

A photograph of a high-voltage electrical substation. The image shows several large, cylindrical insulators (pilot wires) and metal structures. The background is slightly blurred, showing more of the substation's infrastructure. The lighting is bright, and the overall color palette is dominated by the metallic grays and blues of the equipment.

PIANO DI SVILUPPO
DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA
2023-2027

INDICE

1. OBIETTIVI GENERALI DEL PIANO DI SVILUPPO	1
2. PRESENTAZIONE IRETI	1
3. CONSISTENZA DELLA RETE DI DISTRIBUZIONE	2
3.1. RETE DI DISTRIBUZIONE DI PARMA	2
3.2. RETE DI DISTRIBUZIONE DI TORINO	4
4. EVOLUZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO	6
4.1. SCENARIO ENERGETICO INTERNAZIONALE	7
4.2. SCENARIO ENERGETICO NAZIONALE	7
4.3. EVOLUZIONE FABBISOGNO DI ELETTRICITÀ NAZIONALE	8
4.4. EVOLUZIONE FABBISOGNO ENERGETICO - IRETI.....	9
4.5. EVOLUZIONE IMPIANTI DI PRODUZIONE CONNESSI ALLA RETE	10
4.6. EVOLUZIONE MOBILITÀ ELETTRICA.....	12
4.6.1. SCENARIO NAZIONALE.....	12
4.6.2. SCENARIO IRETI	12
4.7. FABBISOGNO DI FLESSIBILITÀ.....	13
4.7.1. CONTESTO REGOLATORIO.....	13
4.7.2. IRETI E LA FLESSIBILITÀ	13
5. COLONNE MONTANTI.....	14
5.1. CENSIMENTO STABILI E COINVOLGIMENTO DEI CONDOMINI.....	14
6. PIANIFICAZIONE DEGLI INTERVENTI	15
6.1. METODOLOGIA DI SCELTA DEGLI INTERVENTI	15
6.2. INTERVENTI PIANIFICATI.....	16
6.2.1. NUOVA CP MICHELIN.....	16
6.2.2. NUOVA CP BRAMANTE	17
6.2.3. POTENZIAMENTO CP SUD OVEST	18
6.2.4. REVAMPING CP SUD	19
6.2.5. COMPENSAZIONE REATTIVA	19
6.2.6. CONNESSIONI UTENZE.....	20
6.2.7. RINNOVO RETE MT E CABINE MT/BT PARMA	21
6.2.8. RESILIENZA PARMA.....	22
6.2.9. RESILIENZA TORINO	22
6.2.10. POTENZIAMENTO TELECONTROLLO RETE.....	24
6.3. SCHEDE INTERVENTI	26
7. PIANO RESILIENZA (ART. 78 TIQE)	34

7.1. PREMESSA E OBIETTIVI DEL PIANO RESILIENZA	34
7.2. PIANO RESILIENZA – RETE DEE PARMA	34
7.2.1. METODO DI CALCOLO INDICE DI RISCHIO	34
7.2.2. INTERVENTI SCELTI	35
7.2.3. INDICE DI RISCHIO POST INTERVENTO	36
7.3. PIANO RESILIENZA – RETE DEE TORINO	36
7.3.1. CONTESTUALIZZAZIONE TERRITORIALE DEL FATTORE CRITICO ANALIZZATO	36
7.3.2. ANALISI PERIODO ESTIVO	37
7.3.3. DEFINIZIONE SET DI VARIBILI METEOROLOGICHE	38
7.3.4. CALCOLO DEL TEMPO DI RITORNO	41
7.3.5. INTERVENTI SCELTI E CALCOLO DELL'INDICE DI RISCHIO	42
7.3.6. INDICE DI RISCHIO POST INTERVENTO	43
7.3.7. ANALISI COSTI BENEFICI	43
7.4. SCHEDE DI INTERVENTO RESILIENZA	45
7.4.1. SCHEDE DI INTERVENTO RESILIENZA – RETE DEE PARMA	45
7.4.2. SCHEDE DI INTERVENTO RESILIENZA – RETE DEE TORINO	50

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 (nel seguito Piano di Sviluppo) di Distribuzione di Energia Elettrica di IRETI S.p.A. (nel seguito IRETI), ai sensi di quanto disposto dalla delibera 296/2023/R/EE.

In particolare, è stato predisposto in coerenza con il piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale e tenendo conto sia degli scenari delineati da Snam e Terna sia delle indicazioni normative europee in tema energetico.

Inoltre, è stato redatto in coordinamento con il gestore della rete di trasmissione, in particolare per la pianificazione degli interventi necessari per il controllo della tensione e la gestione degli scambi di energia reattiva, che sono stati condivisi e comunicati ad ARERA nell'autunno 2021 e nuovamente rivisti per un'ulteriore relazione da inviare ad ARERA nell'autunno 2023.

Inoltre, il Piano di Sviluppo è redatto anche in attuazione della delibera 566/2019/R/EEL che prevede che le principali imprese distributrici debbano predisporre sezioni relative alla resilienza nell'ambito dei propri Piani di sviluppo, di orizzonte almeno triennale, redatte con sufficienti criteri di omogeneità in particolare per l'esposizione dei benefici e dei costi e la tracciabilità degli interventi effettuati.

Il Piano di Sviluppo descrive gli interventi infrastrutturali e tecnologici, previsti da IRETI per il quinquennio 2023-2027, aventi come obiettivo lo sviluppo ed il potenziamento della rete elettrica in coerenza con quanto presentato nel piano industriale 2022.

IRETI annualmente pianifica gli interventi volti al consolidamento, potenziamento e ampliamento delle reti di distribuzione dell'energia elettrica (nel seguito DEE). Gli obiettivi perseguiti a mezzo di tale pianificazione sono:

- Potenziamento rete DEE al fine di assicurare il fabbisogno di energia e potenza elettrica richiesto;
- Miglioramento qualità del servizio in termini di numero e durata di interruzioni;
- Miglioramento qualità di tensione;
- Rinnovo asset di rete garantendo i livelli di sicurezza previsti;
- Aumento del grado di automazione e controllo in remoto della rete DEE;
- Incremento della resilienza ai fattori critici di rischio della rete DEE.

Si precisa che la dipendenza da fattori esterni a IRETI, così come gli eventuali prossimi aggiornamenti del Piano Industriale, potrebbero 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 e il servizio idrico integrato. 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. CONSISTENZA DELLA RETE DI DISTRIBUZIONE

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

Le suddette attività sono effettuate da IRETI per i comuni di Torino e di Parma. I dati caratteristici delle reti, aggiornati al 31/12/2022, sono riportati in Tabella 1.

Tabella 1 – Dati rete DEE IRETI

IMPIANTI	U.M.	TORINO	PARMA
Rete AT	km	22	-
Rete MT	km	2.080	921
Rete BT	km	2.650	1.649
Cabine Primarie AT/MT	n°	10	5
Cabine Primarie MT/MT	n°	21	-
Cabine Secondarie MT/BT	n°	3.351	1.201
Trasformatori AT/MT	n°	24	13
Trasformatori MT/BT	n°	3.142	1.434
Contatori elettronici	n°	621.997	144.138

3.1. RETE DI DISTRIBUZIONE DI PARMA

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

In Tabella 2 e in Figura 1 sono indicati, rispettivamente, i valori di potenza installata in ogni singola CP, nonché il livello di tensione AT cui sono esercite e la loro disposizione geografica.

Tabella 2 - CP rete di Parma

CABINA PRIMARIA	N° TRAFI AT/MT	POTENZA INSTALLATA [MVA]
Toscana	3	140
Benedetta	2	90
Valera	3	150
Botteghino	2	100
SPIP	3	125

Figura 1 – Localizzazione CP rete di Parma



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

Figura 1 - Disposizione geografica Cabine Nodali Parma



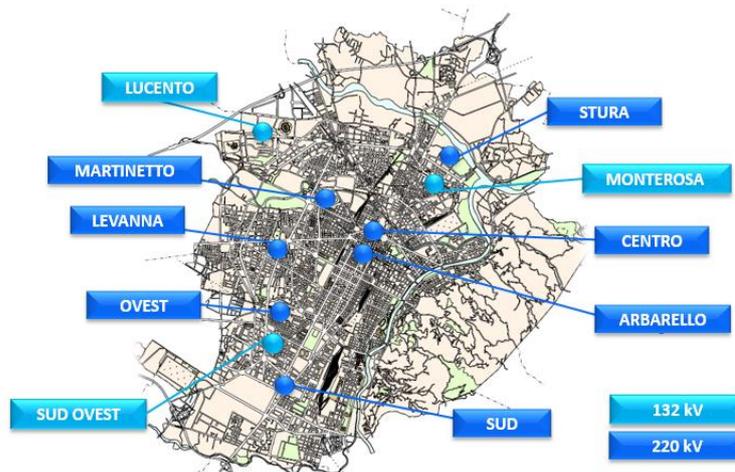
3.2. RETE DI DISTRIBUZIONE DI TORINO

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 Tabella 3 e in Figura 3 sono indicati, rispettivamente, i valori di potenza installata in ogni singola CP, nonché il livello di tensione AT cui sono esercite e la loro disposizione geografica.

Tabella 3 - CP rete di Torino

CABINA PRIMARIA	TENSIONE [kV]	N° TRAFI 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

Figura 3 – Localizzazione CP rete di Torino



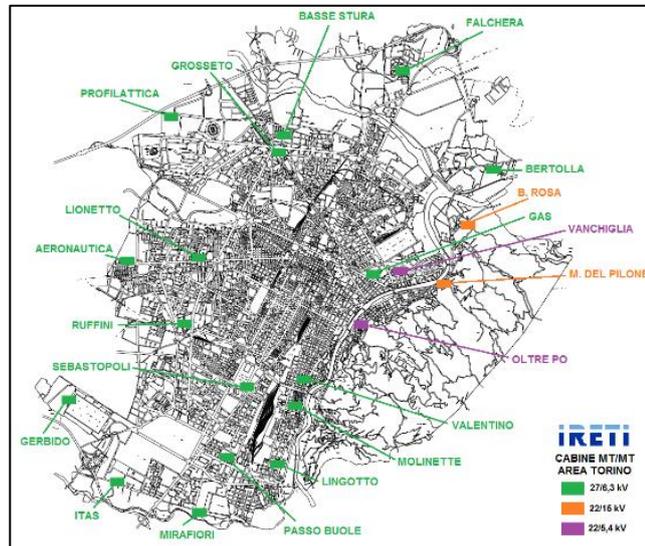
La rete DEE MT è esercita, in maniera capillare sul territorio comunale, in assetto magliato, prevalentemente in linee in cavo e tensione di esercizio 22 kV (dovuta a unificazione delle reti ex AEM /ENEL). Sono tuttavia presenti anche i livelli di tensione 5.4 kV, 6.3 kV, 15 kV e 27 kV, in cui i primi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

I relativi dati e disposizioni di dettaglio sono indicati rispettivamente in tabella 4 e in figura 4.

