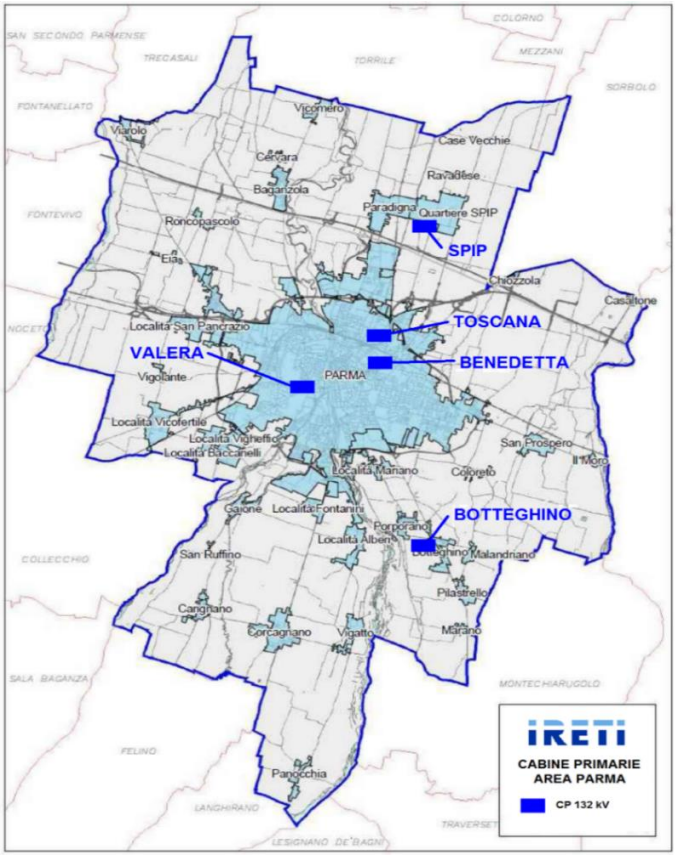

Figura 1 - Disposizione geografica Cabine Primarie AT/MT Parma

La rete MT è esercita, su tutto il territorio comunale, in assetto magliato attraverso **12 Cabine Nodali** (di seguito C.N.) alla tensione di **15 kV**, come raffigurato in Figura 2.

Figura 2 - Disposizione geografica Cabine Nodali Parma

3.3. RETE DEE – AREA TORINO

In riferimento alla rete DEE di IRETI per l'area di Torino, si riportano in Tab.4 i dati di consistenza della rete, aggiornati al 31/12/2020.

IMPIANTI	U.M.	RETE DEE TORINO
Energia Elettrica distribuita	GWh	2.552
Rete AT	Km	22
Rete MT	km	2.065
Rete BT	km	2.624
Cabine Primarie AT/MT	[n°]	10
Cabine Primarie MT/MT	[n°]	21
Cabine Secondarie MT/BT	[n°]	3.495
Cabine Nodali	[n°]	0
Trasformatori AT/MT	[n°]	24
Trasformatori MT/BT	[n°]	3.100
Potenza di trasformazione AT/MT	[MVA]	1534
Contatori elettronici	[n°]	591.885
Clienti finali	[n°]	566.119

Tabella 4 – Dati tecnici rete DEE Torino

La rete DEE di Torino è alimentata dalla rete di trasmissione RTN di Terna attraverso **10 Cabine Primarie** con tensione primaria **132 kV** o **220 kV**.

In Tab.5 e in Fig.3 sono indicati, rispettivamente, i valori di potenza installata in ogni singola C.P., nonché il livello di tensione AT cui sono esercite e la loro disposizione geografica.

DENOMINAZIONE CABINA PRIMARIA	TENSIONE [kV]	NUMERO TR AT/MT	POTENZA INSTALLATA [MVA]
Lucento	132	2	126
Sud Ovest	132	4	264
Monterosa	132	4	249
Martinetto	220	3	226
Levanna	220	2	118
Sud	220	3	189
Ovest	220	2	118
Stura	220	3	181*
Centro	220	2	126
Arbarello	220	2	126

Tabella 5 - Dati tecnici Cabine Primarie AT/MT Torino

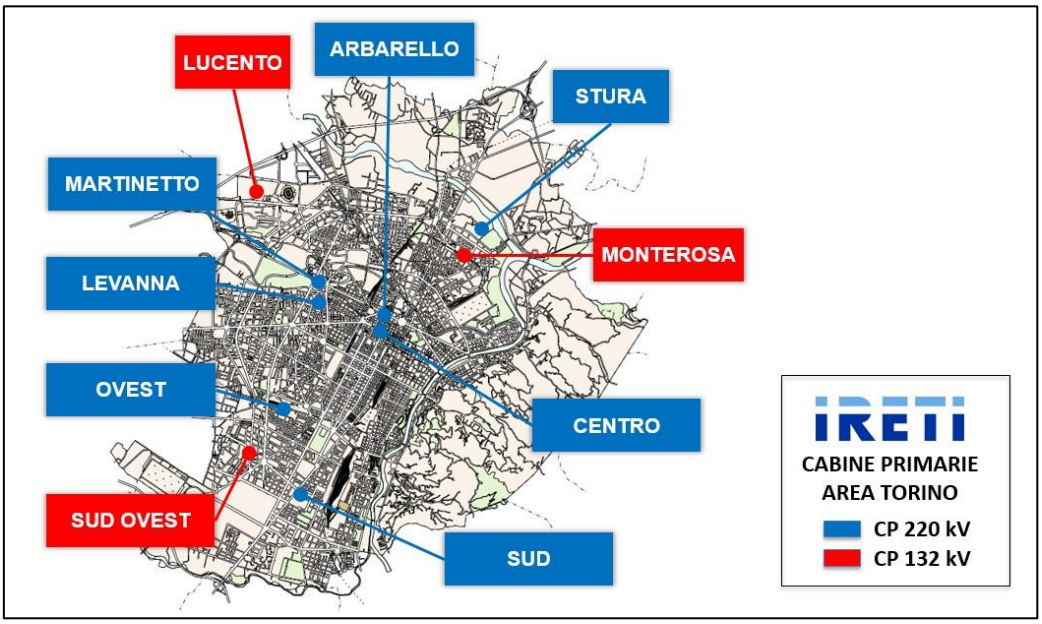

Figura 3- Disposizione geografica Cabine Primarie Torino

** Quota parte in condivisione con rete RTN TERNA*

La rete DEE MT è esercita, in maniera capillare sul territorio comunale, in assetto magliato, prevalentemente in linee in cavo e tensione di esercizio **22 kV** (dovuta a unificazione delle reti ex AEM /ENEL). Sono tuttavia presenti anche i livelli di tensione **5.4 kV**, **6.3 kV**, **15 kV** e **27 kV**, in cui i primi tre valori sono derivanti da sotto-trasformazioni MT/MT presenti in cabine MT/MT dedicate oppure in C.P.

I relativi dati e disposizioni di dettaglio sono indicati rispettivamente in Tab.6 e in Fig.4.

RETE MT	N° CABINE MT/MT	N° CABINE PRIMARIE
15 kV	2	-
6,3 kV	17	3
5,4 kV	2	-

Tabella 6 - Dati tecnici Cabine MT/MT e C.P. Torino

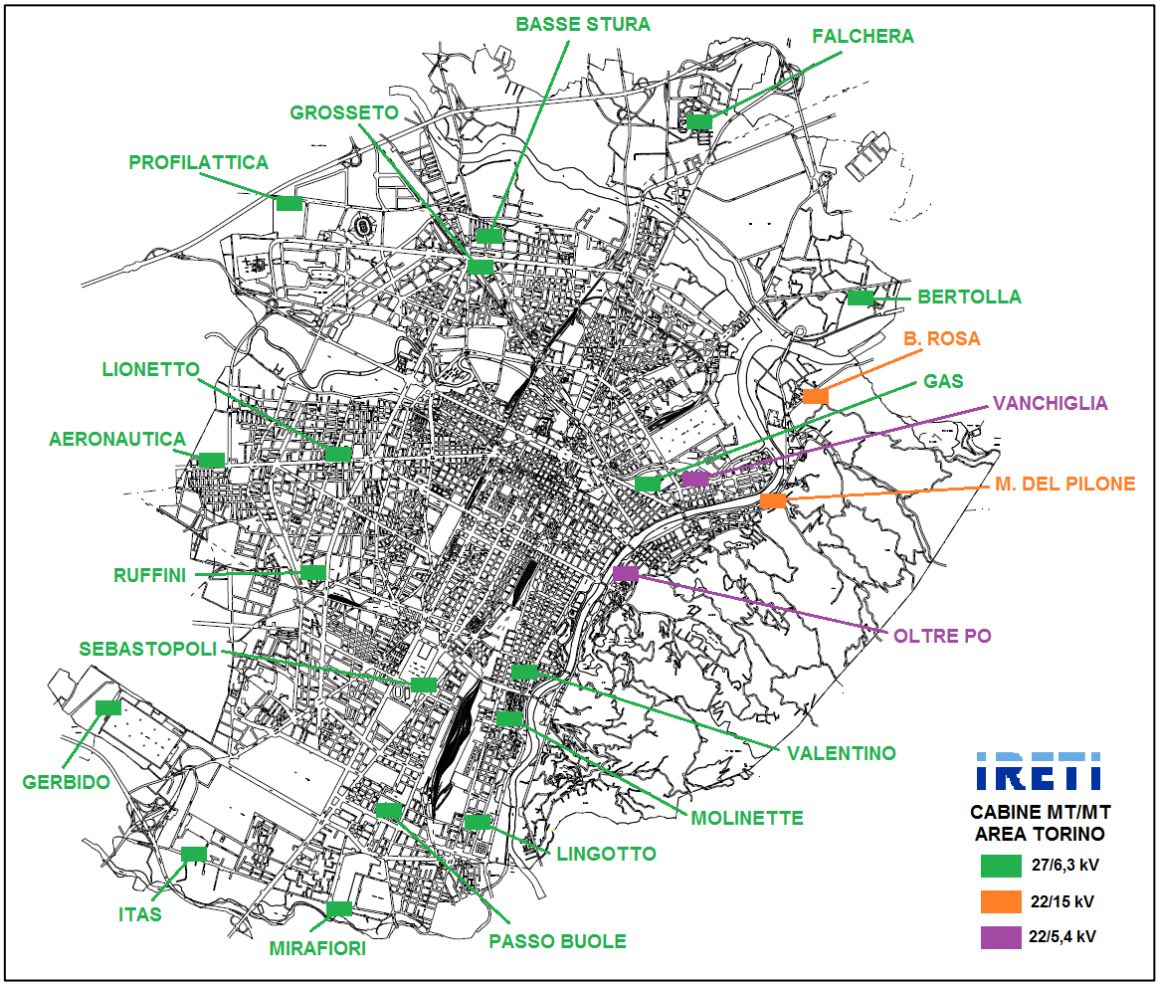

Figura 4 - Disposizione geografica C.P. MT/MT Torino

4. EVOLUZIONE DELLA DOMANDA DI ENERGIA ELETTRICA NELLE RETI IRETI

La pianificazione degli interventi di infrastrutturazione all'avanguardia della rete DEE di Torino e Parma, finalizzati alle nuove realizzazioni, dismissioni e rinnovi di potenziamento, necessita lo studio delle previsioni e degli scenari in termini di domanda di energia e potenza elettrica, strettamente legate anche allo sviluppo delle tecnologie rinnovabili e ai drivers economico/sociali del Paese.

4.1. INTRODUZIONE ALLO SCENARIO EVOLUTIVO

La pianificazione degli interventi necessita, pertanto, lo studio e comprensione delle previsioni legate agli scenari evolutivi.

Negli ultimi anni l'Italia, così come l'Unione Europea, si è impegnata in un percorso di transizione energetica, con lo scopo di arrivare entro il 2050 alla cosiddetta carbon neutrality (livello netto di emissioni climalteranti nullo). Questo obiettivo è stato declinato dal Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE) nel Piano Nazionale Integrato Energia Clima (PNIEC), pubblicato nel 2017 e aggiornato l'ultima volta a gennaio 2020. Il piano prevede larga diffusione dell'utilizzo di energia da fonti rinnovabili, per una potenza fotovoltaica installata nel 2050 incrementata dai 21 GW attuali fino a 52 GW e una capacità eolica più che raddoppiata, nonché l'elettrificazione di ampi settori dei consumi finali attualmente coperti da altri vettori energetici, in particolare quelli relativi a riscaldamento e trasporti.

Tuttavia, gli scenari elaborati nel 2020 non tengono conto dei cambiamenti intercorsi a partire dal 2020 stesso. La Commissione Europea ha recentemente rivisto i suoi target di decarbonizzazione del sistema energetico, con l'obiettivo di ridurre entro il 2030 le emissioni climalteranti del 55% (e non più del 43%) rispetto al 1990, con un più esteso uso di fonti rinnovabili, da declinare secondo target nazionali, e una spinta verso scenari di elettrificazione più avanzata. D'altra parte, la crisi dovuta alla pandemia da Sars-CoV-2 ha comportato nel 2020 un brusco calo dei consumi finali di energia elettrica su tutto il territorio nazionale, ma già in fase di riassorbimento nel 2021: per il primo trimestre dell'anno corrente, i consumi hanno registrato un -1,3 % (valore corretto alla luce delle differenti condizioni meteorologiche) rispetto al 2019, tornando ad avere segno positivo nel mese di marzo (*fonte: Terna, a marzo consumi elettrici ai livelli pre-covid*).

In aggiunta, con la diramazione da parte del governo italiano del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), per il periodo 2021-2026 sono programmati investimenti per la ripresa economica del paese per un totale di 248 miliardi di euro (Fonte: Il Sole 24 ore). Di questi, quasi 6 miliardi sono destinati alla generazione di energia da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) e oltre 4 a potenziamento e digitalizzazione delle reti elettriche, con 1 miliardo aggiuntivo dedicato a ricerca e sviluppo in questi settori. Il PNRR prevede in

particolare un rafforzamento dei trend di elettrificazione, con 6 milioni i veicoli elettrici circolanti in Italia per il 2030 e quasi 2 milioni di utenze elettriche che disporranno di una capacità di connessione maggiore di quella attuale. Infine, investimenti sono previsti per l'accumulo di energia elettrica, in particolare attraverso elettrolizzatori per la produzione di idrogeno e storage elettrochimico: nello specifico, per la filiera idrogeno sono previsti in totale oltre 3 miliardi di euro (*fonte: PNRR*).

Sempre nel PNRR sono stanziati 2 miliardi di euro per la promozione di comunità energetiche e autoconsumo. L'investimento è in linea con la spinta verso la diffusione di queste entità recentemente promossa dall'Autorità con la Delibera 318/2020/R/eel. Le comunità di energia sono enti costituiti da produttori di energia elettrica (tipicamente con impianti fotovoltaici) e consumatori situati nelle vicinanze di questi, che si aggregano con l'obiettivo di massimizzare l'autoconsumo di energia prodotta localmente. La diffusione della cosiddetta Generazione Distribuita (DG) è effettivamente uno dei trend più attesi nel mercato dell'energia. Tuttavia, è bene ricordare che stando alla normativa vigente le comunità di energia sono comunque collegati alla rete elettrica, il cui contributo resta fondamentale per garantire l'approvvigionamento di energia ai clienti finali e la possibilità per i produttori di immettere in rete eventuale produzione in eccesso. Pertanto, la Generazione Distribuita richiederà verosimilmente ulteriori investimenti lato clienti finali.

