

IRETI

PIANO DI SVILUPPO

RETE DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA

2025 - 2029



INDICE

1. IL CONTESTO NORMATIVO E REGOLATORIO.....	1
2. GLI OBIETTIVI DEL PIANO DI SVILUPPO	1
3. PRESENTAZIONE DI IRETI E DELLE REALTÀ SERVITE	1
4. CONSISTENZA DELLA RETE DI DISTRIBUZIONE	2
5. STATO DELLA RETE DI DISTRIBUZIONE	6
6. SCENARI DI EVOLUZIONE DEL SISTEMA ENERGETICO.....	7
6.1. SCENARIO ENERGETICO ATTUALE	9
6.1.1. ELETTRIFICAZIONE DEI CONSUMI.....	9
6.1.2. RES INTEGRATION.....	15
6.1.2.1. FOTOVOLTAICO	15
6.1.2.2. SISTEMI DI ACCUMULO	21
6.2. SCENARI ENERGETICI – ANALISI PROSPETTICA.....	23
6.2.1. ELETTRIFICAZIONE DEI CONSUMI.....	26
6.2.2. RES INTEGRATION.....	29
6.2.2.1. FOTOVOLTAICO	32
6.2.2.2. SISTEMI DI ACCUMULO	35
6.3. ELEMENTI DI INPUT	37
7. METODOLOGIA DI SCELTA E RAPPRESENTAZIONE DEGLI INTERVENTI.....	38
7.1. DRIVER.....	39
7.2. CRITERI DI PIANIFICAZIONE TECNICA E DIMENSIONAMENTO NUOVI ASSET.....	39
7.3. MODALITÀ DI RAPPRESENTAZIONE DEGLI INTERVENTI.....	40
7.4. ANALISI CBA.....	41
7.4.1. STIMA DEI COSTI.....	41
7.4.1.1. STIMA DEI COSTI DI INVESTIMENTO (CAPEX) DEGLI INTERVENTI.....	41
7.4.1.2. STIMA DEI COSTI OPERATIVI (OPEX) DEGLI INTERVENTI.....	42
7.4.2. I BENEFICI DEGLI INTERVENTI.....	42
8. LE ESIGENZE DI SVILUPPO.....	43
9. INTERVENTI PIANIFICATI.....	44
9.1. NUOVE CP	44
9.2. RINNOVO CP	47
9.3. RETE MT.....	50
9.4. RETE BT	54
10. ALLEGATI PDS	55

IRETI

1. IL CONTESTO NORMATIVO E REGOLATORIO

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 dalle delibere 296/2023/R/eel e ss.mm.ii. sulla base delle linee guida approvate dalla Delibera 524/2024/R/eel e in attuazione della delibera 617/2023/R/eel.

2. GLI OBIETTIVI DEL PIANO DI SVILUPPO

Il Piano di Sviluppo descrive gli interventi infrastrutturali e tecnologici, previsti da IRETI per il quinquennio 2025-2029, aventi come obiettivo lo sviluppo ed il potenziamento della rete elettrica in coerenza con l'attività di pianificazione del distributore. Gli obiettivi perseguiti a mezzo di tale pianificazione sono:

- potenziamento rete di distribuzione, al fine di assicurare il fabbisogno di energia e potenza elettrica richiesta in prelievo ed in immissione;
- miglioramento qualità del servizio in termini di numero e durata delle interruzioni;
- miglioramento qualità della tensione;
- incremento resilienza ai fattori critici di rischio della rete;
- riduzione perdite di distribuzione.

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.

3. PRESENTAZIONE DI IRETI E DELLE REALTÀ SERVITE

Il Gruppo Iren è una multiutility quotata alla Borsa Italiana che opera nei settori dell'energia elettrica (produzione, distribuzione e vendita), del teleriscaldamento (produzione, distribuzione e vendita), del gas (distribuzione e vendita), della gestione dei servizi idrici integrati, dei servizi ambientali (raccolta e smaltimento dei rifiuti), delle soluzioni integrate per l'efficienza energetica di soggetti pubblici e privati e dei servizi per le Pubbliche Amministrazioni.

Il Gruppo è strutturato sul modello di una holding industriale (la Capogruppo Iren S.p.A.), che raggruppa tutte le attività staff corporate di Gruppo, e quattro Business Unit, governate da quattro Società Capofiliera, che presidiano le attività per linea di business secondo un modello scalabile con l'immediata integrazione di tutte le realtà acquisite.

IRETI S.p.A. è la società del Gruppo Iren che opera nell'area di business dei servizi a rete attraverso la gestione, il rinnovo e lo sviluppo delle reti di distribuzione di energia elettrica e quelle idriche costituite dalla rete acquedottistica, fognaria e degli impianti di depurazione.

In particolare, IRETI nell'ambito della distribuzione dell'energia elettrica si occupa di:

- trasportare e trasformare l'energia elettrica sulle reti di distribuzione;
- connettere alle reti di distribuzione i soggetti che ne fanno richiesta;
- gestire, mantenere e sviluppare le reti di distribuzione e i relativi dispositivi di interconnessione.

Lo staff di Ireti – Distribuzione Energia Elettrica (di seguito DEE) – è organizzato come segue:

- Operation, per la gestione ed esecuzione dei lavori;

- Ingegneria, per la pianificazione e progettazione delle opere;
- Servizi della Distribuzione, per la gestione dell'utenza e delle misure.

IRETI valorizza il dialogo con gli stakeholder e le istituzioni locali, integrando le loro esigenze nelle proprie strategie e rimanendo sempre aperta al confronto per garantire un servizio efficiente e sostenibile.

4. 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 la 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 31/12/2024, sono riportati in Tabella 5 - **Andamento energia distribuita IRETI**.

IMPIANTI	U.M.	TORINO	PARMA
Rete AT	km	16,6	-
Rete MT	km	1.986	946
Linee aeree MT	km	3	255
Linee interrate MT	km	1.983	691
Rete BT	km	2.665	1.664
Cabine Primarie AT/MT	n°	10	5
Cabine Primarie MT/MT	n°	23	12
Cabine Secondarie MT/BT	n°	3.370	1.204
Cabine Secondarie MT/BT ¹	MW	3.468	967
Utenti serviti BT	n°	570.181	127.020
Utenti serviti MT	n°	847	382
Produttori	n°	3.088	4.921

Tabella 1 - Consistenza reti di IRETI

¹ Aggregato potenze impegnate

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 di proprietà di 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.

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

Tabella 2 - CP rete di Parma

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 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.