Tabella 4 – Cabine MT/MT rete di Torino

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

Figura 4 – Localizzazione Cabine MT/MT rete di Torino



4. EVOLUZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO

La transizione energetica in corso sta cambiando profondamente il settore energetico rivoluzionandone le modalità di produzione, distribuzione e consumo dell'energia. In tale contesto le infrastrutture di distribuzione di energia elettrica costituiscono un fattore abilitante per la transizione energetica. Per tale motivo, la pianificazione degli interventi di sviluppo delle reti di distribuzione di Torino e di Parma deve necessariamente considerare l'evoluzione attesa per il sistema elettrico, ipotizzando gli scenari di breve e medio periodo in termini di evoluzione della domanda di energia in prelievo ed immissione, legata a diversi fattori:

- Incremento del carico elettrico per i nuovi usi dell'energia elettrica (transizione dei consumi energetici verso il vettore elettrico);
- Diffusione della generazione distribuita;
- Nuova modalità di partecipazione dei clienti al mercato dell'energia;
- Drivers economico/sociali nazionali ed internazionali (obiettivi di decarbonizzazione).

Le nuove complessità caratterizzanti lo scenario energetico atteso richiedono che la rete di distribuzione debba essere sempre più resiliente, flessibile e digitale.

I punti di riferimento per le analisi condotte, nel presente documento, sugli scenari attesi sono:

- Il Piano di Sviluppo 2023 di Terna (nel seguito PdS Terna);
- Il Documento di Descrizione degli Scenari (nel seguito DDS 2022) rappresenta il risultato delle attività svolte da Snam e Terna per giungere ad una visione coerente delle possibili evoluzioni future del sistema energetico italiano;
- Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima 2030 (nel seguito PNIEC).

4.1. SCENARIO ENERGETICO INTERNAZIONALE

Negli ultimi anni l'Unione Europea si è impegnata, tramite la Legge Europea sul clima (Regolamento UE 2021/1119), in un percorso di transizione energetica con lo scopo di raggiungere, entro il 2050, la cosiddetta carbon neutrality, con l'obiettivo intermedio di ridurre le emissioni di gas a effetto serra di almeno il 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990. Tale obiettivo vuole essere raggiunto tramite una serie di proposte previste dal pacchetto "Fit-for-55" (nel seguito FF55) in grado di accelerare il processo di elettrificazione dei trasporti e del riscaldamento al fine di:

- garantire una transizione giusta e socialmente equa;
- mantenere e rafforzare l'innovazione e la competitività dell'industria dell'UE assicurando allo stesso tempo parità di condizioni rispetto agli operatori economici dei paesi terzi;
- sostenere la posizione leader dell'UE nella lotta globale contro i cambiamenti climatici.

A maggio 2022 è stato presentato, dalla Commissione europea, il piano REPowerEU che si basa sull'attuazione delle proposte del pacchetto FF55, in linea con il Green Deal europeo. Il dispositivo per la ripresa e la resilienza (nel seguito RRF), istituito a seguito della crisi COVID-19 come strumento temporaneo per attenuare l'impatto economico e sociale della pandemia, è il principale strumento di finanziamento del piano. Nel dicembre 2022 i negoziatori del Consiglio e del Parlamento hanno raggiunto un accordo provvisorio su una revisione del regolamento RRF. Le modifiche consentono agli Stati membri di aggiungere specifici capitoli dedicati al piano REPowerEU nei loro piani per la ripresa e la resilienza per finanziare misure di investimento e di riforma in linea con gli obiettivi del piano REPowerEU. Il Consiglio ha formalmente adottato le nuove norme nel febbraio 2023.

Inoltre, i recenti eventi che hanno colpito i sistemi sociali (la pandemia, la guerra della Russia all'Ucraina, l'aumento vertiginoso dei prezzi dell'energia) hanno imposto una decisa accelerazione rispetto a quanto fatto fino ad oggi, sottolineando l'importanza di tenere in grande considerazione i vari aspetti di sostenibilità economica e sociale, nonché di compatibilità con altri obiettivi di tutela ambientale.

4.2. SCENARIO ENERGETICO NAZIONALE

L'Italia ha condiviso pienamente l'orientamento comunitario teso a rafforzare l'impegno per la decarbonizzazione dei sistemi energetici ed economici europei, e a portare l'Europa ad essere la prima area regionale ad avere una dimensione sociale, economica e produttiva totalmente ad emissioni nette nulle.

Gli obiettivi europei sono stati declinati dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (nel seguito MASE) tramite la pubblicazione del PNIEC, pubblicato nel 2017 e aggiornato l'ultima volta nel 2019. A luglio 2023 il MASE ha presentato alla Commissione Europea il documento aggiornato con la proposta di modificare alcune misure a causa del mutato contesto geopolitico, energetico e ambientale. Il documento, che include tutte le direttive comunitarie del Pacchetto FF55, presenta le misure in termini programmatici declinandoli negli strumenti operativi per migliorare:

- La sicurezza energetica;
- La tutela ambientale;
- L'accessibilità dei costi dell'energia.

Gli obiettivi europei prevedono che l'energia prodotta da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) in Italia copra almeno il 65% dei consumi finali nel settore elettrico al 2030 (rispetto al 55% precedentemente considerato dal PNIEC). Per il rispetto degli obiettivi FF55 il DDS22, indica la necessità di circa ulteriori 70 GW (essenzialmente nuovi impianti fotovoltaici ed eolici) al 2030, rispetto ai 40 GW incrementali previsti dal PNIEC. Inoltre, gli obiettivi potrebbero essere ancora più sfidanti se prendessimo come target quanto previsto dal piano "RepowerEU" arrivando a valori superiori a +80 GW di capacità rinnovabile.

Al 2040 sono stati costruiti i due scenari contrastanti "Distributed Energy" e "Global Ambition" come tappe intermedie, alternative tra loro, rispetto all'ambizioso obiettivo "zero emission" al 2050. Infine, per gli anni orizzonte 2030 e 2040 è stato costruito uno scenario "Late Transition" (nel seguito LT) che in termini di fabbisogno elettrico è in linea con il PNIEC del 2019 e con il National Trend Italia (NT Italia) di Snam-Terna pubblicato a febbraio 2021.

Inoltre, il governo italiano tramite il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (nel seguito PNRR) ha programmato, per il periodo 2021-2026, 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 e circa 5 miliardi al potenziamento e digitalizzazione delle reti elettriche.

4.3. EVOLUZIONE FABBISOGNO DI ELETTRICITÀ NAZIONALE

Il PNIEC punta molto sulla decarbonizzazione tramite la riduzione dei consumi energetici, e l'incremento di produzione dalle rinnovabili. Questo rende centrale il ruolo della rete di distribuzione che deve interagire attivamente con il cliente finale.

Lo scenario energetico di riferimento prevede un incremento di energia rinnovabile prodotta pari a 126 TWh che sostituiranno una quantità equivalente di produzione termoelettrica a gas. Lo scenario prevede inoltre un incremento del fabbisogno elettrico complessivo dai 320 TWh del 2019 sino a 366 TWh al 2030 (di cui +9 TWh destinati alla produzione di idrogeno verde e +37 TWh imputabili alla crescita attesa dei consumi elettrici tra cui spicca il contributo della mobilità elettrica).

In tabella 5 è riportata l'evoluzione al 2030 del fabbisogno di elettricità per la rete elettrica nazionale ipotizzando il raggiungimento degli obiettivi prefissati per gli scenari FF55 e LT. In particolare, come analizzato nel documento DDS, per fabbisogno di elettricità si intende la somma dei consumi per:

- usi finali: industria, civile e trasporto
- usi energetici
- perdite di rete

L'incremento del fabbisogno elettrico nello scenario FF55 al 2030 è dovuto prevalentemente alla penetrazione di tale vettore nel settore dei trasporti. Il settore civile vede l'aumento delle installazioni di pompe di calore elettriche sia nel settore residenziale che in quello dei servizi. Un ulteriore incremento dei consumi elettrici è imputabile alle ipotesi di crescita del PIL nonostante la parziale de-correlazione tra crescita economica e crescita dei consumi elettrici che è stata registrata negli ultimi anni.

Tabella 5 –Evoluzione del fabbisogno elettrico per gli scenari FF55 2030 e LT (fonte DDS 2022)

FABBISOGNO ELETRICO [TWh]	2019	2030	
		FF55	LT
Industria	119	120	118
Civile	161	177	167
Trasporti	12	34	21
Settore energetico	10	16	7
CONSUMI TOTALI	302	346	313
PERDITE RETE	18	20	19
FABBISOGNO ELETRICO	320	366	331

L’impatto totale atteso è un aumento di almeno 36 TWh rispetto al fabbisogno elettrico registrato nel 2019. In sostanza si può dedurre che l’elettrificazione dei consumi porterà ad un incremento del carico elettrico maggiore rispetto a quanto l’efficienza energetica e le FER potranno compensare.

La produzione rinnovabile complessiva (idrico, eolico, fotovoltaico, bioenergie e geotermico) nello scenario FF55 è pari a 239 TWh al 2030, raggiungendo quindi una quota FER sul fabbisogno elettrico totale di circa 65%. Ciò rappresenta un incremento di ben 127 TWh di produzione FER rispetto ai valori registrati nel 2019.

4.4. EVOLUZIONE FABBISOGNO ENERGETICO - IRETI

Alla luce delle evoluzioni descritte IRETI prospetta una crescita dei consumi di energia elettrica anche per le reti di distribuzione di Torino e di Parma di circa il 2,5% al 2027 rispetto al 2022, per un incremento totale di circa 80 GWh. Inoltre, si prevede che i picchi massimi delle reti possano aumentare del 5%, portando il carico massimo a circa 690 MW.