4.2. PREVISIONE BREVE TERMINE: PERIODO 2021–2026

Alla luce delle evoluzioni descritte, l'analisi degli scenari al **Breve Periodo – 2021-2026** prospetta una crescita dei consumi di energia elettrica, nonché negli investimenti, in accordo con scenari di crescita e decarbonizzazione più avanzati rispetto a quelli Business-as-Usual. Come riferimento, il presente Piano considera lo scenario di decarbonizzazione più spinto elaborato da Terna nel 2019. In particolare, alla luce degli scenari futuri considerati (*Terna, Piano di Sviluppo 2020*), al 2026 si prevede una crescita dei consumi di oltre il 9% rispetto al 2026, per un totale di 349 TWh, a fronte dei 335 TWh previsti da scenario Business-as-Usual.

4.3. PREVISIONE MEDIO TERMINE: PERIODO 2027–2030

In maniera analoga, l'analisi degli scenari al **Medio Periodo – 2027-2030** prospetta una crescita dei consumi di energia elettrica in accordo con scenari di crescita e decarbonizzazione più avanzati rispetto a quelli Business-as-Usual. Come riferimento, il presente Piano considera lo scenario di decarbonizzazione più spinto elaborato da Terna nel 2019, che stima per il 2030 una richiesta di energia elettrica dalla rete di 375 TWh (+17 % rispetto al 2019, *fonte: Terna, Piano di Sviluppo 2020*), a fronte dei 340 TWh (+6 % rispetto al 2019,

fonte: Terna, Piano di Sviluppo 2020) previsti nello scenario Business-as-usual, nonché nell'attuale versione del PNIEC e nella Strategia Energetica Nazionale (SEN), risalente al 2017.

Per il 2030, in linea con una crescita prevista a livello nazionale del 17% rispetto al 2019, si stima un incremento del fabbisogno annuo fino ai 1,1 TWh per Parma e 3,2 TWh per Torino, con un incremento medio annuo di circa il 1,9% nel periodo dal 2027 dal 2030. Allo stesso tempo, alla luce dell'elettrificazione dei consumi e in particolare della sempre maggiore diffusione della mobilità elettrica, saranno più alti e frequenti i picchi di carico sulla rete, con conseguente incremento del fattore di contemporaneità e l'esigenza di adeguare la rete ad un carico massimo maggiore.

4.4. PREVISIONE LUNGO TERMINE: PERIODO 2031-2040

Analogamente a quanto già descritto, per il 2035 si prevede un'ulteriore crescita della domanda, stimata alla luce dei dati Terna in 390 TWh (+4 % rispetto alla stima al 2030, fonte: *Terna, Piano di Sviluppo 2020*), e non più di 350 TWh (+3 %) come da scenario base. Si tratta di una crescita meno marcata di quella prevista per il decennio in corso, ma comunque significativamente superiore ai trend attuali.

Complessivamente, lo scenario di previsione per il **Lungo Periodo – 2031-2040** stima una crescita dei consumi che raggiunga all'ultimo anno i 413 TWh.

Sempre in analogia a quanto descritto nel medio periodo, l'incremento annuo medio dal 2031 al 2040 si stima un incremento medio annuo dello 0,8% annuo sia a Torino che a Parma, così come un aumento del carico massimo.

5. RETE DEE PARMA - PRINCIPALI INTERVENTI ESEGUITI NEL 2020

Nel 2020 IRETI ha realizzato, nella città di Parma, investimenti di ampliamento e potenziamento delle proprie reti.

Nei paragrafi 5.1, 5.2, 5.3 e 5.4 sono descritti sinteticamente i principali interventi eseguiti, nei diversi segmenti della filiera della distribuzione.

5.1. IMPIANTI AT/MT

Relativamente agli impianti AT/MT dell'area di Parma, si segnalano i seguenti interventi:

- Attivazione Bobine di Petersen in C.P. Toscana e Benedetta, con ultimazione prevista entro Giugno 2021; con questa attività, tutti gli impianti di Parma saranno esercibili a Neutro Compensato.
- Avvio progetto di rinnovo dei sezionatori a 132 kV della Cabina Primaria Toscana e di sostituzione dei trasformatori di misura AT a fine vita, sempre nel medesimo impianto.

5.2. CABINE MT/BT

Nel 2020 sono stati svolti i seguenti interventi:

- N. 2 interventi relativi al potenziamento/adeguamento (rispetto ai dati di carico) di cabine di trasformazione, in previsione di futuri scenari di consumo. Nell'ambito di questi interventi sono state anche rinnovate le altre componenti di cabina (quadri MT, batterie BT, etc);
- N. 7 interventi relativi al piano di dismissione di trasformatori contenenti PCB (con % ricompresa tra i 50 e 500 ppm); Nell'ambito di questi interventi, in diversi casi, sono state anche rinnovate le altre componenti di cabina (quadri MT, batterie BT, etc);
- N. 7 interventi relativi al revamping della sezione MT di cabina con l'installazione di apparecchiature telecontrollabili;
- N. 2 interventi per il completo rifacimento di cabine di vecchia realizzazione (caratterizzate da apparecchiature a giorno non manovrabili sotto carico, presenza di amianto all'interno dei locali e sezioni BT obsolete, etc.);
- N. 2 interventi per il rifacimento completo di cabine particolarmente strategica per la gestione della rete, caratterizzate da criticità rilevate durante le periodiche attività ispettive., interventi che hanno previsto anche attività di tipo edile/strutturale.

5.3. LINEE MT

Nel corso del 2020 si è proseguito nel programma di realizzazione di nuove congiungenti per il completo inserimento in rete delle nuove C.P. SPIP e BOTTEGHINO e per lo sfruttamento delle maggiori potenzialità che le stesse hanno determinato con particolare riferimento all'intervento per alimentazione del Campus Universitario e del nuovo costruendo Centro Commerciale in zona Fiera.

Sono stati inoltre conclusi alcuni interventi e attivati diversi cantieri, nell'ambito del capitolo relativo al miglioramento della qualità del servizio relativi, sia al potenziamento delle linee di controlimentazione di importanti siti produttivi, che alla chiusura in anello di porzioni di rete in aree rurali caratterizzate da una distribuzione in MT con diverse porzioni in antenna non controalimentabili.

Di seguito sono riportati i principali interventi realizzati:

- Conclusione della costruzione delle polifore e completamento della tesatura dei cavi per la realizzazione di due nuove congiungenti da C.P. Botteghino necessarie per il potenziamento della

zona SUD (con particolare riferimento all'area del Campus universitario) e la controalimentazione delle C.P. esistenti.

- Avanzamento dei cantieri per la realizzazione di tre nuove congiungenti da C.P. SPIP per il potenziamento della zona OVEST (con particolare riferimento all'area Fiera) e la controalimentazione delle C.P. esistenti.
- Realizzazione di nuove dorsali e conseguenti variazioni di assetti sulla rete esistente per il collegamento diretto tra C.P. SPIP, TOSCANA e BENEDETTA necessarie per garantire importanti punti di controalimentazione in caso di disservizi di intere sezioni delle C.P. indicate.
- Predisposizione di infrastrutture nella zona compresa tra le C.P. TOSCANA e BENEDETTA necessarie per futuri interventi di riequilibrio di utenze/carico tra le due C.P.
- Predisposizione di infrastrutture nella zona sud del Comune (Malandriano) per futuri interventi di interramento di linee aeree in conduttori nudi.
- Proseguo dei lavori per la chiusura in anello di dorsali in antenna (afferenti alla C.P. BOTTEGHINO) nella zona della frazione di Pilastrello.
- Conclusione dei lavori l'interramento di un'estesa porzione di rete caratterizzata da linea aerea in conduttori nudi nella zona sud del Comune (Vigatto).
- Conclusione di un intervento di potenziamento della rete aerea della zona sud del Comune (Porporano) con sostituzione di conduttori nudi con cavo cordato e cavo interrato, rientrante nell'ambito dei progetti di Resilienza di cui ai programmi ARERA.

Infine, sempre nell'ambito dei piani di miglioramento e potenziamento, con riferimento ai piani di rinnovo della rete BT cittadina, sono stati realizzati diversi interventi nella zona centrale della città di predisposizione di polifore necessarie per la sostituzione di dorsali in conduttori nudi con elettrodotti in cavo interrato e altri interventi di potenziamento di dorsali BT esistenti rientranti nel piano di potenziamento/adeguamento della rete in previsione dei futuri scenari di consumo.

5.4. SISTEMA DI TELECONTROLLO

In riferimento al sistema di telecontrollo, si segnala la conclusione, nell'ultimo quadrimestre del 2020 delle attività di upgrade dei sistemi di telecontrollo e automazione della C.P. *Benedetta.*

6. RETE DEE TORINO - PRINCIPALI INTERVENTI ESEGUITI NEL 2020

Analogamente alla rete DEE Parma, In riferimento a quanto suddetto, nel corrente capitolo si riportano i principali interventi eseguiti nella rete DEE di Torino durante il 2020.

In particolare, IRETI per l'area di Torino ha effettuato investimenti finalizzati principalmente all'ampliamento e al potenziamento delle proprie reti, come descritto nei par. 6.1, 6.2, 6.3 e 6.4.

6.1. IMPIANTI AT/MT

Relativamente agli impianti AT/MT dell'area di Torino, si segnala il proseguimento dei lavori di realizzazione dei nuovi impianti e di rinnovo degli stessi esistenti, come di seguito dettagliato.

6.1.1. REALIZZAZIONE CABINA PRIMARIA ARBARELLO

La realizzazione della Cabina Primaria *Arbarello* si pone nell'ottica di potenziamento della rete DEE dell'area di Torino. L'opera, caratterizzata da struttura completamente interrata e priva di impatto ambientale, sfruttando la trasformazione di energia elettrica dal livello 220 kV AT (da rete RTN) al livello 22 kV MT, a mezzo di 2 trasformatori AT/MT, con una potenza complessiva installata pari a 126 MVA è destinata ad alimentare la rete cittadina, con focus sul centro città e sulla zona collinare, attraverso le 20 nuove linee elettriche uscenti.

L'impianto è entrato in regolare esercizio a Novembre 2020, con l'attivazione delle linee a 220 kV T.986 e T.294, nonché, dei trasformatori 220/22 kV TR1 e TR2.

6.1.2. POTENZIAMENTO CABINA PRIMARIA SUD

La C.P. *Sud,* prelevando l'energia elettrica in AT dalle stazioni RTN *Sangone* e *Politecnico,* effettua la trasformazione al livello 22 kV MT. Attraverso l'intervento di rinnovo sarà garantita la riduzione, fino a un livello trascurabile, dell'impatto ambientale dell'impianto presente, passando da una tecnologia *AIS* (Impianto aperto) a una tecnologia *GIS* (impianto completamente racchiuso in involucro metallico, in ambiente chiuso).

La cospicua riduzione degli spazi tecnici, tipica del suddetto passaggio, consentirà, inoltre, l'incremento del 50% della potenza installata volgendo, dagli attuali 120 MVA fino a 180 MVA di trasformazione.

Le nuove linee MT permetteranno il sostenimento delle nuove richieste di carico elettrico nella zona Sud della città e il conseguimento di una migliore ripartizione del carico, con conseguente aumento di affidabilità del sistema elettrico.

L'impianto è entrato in regolare esercizio ad Agosto 2020, con l'attivazione delle linee a 220 kV verso *Politecnico* e *Sangone*, nonché della terza unità di trasformazione 220/22 kV.

6.1.3. POTENZIAMENTO CABINA PRIMARIA TO-CENTRO SOSTITUZIONE TR1 220/22 KV

Avviata, in accordo con il programma pluriennale di rinnovo del macchinario elettrico, la sostituzione del trasformatore TR1 220/22 kV della Cabina Primaria TO-CENTRO. Il nuovo trasformatore, avente criteri di

elevato rendimento elettrico, consentirà un risparmio economico, a livello di perdite, stimabile in 130.000 kWh annui.

La messa in servizio è prevista per Febbraio 2021.

6.2. CABINE MT/BT

Come previsto nel Piano pluriennale di rinnovo e potenziamento degli impianti MT/BT, in riferimento all'anno 2020, sono state eseguite le seguenti attività:

- Realizzazione di n. 9 lavori edili, in particolare:
  - N. 3 lavori di ampliamento pozzi di accesso botole;
  - N. 4 lavori di realizzazione nuovi locali fuori terra;
  - N. 1 tombamento;
  - N. 1 modifica accesso;
- Rinnovo del complesso di apparecchiature di n. 53 cabine, in particolare:
  - Quadri MT;
  - Quadri BT;
  - Trasformatori MT/BT;
- Trasferimento di n. 33 cabine, in particolare:
  - Da rete 5.4 kV a rete 22 kV;
  - Da rete 6.3 kV a rete 22 kV;
  - Da rete 15 kV a rete 22 kV;
- Eliminazione di n. 63 cabine dalla rete di distribuzione.

6.3. LINEE MT

Nel 2020 sono proseguiti gli investimenti e l'avanzamento dei lavori riguardanti le linee MT nella zona Ovest e collinare di Torino con ulteriore avvio della bonifica delle linee critiche. Sono state attivate le prime 3 nuove linee attestate alla nuova C.P. Arbarello.

Si segnala il proseguimento del repowering delle linee *Chieri e Voli, l'ultimazione del repowering della linea Cosenza e l'avvio dei lavori di repowering della linea S.Rita.*

È stata Inoltre avviata la costruzione delle nuove linee MT per l'interconnessione della nuova C.P. Arbarello alla rete MT esistente, è stata ultimata la costruzione della nuova linea Tofane e prosegue la realizzazione delle nuove linee Alenia e Mattioli. Nel dettaglio:

- Tensione di esercizio 22 kV;

- Lunghezza complessiva cavi posati pari a 55 (54,94) km, di cui:
  - 49,5 (49,47) km per lavori di nuove linee e bonifiche;
  - 4,5 (4,47) km per lavori di manutenzione (es. innesti cabina, sostituzione tratti linea, etc.)