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

Tabella 3 - CP rete di Torino

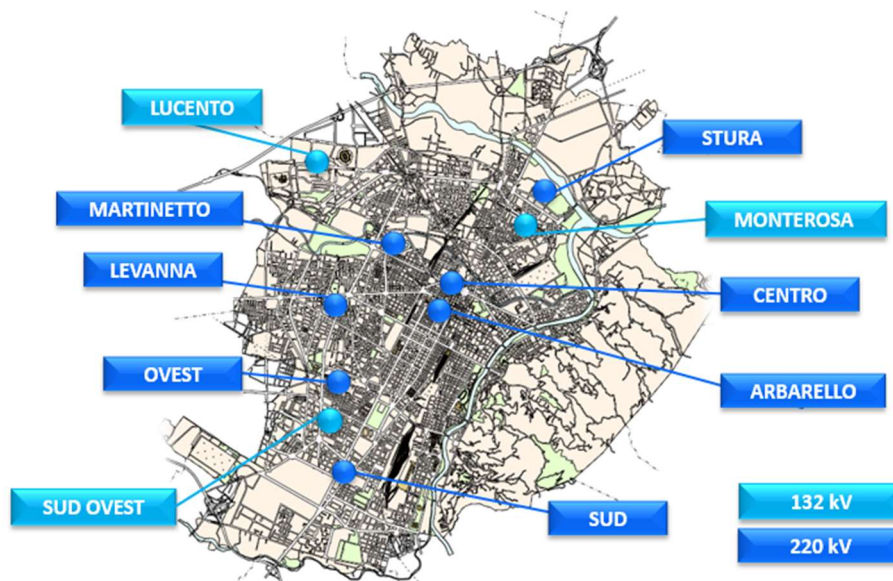


Figura 1 - Localizzazione CP rete di Torino



Figura 2 – Localizzazione CP rete di Parma

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.

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

Tabella 4 - Cabine MT/MT Torino

5. STATO DELLA RETE DI DISTRIBUZIONE

I sistemi di telecontrollo e automazione sono fondamentali per una conduzione ottimale delle reti di distribuzione, consentendo al COE (Centro Operativo Elettrico) di agevolare tutte le operazioni necessarie ad assicurare la qualità e la continuità del servizio elettrico fornito. Nel dettaglio, il 27% delle cabine secondarie risulta telecontrollato. Nello specifico, il sistema utilizzato attualmente consente la rilevazione del tronco di rete in media tensione affetto da guasto (FNC – Funzione a Neutro Compensato). Tale procedura viene eseguita autonomamente dalle unità periferiche grazie ai segnali provenienti dai rilevatori di guasto ed assenza tensione installati nelle cabine secondarie, senza alcun intervento del sistema centrale. Gli operatori vengono allertati soltanto al termine della procedura automatica che segnala loro il tratto affetto da guasto.

Con l'obiettivo di migliorare sempre più le prestazioni del sistema di distribuzione nel suo complesso, negli ultimi anni è stata avviata l'adozione di nuove tecniche per l'osservabilità e flessibilità di rete (Smart Grids). Le nuove tecniche, infatti, permettono di ridurre sempre più il numero di clienti disalimentati durante le manovre automatiche di selezione del guasto e, a tendere, di prevedere la rialimentazione automatica dei tratti MT a valle della sezione di rete in guasto.

Le tecnologie Smart Grids attualmente impiegate sono caratterizzate da:

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

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.

IRETI ha individuato nel mercato della flessibilità un potenziale strumento di risoluzione di alcune criticità della rete. Attualmente la criticità principale che potrebbe avere impatti nefasti sulla rete di distribuzione di IRETI è rappresentata da possibili "congestioni". Per tale motivo è stata effettuata un'analisi tecnica al fine di individuare le porzioni di rete che possono essere affette da tale problema nel breve/medio periodo. Dall'analisi condotta non risultano criticità particolari in tal senso, su entrambe le reti di Torino e di Parma. È comunque forte la consapevolezza che l'evoluzione del sistema elettrico si baserà sulla gestione sempre più attiva della rete tramite l'applicazione di soluzioni di approvvigionamento dei servizi di flessibilità locali. Pertanto, IRETI sta conducendo delle analisi sul mercato per individuare la migliore piattaforma tecnica per poter acquistare servizi locali di flessibilità. Attualmente le reti di distribuzione MT di Torino e di Parma risultano ben dimensionate in quanto non si rilevano significative criticità in termini di saturazione, congestione di porzioni di rete e qualità della tensione.

Le performance del servizio di distribuzione elettrica del territorio di Torino sono influenzate da diverse variabili esogene ed endogene ad IRETI.

Dal punto di vista esogeno, nel corso degli ultimi anni abbiamo assistito a una maggior concentrazione di interruzioni nei mesi estivi, in particolare, in corrispondenza dei periodi di ondate di calore. Queste ultime, come evidenziato da recenti studi, determinano:

- un maggior utilizzo dei sistemi di condizionamento, che comporta l'incremento dei picchi di carico della rete;
- una temperatura di esercizio delle apparecchiature di rete (trasformatori, cavi, cabine secondarie...) superiore a quelle di normale funzionamento e prossime a quelle di avvio protezioni;
- degradazione dei materiali isolanti con specifiche ripercussioni nei principali punti di discontinuità della rete (giunti).

Inoltre, la complessità della rete, realizzata in modo stratificato nel tempo in un'area densamente urbanizzata, rallenta il processo di rinnovo fisico e tecnologico dell'infrastruttura posto in essere da IRETI. Pertanto, l'impatto positivo del rinnovo della rete MT è fisiologicamente ritardato.

Le performance del servizio di distribuzione elettrica del territorio di Parma, negli ultimi anni, sono state influenzate dal verificarsi di sporadici eventi eccezionali. Quest'ultimi risultano più impattanti per il comune di Parma - rispetto a quello di Torino - in quanto il territorio si presenta dimensionalmente più esteso ma meno urbanizzato. Nel dettaglio, le zone centrali (alta concentrazione) di Parma registrano da tempo performance di continuità del servizio migliori di quelle della prima cintura cittadina (bassa concentrazione). Questo dal momento che il centro città dispone di una rete distributiva maggiormente magliata, in grado di agevolare le operazioni di ripristino in caso di guasto.

6. SCENARI DI EVOLUZIONE DEL SISTEMA ENERGETICO

L'analisi dello scenario energetico, dipendente da fattori esterni, si basa su analisi storiche e prospettive della domanda di energia elettrica. Le stime future di consumo rappresentano un elemento chiave per lo sviluppo della rete di distribuzione, insieme alle valutazioni sullo stato della rete di distribuzione.

Gli scenari utilizzati sono in coerenza con il "Documento di criteri applicativi comuni per la definizione delle ipotesi specifiche locali di scenario" presentato congiuntamente dai DSO che gestiscono oltre 100.000 punti di prelievo ai sensi dell'art. 61.3 del TIQD.

La pianificazione della rete elettrica di distribuzione deve considerare l'evoluzione attesa dell'intero sistema elettrico, immaginando i possibili scenari futuri per la gestione e il funzionamento della rete. In questo contesto, un riferimento essenziale è rappresentato dalle previsioni fornite dal gestore della rete di trasmissione contenute nel Documento di Descrizione degli Scenari 2024 (nel seguito DDS 24), sviluppato da TERNA in collaborazione con SNAM.