L’incremento atteso è dovuto in particolare ad un’accelerazione della transizione energetica nei principali centri urbani, caratterizzata principalmente da:

- una forte accelerata verso l’elettrificazione dei consumi (progressivo orientamento alla dipendenza totale dall’energia elettrica per quanto riguarda i consumi legati all’illuminazione, al condizionamento ed alla cottura dei cibi);
- maggior sensibilità rispetto ai temi ambientali e di qualità dell’aria che porta allo sviluppo della mobilità elettrica pubblica e privata.

4.5. EVOLUZIONE IMPIANTI DI PRODUZIONE CONNESSI ALLA RETE

Le direttive europee sulla decarbonizzazione declinate nel FF55 e il Decreto-legge n. 34/2020 (decreto Rilancio), hanno favorito un notevole incremento delle richieste di connessione di impianti da fonte rinnovabile. Ulteriore spinta alla diffusione degli impianti di produzione, è stata data dal PNRR tramite lo stanziamento di 2 miliardi di euro per la promozione di comunità energetiche e autoconsumo (le comunità energetiche sono enti costituiti da produttori di energia elettrica e consumatori, che si aggregano con l'obiettivo di massimizzare l'autoconsumo di energia prodotta localmente). La suddetta linea di investimento del PNRR è allineata con la spinta verso la diffusione di queste entità promossa dall'Autorità con la Delibera 318/2020/R/eel e recentemente seguita dalla del. 727/2022/R/eel che approva il Testo Integrato Autoconsumo Diffuso (TIAD).

Considerando la sola fonte eolica e solare, l'aumento del numero delle richieste di connessione pervenute in Italia nel 2022 rispetto a quelle del 2018 è di circa 8 volte. A dicembre 2022 la potenza installata è circa 311 GW di cui 302 GW per impianti fotovoltaici ed eolici (fonte PdS 23 di TERNA). Il 2022 rappresenta un anno di transizione in cui la nuova capacità da rinnovabili installata ha rilevato un incremento complessivo di circa il 230% in termini di potenza rispetto al 2021.

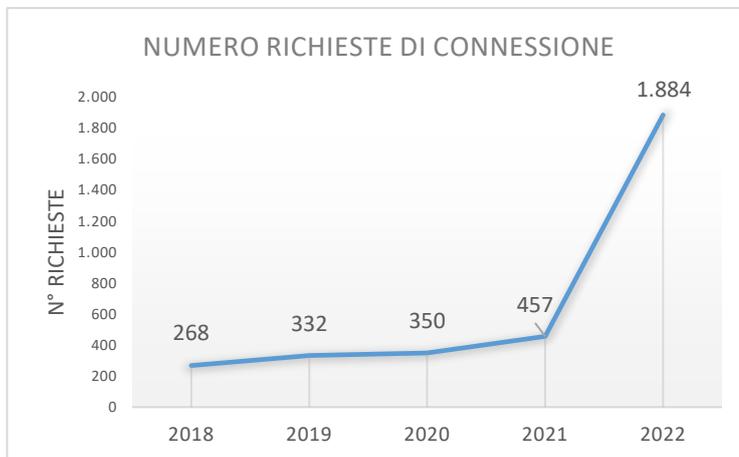
La crescita degli impianti di produzione è stata rilevata negli ultimi anni anche per IRETI, in particolare sono stati rilevati due fenomeni:

- Nel 2021, il maggior interesse di installazioni nel commerciale, industriale e Utility Scale, difatti, si è verificato un forte aumento di installazioni di impianti in MT con Potenza Nominale maggiore di 200 kW (figura 5).
- Nel 2022, oltre al continuo interesse per impianti industriali e Utility Scale, il numero di richieste di connessione di impianti residenziali è quadruplicato rispetto all'anno precedente (figura 6).

Figura 5 – Andamento annuale della potenza installata da FER nelle reti di IRETI

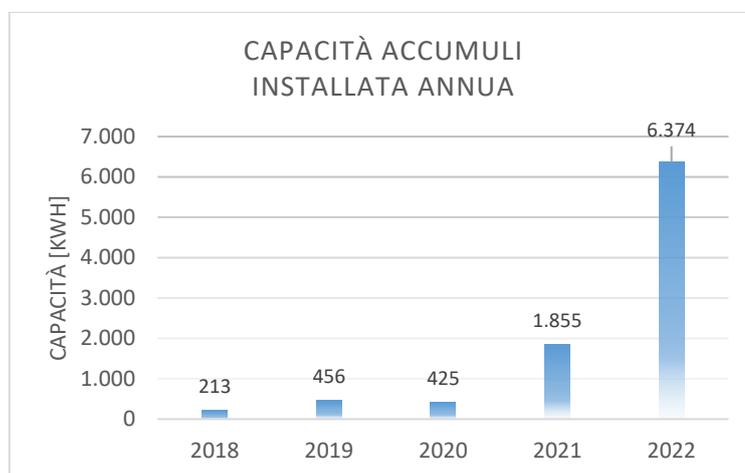


Figura 6 – Andamento annuale delle richieste di connessione di impianti FER alle reti di IRETI



Per quanto concerne gli impianti di accumulo, si nota un interesse sempre più crescente già dall'anno 2021 (figura 7). Questo è riconducibile al decreto-legge n. 34/2020 (decreto Rilancio) e alla migliore offerta di mercato. Di fatti gli impianti fotovoltaici con sistema di accumulo, rispetto a quelli senza, sono passati da un 9% del 2018 ad un 37% del 2022.

Figura 7 – Andamento annuale della capacità installata nelle reti di IRETI



La capacità media degli accumuli installata è di circa 13kWh.

La crescita delle installazioni degli impianti di produzione e dei sistemi di accumulo sarà favorita nei prossimi anni anche dalle semplificazioni autorizzative introdotte nel 2022 (Super Bonus e spinta alle Comunità Energetiche). Attualmente stimiamo che, nelle reti di competenza di IRETI, al 2027:

- La capacità degli accumuli installata sarà pari a 44 MWh;
- La potenza installata sarà pari a circa 600 MW.

4.6. EVOLUZIONE MOBILITÀ ELETTRICA

4.6.1. SCENARIO NAZIONALE

Per quanto concerne la mobilità elettrica la diffusione in ambito nazionale è stata favorita anche da Arera tramite la sperimentazione della delibera 541/2020/R/eel. Tale sperimentazione nazionale è rivolta ai clienti BT ed ha l'obiettivo di facilitare l'installazione di punti di ricarica di veicoli elettrici in ambito privato.

A livello nazionale, è atteso un incremento dei veicoli elettrici di circa + 6 milioni di unità (scenario National Trend Italia al 2030), come riportato in Tabella 7 (fonte DDS).

Tabella 7 –Evoluzione dei veicoli elettrici (fonte DDS 2022)

	2019	SCENARIO NT ITALIA 2030
Veicoli Elettrici "puri" (BEV)	30 k	4 mln
Veicoli Elettrici "plug-in" (PHEV)	15 k	2 mln
Autobus Elettrici	<1 k	<1 k
Camion Elettrici	<1 k	<1 k

4.6.2. SCENARIO IRETI

Considerando l'evoluzione della mobilità elettrica a livello nazionale, risulta necessario analizzare come si incrementerà il parco elettrico circolante per i comuni di pertinenza di IRETI, per prevedere i relativi impatti sulla rete ed i conseguenti interventi infrastrutturali sulla stessa.

La Città di Torino, negli ultimi anni, ha visto un aumento delle società che offrono servizi di car sharing (ad oggi i servizi di car sharing utilizzano sia di veicoli elettrici sia a combustione interna). Alcune di queste compagnie mettono a disposizione vetture elettriche per le quali sono state installate apposite colonnine di ricarica. Visto i vantaggi offerti, come ad esempio il libero accesso alla ZTL e il parcheggio gratuito nelle aree di sosta a pagamento, si attende una tendenza crescente anche nei prossimi anni, che porterà al raggiungimento di circa 1.800 veicoli nel 2027.

Nel Comune di Parma, per quanto riguarda le ricariche private, si sta assistendo ad un aumento di richieste di forniture di potenza elevata, da circa 500 kW a 1 MW, principalmente nei parcheggi dei centri commerciali e in corrispondenza delle aree di servizio lungo l'autostrada. Per quanto riguarda le ricariche pubbliche il Comune ha emesso nel 2020 un bando per la realizzazione di circa 50 colonnine di ricarica da ubicarsi in vari punti, ritenuti strategici, del territorio. Nell'ambito della stesura del nuovo Piano Urbanistico Generale (PUG) e visto il progetto Parma Climate Neutral 2030, l'Amministrazione Comunale e IRETI hanno

attivato tavoli di confronto per una pianificazione, sostenibile per la rete, dello sviluppo dell'infrastrutture di ricarica pubblica.

4.7. FABBISOGNO DI FLESSIBILITÀ

Affinché la rete di distribuzione riesca in modo efficiente a far fronte alla sempre maggiore diffusione della generazione distribuita e all'incrementale elettrificazione dei consumi, è necessario rendere la gestione della rete "attiva", superando l'approccio tradizionale che ha caratterizzato la distribuzione dell'energia elettrica. Il Distributore di Energia Elettrica (nel seguito DSO) potrà essere anche abilitatore e facilitatore della transizione energetica tramite la gestione attiva dei flussi energetici, tramite l'approvvigionamento di servizi di flessibilità locali. Il servizio di flessibilità locale può essere una richiesta di modulazione "a salire" o "a scendere" della potenza attiva scambiata da un cliente connesso alla rete di distribuzione con la rete stessa.

4.7.1. CONTESTO REGOLATORIO

A livello europeo è stata fornita un'accelerazione allo sviluppo dei mercati locali della flessibilità tramite la Direttiva europea 944/2019. Arera, in Italia, ha prospettato il nuovo ruolo del distributore come acquirente di servizi di flessibilità locali con il DCO 322/2019 e successivamente con la Delibera 352/2021. Con tale delibera, sono stati istituiti i progetti pilota che consentono ai distributori di sperimentare l'approvvigionamento di servizi di flessibilità locali.