A valle dei lavori di dismissione e spostamento di cabine sulla rete DEE 22 kV sono stati dismessi circa 37.22 km di linee MT obsolete. In particolare, si segnala:

- Eliminazione di n. 1 linee in antenna appartenenti alla rete DEE 6.3 kV;
- Dismissione di 16.2 km di linea in cavo per rete DEE 6.3 kV;
- Dismissione di 0.23 km di linea in cavo per rete DEE 15 kV.
- Dismissione totale della linea *202* partente da *Monterosa*.
- Dismissione di 20,13 km di linea in cavo e 0,66 km di linea aerea con conduttori nudi per la rete DEE 22 kV la maggior parte dei quali per il repowering delle linee Chieri – Cosenza – Elba – Morgari e per la razionalizzazione di alcuni punti scambio con e-Distribuzione;

6.4. AGGIORNAMENTO SISTEMA ST IRETI

A seguito dell'aggiornamento del sistema ST alla nuova Release 2020, è stata adottata la Stazione Operatore Evoluta (SOE), una nuova interfaccia operatore. A livello di postazione operatore, la nuova interfaccia integra le funzionalità di ST con quelle di STWEB utilizzando una nuova tecnologia, chiamata ST Window Manager.

La SOE presenta i seguenti vantaggi:

- Integrazione degli ambienti ST ed STWeb in un'unica postazione operativa;
- Ottimizzazione delle attività degli operatori che operano per lavori;
- Configurazione dell'interfaccia grafica per scenari Operativi quali:
  - Monitoraggio;
  - Gestione Guasti;
  - Pianificazione.
- Riduzione del numero di:
  - Monitor;
  - Tastiere;
  - Mouse;
  - Apparati telefonici.

6.4.1. SISTEMA ST UNIFICATO IRETI – ASM VERCELLI

A seguito dell'acquisizione da parte di IREN delle quote parti del gestore della rete DEE di Vercelli, ATENA Vercelli (oggi ASM Vercelli S.p.A., di seguito ASM Vercelli), IRETI ha optato, in maniera analoga a quanto fatto nel 2018 con Parma, per l'unificazione dei Sistemi ST delle reti elettriche di Torino-Parma e Vercelli.

Rispetto al precedente sistema, dotato di un unico STUX e due distinti STM per le aree di Torino e Parma, è stato aggiunto un ulteriore STM per la gestione della rete elettrica di ASM Vercelli, per un totale di un unico STUX con tre STM distinti, come schematizzato in fig. 6. Il nuovo sistema è operativo dal 13 maggio 2020.

Dal punto di vista HW, il nuovo STM di Vercelli è distribuito tra le città di Vercelli e Torino, in modo da assicurare il funzionamento delle funzionalità *core* in caso di indisponibilità di uno dei due siti.
Ogni sede, infine, ospita un certo numero di postazioni operative collegate in LAN e in WAN.

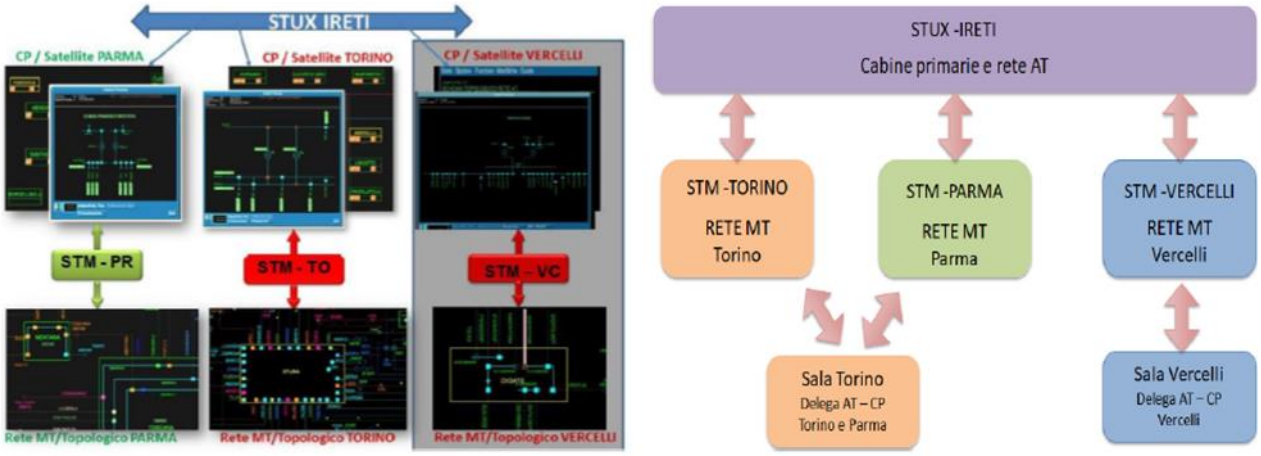

Figura 5 - Schema Sistema ST unificato Torino-Parma-Vercelli

7. RETE DEE PARMA – INTERVENTI PREVISTI PER IL 2021-2023 PER LA QUALITA' DEL SERVIZIO

Si riportano di seguito i principali interventi finalizzati al miglioramento della qualità del servizio della rete previsti per il **triennio 2021-2023**, in termini di Impianti AT/MT, Linee e cabine MT e sistema di telecontrollo.

7.1. IMPIANTI AT/MT

Nell'ottica del miglioramento della qualità del servizio per la rete DEE di Parma, relativamente agli interventi finalizzati riguardo gli impianti AT/MT, si riportano di seguito le principali azioni.

7.1.1. INSTALLAZIONE BOBINE DI PETERSEN CABINE PRIMARIE TOSCANA E BENEDETTA

Il progetto di installazione della bobina di Petersen nelle C.P. *Toscana* e *Benedetta*, con completamento previsto entro l'estate 2021, è finalizzato al completamento del sistema di gestione del neutro sulle reti MT

di Parma mediante il progressivo passaggio da sistema esercito a Neutro Isolato a sistema a Neutro Compensato.

L'investimento concerne la fornitura e posa in opera di "complessi a neutro", cioè apparecchiature elettriche costituite da trasformatore formatore di neutro, bobina di Petersen e relativo sistema di gestione e automazione (nella proporzione 1:1, con un complesso per ogni sezione MT di C.P.).

I principali benefici attesi (in maggioranza già sperimentati dal 2004 nella rete DEE di Torino con l'esercizio a Neutro Compensato) sono i seguenti:

- Riduzione delle correnti di guasto a terra con conseguente miglioramento della probabilità di autoestinzione dei guasti;
- Limitazione, pressoché totale, delle sovratensioni conseguenti al guasto, a beneficio della vita attesa dei cavi MT e dei relativi accessori.

7.1.2. RINNOVO ORGANI DI MANOVRA 132 kV CABINE PRIMARIE TOSCANA E BENEDETTA

L'investimento è finalizzato alla sostituzione, per obsolescenza, di n. 11 sezionatori semplici dei montanti a 132 kV installati in diversi impianti primari. La sostituzione delle apparecchiature comporterà l'installazione di "sezionatori con comando motorizzato".

In tal contesto, sarà possibile l'attuazione di manovre di apertura/chiusura "a distanza" da parte degli operatori comportando sostanziali e importanti benefici in termini di sicurezza delle persone.

L'attività, operativamente complessa in quanto svolta in prossimità di impianti in servizio, è stata avviata a partire dal quarto trimestre del 2020, con ultimazione entro l'estate 2021.

7.2. CABINE MT/BT

Gli interventi previsti sulle cabine secondarie hanno i seguenti obiettivi:

- Risoluzione delle problematiche di sicurezza e vetustà che caratterizzano le cabine in configurazione a giorno (tipicamente con sezionatori non sotto-carico e con presenza di elementi in amianto) e che trova riscontro in un piano pluriennale di rinnovo completo delle cabine aventi le suddette caratteristiche;
- Aumento dell'affidabilità impiantistica e limitazione dei disservizi (con particolare riferimento ai picchi di sovraccarico legati al caldo estivo), che trova riscontro in un piano pluriennale di sostituzione e potenziamento (in taglia e in numero) dei trasformatori MT/BT definito sulla base dei raffronti tra potenzialità impiantistica e le previsioni dei futuri scenari di carico;

- Aumento della tempestività di ricerca dei guasti conseguibile con il piano di rinnovo delle apparecchiature, nelle cabine più strategiche dal punto dell'esercizio della rete, per consentirne il telecomando/telecontrollo;
- Azioni di miglioramento della vetustà impiantistica nell'ottica ambientale con un piano pluriennale di sostituzione dei trasformatori in olio contenenti PCB.
- Interventi puntuali di rinnovo completo di cabine particolarmente strategiche e/o caratterizzate da criticità riscontrate nei piani periodici di controllo.

7.3. LINEE MT

Per quanto riguarda la rete MT, i principali driver sulla base dei quali sono stati individuati gli interventi di sviluppo e potenziamento sono:

- Risoluzione delle criticità di controalimentazione della C.P. TOSCANA in caso di fuori servizio dell'AT. Tali criticità sono risolvibili attraverso l'aumento dell'interconnessione della rete (che serve prevalentemente il centro cittadino) con la rete che alimenta le zone più periferiche e rurali. In tal modo è possibile:
    - Ottenere importanti punti di controalimentazione per sopperire ad eventuali fuori servizio parziali o totali della C.P.;
    - Riequilibrare carico e utenti in modo più omogeneo sulle C.P.
- Riduzione dell'impatto della qualità del servizio a seguito di guasto. Tale riduzione è ottenibile con la realizzazione delle nuove dorsali congiungenti che consentirebbero di razionalizzare la distribuzione degli utenti per linea. Con queste azioni si potrebbe ottenere anche un beneficio indiretto, cioè il potenziale riequilibrio dei carichi sulle linee e quindi il miglioramento nella gestione degli assetti e della controlimentabilità (anche per lavori sulla rete) e una potenziale razionalizzazione dei percorsi delle linee stesse per renderne più fruibile la manutenzione.
- Riduzione dell'impatto sull'utenza in caso di guasto (miglioramento della qualità del servizio). Sono state individuate le seguenti tipologie di intervento:
    - controalimentazione di dorsali in antenna;
    - Aumento del numero delle porzioni di rete con cabine in configurazione entra-esce;
    - Eliminazione delle derivazioni in antenna o riconfigurazione con partenza da cabina secondarie e non da derivazione rigide;

- Creazione di percorsi di controalimentazione per derivazione in antenna che alimentano numerose cabine.

- Mitigazione dei fenomeni di micro interruzione per effetto della sostituzione sulle derivazione di conduttori nudi di basse prestazioni con nuovi materiali più performanti. Oltre al miglioramento in termini di maggior insensibilità agli agenti esterni (contatto con volatili, getti irrigui, fenomeni atmosferici) se ne trarrebbe vantaggio in termini di aumento della corrente di cortocircuito, di resistenza meccanica, e di manutenzione.

Nell'ambito dei piani di miglioramento sono state prese in considerazione anche le reti BT (con particolare riferimento alle linee nude site nel centro della città). Viste le criticità in tema di sicurezza per le persone, sicurezza impiantistica (tenuta dei supporti), della manutenibilità, e del decoro anche dal punto di vista architettonico, è stato sviluppato un piano di sostituzione diviso in 15 zone, con un programma di intervento di circa 1 zona ogni due anni. Nello stesso ambito vengo svolti anche interventi di potenziamento delle linee in ottica di adeguamento ai futuri scenari di carico.

7.4. SISTEMA DI TELECONTROLLO

L'unificazione con il sistema ST di Vercelli si evolverà nel biennio 2021-2022 con la "virtualizzazione" del sistema ST DEE. Questa evoluzione è implementata per ottenere i seguenti obiettivi:

- incremento dell'efficienza a seguito della riduzione del numero complessivo dei server, e della massimizzazione dell'utilizzo dell'hardware;
- flessibilità e scalabilità, sia da un punto di vista di risorse (mediante la semplice aggiunta di server) che applicativo, potendo variare facilmente il numero e la dimensione delle macchine virtuali;
- incremento dell'indice di disponibilità e affidabilità, facilitando le configurazioni in alta affidabilità;
- maggiore sicurezza e segregazione, potendo isolare eventuali macchine compromesse e/o causa di effetti dannosi o inefficienze;
- possibilità di realizzare snapshot, cioè di creare e memorizzare vere e proprie "fotografie" di ciascuna macchina virtuale;
- scalabilità e replicabilità delle soluzioni e degli ambienti di telecontrollo;
- dimensionamento degli ambienti SW ed HW tale da garantire la sostenibilità degli sviluppi richiesti dall'evoluzione tecnologica e normativa nei prossimi anni, in particolare a proposito dei seguenti temi:
    - Digital Twin;

- protocolli sicuri di scambio dati con il campo (crittografia);
- osservabilità della Generazione Distribuita;
- aumento dell'automazione delle reti;
- smart grid;

L'omogeneità architetturale e funzionale costituisce un valido abilitatore per la gestione del sistema nel suo complesso, con strumenti e procedure unificate e condivise.

8. RETE DEE TORINO - INTERVENTI PREVISTI PER IL 2021-2023 PER LA QUALITA' DEL SERVIZIO

Nell'ottica del miglioramento della qualità del servizio per la rete DEE di Torino, relativamente agli interventi finalizzati riguardo gli impianti AT/MT, si riportano di seguito le principali azioni.

8.1. IMPIANTI AT/MT

Nel 2019 sono stati avviati n. 2 progetti di trasformazione dell'energia da AT a MT, comportanti un incremento complessivo della potenza installata totale pari a 292 MVA, che consentiranno:

- La distribuzione omogenea del carico della rete tra impianti primari;
- Il conferimento di potenza, in prospettiva di importanti sviluppi commerciali e residenziali, nella zona Nord-Est di Torino.

Un ulteriore filone di investimenti fa riferimento al tema della regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva: l'Autorità ha infatti prospettato l'ipotesi di aggiornare, a partire dall'anno 2022, la regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva, con particolare riferimento ai seguenti livelli minimi del fattore di potenza:

- Per i clienti finali e le imprese distributrici in alta e altissima tensione, 0,95 per i prelievi di energia reattiva ed 1 per le immissioni;
- Per i clienti finali in media e bassa tensione, un valore pari a 1 per le immissioni di energia reattiva;
- Per i transiti di energia reattiva tra reti di distribuzione, 0,95 per i prelievi di energia reattiva ed 1 per le immissioni.

Al superamento dei livelli minimi del fattore di potenza qui riportati, si prevede l'applicazione di corrispettivi unitari.

Preso atto di quanto dichiarato dall'Autorità, è stato avviato uno studio su ogni cabina primaria, con particolare riferimento sull'Energia Reattiva Immessa (Q4) e alla disponibilità di spazio per installare un

adeguato sistema di compensazione delle immissioni. I risultati sono stati presentati all'Autorità e a Terna: da quest'ultima, in seguito ad approfondimenti tecnici, IRETI riceverà istruzioni sugli interventi da implementare e su quali cabine saranno effettivamente soggette alla normativa.

8.1.1. REALIZZAZIONE CABINA PRIMARIA BRAMANTE

La realizzazione della C.P. *Bramante*, insieme al progetto di potenziamento della C.P. *Sud*, ha l'obiettivo di incrementare la potenza disponibile nella zona Sud dell'area torinese. La cabina, inoltre, sarà in grado di fornire alimentazione al nuovo polo di manutenzione di Trenitalia.