Per affinare le valutazioni prospettive sulle reti di competenza è necessario prendere in considerazione anche i dati dettagliati relativi all'area geografica di competenza, così da garantire una pianificazione più accurata sia dal punto di vista temporale che territoriale. Inoltre, le previsioni dei carichi sulla rete di distribuzione rappresentano un elemento chiave per la definizione del Piano di Sviluppo della rete stessa.

Va sottolineato che il contesto attuale è caratterizzato da una crescente complessità: la rete di distribuzione sta passando da un modello “passivo” a uno “attivo”. Questa trasformazione è accompagnata da:

- una progressiva decentralizzazione delle risorse collegate alla rete, tra cui la generazione distribuita;
- l’espansione dei sistemi di accumulo di energia;
- la diffusione delle infrastrutture di ricarica per i veicoli elettrici;
- il crescente coinvolgimento dei consumatori nel mercato energetico attraverso la gestione attiva della domanda (active demand).

Di conseguenza, la rete di distribuzione diventa un’infrastruttura fondamentale per abilitare la transizione energetica, mentre il distributore assume un ruolo sempre più centrale nella gestione del sistema stesso.

Gli scenari energetici attesi in Italia al 2030 sono influenzati da diversi fattori, tra cui:

- le politiche europee;
- le tendenze tecnologiche;
- le dinamiche di mercato;
- le necessità di sostenibilità ambientale.

Di seguito sono elencati alcuni dei macro-trend che caratterizzeranno il panorama energetico nazionale nei prossimi anni.

- Transizione Energetica: l'Italia sta puntando a una transizione energetica verso fonti rinnovabili, in linea con gli obiettivi del Green Deal europeo. Si prevede un aumento significativo nella produzione di energia da fonti rinnovabili, come solare ed eolico, con l'obiettivo di ridurre le emissioni di gas serra;
- Decarbonizzazione: l'Italia si è impegnata a raggiungere la neutralità climatica entro il 2050. Le politiche nazionali e regionali si concentreranno sulla decarbonizzazione dei settori energetici, industriali e dei trasporti, favorendo l'elettrificazione e l'uso di biocarburanti e idrogeno;
- Efficienza Energetica: ci si aspetta un aumento degli investimenti in tecnologie e best practice che riducano il consumo energetico, come l'isolamento degli edifici e l'uso di apparecchiature ad alta efficienza;
- Innovazione Tecnologica: le nuove tecnologie, come le batterie avanzate per l'accumulo di energia e le soluzioni di smart grid, giocheranno un ruolo cruciale nel supportare l'integrazione delle rinnovabili e nella stabilizzazione della rete elettrica;
- Elettrificazione dei Trasporti: il settore dei trasporti vedrà una crescente elettrificazione, con un aumento della diffusione di veicoli elettrici e un miglioramento delle infrastrutture di ricarica. Questo contribuirà a ridurre le emissioni nel settore dei trasporti;
- Mercati Energetici: si prevede una maggiore integrazione dei mercati energetici europei, con una crescente interconnessione tra i Paesi. L'Italia potrebbe diventare un hub energetico strategico grazie alla sua posizione geografica e alle infrastrutture esistenti;
- Investimenti: gli investimenti nelle rinnovabili e nelle infrastrutture energetiche saranno fondamentali. Si prevede un aumento degli investimenti pubblici e privati, incentivati anche da fondi europei e nazionali;
- Politiche e Regolamentazioni: le politiche energetiche italiane saranno influenzate da normative europee e nazionali che promuovono la sostenibilità e la riduzione delle emissioni. Ci si aspetta un'evoluzione delle normative per facilitare l'adozione delle energie rinnovabili e l'efficienza energetica.

In sintesi, l'Italia si sta preparando a un cambiamento significativo nel suo panorama energetico entro il 2030, con un focus su sostenibilità, innovazione e integrazione dei mercati. La transizione energetica rappresenta una sfida, ma anche un'opportunità per promuovere uno sviluppo economico sostenibile e ridurre l'impatto ambientale.

6.1. SCENARIO ENERGETICO ATTUALE

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 nel suo complesso, ipotizzando gli scenari futuri degli assetti di funzionamento della rete.

In particolare, per le realtà servite da IRETI è necessario tenere in considerazione i seguenti aspetti tecnici:

- incremento del carico elettrico per i nuovi usi dell'energia elettrica (transizione dei consumi energetici verso il vettore elettrico);
- decentralizzazione delle risorse connesse alla rete;
- diffusione della generazione distribuita;
- nuova modalità di partecipazione dei clienti al mercato dell'energia;
- drivers economico/sociali nazionali ed internazionali (obiettivi di decarbonizzazione).

6.1.1. ELETTRIFICAZIONE DEI CONSUMI

Gli obiettivi di decarbonizzazione implicano - oltre alla generazione distribuita - la diffusione di nuove forme di utilizzo dell'energia elettrica (come demand response, mobilità elettrica/vehicle to grid), destinate a cambiare in modo radicale il paradigma di gestione e funzionamento del sistema elettrico nel suo complesso. I distributori dovranno essere in grado di incrementare la potenza disponibile per gli utenti finali, al fine di poter abilitare "l'elettrificazione dei consumi" e quindi la conversione, ove possibile, al vettore elettrico. Inoltre, le considerazioni rispetto allo sviluppo dei consumi tengono implicitamente conto anche delle nuove esigenze di prelievo derivanti dagli effetti del cambiamento climatico.

Secondo le rilevazioni di Terna, nel 2024 i consumi elettrici italiani sono aumentati del +2,2% al Nord, +2,3% al Centro e +2,1% al Sud e nelle Isole rispetto ai dati del 2023, attestandosi a 312,3 miliardi di kWh (con punta oraria massima di 57,5 GW registrata il 18 luglio dalle 15 alle 16). Per l'anno 2024, IRETI ha distribuito un'energia pari a 3.581 GWh.