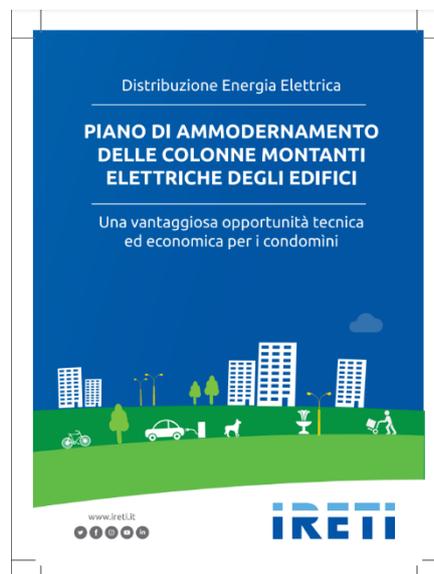
4.7.2. IRETI E LA FLESSIBILITÀ

IRETI ha individuato nel mercato della flessibilità il potenziale strumento di risoluzione di alcune criticità della rete. Attualmente la criticità principale che potrebbe avere impatti negativi sulla rete di distribuzione di IRETI è rappresentata da possibili "congestioni". Sebbene l'analisi tecnica effettuata al fine di individuare le porzioni di rete di Torino e Parma che possono essere affette da tale problema nel breve periodo non abbia al momento rilevato criticità significative, sono ancora in corso le valutazioni ed analisi per definire quale possa essere la migliore soluzione da applicare alle reti di competenza nel prossimo futuro: è infatti forte la consapevolezza che l'evoluzione del sistema elettrico – in considerazione di tutti gli scenari sviluppati e delle previsioni a livello nazionale ed europeo – richiederà una gestione sempre più attiva della rete tramite l'applicazione di soluzioni di approvvigionamento dei servizi di flessibilità locali per ottimizzarne l'utilizzo. Pertanto, IRETI sta conducendo anche delle analisi sul mercato per individuare la migliore piattaforma tecnica per poter acquistare in futuro servizi locali di flessibilità.

5. COLONNE MONTANTI

Considerando l'accelerazione dell'elettrificazione dei consumi e l'aumento esponenziale del fabbisogno elettrico da parte dei cittadini per i servizi quotidiani, IRETI ha avviato la campagna sperimentale di ammodernamento delle colonne montanti presenti negli edifici condominiali, ai sensi della delibera 467/2019/R/eel di ARERA. Obiettivo della sperimentazione nazionale è quello di incentivare all'ammodernamento e all'adeguamento dell'impianto elettrico, di proprietà dei gestori delle reti di distribuzione, sito nei condomini con data di costruzione antecedente il 1985, garantendone il rimborso dei costi delle opere edili ed elettriche dal 2020 al 2023.

La colonna montante è la parte dell'impianto elettrico "verticale" (talvolta "orizzontale") di proprietà di IRETI, esterna oppure incassata nel muro che, da un locale comune, arriva fino all'ultimo piano dell'edificio. In ogni piano sono presenti una o più cassette di derivazione, esterne o incassate nel muro, dalle quali sono derivati i conduttori fino ai contatori di energia elettrica delle unità immobiliari.



5.1. CENSIMENTO STABILI E COINVOLGIMENTO DEI CONDOMINI

Con riferimento a quanto previsto dalla Delibera 467/2019 IRETI ha effettuato le seguenti attività:

- attivazione dei canali di comunicazione per la gestione delle richieste di informazione e di adesione alla sperimentazione;
- censimento con ispezione in loco di oltre 17.000 stabili nel comune di Torino (di cui l'80% circa risultano stabili antecedenti al 1970 e il 20% circa tra 1970 e il 1985).

L'attività di censimento effettuata da IRETI aveva come obiettivo circa 18.500 stabili. Sono state inviate 17.258 lettere, a cui è seguito una manifestazione di interesse (anche solo a titolo informativo) di circa il 30%.

Dai censimenti effettuati risulta un totale di 283.400 utenze allacciate con colonna montante, di cui il 96% di tipologia domestica e il 4% non domestica. Da inizio sperimentazione al secondo trimestre 2023 sono stati sottoscritti 147 contratti che prevedono la bonifica di 235 colonne montanti (di cui 24 con lavori conclusi).

6. PIANIFICAZIONE DEGLI INTERVENTI

6.1. METODOLOGIA DI SCELTA DEGLI INTERVENTI

La pianificazione dello sviluppo della rete di distribuzione dell'energia elettrica è finalizzata all'individuazione degli interventi infrastrutturali e tecnologici che IRETI avvierà e/o realizzerà nel 2023-2027 al fine di:

- garantire le condizioni di sicurezza;
- migliorare la qualità e la continuità del servizio;
- incrementare la resilienza del sistema elettrico.

Per poter traguardare gli obiettivi sopracitati, IRETI individua gli interventi da inserire nel Piano di Sviluppo seguendo un processo di pianificazione articolato come riportato in figura 8.

Figura 8 – Metodo di scelta degli interventi di IRETI



Il processo di pianificazione ha come input:

- le analisi degli scenari previsti a livello europeo ed italiano (come visto nel capitolo 4);
- Analisi dello stato della rete per individuare le relative esigenze e/o criticità.

In funzione delle analisi degli input citati vengono quindi individuati i potenziali interventi da pianificare. Per questi vengono effettuate le analisi di fattibilità tecnica ed economica, a valle delle quali vengono individuati gli interventi necessari allo sviluppo della rete. Si passa quindi alla pianificazione vera e propria che implica la definizione di:

- Livello di priorità;
- Tempistiche;
- Costi.

Per individuare gli interventi necessari sono state censite le principali esigenze di sviluppo della rete di Torino e di Parma. In particolare, in accordo con gli scenari energetici prospettati nel documento e considerando le peculiarità tecniche delle reti di pertinenza di IRETI, sono state individuate le seguenti esigenze:

- Incremento della resilienza della rete per fattori critici di rischio;
- Incremento livello continuità del servizio;
- Incremento livello qualità del servizio;

- Razionalizzazione asset;
- Incremento elettrificazioni;
- Incremento digitalizzazione della rete.

6.2. INTERVENTI PIANIFICATI

Gli interventi pianificati e previsti nel Piano di Sviluppo sono presentati in modo aggregato in accordo alle seguenti logiche:

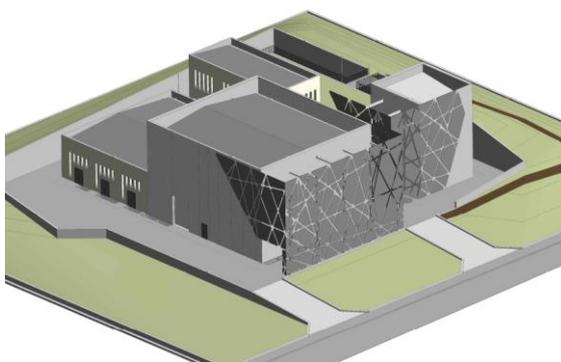
- Gli interventi sulle CP sono presentati singolarmente per ciascun impianto;
- Gli interventi sulla rete MT sono aggregati in funzione del Comune di riferimento e della relativa esigenza di rete (finalità dell'intervento);
- Le connessioni sono aggregate in funzione del Comune di riferimento;
- La resilienza è aggregata in funzione del fattore di rischio meteorologico relativo;
- Il rinnovo della rete MT e delle cabine MT/BT sono aggregate per Comune di riferimento e finalità dell'intervento.

6.2.1. NUOVA CP MICHELIN

IRETI ha pianificato la realizzazione di una nuova Cabina Primaria 132/22 kV nell'area a Nord Ovest del comune di Torino (area acquisita dalla società Michelin) denominata CP MICHELIN (figura 9). L'esigenza della realizzazione di tale CP è dovuta principalmente:

- alla crescente urbanizzazione e conseguente elettrificazione dell'area oggetto di intervento;
- alleggerimento del carico della CP STURA per migliorare la qualità e la continuità del servizio.

Figura 9 – rendering CP Michelin



Considerando l'attesa diffusione residenziale nell'area oggetto di intervento, si è preferito progettare un impianto completamente racchiuso in involucri architettonici o schermati con elementi caratterizzanti dei prospetti, atti a ridurre il più possibile la visibilità delle apparecchiature. In particolare, sarà realizzato un impianto completamente coperto e schermato. L'edificio si svilupperà prevalentemente su un piano fuori terra, un piano interrato e un parziale secondo piano.

Il nuovo impianto sarà principalmente costituito da:

- Settore AT con struttura ad “H” alla tensione di 132 kV, tre linee in ingresso, sbarra semplice con sezionatori congiuntori intermedi, due stalli trasformatore (con predisposizione per futuro stallo).
- Due unità trasformatore da 63 MVA.
- Settore MT costituito da due doppie sezioni a 22 kV, dieci scomparti linea per sezione (con predisposizione per una terza sezione).

La CP sarà caratterizzata da elevati livelli di monitoraggio, nell’ottica di garantire una adeguata manutenzione predittiva. In particolare, sarà possibile monitorare le principali grandezze fisiche (esempio, temperature del macchinario, composizione chimica degli oli isolanti, eventi di guasto elettrico, scariche parziali) direttamente da remoto, in tempo quasi reale. Inoltre, grazie all’utilizzo di sistemi di protezione di ultima generazione, sarà possibile coordinare l’intervento delle protezioni in modo selettivo con le protezioni (RG-DM) installate nelle cabine secondarie telecontrollate.

I costi di investimento totali previsti (riportati nella scheda di intervento TO1NEWCP) dell’opera sono stati stimati considerando opere analoghe realizzate in passato e le peculiarità tecniche dell’opera realizzata.

I costi operativi totali previsti (riportati nella scheda di intervento TO1NEWCP) a valle dell’entrata in esercizio dell’opera sono stati stimati considerando, per un periodo totale di 25 anni, le attività di monitoraggio degli impianti.

6.2.2. NUOVA CP BRAMANTE

IRETI ha pianificato la realizzazione di una nuova Cabina Primaria 132/22 kV, nel comune di Torino, denominata CP BRAMANTE (figura 10). L’esigenza della realizzazione di tale CP è dovuta principalmente:

- alla richiesta di elettrificazione di un’utenza a 22 kV richiesta da RFI per alimentare la sottostazione elettrica necessaria per il potenziamento del nodo ferroviario di Torino;
- potenziamento della rete urbana a 22 kV per migliorare la qualità e la continuità del servizio.

Figura 10 – rendering CP Bramante



La soluzione progettuale scelta consiste in un fabbricato chiuso costituito da più locali adatti a contenere le apparecchiature elettriche.