L'energia elettrica, prelevata in AT dalla RTN, sarà trasformata al livello MT 22 kV attraverso n. 3 trasformatori, di cui n.2 da 63 MVA ciascuno destinati alla rete di distribuzione metropolitana e n.1 da 25 MVA finalizzazione all'alimentazione dell'utenza Trenitalia.

A seguito dell'avvio delle attività di progettazione edile ed elettriche avvenuto nel 2019, si prevede entro la primavera 2022 l'avvio dei lavori ed entro il primo semestre del 2024 la loro conclusione.

8.1.2. REALIZZAZIONE CABINA PRIMARIA MICHELIN

La realizzazione della C.P. *Michelin* si pone l'obiettivo di fornire potenza elettrica nella zona Nord-Est di Torino.

L'energia elettrica, prelevata dalla rete RTN AT 132 kV e trasformata in MT 22 kV, sarà immessa in rete attraverso n. 20 linee in cavo. Allo stato attuale, è in fase di perfezionamento il progetto esecutivo con previsione di gara nella primavera del 2021 ed esecuzione lavori prevista per il 2022.

Contestualmente alla realizzazione della suddetta C.P., con conclusione prevista entro il quarto trimestre del 2022, è prevista la progettazione e realizzazione del nuovo elettrodotto a 132 kV *Michelin - Monterosa*. Tale infrastruttura permetterà l'abbandono dell'obsoleta linea a 132 kV in olio fluido T.601 *Monterosa - Stura TERNA.*

8.1.3. SOSTITUZIONE TRASFORMATORI AT/MT

Sulla base di informazioni riguardanti analisi di vita residua e di impatto ambientale, è in corso d'attuazione il piano di sostituzione programmata dei seguenti trasformatori AT/MT:

- Trasformatore TR1 *C.P. Centro*, con completamento lavori previsto entro l'anno 2021;
- Trasformatore TR4 C.P. *Martinetto*, con in corso la costruzione del nuovo trasformatore e completamento attività entro Dicembre 2021.

8.1.4. SOSTITUZIONE APPARECCHIATURE IN ALTA TENSIONE

Allo stato attuale, sono in fase di completamento i lavori di progressiva sostituzione delle apparecchiature di manovra AT con circuiti di comando di tipo pneumatico caratterizzate da manutenzioni complesse e soggette a verifiche di Legge.

Il piano, con conclusione prevista entro la primavera 2021, garantirà la sostituzione degli ultimi interruttori della C.P. *Lucento*.

8.2. CABINE MT/MT

È stata completata, a Marzo 2021, la progettazione per il rinnovo di 6 cabine di trasformazione da 27 a 6,3 kV; l'attività consentirà di raggiungere due importanti obiettivi:

- L'eliminazione di apparecchiature ormai obsolete, di difficile manutenibilità e di scarsa affidabilità;
- L'eliminazione, in due delle sei cabine, di interruttori con comando pneumatico, equipaggiati con recipienti a pressione soggetti ad invasive verifiche di Legge.

I lavori sono stati affidati a Febbraio 2021; conclusione prevista entro Dicembre 2023.

8.3. CABINE MT/BT

In prospettiva del conseguimento degli obiettivi di sicurezza, allo stato attuale è in fase di gara l'opera di rinnovo di n.6 cabine di trasformazione 27/6 kV.

Tale piano, con conclusione prevista entro il 2021, sarà attuato attraverso l'eliminazione dei quadri elettrici obsoleti sprovvisti dei requisiti per la tenuta dell'arco elettrico.

Per il triennio 2021-2023 si segnalano inoltre i seguenti lavori previsti:

1) Realizzazione di n.18 locali per cabina fuori terra;
2) Realizzazione/costruzione/Ampliamento di n. 24 pozzi di accesso botole in cabine interrate;
3) Ristrutturazione del locale cabina per n. 120 cabine contestuale alla sostituzione delle relative apparecchiature;
4) Spostamento di n. 60 cabine da reti obsolete (5.4 kV, 6.3 kV, 15 kV, 27 kV) a rete 22 kV.
5) Dismissione di n. 150 cabine.

8.4. LINEE MT

Relativamente ai lavori sulle linee MT finalizzati al miglioramento della qualità di servizio, per il triennio 2021-2023, si segnala quanto di seguito:

1) Costruzione di n. 2 nuove linee MT a 22 kV, denominate *Alenia* e *Silo* finalizzate alla progressiva dismissione e abbandono della obsoleta rete DEE a 6,3 kV. Le suddette nuove linee saranno caratterizzate da grado di isolamento maggiorato (18-30 kV) rispetto al precedente adottato fino al 2018 (12-20 kV).

   Contestualmente alla posa delle linee, sarà eseguita la posa del cavo in fibra ottica collegante tutte le C.S. con la relativa C.P. di riferimento;

2) Realizzazione di n. 14 interconnessioni necessarie all'esercizio della C.P. *Arbarello* sulla rete DEE 22 kV per un totale di 20.20 km di cavo.

3) Ultimazione del repowering di 3 linee MT denominate *Voli, S. Rita* e *Chieri.*

4) Avvio del repowering di 11 linee MT denominate *Gavi, Arbe, Traves, Sirio, Malta, Valdocco, Asiago*, *Emilia, Poste, Garda, Grosso*.

   Tutte le linee sopra descritte verranno costruite con grado di isolamento maggiorato (18-30 kV) e contestualmente alla posa del cavo MT sarà posata una fibra ottica collegante tutte le cabine MT/BT con le C.P. di riferimento.

8.5. TELECONTROLLO

Relativamente alla qualità del telecontrollo della rete DEE di Torino, si segnalano i seguenti interventi sul sistema ST per ampliare il perimetro di monitoraggio:

- installazione applicativo GEO della suite WEB del sistema ST: tale applicativo rappresenta in tempo reale tutti i clienti MT e BT interrotti su mappa geografica. La rappresentazione real-time è consentita da un'interfaccia di comunicazione con il sistema ST "su evento": ogni volta che un evento di interruzione viene registrato sul sistema ST, questo viene inviato all'applicazione GEO con l'indicazione del numero e delle caratteristiche degli utenti interrotti;
- installazione applicativo PoQ della suite WEB del sistema ST: tale applicativo serve per il monitoraggio della Qualità della Tensione, consentendo di archiviare ed elaborare i dati di misura della Qualità della Tensione dei nodi della rete MT di distribuzione ai sensi della delibera ARG 198/11; i dati di misura sono raccolti dalle Apparecchiature di Misura (AdM) installate sulle sbarre MT delle C.P. Le principali funzionalità del PoQ sono:
    - analizzare la qualità della tensione in conformità con la normativa vigente (EN 50160);
    - visualizzare le registrazioni relative ai buchi di tensione, sia quelle di singolo evento che quelle di sintesi;

- visualizzare i limiti di conformità delle misure ricevute;
- produrre rapporti giornalieri, settimanali e mensili di analisi, secondo determinati criteri di estrazione;
- individuare correlazioni con altri parametri (ad es. intervento protezioni) provenienti dal sistema ST;
- configurare le AdM;
- produrre i report di anagrafica delle sbarre e dei buchi di tensione nel formato richiesto da ARERA;

- installazione applicativo CO Remoto della suite WEB del sistema ST: tale applicativo, tramite il client STWeb del Cemtro Operativo di riferimento, permetterà di collegarsi ad un altro Centro Operativo; pertanto, un utente del Centro Operativo di Torino potrà accedere alle applicazioni web di Parma e/o Vercelli usando un solo client STWeb. Una volta effettuato il collegamento al CO Remoto, sarà possibile attivare le applicazioni web a cui l'utente è abilitato. L'applicativo richiede che la postazione da cui si attiva il client STWeb raggiunga il server web del Centro Operativo remoto. Il login e l'accesso avverranno sempre sull'istanza del Centro Operativo di riferimento dell'utente;
- al fine di adeguare l'applicazione della Qualità Tecnica del Servizio del Sistema di Telecontrollo alle nuove disposizioni di calcolo dei RIPE (Rimborsi per Interruzioni Prolungate Estese) per il periodo regolatorio 2020 – 2023, il sistema è stato aggiornato con un nuovo flusso dati che, tramite l'import di un file .csv debitamente compilato e depositato dal personale di IRETI. in una cartella condivisa, carichi massivamente nel database i dati mensili di potenza, energia e continuità contrattuale dei POD.

  L'ARERA considera, come indice di imprecisione, la mancanza di una idonea schematica a testimonianza della parte di rete elettrica interessata dall'interruzione. Di conseguenza, per ogni interruzione di alimentazione MT, vengono prodotti gli schemi di rete MT nell'istante immediatamente precedente e immediatamente successivo all'apertura dell'interruzione stessa. In caso di interruzioni che interessano una sola direttrice, vengono prodotti dal sistema di telecontrollo due file (in formato .svg), chiamati PRE e POST, contenenti lo schema della direttrice oggetto dell'interruzione:
  - PRE: contiene lo schema della direttrice in stato reale nell'istante precedente alla manovra origine dell'interruzione;

- POST: contiene lo schema della direttrice in stato reale nell'istante successivo alla manovra origine dell'interruzione.

I suddetti file hanno un contenuto statico e rappresentano la direttrice nella sua rappresentazione completa. Qualsiasi interruzione, sia generata da una apertura manuale che da una apertura automatica, produrrà la creazione degli schemi. Nel caso in cui l'interruzione interessi n direttrici, il sistema genera 2*n schemi. Ciascuna coppia di schemi riproduce lo schema della direttrice di riferimento nell'assetto reale al momento dell'apertura dell'interruzione.

8.5.1. RINNOVO APPARATI PERIFERICI DI TELECONTROLLO

La corretta comunicazione tra il centro di telecontrollo e le cabine elettriche dislocate nel territorio avviene mediante "vettori di telecomunicazione" a *doppino telefonico in rame* e *sistemi via etere (4G),* differenti in funzione degli anni di installazione.

L'indirizzo attuale prevede il graduale convogliamento e messa in servizio con un unico vettore a mezzo di sistemi in fibra ottica, con elevati standard in termini di qualità e affidabilità. Tale soluzione, tuttavia, necessità di dovuti adeguamenti agli apparati terminali presenti nelle C.P. (periferici di telecontrollo), installando nuove versioni in grado di colloquiare con vettori di tipo ottico.

9. PROGETTI DI INNOVAZIONE – PROGETTO SMART GRID

I sistemi elettrici di distribuzione in MT sono costituiti, tradizionalmente, da linee elettriche protette contro il guasto a terra e il corto circuito direttamente all'origine. Pertanto, a fronte di un guasto elettrico, il livello di disservizio per le utenze, in termine di utenti disalimentati e di tempi di rialimentazione, può essere considerevolmente alto.

Il progetto Smart-Grid è stato avviato tramite una sperimentazione su n. 5 cabine della rete DEE 22 kV di Torino e n. 2 cabine della rete DEE 15 kV di Parma.

Gli obiettivi principali del progetto sono finalizzati a:

- Incremento dell'automazione sulla rete MT tramite inserimento di ulteriori livelli di protezione con interruttori in C.S.;
- Implementazione di automatismi BT tramite il telecontrollo degli interruttori in uscita dalle C.S.;
- Implementazione di innovativi sensori di corrente e tensione negli scomparti di C.S.;
- Implementazione di sistemi di gestione e controllo per l'utenza attiva sottesa.

La sperimentazione è realizzata a mezzo di:

- Evoluzione del Protocollo di comunicazione (Standard IEC 61850) tra gli apparati presenti lungo la linea di distribuzione (da C.P. all'Utente finale);
- TPT2020 posti in C.P. in grado di interfacciarsi con le protezioni di C.P. DV7203 (Pannello A3, conforme alla Rev. 6 del 03/08/2018) e di comunicare significative informazioni dalle C.S., a mezzo di GOOSE del IEC 61850, per incrementarne il livello di monitoraggio;
- Interruttori MT ICS in grado di aprire su guasto (Fig.7);
- Interruttori BT motorizzati in grado di interfacciarsi con il sistema di telecontrollo;
- UP di nuova generazione in grado di interfacciarsi con gli RG-DM e di acquisire grandezze significative della C.S. per incrementarne il livello di monitoraggio;
- Rilevatori di guasto RG-DM;
- Terminali con sensori integrati per le misure di tensione e corrente da posizionare negli scomparti di cabina secondaria.

In cabina sono installati diversi sensori permettenti il monitoraggio dello stato della cabina, ciò è possibile attraverso l'UP alla quale sono collegati e inviante i segnali acquisiti al centro.

I principali sensori installati sono i seguenti:

- Sensore di apertura porta;
- Sensore di rilevamento fumo;
- Sensore di temperatura;
- Sensore di livello stato in cunicolo per rilevamento dell'eventuale presenza di acqua in cabina.

Figura 6 - Scomparti ICS Interruttori MT

I benefici attesi consistono nella drastica riduzione dei tempi di disservizio all'utenza in caso di guasto.

Attualmente, le cabine telecontrollate dotate di equipaggiamento Smart-Grid sono in regolare servizio e in stato di osservazione.

Solo a conclusione positiva del progetto, si valuteranno le modalità di prosecuzione dello stesso.

10. PIANO RESILIENZA

10.1. PREMESSA E OBIETTIVI DEL PIANO RESILIENZA

Il presente documento è stato predisposto per la pubblicazione e la comunicazione del Piano resilienza delle reti di distribuzione di IRETI, ai sensi di quanto disposto all'art. 78, comma 78.6 del Titolo 10 del TIQE. Il Piano Resilienza ha orizzonte temporale triennale (2021-2023), come definito dal TIQE ed in analogia del Piano di sviluppo delle reti di cui fa parte.

Obiettivo del Piano Resilienza è quello di incrementare il livello di resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica in caso di eventi meteo estremi, ovvero di rendere il sistema elettrico maggiormente immune alle condizioni avverse estreme e poter garantire quindi una maggiore affidabilità delle alimentazioni anche in tali contesti.

Gli eventi climatici sono fortemente legati alla territorialità: per tale motivo è stata condotta un'analisi, con declinazione particolare sulla rete di distribuzione di Torino e di Parma, per definire quali fattori climatici avversi devono essere considerati nel caso di IRETI. Gli approfondimenti hanno dato come esito:

- nevicate e forti raffiche di vento (manicotti di ghiaccio) per la rete di distribuzione di Parma;
- ondate di calore per la rete di distribuzione di Torino.

Gli approfondimenti sull'evoluzione climatica degli ultimi anni dimostrano come i cambiamenti climatici, conseguenza del riscaldamento globale ed origine degli eventi climatici avversi citati, non solo sono attualmente in atto, ma sono destinati con ogni probabilità ad accentuarsi. Si può quindi ipotizzare un futuro incremento della frequenza di accadimento degli eventi climatici analizzati nel presente Piano.