Energia distribuita IRETI		
ANNO	GWh	Andamento rispetto anno precedente
2020	3.315	
2021	3.438	+3,74%
2022	3.321	-3,41%
2023	3.462	+4,23%
2024	3.581	+3,44%

Tabella 5 - Andamento energia distribuita IRETI

Parma Utenti BT			
	N.utenti	consumi [MWh]	Andamento rispetto anno precedente
2020	127.839	454.569	
2021	128.147	480.535	+5,71%
2022	130.715	469.502	-2,30%
2023	130.584	466.862	+0,56%
2024	127.020	479.096	+2,62%
Parma Utenti MT			
	N.utenti	consumi [MWh]	Andamento rispetto anno precedente
2020	365	349.021	
2021	361	375.108	+7,47%
2022	348	313.745	-16,36%
2023	384	360.030	+14,75%
2024	394	409.661	+13,79%

Tabella 6 - Andamento annuale consumi in [MWh] comune di Parma

Torino Utenti BT			
	N.utenti	consumi [MWh]	Andamento rispetto anno precedente
2020	562.916	1.625.994	
2021	563.845	1.693.496	+4,15%
2022	559.328	1.663.575	-1,77%
2023	569.406	1.757.083	+5,62%
2024	570.181	1.788.799	+1,81%
Torino Utenti MT			
	N.utenti	consumi [MWh]	Andamento rispetto anno precedente
2020	810	884.991	
2021	823	889.273	+0,48%
2022	762	874.348	-1,68%
2023	786	877.766	+0,39%
2024	847	903.187	+2,90%

Tabella 7 - Andamento annuale consumi in [MWh] comune di Torino

Come evidenziato dalle tabelle precedenti il carico è in costante aumento escludendo l'anno 2022 che ha visto un calo sull'anno precedente principalmente dovuto a scenari politici. Si conferma, quindi, la tendenza ad una graduale transizione al vettore energetico.

Il carico medio complessivo giornaliero negli ultimi anni ha visto un graduale aumento. Nello specifico, nell'area di Torino il carico medio del 2024 è stato superiore del 37% rispetto al 2020 e nell'area di Parma il medesimo aumento è stato del 79%.

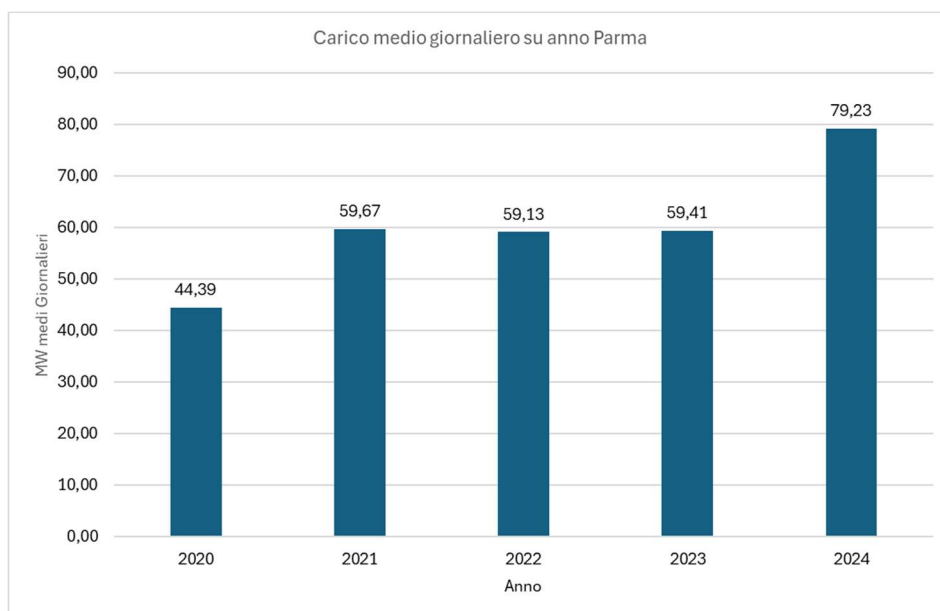


Figura 3 - Analisi del carico medio giornaliero 2020 – 2024 (PR)

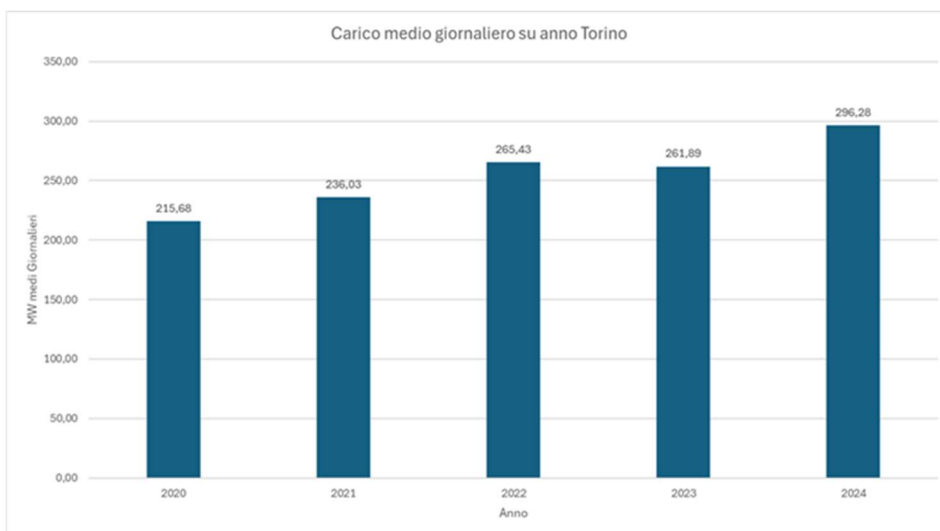


Figura 4 - Analisi del carico medio giornaliero 2020 – 2024 (TO)

L'incremento tendenziale della domanda elettrica è il risultato di variazioni positive in quasi tutto il corso dell'anno, in particolare nel periodo estivo, caratterizzato da temperature superiori alla media decennale. L'Italia è infatti caratterizzata da una forte correlazione tra temperatura e consumi elettrici. Tale fenomeno, tuttavia, è in rapido sviluppo anche nel periodo invernale, spinto sempre da un maggior uso del vettore elettrico anche per il riscaldamento degli ambienti. Come evidenziato dalla seguente figura all'aumentare delle temperature il fabbisogno cresce, via via, sempre più ripidamente raggiungendo un coefficiente di circa 550 MW/°C in condizioni estive

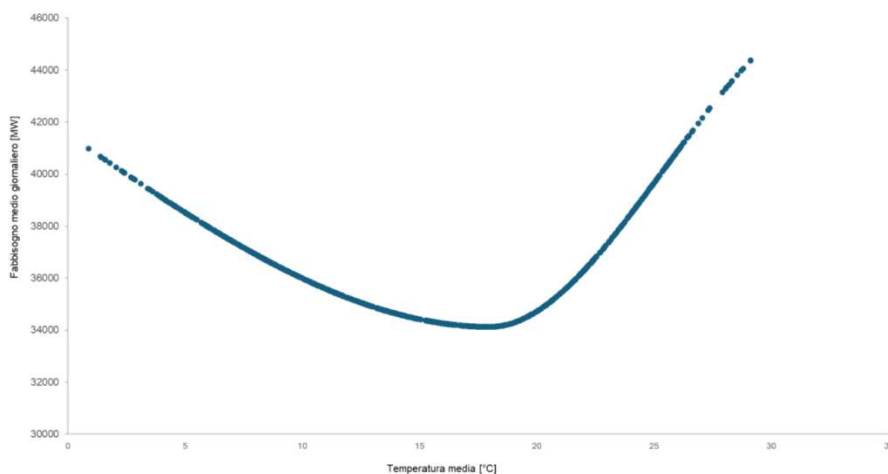


Figura 5 - Relazione fabbisogno medio giornaliero italiano – temperatura (fonte DDS24)