Il nuovo impianto sarà costituito da:

- Settore AT con struttura ad “H” alla tensione di 220 kV, due linee in ingresso, sbarra semplice con doppio congiuntore intermedio, tre stalli trasformatore;
- Due unità trasformatore da 63 MVA;
- Una unità trasformatore da 25 MVA;
- Settore MT costituito da due doppie sezioni a 22 kV, dieci scomparti linea per sezione;
- Quadro MT di consegna a RFI.

In termini di monitoraggio e manutenzione predittiva saranno implementate soluzioni analoghe a quelle previste per la CP Michelin.

I costi di investimento totali previsti (riportati nella scheda di intervento TO2NEWCP) dell’opera sono stati stimati considerando opere analoghe realizzate in passato e le peculiarità tecniche dell’opera realizzata.

I costi operativi totali previsti (riportati nella scheda di intervento TO2NEWCP) a valle dell’entrata in esercizio dell’opera sono stati stimati considerando, per un periodo totale di 25 anni, le attività di monitoraggio degli impianti.

6.2.3. POTENZIAMENTO CP SUD OVEST

IRETI ha pianificato di potenziare la CP denominata SUD OVEST tramite la realizzazione di un’ulteriore sezione MT rispetto alle due già esistenti. In particolare, il progetto prevede la fornitura e l’installazione di un trasformatore da 63 MVA, con rapporto di trasformazione 130/23,2 kV e di una sezione a 22 kV interconnessa, mediante interruttori congiuntori, con le attuali sezioni. La terza sezione sarà costituita da sedici scomparti a 22 kV, dieci dei quali destinati all’alimentazione di altrettante nuove linee della rete a 22 kV. Il lato a 132 kV del terzo trasformatore sarà alimentato dalla Stazione Salvemini di Terna, adiacente all’impianto di proprietà di IRETI. L’opera sarà realizzabile a seguito del ridimensionamento del sistema 27 kV, con conseguente recupero degli spazi necessari alla costruzione di un edificio fuori terra nel quale allocare gli scomparti di media tensione della terza sezione 22 kV.

L’attività di potenziamento descritta è finalizzata alla redistribuzione dei carichi alimentati dalla CP, con riduzione del numero di utenti/linea e conseguente minor impatto dei guasti MT

I costi di investimento totali previsti (riportati nella scheda di intervento TO1REVCP) dell’opera sono stati stimati considerando opere analoghe realizzate in passato e le peculiarità tecniche dell’opera realizzata.

I costi operativi totali previsti (riportati nella scheda di intervento TO1REVCP) sono stati stimati considerando, per un periodo totale di 25 anni, le attività di monitoraggio degli impianti.

6.2.4. REVAMPING CP SUD

IRETI ha pianificato di rinnovare l'impianto a 22 kV della CP SUD in modo da migliorare le performance della cabina e di razionalizzare gli spazi interni.

I costi di investimento totali previsti (riportati nella scheda di intervento TO2REVCP) dell'opera sono stati stimati considerando attività di revamping effettuate in passato e le peculiarità tecniche dell'opera realizzata.

I costi operativi totali previsti (riportati nella scheda di intervento TO2REVCP) sono stati stimati considerando, per un periodo totale di 25 anni, le attività di monitoraggio degli impianti.

6.2.5. COMPENSAZIONE REATTIVA

Le evoluzioni del sistema elettrico legate in particolare alla forte penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili hanno contribuito a dare maggior rilevanza alla necessità di regolare l'energia reattiva circolante. Infatti, nelle reti di distribuzione dell'energia elettrica è essenziale compensare le fluttuazioni della potenza reattiva, in quanto elevate e veloci variazioni di potenza reattiva aumentano le perdite del sistema di distribuzione e inducono fluttuazioni di tensione che spesso portano a penalità nella bolletta elettrica a causa del basso fattore di potenza. Pertanto, è stato avviato un processo di coordinamento con TERNA con lo scopo di:

- Analizzare i profili di tensione sui nodi rilevanti della RTN o sulle sbarre AT delle Cabine Primarie delle imprese distributrici, evidenziando le aree in cui si registrano criticità di esercizio nella regolazione di tensione.
- Analizzare i flussi di potenza attiva e reattiva scambiati tra le Cabine Primarie delle imprese distributrici e la RTN.
- Definire, a livello statistico, quanto i flussi di potenza reattiva in una specifica Cabina Primaria influenzino la tensione nei nodi rilevanti della RTN più prossimi.
- Definire possibili cluster di CP omogenee rispetto alle variazioni di tensione in funzione delle variazioni di potenza reattiva.
- Pianificare gli interventi per il controllo della tensione e la gestione degli scambi di energia reattiva, opportunamente identificati in relazione alle esigenze della RTN.

IRETI ha inviato nell'autunno 2021 al Regolatore le relazioni a firma congiunta con Terna sugli esiti delle attività di coordinamento tra il TSO e il DSO della pianificazione degli interventi per il controllo della tensione e la gestione degli scambi di energia reattiva, per risolvere le criticità a livello di sistema insistenti sui territori serviti da IRETI.

Tali relazioni evidenziano una sostanziale condivisione – in termini di ubicazione, caratteristiche tecniche e pianificazione temporale - della proposta di Piano di investimenti IRETI (già precedentemente trasmessa al Regolatore nella primavera 2021). Infatti, Terna ne ha valutato positivamente l'efficacia a risolvere nel medio-lungo periodo le criticità del sistema che si ritiene possano essere in qualche modo ricondotte alla rete di distribuzione.

IRETI ha pianificato di installare dispositivi di compensazione di energia reattiva su sezioni MT delle CP di propria competenza.

Specificamente per Torino, è stata riscontrata l'esigenza di compensare i rilevanti flussi di potenza reattiva da rete MT a rete AT e quindi sono stati condivisi interventi sia lato TSO (2 reattori nelle sue Stazioni Elettriche) sia lato DSO (installazione di Statcom in tutte le Cabine Primarie per compensarne la potenza reattiva scambiata), che saranno necessariamente realizzabili nell'orizzonte temporale di medio-lungo termine condiviso con Terna.

Per Parma, non sono state individuate particolari criticità nell'esercizio di tale porzione di rete e nel controllo dei profili di tensione. In ogni caso, per migliorare comunque il contenimento degli scambi di potenza reattiva in considerazione dell'evoluzione attesa dello scenario energetico, è stata condivisa la proposta del piano di IRETI dell'installazione di Statcom nelle Cabine Primarie del DSO. Gli interventi, considerandone la minore urgenza, sono stati pianificati a valle di interventi ritenuti invece prioritari sulla rete di Torino.

Sono infine attualmente in corso le attività di coordinamento tra IRETI, Terna e gli altri distributori operanti sui territori di Torino e Parma, perché IRETI possa redigere e inviare nell'autunno 2023 ad ARERA la relazione sugli esiti dell'attività del suo coordinamento per la pianificazione degli interventi per il controllo della tensione e la gestione degli scambi di energia reattiva, per le aree omogenee (identificate da Terna) su cui IRETI opera.

I costi di investimento totali previsti per gli interventi di IRETI (riportati nella scheda di intervento TP1STAT) del progetto sono stati stimati considerando la parte impiantistica da installare e tutte le opere a contorno.

I costi operativi totali previsti (riportati nella scheda di intervento TP1STAT) sono stati stimati considerando, per un periodo totale di 25 anni, le attività di monitoraggio degli impianti.

6.2.6. CONNESSIONI UTENZE

Per poter far fronte all'incremento del fabbisogno di elettricità IRETI prevede di effettuare una serie di interventi che assicureranno la possibilità di connettersi alla rete in sicurezza, assicurando la fornitura di utenze con potenze elevate localizzate sul territorio cittadino. In particolare, gli interventi che IRETI ha pianificato di effettuare, al fine di poter connettere gli utenti finali che lo richiedono, sono i seguenti:

- Modifica di porzioni di rete per soddisfare le richieste dei clienti finali;
- Realizzare e/o potenziare cabine MT/BT.

I costi di investimento totali previsti (riportati nelle schede di intervento PR1ALL e TO1ALL) sono stati stimati considerando lo storico di interventi analoghi.

Non sono previsti costi operativi incrementali associati agli interventi sulla rete MT.

6.2.7. RINNOVO RETE MT E CABINE MT/BT PARMA

Al fine di garantire l'esercizio in sicurezza ed incrementare il livello di continuità e affidabilità della rete, IRETI ha pianificato di rinnovare e/o potenziare congiungenti MT e cabine MT/BT. Il perimetro di impianti oggetto di intervento è stato individuato assegnando priorità agli interventi il cui impatto ha maggior beneficio nel breve periodo. In particolare, i driver considerati per la scelta degli interventi di rinnovo delle congiungenti MT sono:

- Risoluzione delle criticità di controalimentazione della CP TOSCANA in caso di fuori servizio degli impianti alimentanti in 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 riequilibrare carico e utenti in modo più omogeneo sulle CP;
- Riduzione dell'impatto sulla qualità del servizio a seguito di guasto. Tale riduzione è ottenibile con la realizzazione delle nuove dorsali congiungenti che consentono 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 controllabilità (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.

I driver considerati per la scelta degli interventi di rinnovo delle cabine secondarie sono:

- 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.

I costi di investimento totali previsti (riportati nella scheda di intervento PR1RIN) sono stati stimati considerando lo storico di interventi analoghi.

Non sono previsti costi operativi incrementali associati agli interventi sulla rete MT.

6.2.8. RESILIENZA PARMA

La rete elettrica di Parma ha rilevato delle criticità in caso di fenomeni climatici avversi in ambito di forti nevicate o forti raffiche di vento. Risulta pertanto necessario incrementare il livello di resilienza della rete sostituendo le porzioni di rete delle congiungenti che potrebbero cedere, comportando la disalimentazione dell'utenza sottesa. Gli interventi pianificati prevedranno la sostituzione delle porzioni di linea aerea nuda citate, con tratti di linee aeree in elicord e/o con tratti di cavo interrato. In tal modo, l'evento severo analizzato avrà minore impatto sulla rete di distribuzione.

Gli interventi con medesima finalità e tipologia di intervento, ma rientranti nel perimetro dell'articolo 78 del TIQE, sono riportati nel Capitolo 8 del presente documento.