10.2. PIANO RESILIENZA – RETE DEE PARMA

10.2.1. METODO DI CALCOLO IRI

Al fine di calcolare l'Indice di Resilienza (di seguito IRE) e l'Indice di Rischio (di seguito IRI), è stato seguito il modello di calcolo proposto nell'Allegato A alla determinazione DIEU 7 marzo 2017, n. 2/2017 - Linee guida per la presentazione dei Piani di lavoro per l'incremento della resilienza del sistema elettrico di cui agli artt. 77 del TIQE (all. A alla delibera 646/2015/R/eel) e 37 del TIQ.TRA (all. A alla delibera 653/2015/R/eel).
Di seguito sono riportate le formule adottate per il calcolo dell'indice di rischio:

$$IRI = \frac{N_{ud}}{T_R} = \frac{1}{IRE}$$

Dove:

- IRI è l'indice di rischio;
- T_R è il tempo di ritorno associato all'evento climatico, il cui inverso è la probabilità di accadimento dell'ondata di calore;
- N_{ud} è il numero di utenti BT disalimentati, tale parametro è stato individuato considerando chiuse tutte le vie di possibile controalimentazione MT e considerando la piena disponibilità delle C.P.;
- IRE è l'indice di resilienza.

10.2.2. INTERVENTI SCELTI

Sono state analizzate porzioni di rete dorsali congiungenti, con le seguenti caratteristiche:

- Linea aerea nuda;

- Sezione < 50 mm^2;
- Materiale: rame ad armamento rigido.

Si ipotizza che, in occasione di un evento severo, come forti nevicate o forti raffiche di vento, tutti i conduttori con le caratteristiche sopra indicate possano cadere rendendo le dorsali congiungenti inutilizzabili. Pertanto, il cedimento di porzioni di rete delle congiungenti, comporterebbe la disalimentazione di tutti gli impianti presenti tra i due estremi. Pertanto, gli interventi pianificati prevedranno la sostituzione delle porzioni di linea aere nuda citate, con tratti di linee aeree in elicord e/o con tratti di cavo interrato. In tal modo, l'evento severo qui analizzato non avrà minore impatto sulla rete di distribuzione.

Per il calcolo dell'indice di rischio è stato considerato un tempo di ritorno valutato sulla base degli eventi severi legati a condizioni meteo avverse registrati, nel comune di Parma, negli ultimi 20 anni. Da un'analisi dei dati storici degli eventi climatici severi avvenuti, è stato deciso di considerare il tempo di ritorno TR pari a 14.

Gli interventi di risoluzione delle criticità individuati avranno inevitabilmente bisogno di iter autorizzativi complessi in quanto la maggior parte delle linee dorsali a conduttori nudi prese in esame, si sviluppano prevalentemente su terreno agricolo in proprietà privata. Ne consegue che, oltre all'iter autorizzativo riguardante la Legge Regionale n. 10 del 22/02/1993 e s.m.i., occorre ottenere dai vari proprietari le servitù necessarie ed in caso contrario valutare l'adozione di atti espropriativi. Tutto questo comporta una difficile valutazione dei tempi realizzativi.

Occorre precisare che, pur avendo le stesse caratteristiche di linea aerea nuda avente sezione < 50 mm^2 in rame ad armamento rigido, alcune congiungenti non sono state inserite nell'elenco degli interventi potenziali in quanto sono linee dorsali congiungenti con distributore locale confinante (e-Distribuzione).

Attualmente il Piano Resilienza 2021-2023 comprende i seguenti interventi in fase di progettazione e/o realizzazione:

- PANCRA – FRAORE;
- PANOC – PANOC
- CASELLO-MOLETO.

10.2.3. INDICE DI RISCHIO POSTINTERVENTO

Al fine di valutare l'IRI post intervento si assume che, tramite la realizzazione dell'intervento, il tempo di ritorno dell'evento climatico analizzato passi da 14 a 50 anni. In tal modo, considerando invariato il numero di clienti BT beneficiari dell'intervento, è possibile calcolare l'IRI post intervento.

10.3. PIANO RESILIENZA – RETE DEE TORINO

10.3.1. CONTESTUALIZZAZIONE TERRITORIALE DEL FATTORE CRITICO ANALIZZATO

Le ondate di calore sono condizioni meteorologiche avverse che si verificano durante i mesi estivi caratterizzate da temperature elevate, al di sopra dei valori abituali, in concomitanza a periodi di siccità che perdurano per diversi giorni. Ad oggi non esiste una definizione standard di ondata di calore, in quanto tale evento dipende fortemente dalla variabilità dei parametri climatici dell'area considerata. Il presente documento ha l'obiettivo di definire un metodo probabilistico di calcolo dell'indice di rischio correlato all'impatto dell'ondata di calore sulla rete di distribuzione di energia elettrica di Torino.

Di seguito è riportata la formula per determinare l'IRI:

$$IRI = P_{OC} * N_{ud} = \frac{1}{IRE}$$

Dove:

- IRI è l'indice di rischio;
- P_{OC} è la probabilità di accadimento dell'ondata di calore;
- Nud è il numero di utenti BT disalimentati, tale parametro è stato individuato considerando chiuse tutte le vie di possibile controalimentazione MT e considerando la piena disponibilità delle C.P.;
- IRE è l'indice di resilienza.

  Al fine di individuare l'ondata di calore è stato adottato un approccio di tipo probabilistico basato sulla determinazione e sul superamento di determinati valori di soglia di un set di parametri.

10.3.2. ANALISI PERIODO ESTIVO

Le ondate di calore si verificano durante i mesi estivi, per tale motivo è stato ritenuto opportuno effettuare le analisi del caso suddividendo ogni anno in due periodi:

- Periodo estivo (maggio-settembre: 5 mesi critici);
- Periodo non estivo (ottobre-aprile: 7 mesi non critici).

Tramite l'analisi dell'andamento dei guasti osservati dal 2008 al 2017 (Grafico 1, Grafico 2), è possibile vedere come vi sia un progressivo aumento dei guasti durante il periodo estivo rispetto a quello non estivo.

Grafico 1 - Andamento dei guasti della rete nel periodo non estivo

Grafico 2 - Andamento dei guasti della rete nel periodo estivo

Tramite il confronto dei guasti durante il periodo estivo è possibile individuare, nell'ambito dell'orizzonte temporale considerato:

- L'anno con maggior numero di guasti: 2017;

- L’anno con minor numero di guasti: 2008.

10.3.3. DEFINIZIONE SET DI VARIBILI METEOROLOGICHE

Gli effetti delle ondate di calore sul funzionamento della rete elettrica di distribuzione sono attribuibili, non al verificarsi di una puntuale condizione ma, all’insieme di diverse condizioni meteorologiche. Per tale motivo è fondamentale definire le variabili meteo utili per individuare con maggior probabilità l’evento climatico considerato.

Si ritiene opportuno considerare le seguenti grandezze:

- Temperatura media [C°];
- Temperatura massima [C°];
- Temperatura minima [C°];
- Umidità media dell’aria [%];
- Umidità massima dell’aria [%];
- Umidità minima dell’aria [%].

Dal confronto delle suddette grandezze cumulate nel periodo estivo del 2008 e del 2017 (Fig.8) è stato possibile definire con più precisione quali sono i parametri climatici soggetti a maggior variazione.

Tale confronto, effettuato a parità di periodo estivo, tra anni con minimo livello di emergenza (2008) e massimo livello di emergenza (2017), ha evidenziato che i parametri climatici che variano maggiormente sono:

- Temperatura massima [C°];
- Umidità minima dell’aria [%].

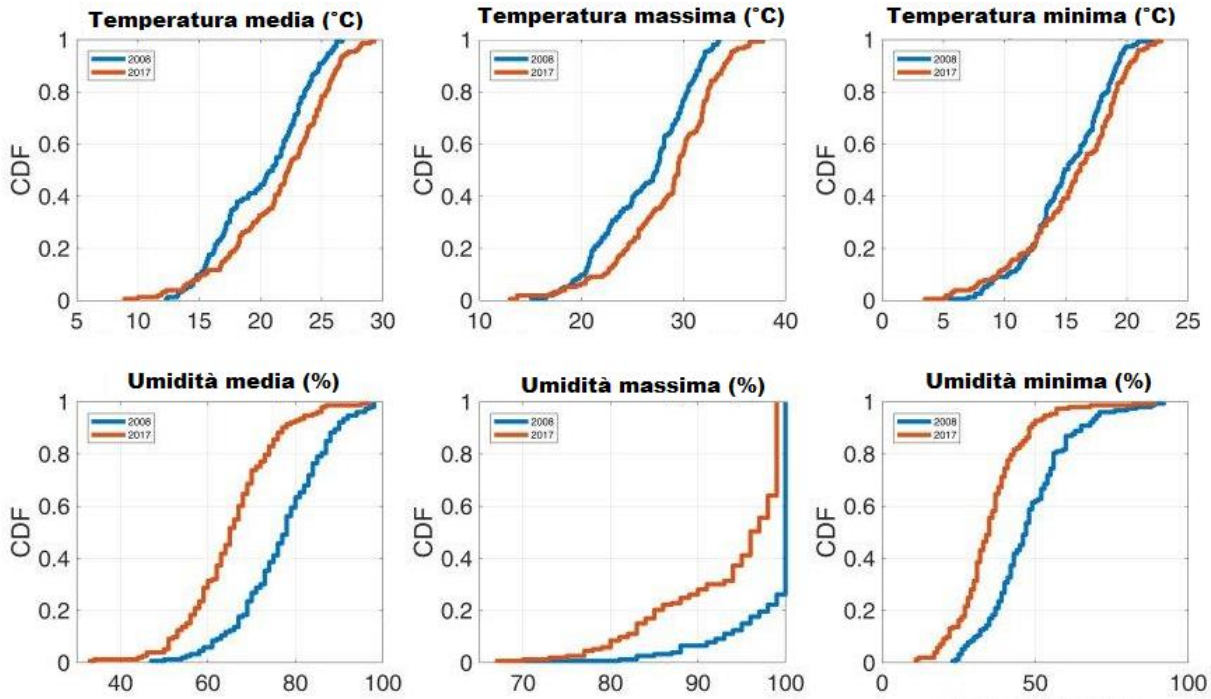

Figura 7 - Andamento della cumulata delle variabili climatiche considerate

Per cercare di individuare con maggior precisione il verificarsi dell'ondata di calore. È stato applicato un ulteriore livello selettivo ai parametri climatici. Per tale ragione è stato quindi valutato di considerare il:

- 50-esimo percentile della temperatura massima dei giorni senza pioggia [C°];
- 95-esimo percentile dell'umidità minima dell'aria nei giorni senza pioggia [%].

Oltre alle due grandezze climatiche fin qui considerate, è fondamentale considerare due altri parametri:

- Numero di giorni senza pioggia;
- Numero di occorrenze di giorni consecutivi senza pioggia.

Dopo aver definito i 4 parametri è indispensabile individuare le soglie, superate le quali, si determina la condizione di accadimento dell'ondata di calore.

Per trovare tali soglie è stata effettuata la correlazione fra:

- L'aumento percentuale dei guasti mese da periodo non estivo a periodo estivo per ogni anno (Tab.7);
- I valori dei 4 parametri scelti per anno (Tab.8).

ANNO	GUASTI MESE [n°]		VARIAZIONE GUASTI/MESE [%]
	PERIODO NON ESTIVO	PERIODO ESTIVO	
2008	10	12	27.46
2009	11	14	32.53
2010	11	17	54.55
2011	15	17	13.58
2012	11	15	43.78
2013	10	20	96.39
2014	15	20	30.67
2015	13	26	105.33
2016	12	25	109.18
2017	16	34	110.00

Tabella 7 - Aumento % dei guasti/mese da periodo non estivo a estivo

ANNO	N° GIORNI SENZA PIOGGA	N° DI OCCORRENZE DI GIORNI CONSECUTIVI SENZA PIOGGIA (con numero di giorni consecutivi senza pioggia ≥ 15)	50-esimo PERCENTILE DELLA TEMPERATURA MASSIMA DEI GIORNI SENZA PIOGGIA [°C]	95-esimo PERCENTILE DELL'UMIDITÀ MINIMA DELL'ARIA NEI GIORNI SENZA PIOGGIA [%]
2004	117	1	28.3	57
2005	113	0	28.3	56
2006	115	2	28.4	57
2007	105	1	28.7	52
2008	95	0	28.1	65
2009	114	1	29.2	51
2010	103	1	28.4	59
2011	104	1	28.4	56
2012	109	2	29.7	54
2013	116	2	29	53
2014	91	1	27.3	54
2015	112	2	29.2	56
2016	101	0	30.2	49
2017	115	2	30.1	48

Tabella 8 - Analisi annuale dei parametri scelti con declinazione nel periodo estivo

Correlando i dati riportati in Tab.7 e Tab.8 è possibile intercettare le soglie di interesse. In particolare, tramite l'aumento percentuale dei guasti/mese è possibile individuare quali sono gli anni con maggior criticità. Tale

analisi permette di correlare i dati dei guasti ai parametri di intensità e durata delle ondate di calore. In particolare, sono state intercettate le seguenti soglie:

- Numero di giorni senza pioggia ≥ 110;
- Numero di occorrenze di giorni consecutivi senza pioggia ≥ 1; con numero di giorni consecutivi senza pioggia ≥ 15;
- 50-esimo percentile della temperatura massima dei giorni senza pioggia > 29°C;
- 95-esimo percentile dell'umidità minima dell'aria nei giorni senza pioggia ≤ 50%.

10.3.4. CALCOLO DEL TEMPO DI RITORNO

Tramite l'applicazione combinata delle quattro soglie è possibile individuare il tempo di ritorno delle ondate di calore, il cui inverso è la probabilità di accadimento dell'evento.

Dalle analisi effettuate il fenomeno è stato riscontrato due volte considerando un orizzonte temporale di 14 anni (2004-2017), pertanto è assunto pari a 7. In tal modo è possibile calcolare la probabilità di accadimento dell'ondata di calore:

$$P_{OC} = \frac{1}{T_R} = \frac{2}{14} = 0{,}143$$

Dove:

- P_{OC} è la probabilità di accadimento dell'ondata di calore,
- T_R è il tempo di ritorno.

Per gli interventi inseriti per la prima volta nel Piano Resilienza 2020-2022, è stato considerato un tempo di ritorno pari a 3/14, in quanto è stato riscontrato l'accadimento dell'ondata di calore nel 2019.

10.3.5. INTERVENTI SCELTI E CALCOLO DELL'INDICE DI RISCHIO

Dalle analisi sin qui effettuate, è ritenuto opportuno effettuare interventi di rinnovo delle linee con indice di rischio maggiore.

Gli interventi selezionati prevedono la sostituzione del conduttore esistente con cavo interrato con sezione 185 mm^2 di alluminio e con tensione di isolamento pari a 18/30 kV. In particolare, al fine di incrementare la resilienza della rete, è prevista l'installazione di giunti con un livello di tensione di isolamento (30 kV) maggiore rispetto a quello strettamente necessario (22 kV).