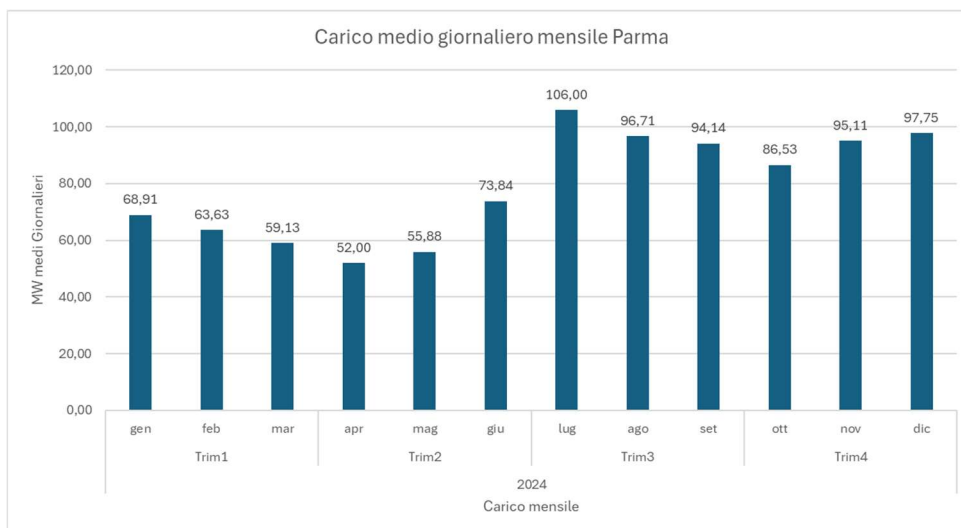


Figura 6 - Analisi del carico medio mensile 2024 (PR)

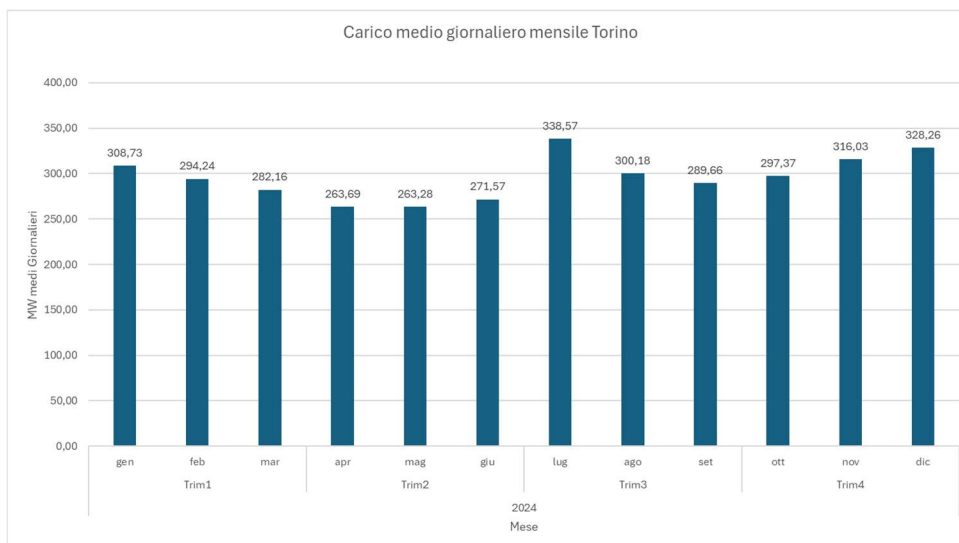


Figura 7 - Analisi del carico medio mensile 2024 (TO)

Ad oggi le principali tecnologie identificate per lo sviluppo dell'elettrificazione dei consumi sono l'evoluzione della Mobilità Elettrica e l'installazione di Pompe di Calore per la climatizzazione degli ambienti in sostituzione delle caldaie a gas. Entrambi gli aspetti determinano un aumento generalizzato dei fattori di carico, solo in parte compensato dall'eventuale generazione. L'incremento dovuto all'installazione di pompe di calore nei territori di Torino e Parma risulta minore rispetto alle proiezioni nazionali in quanto nei territori serviti è presente il servizio di teleriscaldamento in modo diffuso (maggiore del 50%).

Gli effetti principali, in ambito mobilità elettrica, sul carico nelle reti di competenza di IRETI si basano principalmente sull'utilizzo delle colonnine di ricarica pubblica. Al termine del 2024 i dati complessivi delle connessioni per le colonnine adibite a ricarica pubblica presenti sulla rete di Torino e Parma sono riportati qui di seguito.

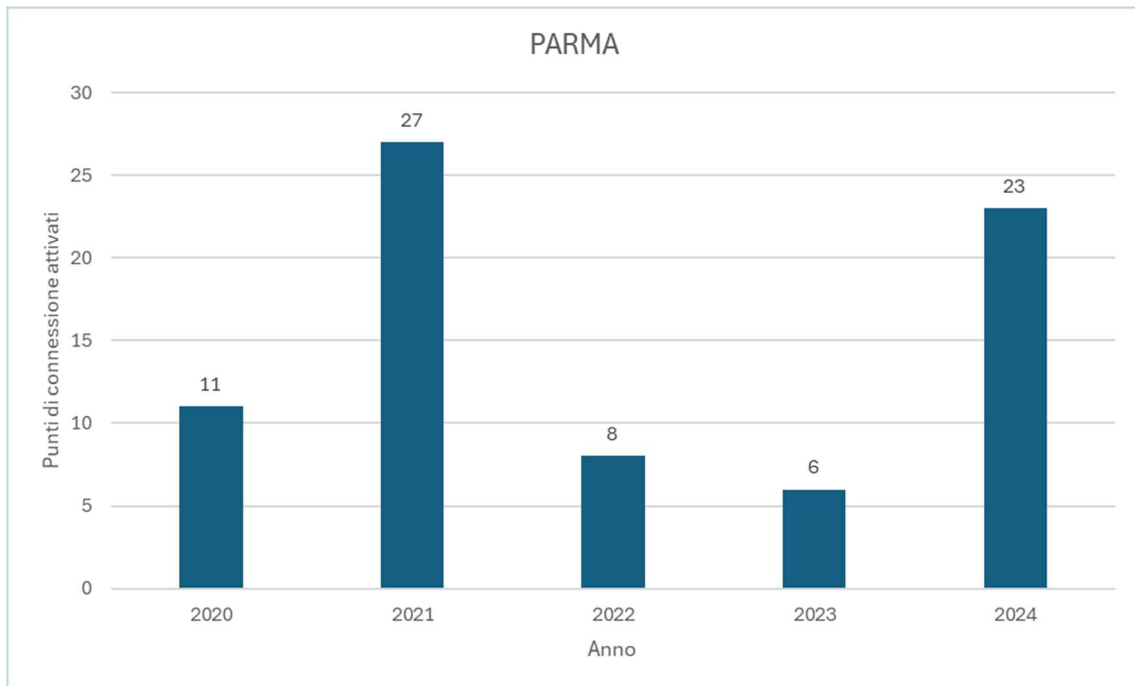


Figura 8 - Attivazioni nuovi punti di ricarica (PR)