I costi di investimento totali previsti (riportati nella scheda di intervento PR1RES) sono stati stimati considerando lo storico di interventi analoghi.

Non sono previsti costi operativi incrementali associati agli interventi sulla rete MT.

6.2.9. RESILIENZA TORINO

Lo scenario climatico attuale e futuro richiede un netto incremento del livello di resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica rispetto ad eventi meteo estremi. La necessità è quella di rendere il sistema elettrico maggiormente immune alle condizioni avverse estreme garantendo una maggiore affidabilità e stabilità delle alimentazioni elettriche.

Essendo gli eventi climatici caratterizzati dal forte legame alla territorialità, è stata condotta un'analisi nell'ambito della pubblicazione e comunicazione del Piano resilienza delle reti di distribuzione ai sensi dell'art. 78, comma 78.6 del Titolo 10 del Testo Integrato della Regolazione output-based dei Servizi di Distribuzione e Misura dell'Energia Elettrica (TIQE). Il relativo Piano è riportato nel capitolo 8 del presente documento.

In aggiunta all’iniziativa sopra citata da ARERA, il governo italiano ha dedicato dei fondi del PNRR all’incremento della resilienza tramite l’avviso pubblico per la presentazione di Proposte di intervento. In particolare, IRETI ha presentato due progetti rientranti nel seguente ambito di intervento del PNRR: Missione 2 “Rivoluzione verde e Transizione Ecologica” → Componente 2 “Energie Rinnovabili, idrogeno, rete e mobilità sostenibile” → Ambito di Intervento/misura 2 “Potenziare e digitalizzare le infrastrutture di rete” → Investimento 2.2 “Interventi per aumentare la resilienza della rete elettrica” (M2C2.2.2).

Gli approfondimenti sull’evoluzione climatica degli ultimi anni hanno evidenziato come i cambiamenti climatici, conseguenza del riscaldamento globale e causa degli eventi climatici avversi, non solo risultano attualmente in atto, ma sono destinati con ogni probabilità ad accentuarsi maggiormente. È possibile, pertanto, ipotizzare un futuro incremento della frequenza di accadimento degli eventi climatici analizzati e, con specifico riferimento alla città di Torino, delle ondate di calore (analisi specifiche sono riportate nel capitolo 8).

Gli interventi scelti per incrementare il livello di resilienza della rete elettrica di distribuzione sono focalizzati sulla rete di Media Tensione, in quanto è in questa parte di rete che si ha il maggior impatto delle ondate di calore. Gli interventi selezionati sono quelli che hanno maggior effetto di mitigazione in base alla variazione del Tempo di Ritorno del disservizio come definito nell’apposito capitolo, e includono i seguenti:

- Bonifica di intere dorsali MT;
- Incremento del livello di magliatura della rete;
- Rinnovo di Cabine Secondarie.

L’intervento di bonifica di intere dorsali MT prevede la sostituzione del conduttore esistente con cavo interrato con sezione 185 mm² 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, pari alla Tensione Nominale di funzionamento della rete di Torino). 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 pertanto 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 infatti proprio il giunto. La riduzione del numero di guasti (e quindi di doppi guasti) incrementa il Tempo di Ritorno del disservizio, con effetto benefico sulla rete.

Contestualmente alla posa delle linee, sarà eseguita la posa del cavo in fibra ottica collegante tutte le cabine secondarie con la relativa Cabina Primaria di riferimento.

L’incremento del livello della magliatura della rete è ottenuto mediante la posa di tratte di cavo interrato che interconnettono in uno o più punti tratti di linee MT con un elevato numero di Cabine MT/BT in serie (definiti festoni). I festoni selezionati per l’interconnessione appartengono a Cabine Primarie diverse, consentendo la possibilità di controalimentare i nodi MT della rete: con questo intervento diminuisce la probabilità che si verifichino eventi di doppio guasto, identificati come disservizio. Le tratte di cavo posato sono caratterizzate da un grado di isolamento maggiorato (18-30 kV).

Gli interventi di magliatura possono essere classificati secondo due tipologie:

- Intervento in entra-esce di una linea in cabina: consiste nell’inserimento di un congiuntore tra una linea e lo scomparto di una cabina, entrambi equipaggiati con un giunto;
- Interconnessione tra cabine: consiste nell’inserimento di un congiuntore tra cabine, i cui scomparti sono entrambi equipaggiati con un giunto.

Alcuni componenti fondamentali della cabina MT/BT sono particolarmente sollecitati in caso di ondata di calore. Tali sollecitazioni aumentano la probabilità di superamento della vita utile presunta dei componenti, con conseguente aumento del tasso di guasto. La vita dei componenti dipende non solo dalla qualità degli stessi, ma anche da fattori esogeni come appunto l’ondata di calore.

L’attività di rinnovo delle cabine MT/BT prevede i seguenti interventi:

- Realizzazione di nuovi locali fuori terra e/o ampliamento pozzi di accesso botole;
- Installazione di diversi sensori che consentono il monitoraggio dello stato della cabina. I principali sensori installati sono i seguenti: apertura porta, rilevamento fumo, temperatura e livello stato in cunicolo per rilevamento dell’eventuale presenza di acqua in cabina;
- Rinnovo del complesso delle principali apparecchiature: quadri MT, quadri BT e trasformatori MT/BT. In particolare, verranno installati:
 - apparecchiature in sostituzione di tutti i componenti non standardizzati;
 - quadri MT sostitutivi di quelli di età superiore ai 20 anni;
 - interruttori MT ICS in grado di aprire su guasto;
 - interruttori BT motorizzati;
 - rilevatori di guasto RG_DM;
 - terminali con sensori integrati per le misure di tensione e corrente da posizionare negli scomparti di cabina secondaria ed UP di nuova generazione.

I costi di investimento totali previsti (riportati nella scheda di intervento TO1RESPNRR) sono stati stimati considerando lo storico di interventi analoghi.

Non sono previsti costi operativi incrementali associati agli interventi sulla rete MT.

6.2.10. POTENZIAMENTO TELECONTROLLO RETE

Per favorire la transizione energetica è necessario incrementare sempre di più il livello di automazione e telecontrollo della rete. In particolare, per consentire un controllo della rete sempre più efficiente, IRETI ha pianificato di:

- Potenziare il sistema di telecontrollo della rete;
- Equipaggiare cabine MT/BT con sistemi di monitoraggio;
- Aumentare i nodi telecontrollati della rete.

I costi di investimento totali previsti (riportati nella scheda di intervento TP1TLCTEC) sono stati stimati considerando lo storico di interventi analoghi.

I costi operativi totali previsti (riportati nella scheda di intervento TP1TLCTEC) sono stati stimati considerando lo storico di interventi analoghi.

6.3.SCHEDE INTERVENTI

Di seguito sono riportate le schede degli interventi di sviluppo pianificati per il quinquennio 2023-2027. Gli interventi sono stati aggregati secondo le logiche riportate nel paragrafo 6.2 del presente documento. Si specifica che le schede di intervento per l'incremento della resilienza rientranti nel perimetro di quanto previsto dal TIQE sono riportate nel Capitolo 7 del presente documento.

ANAGRAFICA		
CODICE INTERVENTO	TO1NEWCP	
NOME INTERVENTO	CP MICHELIN	
AREA GEOGRAFICA	Torino	
DRIVER INTERVENTO	ELETTRIFICAZIONE/CONTINUITÀ SERVIZIO	
TIPOLOGIA INTERVENTO	Realizzazione nuova Cabina Primaria	
DESCRIZIONE SINTETICA INTERVENTO	Realizzazione di una nuova Cabina Primaria a 132/22 kV, caratterizzata da 2 trasformatori AT/MT di 63 MVA	
PROGRAMMA LAVORI E COSTI PREVISTI		
DATA INIZIO REALIZZAZIONE	2023	
DATA PREVISTA COMPLETAMENTO	2027	
STATO AVANZAMENTO PROGETTO	Come previsto	
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI TOTALI [€]	14.097.930	
COSTI OPERATIVI PREVISTI TOTALI [€]	350.000	
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI ANNUI		
ANNO	COSTI [€]	NOTE
2023	3.000.000	
2024	5.697.930	
2025	1.900.000	
2026	2.500.000	
2027	1.000.000	

ANAGRAFICA		
CODICE INTERVENTO	TO1REVCP	
NOME INTERVENTO	CP BRAMANTE	
AREA GEOGRAFICA	Torino	
DRIVER INTERVENTO	ELETTRIFICAZIONE/CONTINUITÀ SERVIZIO	
TIPOLOGIA INTERVENTO	Realizzazione nuova Cabina Primaria	
DESCRIZIONE SINTETICA INTERVENTO	Realizzazione di una nuova Cabina Primaria a 132/22 kV, caratterizzata da 2 trasformatori AT/MT di 63 MVA	
PROGRAMMA LAVORI E COSTI PREVISTI		
DATA INIZIO REALIZZAZIONE	2023	
DATA PREVISTA COMPLETAMENTO	2026	
STATO AVANZAMENTO PROGETTO	come previsto	
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI TOTALI [€]	19.300.000	
COSTI OPERATIVI PREVISTI TOTALI [€]	350.000	
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI ANNUI		
ANNO	COSTI [€]	NOTE
2023	800.000	
2024	2.611.211	
2025	8.400.000	
2026	7.488.779	

ANAGRAFICA		
CODICE INTERVENTO	TO1REVCP	
NOME INTERVENTO	REVAMPING CP SUD OVEST	
AREA GEOGRAFICA	Torino	
DRIVER INTERVENTO	CONTINUITÀ SERVIZIO	
TIPOLOGIA INTERVENTO	Potenziamento Cabina Primaria	
DESCRIZIONE SINTETICA INTERVENTO	Realizzazione della III sezione 22 kV dell'impianto CP	
PROGRAMMA LAVORI E COSTI PREVISTI		
DATA INIZIO REALIZZAZIONE	2026	
DATA PREVISTA COMPLETAMENTO	2026	
STATO AVANZAMENTO PROGETTO	In progettazione	
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI TOTALI [€]	2.500.000	
COSTI OPERATIVI PREVISTI TOTALI [€]	350.000	
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI ANNUI		
ANNO	COSTI [€]	NOTE
2026	2.500.000	