La tensione di isolamento è un parametro che influisce sulla resistenza dei giunti (punto di discontinuità del cavo interrato), la scelta di incrementare tale valore garantisce una migliore resistenza alle sollecitazioni ed una maggior durata di vita nel tempo. Inoltre, tramite gli interventi selezionati, è possibile ridurre

sensibilmente il numero dei giunti attualmente presenti nelle linee MT. Tale aspetto è fondamentale in quanto lo stress termico, a cui è sottoposto il cavo durante le ondate di calore, provoca una significativa modifica della normale capacità di dispersione termica del terreno in cui sono interrate le linee. Il componente della linea MT maggiormente soggetto a guasti sotto condizione di stress termico è proprio il giunto.

Tramite l'analisi dei festoni che compongono le linee MT, è possibile definire l'impatto del doppio guasto in caso di ondata di calore, ossia il numero massimo di clienti BT disalimentati in caso di doppio guasto.

In Tab.9 sono riportati l'IRI e l'IRE calcolati per le linee MT GAVI e SIRIO oggetto dell'intervento di incremento resilienza.

LINEA	INDICE DI RISCHIO (IRI)	INDICE DI RESILIENZA (IRE)
Malta	987	0,001
Emilia	1112	0,001
Asiago	944	0,001

Tabella 9 - Indice di rischio calcolato per ogni intervento rientrante nel Piano 2021-2023

Attualmente il Piano Resilienza 2021-2023 comprende i seguenti interventi in fase di progettazione e/o realizzazione:

- SANTA RITA;
- ARBE;
- VOLI;
- TRAVES
- GAVI
- SIRIO.

10.3.6. INDICE DI RISCHIO POST INTERVENTO

Al fine di valutare l'IRI post intervento si assume che, tramite la realizzazione dell'intervento, il tempo di ritorno dell'evento climatico analizzato passi da 7 a 20 anni.

Per i nuovi interventi pianificati, si assume che il tempo di ritorno dell'evento climatico analizzato passi da 5 a 25 anni. In tal modo, considerando invariato il numero di clienti BT beneficiari dell'intervento, è possibile calcolare l'IRI post.

10.4. ANALISI COSTI BENEFICI

Obiettivo del presente paragrafo è quello di presentare l'approccio utilizzato da IRETI per l'analisi costi benefici degli interventi selezionati in ambito resilienza.

Facendo riferimento al comma 78.6 art. 78 della Delibera 31/2018/R/EEL e 668/2018/R/EEL, ed in particolare alla Scheda 7 ed 8, sono state individuate 5 categorie di benefici di seguito riportate.

Beneficio B1: minori costi per la riduzione delle interruzioni legate alla scarsa resilienza della rete ottenibile grazie all'intervento allo studio.

Il beneficio B1, raggiungibile tramite la realizzazione degli interventi oggetto del piano resilienza, è riconducibile al beneficio lato utente in termini di riduzione delle interruzioni per scarsa resilienza della rete.

Beneficio B2: minori costi per gli interventi in emergenza delle imprese distributrici in occasione delle interruzioni legate alla scarsa resilienza della rete.

Il beneficio B2, raggiungibile tramite la realizzazione degli interventi oggetto del piano resilienza, è riconducibile al beneficio lato distributore in termini di ricerca e risoluzione dei guasti in caso di evento estremo.

Beneficio B3: minori costi per la riduzione di interruzioni ordinarie ottenibile grazie all'intervento allo studio.

Si ritiene attribuibile a tale categoria il beneficio lato utente in termini di affidabilità della rete.

Beneficio B4: minori costi di esercizio delle imprese distributrici in occasione di interruzioni ordinarie.

Si ritiene attribuibile a tale categoria il beneficio lato distributore in termini di ricerca e risoluzione dei guasti nel caso di interruzioni ordinarie.

Beneficio B5: altri minori costi o altri benefici che non siano oggetto di potenziale doppio conteggio con i benefici suddetti. Si ritiene attribuibile a tale categoria il minor costo dovuto alla manutenzione ordinaria. La manutenzione ordinaria è un costo di tipo netto, che deriva dalla comparazione del costo di manutenzione che si ha con la nuova infrastruttura quella che si aveva con la vecchia.

10.5. SCHEDE DI INTERVENTO RESILIENZA

In riferimento ai suddetti interventi relativi al Piano Resilienza, si riportano di seguito le schede degli interventi in progetto, in realizzazione e conclusi per le reti DEE di Parma e di Torino.

10.5.1. SCHEDE DI INTERVENTO RESILIENZA – RETE DEE PARMA

In Tabella 10 si riporta la scheda di intervento per la linea MT Argini-Parmacotto, ultimata nel 2020.

ANAGRAFICA				
CODICE INTERVENTO	PR1RES			
NOME INTERVENTO	Rinnovo e potenziamento Congiungente MT Argini - Parmacotto			
AREA GEOGRAFICA	Parma: Porporano – str. Bassa dei Folli			
TIPOLOGIA INTERVENTO	Ricostruzione linea			
FATTORE CRITICO DI RISCHIO	Forte nevicata, Vento intenso			
DESCRIZIONE SINTETICA INTERVENTO	Sostituzione conduttori da 16, 25, 35 CU e 35 AL, facente parte di linee congiungenti tra due C.P. con cavo aereo Elicord 150 AL (e adeguamento relativa palificazione). L'intervento prevede altresì la mera demolizione di una tratta in conduttore nudo.			
IMPATTO SULLA CONSISTENZA				
LUNGHEZZA CAVO INTERRATO MT [m]	Pre interv.	0	Post interv.	0
LUNGHEZZA CAVO AEREO MT [m]	Pre interv.	145	Post interv.	1.435
LUNGHEZZA CONDUTTORE NUDO MT [m]	Pre interv.	1.850	Post interv.	0
LUNGHEZZA OPERE DI SCAVO [m]	0 (su suolo pubblico)			
NUMERO UTENTI BT DOMESTICI [n]	550			
NUMERO UTENTI BT NON DOMESTICI [n]	128			
NUMERO UTENTI MT	3			
INDICI DI RIFERIMENTO				
IRE PRE INTERVENTO	0,026			
IRE POST INTERVENTO	0,091			
PROGRAMMA LAVORI E COSTI PREVISTI				
DATA INIZIO REALIZZAZIONE	II semestre 2019			
DATA COMPLETAMENTO	II semestre 2020			
BENEFICI TOTALI INVESTIMENTO [k€/anno]	42,86			
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI TOTALI [€]	140.000			
LAVORI E COSTI EFFETTIVI				
DATA COMPLETAMENTO	II semestre 2020			
COSTI INVESTIMENTO EFFETTIVI TOTALI [€]	320.370			
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI ANNUI				
ANNO	**COSTI [€]**		**NOTE**	
2019	10.000			
2020	130.000			
COSTI INVESTIMENTO SOSTENUTI ANNUI				
ANNO	**COSTI [€]**		**NOTE**	
2019	0			
2020	320.370			

Tabella 10 - Scheda di intervento ricostruzione linea MT Argini-Parmacotto

In Tabella 11 si riporta la scheda di intervento per la linea MT Urosia-Clorei, concluso.

ANAGRAFICA				
CODICE INTERVENTO	PR2RES			
NOME INTERVENTO	Rinnovo e potenziamento Congiungente MT Urosia - Clorei			
AREA GEOGRAFICA	Parma: Coloreto - Via Emilio Lepido			
TIPOLOGIA INTERVENTO	Ricostruzione linea			
FATTORE CRITICO DI RISCHIO	Forte nevicata, Vento intenso			
DESCRIZIONE SINTETICA INTERVENTO	Sostituzione conduttore 25 Cu e 35 AL con: • Cavo aereo Elicord 150 AL (e adeguamento relativa palificazione); • Cavo interrato da 185 AL facente parte di linee congiungenti tra due C.P. L'intervento renderà necessaria la modifica dell'attuale tracciato.			
IMPATTO SULLA CONSISTENZA				
LUNGHEZZA CAVO INTERRATO MT [m]	Pre interv.	0	Post interv.	500
LUNGHEZZA CAVO AEREO MT [m]	Pre interv.	300	Post interv.	3.400
LUNGHEZZA CONDUTTORE NUDO MT [m]	Pre interv.	3.750	Post interv.	0
LUNGHEZZA OPERE DI SCAVO [m]	500 (su suolo pubblico)			
NUMERO UTENTI BT DOMESTICI [n]	649			
NUMERO UTENTI BT NON DOMESTICI [n]	249			
NUMERO UTENTI MT	11			
INDICI DI RIFERIMENTO				
IRE PRE INTERVENTO	0,016			
IRE POST INTERVENTO	0,056			
PROGRAMMA LAVORI E COSTI PREVISTI				
DATA PREVISTA INIZIO REALIZZAZIONE	II semestre 2018			
DATA PREVISTA COMPLETAMENTO	II semestre 2019			
BENEFICI TOTALI INVESTIMENTO [k€/anno]	143.96			
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI TOTALI [€]	365.000			
LAVORI E COSTI EFFETTIVI				
DATA COMPLETAMENTO	II semestre 2019			
COSTI INVESTIMENTO EFFETTIVI TOTALI [€]	534.482			
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI ANNUI				
ANNO	**COSTI [€]**		**NOTE**	
2018	15.000		Progettazione	
2019	350.000			
COSTI INVESTIMENTO SOSTENUTI ANNUI				
2018	13.232			
2019	521.250			

Tabella 11 - Scheda di intervento rinnovo linea MT Urosia-Clorei

In Tabella 12 si riporta la scheda di intervento per la linea MT Pancra-Fraore, in realizzazione.

ANAGRAFICA				
CODICE INTERVENTO	PR3RES			
NOME INTERVENTO	Rinnovo e potenziamento Congiungente MT Pancra - Fraore			
AREA GEOGRAFICA	Parma: San Pancrazio– Via Emilia Ovest			
TIPOLOGIA INTERVENTO	Ricostruzione linea			
FATTORE CRITICO DI RISCHIO	Forte nevicata, Vento intenso			
DESCRIZIONE SINTETICA INTERVENTO	Sostituzione conduttore 35 Cu, facente parte di linee congiungenti tra due C.P., con cavo aereo Elicord 150 AL (e adeguamento relativa palificazione).			
IMPATTO SULLA CONSISTENZA				
LUNGHEZZA CAVO INTERRATO MT [m]	Pre interv.	0	Post interv.	0
LUNGHEZZA CAVO AEREO MT [m]	Pre interv.	0	Post interv.	3.200
LUNGHEZZA CONDUTTORE NUDO MT [m]	Pre interv.	3.200	Post interv.	0
LUNGHEZZA OPERE DI SCAVO [m]	-			
NUMERO UTENTI BT DOMESTICI [n]	426			
NUMERO UTENTI BT NON DOMESTICI [n]	158			
NUMERO UTENTI MT	10			
INDICI DI RIFERIMENTO				
IRE PRE INTERVENTO	0,024			
IRE POST INTERVENTO	0,083			
PROGRAMMA LAVORI E COSTI PREVISTI				
DATA PREVISTA INIZIO REALIZZAZIONE	I semestre 2020			
DATA PREVISTA COMPLETAMENTO	II semestre 2021			
BENEFICI TOTALI INVESTIMENTO [k€/anno]	72,62			
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI TOTALI [€]	300.000			
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI ANNUI				
ANNO	**COSTI [€]**	**NOTE**		
2020	10.000	Progettazione		
2021	290.000			
COSTI INVESTIMENTO SOSTENUTI ANNUI				
ANNO	**COSTI [€]**	**NOTE**		
2020	38.049			

Tabella 12 - Scheda di intervento rinnovo linea MT Pancra-Fraore

In Tabella 13 si riporta la scheda di intervento per la linea MT Panoc-Panoc.

ANAGRAFICA				
CODICE INTERVENTO	PR4RES			
NOME INTERVENTO	Rinnovo e potenziamento Congiungente MT Panoc - Panoc			
AREA GEOGRAFICA	Parma: Panocchia			
TIPOLOGIA INTERVENTO	Sostituzione conduttore			
FATTORE CRITICO DI RISCHIO	Forte nevicata, Vento intenso			
DESCRIZIONE SINTETICA INTERVENTO	Sostituzione conduttore nudo 25 Cu su dorsale congiungente Panoc – Panoc con cavo aereo Elicord 150 AL.			
IMPATTO SULLA CONSISTENZA				
LUNGHEZZA CAVO INTERRATO MT [m]	Pre interv.	0	Post interv.	0
LUNGHEZZA CAVO AEREO MT [m]	Pre interv.	0	Post interv.	750
LUNGHEZZA CONDUTTORE NUDO MT [m]	Pre interv.	750	Post interv.	0
LUNGHEZZA OPERE DI SCAVO [m]	-			
NUMERO UTENTI BT DOMESTICI [n]	344			
NUMERO UTENTI BT NON DOMESTICI [n]	74			
NUMERO UTENTI MT	1			
INDICI DI RIFERIMENTO				
IRE PRE INTERVENTO	0,033			
IRE POST INTERVENTO	0,125			
PROGRAMMA LAVORI E COSTI PREVISTI				
DATA PREVISTA INIZIO REALIZZAZIONE	I semestre 2021			
DATA PREVISTA COMPLETAMENTO	II semestre 2022			
BENEFICI TOTALI INVESTIMENTO [k€/anno]	24,76			
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI TOTALI [€]	75.000			
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI ANNUI				
ANNO	**COSTI [€]**	**NOTE**		
2021	10.000			
2022	65.000			

Tabella 13 - Scheda di intervento rinnovo linea MT Panoc-Panoc

In Tabella 14 si riporta la scheda di intervento per la linea MT Casello-Moleto.

ANAGRAFICA				
CODICE INTERVENTO	PR5RES			
NOME INTERVENTO	Casello-Moleto			
AREA GEOGRAFICA	Parma - loc. Moletolo			
TIPOLOGIA INTERVENTO	Potenziamento linee congiungenti			
FATTORE CRITICO DI RISCHIO	Forte nevicata, vento intenso			
DESCRIZIONE SINTETICA INTERVENTO	Eliminazione/sostituzione di conduttori nudi di piccola sezione e chiusura in anello di derivazioni in antenna			
IMPATTO SULLA CONSISTENZA				
LUNGHEZZA CAVO INTERRATO MT [m]	Pre interv.	5000	Post interv.	6100
LUNGHEZZA CAVO AEREO MT [m]	Pre interv.	0	Post interv.	900
LUNGHEZZA CONDUTTORE NUDO MT [m]	Pre interv.	2000	Post interv.	1100
LUNGHEZZA OPERE DI SCAVO [m]	-			
NUMERO UTENTI BT DOMESTICI [n]	202			
NUMERO UTENTI BT NON DOMESTICI [n]	95			
NUMERO UTENTI MT	3			
INDICI DI RIFERIMENTO				
IRE PRE INTERVENTO	0,048			
IRE POST INTERVENTO	0,167			
PROGRAMMA LAVORI E COSTI PREVISTI				
DATA PREVISTA INIZIO REALIZZAZIONE	2022			
DATA PREVISTA COMPLETAMENTO	2023			
BENEFICI TOTALI INVESTIMENTO [k€/anno]	38,35			
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI TOTALI [€]	340.000			
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI ANNUI				
ANNO	**COSTI [€]**	**NOTE**		
2022	10.000	Progettazione		
2023	330.000	Realizzazione		

Tabella 14 - Scheda di intervento potenziamento linea MT Casello-Moleto

10.5.2. SCHEDE DI INTERVENTO RESILIENZA – RETE DEE TORINO

In Tabella 15 si riporta la scheda di intervento per la linea MT Chieri, in corso di esecuzione.