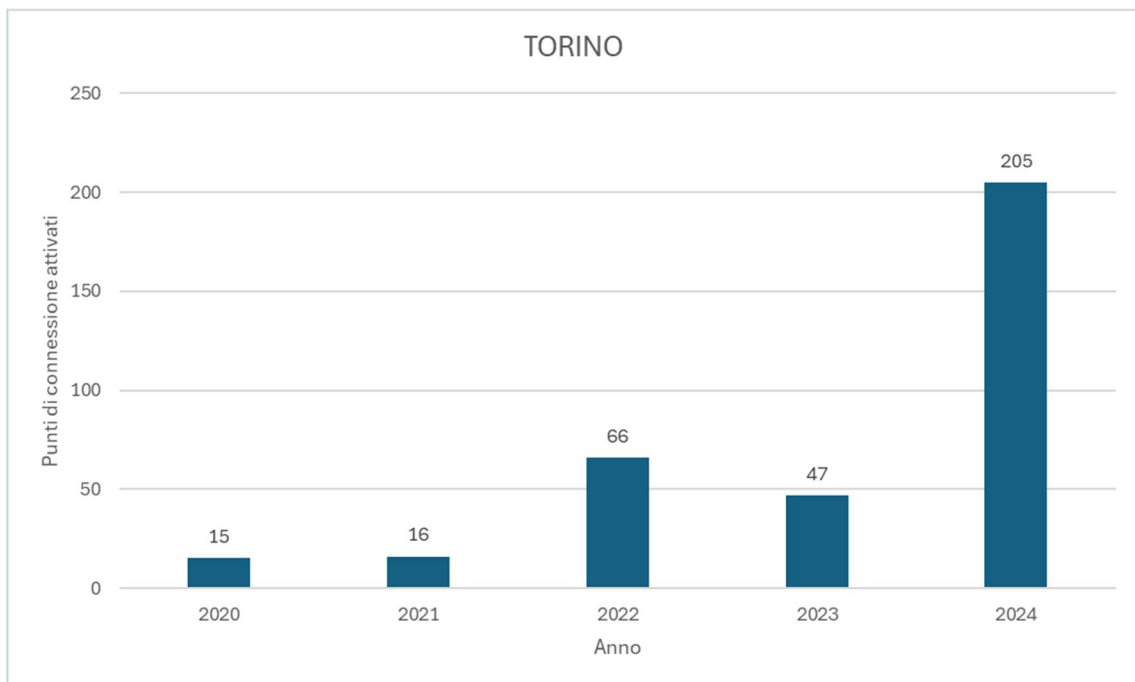


Figura 9 - Attivazioni nuovi punti di ricarica (TO)

6.1.2. RES INTEGRATION

La diffusione della generazione distribuita ha un forte impatto sullo scenario del sistema elettrico: la presenza di impianti di produzione connessi in media e bassa tensione ha determinato una rapida evoluzione del comportamento delle reti di distribuzione aumentando la possibilità che per alcune sezioni di trasformazione AT/MT e/o MT/BT si presenti il fenomeno di inversioni di flusso.

Per questo motivo, è necessario effettuare analisi specifiche sui singoli territori per definire un quadro di riferimento il più aderente possibile alla realtà. Le due realtà cittadine hanno visto una crescita delle richieste di connessione senza precedenti.

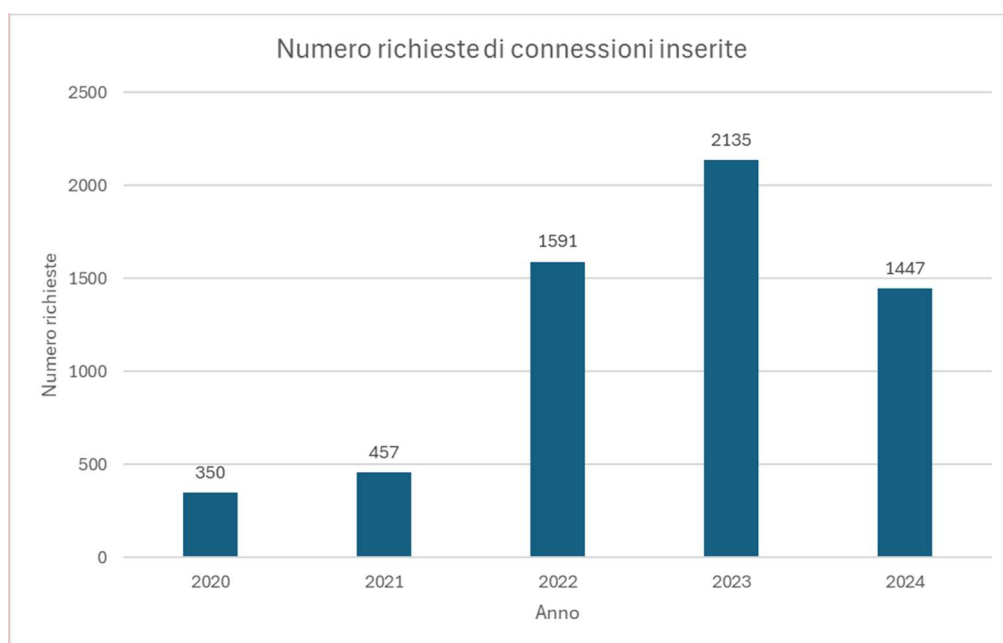


Figura 10 - Numero richieste di connessione impianti di produzione FER. Comuni TO-PR

6.1.2.1. FOTOVOLTAICO

Negli ultimi anni, entrambi i territori di riferimento di IRETI hanno visto una rapida e significativa crescita dell'installazione di impianti fotovoltaici. Tale tecnologia di produzione può avere un impatto maggiore sull'esercizio della rete MT/BT rispetto ad altre tecnologie di produzione connesse alla rete di distribuzione.

Nel seguente grafico si osserva il numero di attivazioni di impianti di produzione a livello comunale. È evidente come incentivi, scelte politiche, crisi energetica e maggiore consapevolezza climatica abbiano portato ad una forte crescita delle richieste di connessione in entrambi i comuni.