ANAGRAFICA		
CODICE INTERVENTO	TO2REVCV	
NOME INTERVENTO	REVAMPING CP SUD	
AREA GEOGRAFICA	Torino	
DRIVER INTERVENTO	CONTINUITÀ SERVIZIO	
TIPOLOGIA INTERVENTO	revamping Cabina Primaria	
DESCRIZIONE SINTETICA INTERVENTO	Rinnovo della sezione a 22 kV della Cabina Primaria	
PROGRAMMA LAVORI E COSTI PREVISTI		
DATA INIZIO REALIZZAZIONE	2026	
DATA PREVISTA COMPLETAMENTO	2027	
STATO AVANZAMENTO PROGETTO	In progettazione	
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI TOTALI [€]	1.300.000	
COSTI OPERATIVI PREVISTI TOTALI [€]	350.000	
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI ANNUI		
ANNO	COSTI [€]	NOTE
2026	700.000	
2027	600.000	

ANAGRAFICA		
CODICE INTERVENTO	TP1STAT	
NOME INTERVENTO	COMPENSAZIONE REATTIVA	
AREA GEOGRAFICA	Torino e Parma	
DRIVER INTERVENTO	QUALITÀ SERVIZIO	
TIPOLOGIA INTERVENTO	Installazione di compensatori	
DESCRIZIONE SINTETICA INTERVENTO	Installazione di compensatori di energia reattiva in Cabina Primaria	
PROGRAMMA LAVORI E COSTI PREVISTI		
DATA INIZIO REALIZZAZIONE	2022	
DATA PREVISTA COMPLETAMENTO	2026	
STATO AVANZAMENTO PROGETTO	In corso	
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI TOTALI [€]	9.786.174	
COSTI OPERATIVI PREVISTI TOTALI [€]	350.000	
COSTI INVESTIMENTO SOSTENUTI ANNUI		
ANNO	COSTI [€]	NOTE
2022	151.974	
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI ANNUI		
ANNO	COSTI [€]	NOTE
2023	1.941.873	
2024	1.688.576	
2025	2.039.605	
2026	3.964.140	

ANAGRAFICA		
CODICE INTERVENTO	PR1ALL	
NOME INTERVENTO	CONNESSIONI UTENZA	
AREA GEOGRAFICA	Parma	
DRIVER INTERVENTO	ELETTRIFICAZIONE	
TIPOLOGIA INTERVENTO	Predisposizione alle connessioni	
DESCRIZIONE SINTETICA INTERVENTO	Modifica/potenziamento di porzioni di rete per abilitare alla connessione gli utenti che lo richiedono	
PROGRAMMA LAVORI E COSTI PREVISTI		
DATA INIZIO REALIZZAZIONE	2023	
DATA PREVISTA COMPLETAMENTO	2027	
STATO AVANZAMENTO PROGETTO	In corso	
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI TOTALI [€]	19.200.000	
COSTI OPERATIVI PREVISTI TOTALI [€]	0	
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI ANNUI		
ANNO	COSTI [€]	NOTE
2023	2.900.000	
2024	3.500.000	
2025	4.000.000	
2026	4.000.000	
2027	4.800.000	

ANAGRAFICA		
CODICE INTERVENTO	TO1ALL	
NOME INTERVENTO	CONNESSIONI UTENZA	
AREA GEOGRAFICA	Torino	
DRIVER INTERVENTO	ELETTRIFICAZIONE	
TIPOLOGIA INTERVENTO	Predisposizione alle connessioni	
DESCRIZIONE SINTETICA INTERVENTO	Modifica/potenziamento di porzioni di rete per abilitare alla connessione gli utenti che lo richiedono	
PROGRAMMA LAVORI E COSTI PREVISTI		
DATA INIZIO REALIZZAZIONE	2023	
DATA PREVISTA COMPLETAMENTO	2027	
STATO AVANZAMENTO PROGETTO	In corso	
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI TOTALI [€]	53.200.000	
COSTI OPERATIVI PREVISTI TOTALI [€]	0	
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI ANNUI		
ANNO	COSTI [€]	NOTE
2023	11.500.000	
2024	11.500.000	
2025	9.500.000	
2026	9.800.000	
2027	10.900.000	

ANAGRAFICA		
CODICE INTERVENTO	PR1RIN	
NOME INTERVENTO	Rinnovo rete MT e cabine MT/BT	
AREA GEOGRAFICA	Parma	
DRIVER INTERVENTO	CONTINUITÀ SERVIZIO/ELETTRIFICAZIONE	
TIPOLOGIA INTERVENTO	Potenziamento rete	
DESCRIZIONE SINTETICA INTERVENTO	Rinnovo e/o potenziamento congiungenti MT e cabine MT/BT	
PROGRAMMA LAVORI E COSTI PREVISTI		
DATA INIZIO REALIZZAZIONE	2023	
DATA PREVISTA COMPLETAMENTO	2027	
STATO AVANZAMENTO PROGETTO	In corso	
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI TOTALI [€]	15.150.000	
COSTI OPERATIVI PREVISTI TOTALI [€]	0	
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI ANNUI		
ANNO	COSTI [€]	NOTE
2023	2.000.000	
2024	850.000	
2025	3.400.000	
2026	3.900.000	

2027	5.000.000	
ANAGRAFICA		
CODICE INTERVENTO	PR1RES	
NOME INTERVENTO	Incremento resilienza rete MT	
AREA GEOGRAFICA	Parma	
DRIVER INTERVENTO	RESILIENZA	
TIPOLOGIA INTERVENTO	Ricostruzione linee	
DESCRIZIONE SINTETICA INTERVENTO	Sostituzione conduttore 35 Cu, facente parte di linee congiungenti tra due CP, con cavo aereo Elicord 150 AL	
PROGRAMMA LAVORI E COSTI PREVISTI		
DATA PREVISTA INIZIO REALIZZAZIONE	2024	
DATA PREVISTA COMPLETAMENTO	2027	
STATO AVANZAMENTO PROGETTO	In progettazione	
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI TOTALI [€]	1.950.000	
COSTI OPERATIVI PREVISTI TOTALI [€]	0	
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI ANNUI		
ANNO	COSTI [€]	NOTE
2024	450.000	
2025	500.000	
2026	500.000	
2027	500.000	

ANAGRAFICA		
CODICE INTERVENTO	TO1RESPNRR	
NOME INTERVENTO	Incremento resilienza rete MT	
AREA GEOGRAFICA	Torino	
DRIVER INTERVENTO	RESILIENZA	
TIPOLOGIA INTERVENTO	Potenziamento rete MT	
DESCRIZIONE SINTETICA INTERVENTO	<ul style="list-style-type: none"> Bonifica di intere dorsali MT; Incremento del livello di magliatura della rete; Rinnovo di Cabine Secondarie. 	
PROGRAMMA LAVORI E COSTI PREVISTI		
DATA INIZIO REALIZZAZIONE	2022	
DATA PREVISTA COMPLETAMENTO	2026	
STATO AVANZAMENTO PROGETTO	In corso	
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI TOTALI [€]	44.225.500	
COSTI OPERATIVI PREVISTI TOTALI [€]	0	
COSTI INVESTIMENTO SOSTENUTI ANNUI		
ANNO	COSTI [€]	NOTE
2022	1.000.000	
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI ANNUI		
ANNO	COSTI [€]	NOTE
2023	7.576.500	
2024	11.411.000	
2025	17.159.000	
2026	7.079.000	

ANAGRAFICA		
CODICE INTERVENTO	TP1TLCTEC	
NOME INTERVENTO	TELECONTROLLO RETE	
AREA GEOGRAFICA	Torino e Parma	
DRIVER INTERVENTO	QUALITÀ E CONTINUITÀ SERVIZIO	
TIPOLOGIA INTERVENTO	Potenziamento Telecontrollo	
DESCRIZIONE SINTETICA INTERVENTO	Potenziamento sistema di telecontrollo e apparati periferici per il controllo da remoto della rete	
PROGRAMMA LAVORI E COSTI PREVISTI		
DATA INIZIO REALIZZAZIONE	2023	
DATA PREVISTA COMPLETAMENTO	2026	
STATO AVANZAMENTO PROGETTO	In corso	
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI TOTALI [€]	4.800.000	
COSTI OPERATIVI PREVISTI TOTALI [€]	100.000	
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI ANNUI		
ANNO	COSTI [€]	NOTE
2023	100.000	
2024	1.100.000	
2025	1.800.000	
2026	1.800.000	

7. PIANO RESILIENZA (ART. 78 TIQE)

7.1. PREMESSA E OBIETTIVI DEL PIANO RESILIENZA

Nell'ambito del Piano di Sviluppo si inserisce il Piano Resilienza delle reti di distribuzione di IRETI, ai sensi di quanto disposto all'art. 78, comma 78.6 del Titolo 10 del TIQE.

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 critici di rischio 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.

7.2. PIANO RESILIENZA – RETE DEE PARMA

7.2.1. METODO DI CALCOLO INDICE DI RISCHIO

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;
- TR è il tempo di ritorno associato all'evento climatico, il cui inverso 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.

7.2.2. INTERVENTI SCELTI

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

- Linea aerea nuda;
- Sezione < 50 mm²;
- 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 aerea 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 mm² 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 2023-2024 comprende il seguente intervento in fase di progettazione e/o realizzazione:

- CASELLO-MOLETO.

7.2.3. 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 14 a 50 anni. In tal modo, considerando invariato il numero di clienti BT beneficiari dell'intervento, è possibile calcolare l'IRI post intervento.

7.3. PIANO RESILIENZA – RETE DEE TORINO

7.3.1. 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;
- POC 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.

7.3.2. 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 (Figura 11, Figura 12), è possibile vedere come vi sia un progressivo aumento dei guasti durante il periodo estivo rispetto a quello non estivo.

Figura 11 - Andamento dei guasti della rete nel periodo non estivo



Figura 12 - 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.