ANAGRAFICA				
CODICE INTERVENTO	TO1RES			
NOME INTERVENTO	Bonifica Dorsale MT Chieri			
AREA GEOGRAFICA	Torino			
TIPOLOGIA INTERVENTO	Ricostruzione Linea			
FATTORE CRITICO DI RISCHIO	Prolungata ondata di calore			
DESCRIZIONE SINTETICA INTERVENTO	Sostituzione conduttore esistente con cavo interrato da 185 AL e V di isolamento =18/30 kV.			
IMPATTO SULLA CONSISTENZA				
LUNGHEZZA CAVO INTERRATO MT [m]	Pre interv.	25.602	Post interv.	30.190
LUNGHEZZA CAVO AEREO MT [m]	Pre interv.	1.853	Post interv.	0
LUNGHEZZA CONDUTTORE NUDO MT [m]	Pre interv.	0	Post interv.	0
LUNGHEZZA OPERE DI SCAVO [m]	-			
NUMERO UTENTI BT DOMESTICI [n]	4.350			
NUMERO UTENTI BT NON DOMESTICI [n]	860			
NUMERO UTENTI MT	2			
INDICI DI RIFERIMENTO				
IRE PRE INTERVENTO	0,001			
IRE POST INTERVENTO	0,004			
PROGRAMMA LAVORI E COSTI PREVISTI				
DATA PREVISTA INIZIO REALIZZAZIONE	I semestre 2019			
DATA PREVISTA COMPLETAMENTO	II semestre 2020			
BENEFICI TOTALI INVESTIMENTO [k€/anno]	140,97			
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI TOTALI [€]	3.492.297			
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI ANNUI				
ANNO	**COSTI [€]**	**NOTE**		
2019	1.654.245,52			
2020	1.838.050,57			
COSTI INVESTIMENTO SOSTENUTI ANNUI				
ANNO	**COSTI [€]**	**NOTE**		
2018	67.022,31			
2019	1.546.939			
2020	3.398.790			
NOTE				
Si prevede la conclusione nel I semestre 2021, con ritardo rispetto alla data prevista dovuto a fattori esogeni riconducibili alla complessità morfologica della zona di posa del cavo (ad esempio per opere di scavo)				

Tabella 15 - Scheda di intervento ricostruzione linea MT Chieri

In Tabella 16 è riportata la scheda di intervento per la linea MT Elba, concluso.

ANAGRAFICA				
CODICE INTERVENTO	TO2RES			
NOME INTERVENTO	Bonifica Dorsale MT Elba			
AREA GEOGRAFICA	Torino			
TIPOLOGIA INTERVENTO	Ricostruzione Linea			
FATTORE CRITICO DI RISCHIO	Prolungata ondata di calore			
DESCRIZIONE SINTETICA INTERVENTO	Sostituzione conduttore esistente con cavo interrato da 185 AL e V di isolamento =18/30 KV			
IMPATTO SULLA CONSISTENZA				
LUNGHEZZA CAVO INTERRATO MT [m]	Pre interv.	7.664	Post interv.	7.785
LUNGHEZZA CAVO AEREO MT [m]	Pre interv.	0	Post interv.	0
LUNGHEZZA CONDUTTORE NUDO MT [m]	Pre interv.	0	Post interv.	0
LUNGHEZZA OPERE DI SCAVO [m]	4.529 (su suolo pubblico)			
NUMERO UTENTI BT DOMESTICI [n]	3.987			
NUMERO UTENTI BT NON DOMESTICI [n]	1.032			
NUMERO UTENTI MT	3			
INDICI DI RIFERIMENTO				
IRE PRE INTERVENTO	0,001			
IRE POST INTERVENTO	0,004			
PROGRAMMA LAVORI E COSTI PREVISTI				
DATA PREVISTA INIZIO REALIZZAZIONE	II semestre 2018			
DATA PREVISTA COMPLETAMENTO	II semestre 2019			
BENEFICI TOTALI INVESTIMENTO [k€/anno]	344,45			
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI TOTALI [€]	1.069.057			
LAVORI E COSTI EFFETTIVI				
DATA COMPLETAMENTO	II semestre 2019			
COSTI INVESTIMENTO EFFETTIVI TOTALI	1.401.975,48			
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI ANNUI				
ANNO	**COSTI [€]**		**NOTE**	
2018	777.496			
2019	291.561			
COSTI INVESTIMENTO SOSTENUTI ANNUI				
2018	571.460			
2019	830.515,63			

Tabella 16 - Scheda di intervento ricostruzione linea MT Elba

In Tabella 17 è riportata la scheda di intervento per la linea MT Morgari, concluso.

ANAGRAFICA				
CODICE INTERVENTO	TO3RES			
NOME INTERVENTO	Bonifica Dorsale MT Morgari			
AREA GEOGRAFICA	Torino			
TIPOLOGIA INTERVENTO	Ricostruzione Linea			
FATTORE CRITICO DI RISCHIO	Prolungata ondata di calore			
DESCRIZIONE SINTETICA INTERVENTO	Sostituzione conduttore esistente con cavo interrato da 185 AL e V di isolamento =18/30 kV.			
IMPATTO SULLA CONSISTENZA				
LUNGHEZZA CAVO INTERRATO MT [m]	Pre interv.	8.070,8	Post interv.	7.730
LUNGHEZZA CAVO AEREO MT [m]	Pre interv.	0	Post interv.	0
LUNGHEZZA CONDUTTORE NUDO MT [m]	Pre interv.	0	Post interv.	0
LUNGHEZZA OPERE DI SCAVO [m]	2.050 m (su suolo pubblico)			
NUMERO UTENTI BT DOMESTICI [n]	2.866			
NUMERO UTENTI BT NON DOMESTICI [n]	603			
NUMERO UTENTI MT	7			
INDICI DI RIFERIMENTO				
IRE PRE INTERVENTO	0,002			
IRE POST INTERVENTO	0,006			
PROGRAMMA LAVORI E COSTI PREVISTI				
DATA PREVISTA INIZIO REALIZZAZIONE	I semestre 2018			
DATA PREVISTA COMPLETAMENTO	II semestre 2019			
BENEFICI TOTALI INVESTIMENTO [k€/anno]	64,68			
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI TOTALI [€]	829.306			
LAVORI E COSTI EFFETTIVI				
DATA COMPLETAMENTO	II semestre 2019			
COSTI INVESTIMENTO EFFETTIVI TOTALI	913.593,27			
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI ANNUI				
ANNO	**COSTI [€]**		**NOTE**	
2018	519.400			
2019	309.906			
COSTI INVESTIMENTO SOSTENUTI ANNUI				
2018	443.957			
2019	469.636			

Tabella 17 - Scheda di intervento ricostruzione linea MT Morgari

In Tabella 18 è riportata la scheda di intervento per la linea MT Cosenza, concluso.

ANAGRAFICA				
CODICE INTERVENTO	TO4RES			
NOME INTERVENTO	Bonifica Dorsale MT Cosenza			
AREA GEOGRAFICA	Torino			
TIPOLOGIA INTERVENTO	Ricostruzione Linea			
FATTORE CRITICO DI RISCHIO	Ondata di calore			
DESCRIZIONE SINTETICA INTERVENTO	Sostituzione conduttore esistente con cavo interrato da 185 AL e con V di isolamento =18/30 kV			
IMPATTO SULLA CONSISTENZA				
LUNGHEZZA CAVO INTERRATO MT [m]	Pre interv.	5.365	Post interv.	4.330
LUNGHEZZA CAVO AEREO MT [m]	Pre interv.	0	Post interv.	0
LUNGHEZZA CONDUTTORE NUDO MT [m]	Pre interv.	0	Post interv.	0
LUNGHEZZA OPERE DI SCAVO [m]	-			
NUMERO UTENTI BT DOMESTICI [n]	3.822			
NUMERO UTENTI BT NON DOMESTICI [n]	613			
NUMERO UTENTI MT	3			
INDICI DI RIFERIMENTO				
IRE PRE INTERVENTO	0,002			
IRE POST INTERVENTO	0,005			
PROGRAMMA LAVORI E COSTI PREVISTI				
DATA PREVISTA INIZIO REALIZZAZIONE	I semestre 2019			
DATA PREVISTA COMPLETAMENTO	II semestre 2020			
BENEFICI TOTALI INVESTIMENTO [k€/anno]	184,71			
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI TOTALI [€]	776.919			
LAVORI E COSTI EFFETTIVI				
DATA COMPLETAMENTO	II semestre 2020			
COSTI INVESTIMENTO EFFETTIVI TOTALI	1.524.302,87			
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI ANNUI				
ANNO	**COSTI [€]**	**NOTE**		
2019	550.000			
2020	226.919			
COSTI INVESTIMENTO SOSTENUTI ANNUI				
ANNO	**COSTI [€]**	**NOTE**		
2018	8.765,92			
2019	524.680,29			
2020	990.856,66			

Tabella 18 - Scheda di intervento ricostruzione linea MT Cosenza

In Tabella 19 è riportata la scheda di intervento per la linea MT Santa Rita, in corso di esecuzione.

ANAGRAFICA				
CODICE INTERVENTO	TO5RES			
NOME INTERVENTO	Bonifica Dorsale MT Santa Rita			
AREA GEOGRAFICA	Torino			
TIPOLOGIA INTERVENTO	Ricostruzione Linea			
FATTORE CRITICO DI RISCHIO	Ondata di calore			
DESCRIZIONE SINTETICA INTERVENTO	Sostituzione conduttore esistente con cavo interrato da 185 AL e con V di isolamento =18/30 kV			
IMPATTO SULLA CONSISTENZA				
LUNGHEZZA CAVO INTERRATO MT [m]	Pre interv.	6.997	Post interv.	6.734
LUNGHEZZA CAVO AEREO MT [m]	Pre interv.	0	Post interv.	0
LUNGHEZZA CONDUTTORE NUDO MT [m]	Pre interv.	0	Post interv.	0
LUNGHEZZA OPERE DI SCAVO [m]	-			
NUMERO UTENTI BT DOMESTICI [n]	5.273			
NUMERO UTENTI BT NON DOMESTICI [n]	993			
NUMERO UTENTI MT	6			
INDICI DI RIFERIMENTO				
IRE PRE INTERVENTO	0,001			
IRE POST INTERVENTO	0,003			
PROGRAMMA LAVORI E COSTI PREVISTI				
DATA PREVISTA INIZIO REALIZZAZIONE	I semestre 2020			
DATA PREVISTA COMPLETAMENTO	II semestre 2021			
BENEFICI TOTALI INVESTIMENTO [k€/anno]	487,12			
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI TOTALI [€]	1.804.630			
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI ANNUI				
ANNO	**COSTI [€]**	**NOTE**		
2020	1.000.000			
2021	804.631			
COSTI INVESTIMENTO SOSTENUTI ANNUI				
ANNO	**COSTI [€]**	**NOTE**		
2018	16.067,86			
2019	104.918,49			
2020	730.587,00			

Tabella 19 - Scheda di intervento ricostruzione linea MT Santa Rita

In Tabella 20 è riportata la scheda di intervento per la linea MT Arbe.

ANAGRAFICA				
CODICE INTERVENTO	TO6RES			
NOME INTERVENTO	Bonifica Dorsale MT Arbe			
AREA GEOGRAFICA	Torino			
TIPOLOGIA INTERVENTO	Ricostruzione Linea			
FATTORE CRITICO DI RISCHIO	Ondata di calore			
DESCRIZIONE SINTETICA INTERVENTO	Sostituzione conduttore esistente con cavo interrato da 185 AL e con V di isolamento =18/30 kV			
IMPATTO SULLA CONSISTENZA				
LUNGHEZZA CAVO INTERRATO MT [m]	Pre interv.	5.204	Post interv.	5.809
LUNGHEZZA CAVO AEREO MT [m]	Pre interv.	0	Post interv.	0
LUNGHEZZA CONDUTTORE NUDO MT [m]	Pre interv.	0	Post interv.	0
LUNGHEZZA OPERE DI SCAVO [m]	-			
NUMERO UTENTI BT DOMESTICI [n]	3.132			
NUMERO UTENTI BT NON DOMESTICI [n]	578			
NUMERO UTENTI MT	0			
INDICI DI RIFERIMENTO				
IRE PRE INTERVENTO	0,002			
IRE POST INTERVENTO	0,005			
PROGRAMMA LAVORI E COSTI PREVISTI				
DATA PREVISTA INIZIO REALIZZAZIONE	I semestre 2021			
DATA PREVISTA COMPLETAMENTO	II semestre 2022			
BENEFICI TOTALI INVESTIMENTO [k€/anno]	313,72			
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI TOTALI [€]	1.286.882			
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI ANNUI				
ANNO	**COSTI [€]**	**NOTE**		
2021	1.000.000			
2022	286.882			
COSTI INVESTIMENTO SOSTENUTI ANNUI				
ANNO	**COSTI [€]**	**NOTE**		
2018	23.374,56			
2019	2.738,75			
2020	19.246,00			

Tabella 20 - Scheda di intervento rinnovo linea MT Arbe

In Tabella 21 è riportata la scheda di intervento per la linea MT Voli, in corso di esecuzione.

ANAGRAFICA				
CODICE INTERVENTO	TO7RES			
NOME INTERVENTO	Bonifica Dorsale MT Voli			
AREA GEOGRAFICA	Torino			
TIPOLOGIA INTERVENTO	Ricostruzione Linea			
FATTORE CRITICO DI RISCHIO	Ondata di calore			
DESCRIZIONE SINTETICA INTERVENTO	Sostituzione conduttore esistente con cavo interrato da 185 AL e con V di isolamento =18/30 kV			
IMPATTO SULLA CONSISTENZA				
LUNGHEZZA CAVO INTERRATO MT [m]	Pre interv.	6.600	Post interv.	7.201
LUNGHEZZA CAVO AEREO MT [m]	Pre interv.	0	Post interv.	0
LUNGHEZZA CONDUTTORE NUDO MT [m]	Pre interv.	0	Post interv.	0
LUNGHEZZA OPERE DI SCAVO [m]	-			
NUMERO UTENTI BT DOMESTICI [n]	5.339			
NUMERO UTENTI BT NON DOMESTICI [n]	900			
NUMERO UTENTI MT	2			
INDICI DI RIFERIMENTO				
IRE PRE INTERVENTO	0,001			
IRE POST INTERVENTO	0,006			
PROGRAMMA LAVORI E COSTI PREVISTI				
DATA PREVISTA INIZIO REALIZZAZIONE	II semestre 2019			
DATA PREVISTA COMPLETAMENTO	II semestre 2021			
BENEFICI TOTALI INVESTIMENTO [k€/anno]	159,70			
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI TOTALI [€]	1.491.005			
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI ANNUI				
ANNO	**COSTI [€]**	**NOTE**		
2019	300.000			
2020	900.000			
2021	291.005			
COSTI INVESTIMENTO SOSTENUTI ANNUI				
ANNO	**COSTI [€]**	**NOTE**		
2018	13.953,26			
2019	157.198,93			
2020	1.119.443,00			

Tabella 21 - Scheda di intervento rinnovo linea MT Voli

In Tabella 22 è riportata la scheda di intervento per la linea MT Traves.