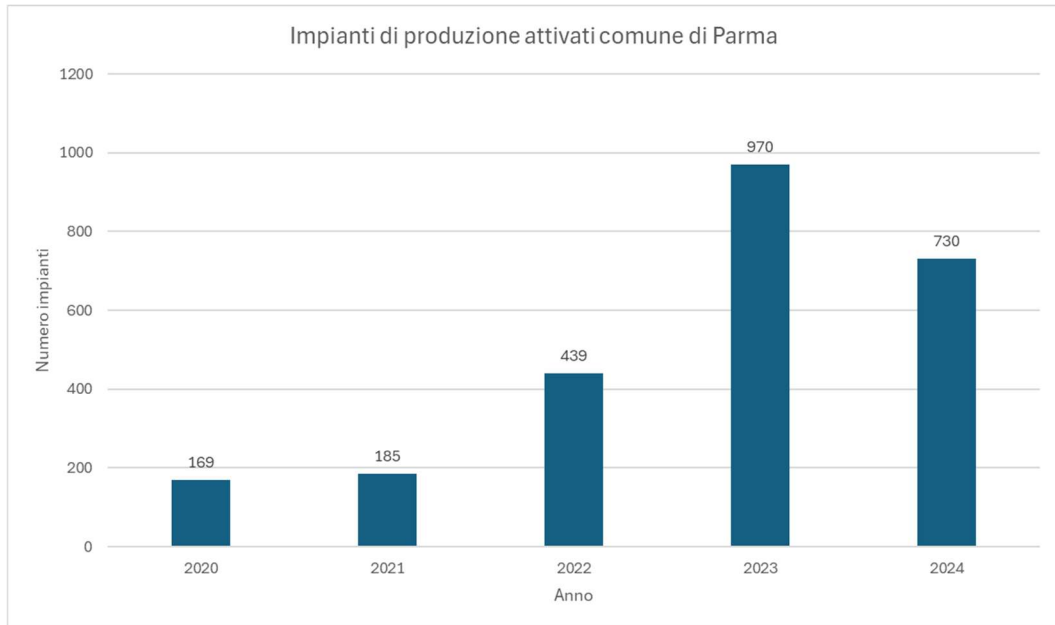


Figura 11 - Impianti di produzione attivati 2020-2024 (PR)

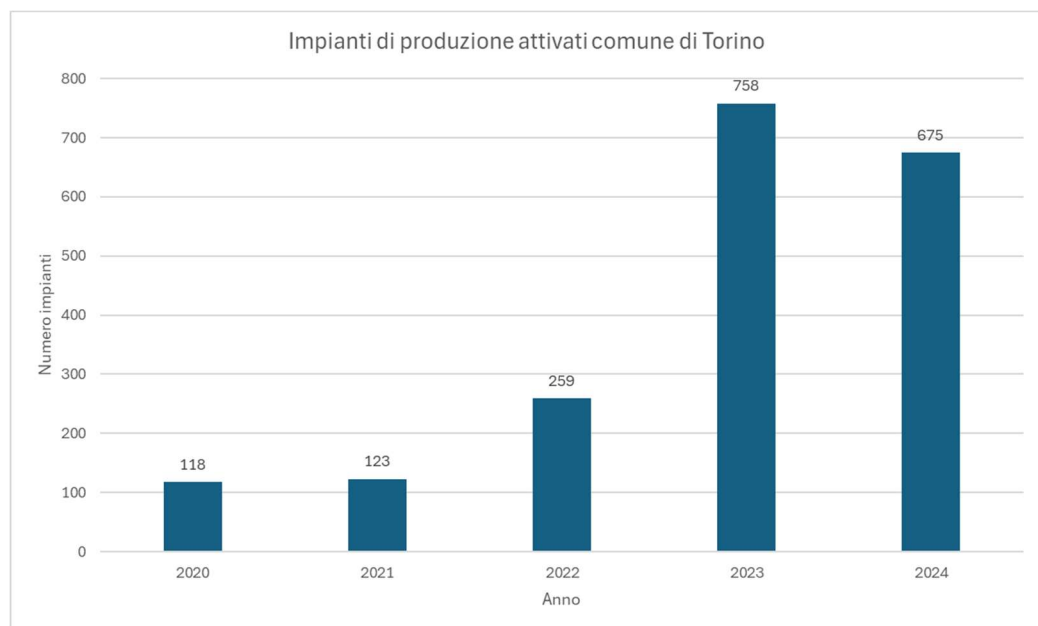


Figura 12 – Impianti di produzione attivati 2020-2024 (TO)

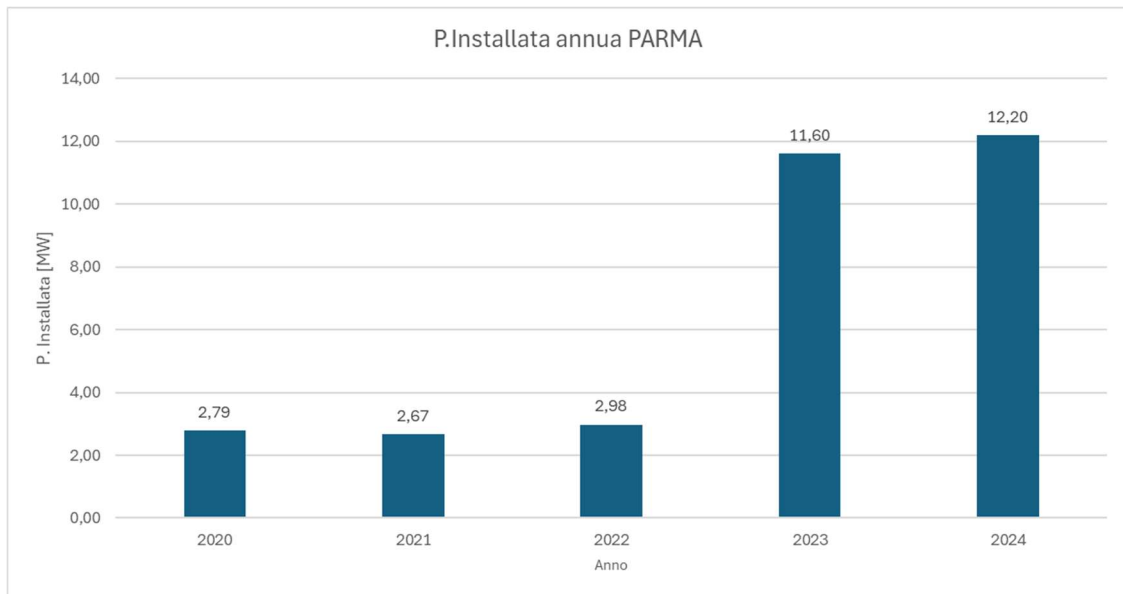


Figura 13 – Potenza Installata annualmente (BT+MT) (PR)