7.3.3. 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:

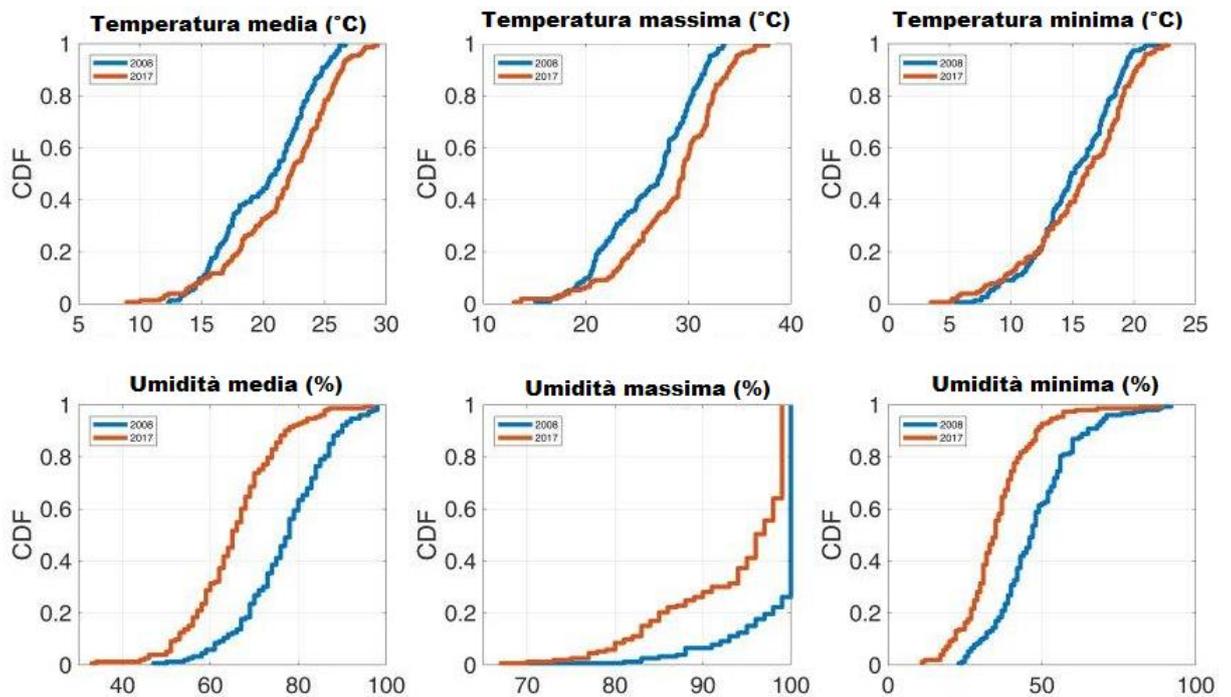
- Temperatura media [C°];
- Temperatura massima [C°];
- Temperatura minima [C°];
- Umidità media dell'aria [%];
- Umidità massima dell'aria [%];
- Umidità minima dell'aria [%].

Dal confronto delle suddette grandezze cumulate nel periodo estivo del 2008 e del 2017 (Figura 13) 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 13 - 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 (Tabella 9);
- I valori dei 4 parametri scelti per anno (Tabella 10).

Tabella 9 - Aumento % dei guasti/mese da periodo non estivo a estivo

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 10 - Analisi annuale dei parametri scelti con declinazione nel periodo estivo

ANNO	N° GIORNI SENZA PIOGGIA	N° DI OCCORRENZE DI GIORNI CONSECUTIVI SENZA PIOGGIA (con numero di giorni consecutivi senza pioggia \geq 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

Correlando i dati riportati in Tabella 9 e Tabella 10 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 \geq 110;
- Numero di occorrenze di giorni consecutivi senza pioggia \geq 1; con numero di giorni consecutivi senza pioggia \geq 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 \leq 50%.

7.3.4. 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.

7.3.5. 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 mm² 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 Tabella 11 sono riportati l'IRI e l'IRE calcolati per le linee MT GAVI e SIRIO oggetto dell'intervento di incremento resilienza.

Tabella 11 - Indice di rischio calcolato per ogni intervento rientrante nel Piano 2020-2022

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

Asiago	944	0,001
--------	-----	-------

Attualmente il Piano Resilienza 2023-2024 comprende i seguenti interventi in fase di progettazione e/o realizzazione:

- TRAVES
- ASIAGO
- EMILIA
- MALTA.

7.3.6. 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.

7.3.7. 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.

7.4. 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.

7.4.1. SCHEDE DI INTERVENTO RESILIENZA – RETE DEE PARMA

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	Il semestre 2019			
DATA COMPLETAMENTO	Il semestre 2020			
BENEFICI TOTALI INVESTIMENTO [k€/anno]	42,86			
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI TOTALI [€]	140.000			
LAVORI E COSTI EFFETTIVI				
DATA COMPLETAMENTO	Il 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			

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: <ul style="list-style-type: none"> • 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	Il semestre 2018			
DATA PREVISTA COMPLETAMENTO	Il semestre 2019			
BENEFICI TOTALI INVESTIMENTO [k€/anno]	143.96			
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI TOTALI [€]	365.000			
LAVORI E COSTI EFFETTIVI				
DATA COMPLETAMENTO	Il 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			

ANAGRAFICA				
CODICE INTERVENTO	PR3RES			
NOME INTERVENTO	Rinnovo e potenziamento Congiungente MT Panca - 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			
LAVORI E COSTI EFFETTIVI				
DATA COMPLETAMENTO	II semestre 2021			
COSTI INVESTIMENTO EFFETTIVI TOTALI [€]	548.843			
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI ANNUI				
ANNO	COSTI [€]		NOTE	
2020	10.000		Progettazione	
2021	290.000			
COSTI INVESTIMENTO SOSTENUTI ANNUI				
ANNO	COSTI [€]		NOTE	
2020	38.049			
2021	510.794			

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			
LAVORI E COSTI EFFETTIVI				
DATA COMPLETAMENTO	II semestre 2022			
COSTI INVESTIMENTO EFFETTIVI TOTALI [€]	191.522			
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI ANNUI				
	ANNO	COSTI [€]	NOTE	
	2021	10.000		
	2022	65.000		
COSTI INVESTIMENTO SOSTENUTI ANNUI				
	ANNO	COSTI [€]	NOTE	
	2021	130.674		
	2022	60.848		

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	
COSTI INVESTIMENTO SOSTENUTI ANNUI				
ANNO	COSTI [€]		NOTE	
2022	12.462			

7.4.2. SCHEDE DI INTERVENTO RESILIENZA – RETE DEE TORINO

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		
	2021	913.052		
NOTE				
La conclusione è avvenuta 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)				

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	Il semestre 2018			
DATA PREVISTA COMPLETAMENTO	Il semestre 2019			
BENEFICI TOTALI INVESTIMENTO [k€/anno]	344,45			
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI TOTALI [€]	1.069.057			
LAVORI E COSTI EFFETTIVI				
DATA COMPLETAMENTO	Il semestre 2019			
COSTI INVESTIMENTO EFFETTIVI TOTALI	1.401.975			
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI ANNUI				
ANNO	COSTI [€]		NOTE	
2018	777.496			
2019	291.561			
COSTI INVESTIMENTO SOSTENUTI ANNUI				
2018	571.460			
2019	830.515			

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	I 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			
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI ANNUI				
	ANNO	COSTI [€]	NOTE	
	2018	519.400		
	2019	309.906		
COSTI INVESTIMENTO SOSTENUTI ANNUI				
	2018	443.957		
	2019	469.636		

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				
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI ANNUI					
ANNO	COSTI [€]			NOTE	
2019	550.000				
2020	226.919				
COSTI INVESTIMENTO SOSTENUTI ANNUI					
ANNO	COSTI [€]			NOTE	
2018	8.765				
2019	524.680				
2020	990.856				

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			
2019	104.918			
2020	730.587			
2021	1.335.093			

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			
LAVORI E COSTI EFFETTIVI				
DATA COMPLETAMENTO	II semestre 2022			
COSTI INVESTIMENTO EFFETTIVI TOTALI [€]	1.721.695			
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI ANNUI				
ANNO	COSTI [€]		NOTE	
2021	1.000.000			
2022	286.882			
COSTI INVESTIMENTO SOSTENUTI ANNUI				
ANNO	COSTI [€]		NOTE	
2018	23.374			
2019	2.738			
2020	19.246			
2021	661.657			
2022	1.014.679			

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	Il semestre 2019			
DATA PREVISTA COMPLETAMENTO	Il semestre 2021			
BENEFICI TOTALI INVESTIMENTO [k€/anno]	159,70			
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI TOTALI [€]	1.491.005			
LAVORI E COSTI EFFETTIVI				
DATA COMPLETAMENTO	Il semestre 2021			
COSTI INVESTIMENTO EFFETTIVI TOTALI	1.956.133,32			
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			
2019	157.198			
2020	1.119.443			
2021	665.538			

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			
2019	3.296			
2020	0			
2021	502.202			
2022	886.596			

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				
LAVORI E COSTI EFFETTIVI					
DATA COMPLETAMENTO	I semestre 2022				
COSTI INVESTIMENTO EFFETTIVI TOTALI	1.309.712				
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI ANNUI					
ANNO	COSTI [€]		NOTE		
2021	800.000				
2022	100.000				
COSTI INVESTIMENTO SOSTENUTI ANNUI					
ANNO	COSTI [€]		NOTE		
2018	11.774				
2019	2.015				
2020	11.972				
2021	544.570				
2022	739.379				

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			
LAVORI E COSTI EFFETTIVI				
DATA COMPLETAMENTO	II semestre 2021			
COSTI INVESTIMENTO EFFETTIVI TOTALI	1.401.256			
COSTI INVESTIMENTO PREVISTI ANNUI				
ANNO	COSTI [€]		NOTE	
2020	900.000			
2021	300.000			
COSTI INVESTIMENTO SOSTENUTI ANNUI				
ANNO	COSTI [€]		NOTE	
2018	10.474			
2019	18.225			
2020	33.159			
2021	1.339.397			

ANAGRAFICA				
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	Il semestre 2021			
DATA PREVISTA COMPLETAMENTO	Il 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			
COSTI INVESTIMENTO SOSTENUTI ANNUI				
ANNO	COSTI [€]		NOTE	
2021	1.523			
2022	1.504.295			

ANAGRAFICA				
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	Il semestre 2021			
DATA PREVISTA COMPLETAMENTO	Il 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			
COSTI INVESTIMENTO SOSTENUTI ANNUI				
ANNO	COSTI [€]		NOTE	
2021	4.034			
2022	1.083.561			

ANAGRAFICA				
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	Il semestre 2021			
DATA PREVISTA COMPLETAMENTO	Il 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		
COSTI INVESTIMENTO SOSTENUTI ANNUI				
	ANNO	COSTI [€]		NOTE
	2021	4.235		
	2022	740.018		