ANAGRAFICA				
CODICE INTERVENTO	TO8RES			
NOME INTERVENTO	Bonifica Dorsale MT Traves			
AREA GEOGRAFICA	Torino			
TIPOLOGIA INTERVENTO	Ricostruzione Linea			
FATTORE CRITICO DI RISCHIO	Ondata di calore			
DESCRIZIONE SINTETICA INTERVENTO	Sostituzione conduttore esistente con cavo interrato da 185 AL e con V di isolamento =18/30 kV			
IMPATTO SULLA CONSISTENZA				
LUNGHEZZA CAVO INTERRATO MT [m]	Pre interv.	3.183	Post interv.	3.512
LUNGHEZZA CAVO AEREO MT [m]	Pre interv.	0	Post interv.	0
LUNGHEZZA CONDUTTORE NUDO MT [m]	Pre interv.	0	Post interv.	0
LUNGHEZZA OPERE DI SCAVO [m]	-			
NUMERO UTENTI BT DOMESTICI [n]	1.717			
NUMERO UTENTI BT NON DOMESTICI [n]	691			
NUMERO UTENTI MT	4			
INDICI DI RIFERIMENTO				
IRE PRE INTERVENTO	0,003			
IRE POST INTERVENTO	0,008			
PROGRAMMA LAVORI E COSTI PREVISTI				
DATA PREVISTA INIZIO REALIZZAZIONE	I semestre 2022			
DATA PREVISTA COMPLETAMENTO	II semestre 2023			
BENEFICI TOTALI INVESTIMENTO [k€/anno]	164,18			
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI TOTALI [€]	959.490			
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI ANNUI				
ANNO	**COSTI [€]**	**NOTE**		
2022	500.000			
2023	459.490			
COSTI INVESTIMENTO SOSTENUTI ANNUI				
ANNO	**COSTI [€]**	**NOTE**		
2018	10.771,21			
2019	3.296,56			
2020	0,00			

Tabella 22 - Scheda di intervento rinnovo linea MT Traves

In Tabella 23 si riporta la scheda di intervento per la linea MT Sirio.

ANAGRAFICA				
CODICE INTERVENTO	TO10RES			
NOME INTERVENTO	Bonifica Dorsale MT Sirio			
AREA GEOGRAFICA	Torino			
TIPOLOGIA INTERVENTO	Ricostruzione Linea			
FATTORE CRITICO DI RISCHIO	Ondata di calore			
DESCRIZIONE SINTETICA INTERVENTO	Sostituzione conduttore esistente con cavo interrato da 185 AL e con V di isolamento =18/30 kV			
IMPATTO SULLA CONSISTENZA				
LUNGHEZZA CAVO INTERRATO MT [m]	Pre interv.	4.588	Post interv.	4.702
LUNGHEZZA CAVO AEREO MT [m]	Pre interv.	0	Post interv.	0
LUNGHEZZA CONDUTTORE NUDO MT [m]	Pre interv.	0	Post interv.	0
LUNGHEZZA OPERE DI SCAVO [m]	Pre interv.	-	Post interv.	-
NUMERO UTENTI BT DOMESTICI [n]	3.33.188			
NUMERO UTENTI BT NON DOMESTICI [n]	564			
NUMERO UTENTI MT	5			
INDICI DI RIFERIMENTO				
IRE PRE INTERVENTO	0,001			
IRE POST INTERVENTO	0,007			
PROGRAMMA LAVORI E COSTI PREVISTI				
DATA PREVISTA INIZIO REALIZZAZIONE	I semestre 2018			
DATA PREVISTA COMPLETAMENTO	I semestre 2022			
BENEFICI TOTALI INVESTIMENTO [k€/anno]	127,68			
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI TOTALI [€]	900.000			
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI ANNUI				
ANNO	**COSTI [€]**	**NOTE**		
2021	800.000			
2022	100.000			
COSTI INVESTIMENTO SOSTENUTI ANNUI				
ANNO	**COSTI [€]**	**NOTE**		
2018	11.774,91			
2019	2.015,28			
2020	11.972,27			

Tabella 23 - Scheda di intervento ricostruzione linea MT Sirio

In Tabella 24 si riporta la scheda di intervento per la linea MT Gavi.

ANAGRAFICA				
CODICE INTERVENTO	TO9RES			
NOME INTERVENTO	Bonifica Dorsale MT Gavi			
AREA GEOGRAFICA	Torino			
TIPOLOGIA INTERVENTO	Ricostruzione Linea			
FATTORE CRITICO DI RISCHIO	Ondata di calore			
DESCRIZIONE SINTETICA INTERVENTO	Sostituzione conduttore esistente con cavo interrato da 185 AL e con V di isolamento =18/30 kV			
IMPATTO SULLA CONSISTENZA				
LUNGHEZZA CAVO INTERRATO MT [m]	Pre interv.	5.138	Post interv.	5.370
LUNGHEZZA CAVO AEREO MT [m]	Pre interv.	-	Post interv.	-
LUNGHEZZA CONDUTTORE NUDO MT [m]	Pre interv.	-	Post interv.	-
LUNGHEZZA OPERE DI SCAVO [m]	-			
NUMERO UTENTI BT DOMESTICI [n]	3.663			
NUMERO UTENTI BT NON DOMESTICI [n]	891			
NUMERO UTENTI MT	5			
INDICI DI RIFERIMENTO				
IRE PRE INTERVENTO	0,001			
IRE POST INTERVENTO	0,005			
PROGRAMMA LAVORI E COSTI PREVISTI				
DATA PREVISTA INIZIO REALIZZAZIONE	I semestre 2018			
DATA PREVISTA COMPLETAMENTO	II semestre 2021			
BENEFICI TOTALI INVESTIMENTO [k€/anno]	88,19			
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI TOTALI [€]	1.200.000			
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI ANNUI				
ANNO	**COSTI [€]**	**NOTE**		
2020	900.000			
2021	300.000			
COSTI INVESTIMENTO SOSTENUTI ANNUI				
ANNO	**COSTI [€]**	**NOTE**		
2018	10.474,13			
2019	18.225,81			
2020	33.159,00			

Tabella 24 - Scheda di intervento ricostruzione linea MT Gavi

In Tabella 25 si riporta la scheda di intervento per la linea MT Asiago.

CODICE INTERVENTO	TO11RES			
NOME INTERVENTO	Bonifica Dorsale MT Asiago			
AREA GEOGRAFICA	Torino			
TIPOLOGIA INTERVENTO	Ricostruzione Linea			
FATTORE CRITICO DI RISCHIO	Ondata di calore			
DESCRIZIONE SINTETICA INTERVENTO	Sostituzione conduttore esistente con cavo interrato da 185 AL e con V di isolamento =18/30 kV			
IMPATTO SULLA CONSISTENZA				
LUNGHEZZA CAVO INTERRATO MT [m]	Pre interv.	4.409	Post interv.	4.400
LUNGHEZZA CAVO AEREO MT [m]	Pre interv.	0	Post interv.	0
LUNGHEZZA CONDUTTORE NUDO MT [m]	Pre interv.	0	Post interv.	0
LUNGHEZZA OPERE DI SCAVO [m]	Pre interv.	-	Post interv.	-
NUMERO UTENTI BT DOMESTICI [n]	3.849			
NUMERO UTENTI BT NON DOMESTICI [n]	872			
NUMERO UTENTI MT	4			
INDICI DI RIFERIMENTO				
IRE PRE INTERVENTO	0,001			
IRE POST INTERVENTO	0,005			
PROGRAMMA LAVORI E COSTI PREVISTI				
DATA PREVISTA INIZIO REALIZZAZIONE	II semestre 2021			
DATA PREVISTA COMPLETAMENTO	II semestre 2023			
BENEFICI TOTALI INVESTIMENTO [k€/anno]	109,65			
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI TOTALI [€]	1.115.000			
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI ANNUI				
ANNO	**COSTI [€]**	**NOTE**		
2021	15.000			
2022	600.000			
2023	500.000			

Tabella 25 - Scheda di intervento ricostruzione linea MT Asiago

In Tabella 26 si riporta la scheda di intervento per la linea MT Emilia.

CODICE INTERVENTO	TO12RES			
NOME INTERVENTO	Bonifica Dorsale MT Emilia			
AREA GEOGRAFICA	Torino			
TIPOLOGIA INTERVENTO	Ricostruzione Linea			
FATTORE CRITICO DI RISCHIO	Ondata di calore			
DESCRIZIONE SINTETICA INTERVENTO	Sostituzione conduttore esistente con cavo interrato da 185 AL e con V di isolamento =18/30 kV			
IMPATTO SULLA CONSISTENZA				
LUNGHEZZA CAVO INTERRATO MT [m]	Pre interv.	7.795	Post interv.	7.800
LUNGHEZZA CAVO AEREO MT [m]	Pre interv.	0	Post interv.	0
LUNGHEZZA CONDUTTORE NUDO MT [m]	Pre interv.	0	Post interv.	0
LUNGHEZZA OPERE DI SCAVO [m]	Pre interv.	-	Post interv.	-
NUMERO UTENTI BT DOMESTICI [n]	4.604			
NUMERO UTENTI BT NON DOMESTICI [n]	955			
NUMERO UTENTI MT	4			
INDICI DI RIFERIMENTO				
IRE PRE INTERVENTO	0,001			
IRE POST INTERVENTO	0,004			
PROGRAMMA LAVORI E COSTI PREVISTI				
DATA PREVISTA INIZIO REALIZZAZIONE	II semestre 2021			
DATA PREVISTA COMPLETAMENTO	II semestre 2024			
BENEFICI TOTALI INVESTIMENTO [k€/anno]	217,02			
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI TOTALI [€]	1.965.000			
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI ANNUI				
ANNO	**COSTI [€]**	**NOTE**		
2021	15.000			
2022	800.000			
2023	500.000			
2024	650.000			

Tabella 26 - Scheda di intervento ricostruzione linea MT Emilia

In Tabella 27 si riporta la scheda di intervento per la linea MT Malta.

CODICE INTERVENTO	TO13RES			
NOME INTERVENTO	Bonifica Dorsale MT Malta			
AREA GEOGRAFICA	Torino			
TIPOLOGIA INTERVENTO	Ricostruzione Linea			
FATTORE CRITICO DI RISCHIO	Ondata di calore			
DESCRIZIONE SINTETICA INTERVENTO	Sostituzione conduttore esistente con cavo interrato da 185 AL e con V di isolamento =18/30 kV			
IMPATTO SULLA CONSISTENZA				
LUNGHEZZA CAVO INTERRATO MT [m]	Pre interv.	2.967	Post interv.	2.971
LUNGHEZZA CAVO AEREO MT [m]	Pre interv.	0	Post interv.	0
LUNGHEZZA CONDUTTORE NUDO MT [m]	Pre interv.	0	Post interv.	0
LUNGHEZZA OPERE DI SCAVO [m]	Pre interv.	-	Post interv.	-
NUMERO UTENTI BT DOMESTICI [n]	3.895			
NUMERO UTENTI BT NON DOMESTICI [n]	1.038			
NUMERO UTENTI MT	8			
INDICI DI RIFERIMENTO				
IRE PRE INTERVENTO	0,001			
IRE POST INTERVENTO	0,005			
PROGRAMMA LAVORI E COSTI PREVISTI				
DATA PREVISTA INIZIO REALIZZAZIONE	II semestre 2021			
DATA PREVISTA COMPLETAMENTO	II semestre 2023			
BENEFICI TOTALI INVESTIMENTO [k€/anno]	88,62			
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI TOTALI [€]	789.000			
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI ANNUI				
ANNO	**COSTI [€]**	**NOTE**		
2021	15.000			
2022	574.000			
2023	200.000			

Tabella 27 - Scheda di intervento ricostruzione linea MT Malta

INDICE TABELLE

Tabella 1 – Dati complessivi rete DEE IRETI 2
Tabella 2 - Dati tecnici rete DEE Parma 3
Tabella 3 - Dati tecnici Cabine Primarie AT/MT Parma 4
Tabella 4 – Dati tecnici rete DEE Torino 6
Tabella 5 - Dati tecnici Cabine Primarie AT/MT Torino 7
Tabella 6 - Dati tecnici Cabine MT/MT e C.P. Torino 8
Tabella 7 - Aumento % dei guasti/mese da periodo non estivo a estivo 35
Tabella 8 - Analisi annuale dei parametri scelti con declinazione nel periodo estivo 35
Tabella 9 - Indice di rischio calcolato per ogni intervento rientrante nel Piano 2021-2023 37
Tabella 10 - Scheda di intervento ricostruzione linea MT Argini-Parmacotto 39
Tabella 11 - Scheda di intervento rinnovo linea MT Urosia-Clorei 40
Tabella 12 - Scheda di intervento rinnovo linea MT Pancra-Fraore 41
Tabella 13 - Scheda di intervento rinnovo linea MT Panoc-Panoc 42
Tabella 14 - Scheda di intervento potenziamento linea MT Casello-Moleto 43
Tabella 15 - Scheda di intervento ricostruzione linea MT Chieri 44
Tabella 16 - Scheda di intervento ricostruzione linea MT Elba 45
Tabella 17 - Scheda di intervento ricostruzione linea MT Morgari 46
Tabella 18 - Scheda di intervento ricostruzione linea MT Cosenza 47
Tabella 19 - Scheda di intervento ricostruzione linea MT Santa Rita 48
Tabella 20 - Scheda di intervento rinnovo linea MT Arbe 49
Tabella 21 - Scheda di intervento rinnovo linea MT Voli 50
Tabella 22 - Scheda di intervento rinnovo linea MT Traves 51
Tabella 23 - Scheda di intervento ricostruzione linea MT Sirio 52
Tabella 24 - Scheda di intervento ricostruzione linea MT Gavi 53
Tabella 25 - Scheda di intervento ricostruzione linea MT Asiago 54
Tabella 26 - Scheda di intervento ricostruzione linea MT Emilia 55
Tabella 27 - Scheda di intervento ricostruzione linea MT Malta 56

INDICE FIGURE

Figura 1 - Disposizione geografica Cabine Primarie AT/MT Parma 4
Figura 2 - Disposizione geografica Cabine Nodali Parma 5
Figura 3- Disposizione geografica Cabine Primarie Torino 7
Figura 4 - Disposizione geografica C.P. MT/MT Torino 8
Figura 5 - Schema Sistema ST unificato Torino-Parma-Vercelli.....17
Figura 6 - Scomparti ICS Interruttori MT 28
Figura 7 - Andamento della cumulata delle variabili climatiche considerate 34