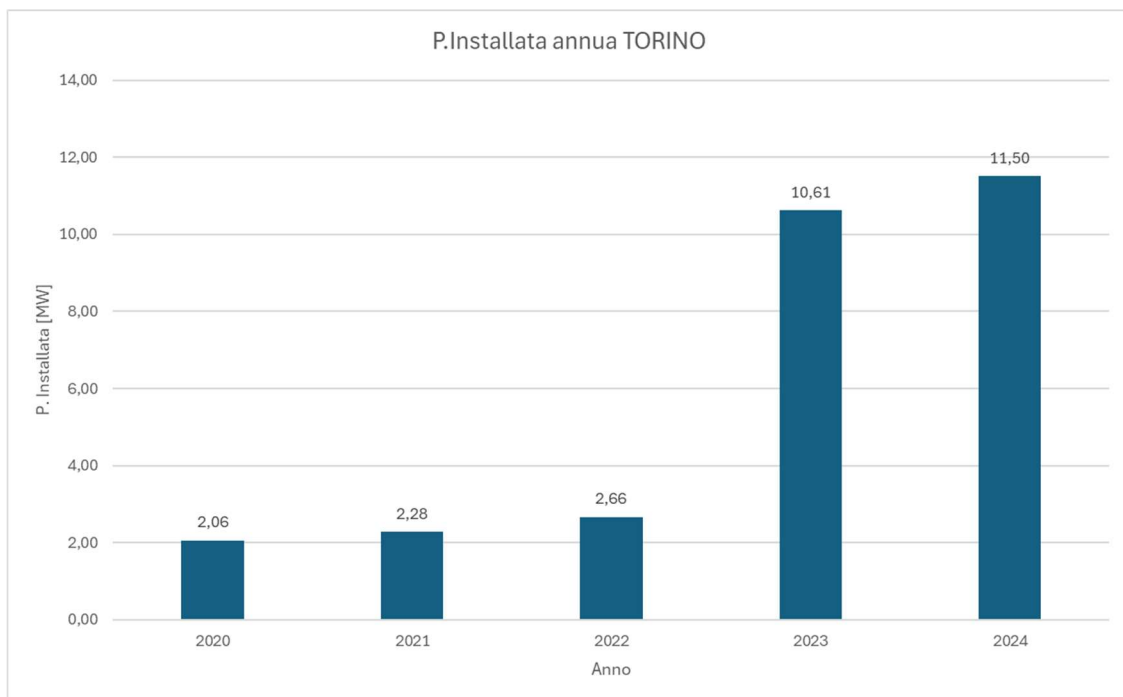


Figura 14 - Potenza Installata annualmente (BT+MT) (TO)

Nel dettaglio possiamo osservare qui di seguito la potenza installata nel triennio 2022 solo per il livello di tensione MT.

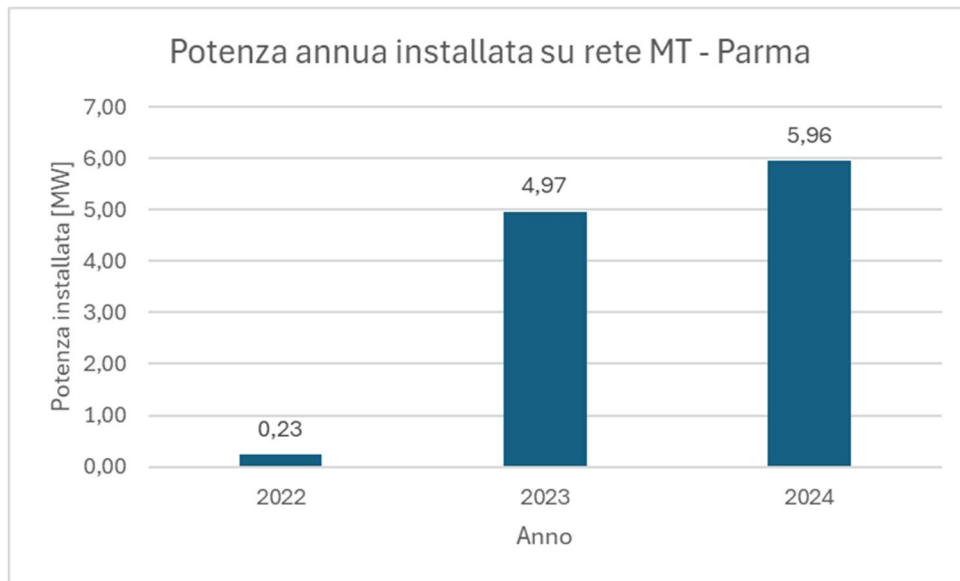


Figura 15 - Potenza Installata annualmente (MT) (PR)

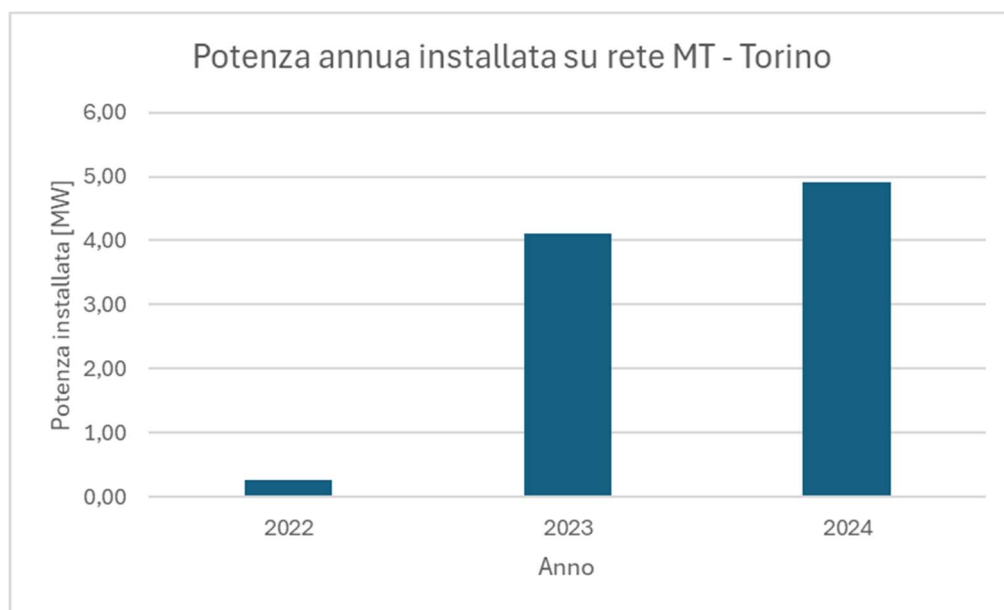


Figura 16 - Potenza Installata annualmente (MT) (TO)

Dai seguenti grafici, si può notare che negli ultimi tre anni la potenza media per impianto in entrambi i territori è in costante aumento, difatti nonostante il numero di richieste annuo sia diminuito la potenza connessa annualmente è in crescita.

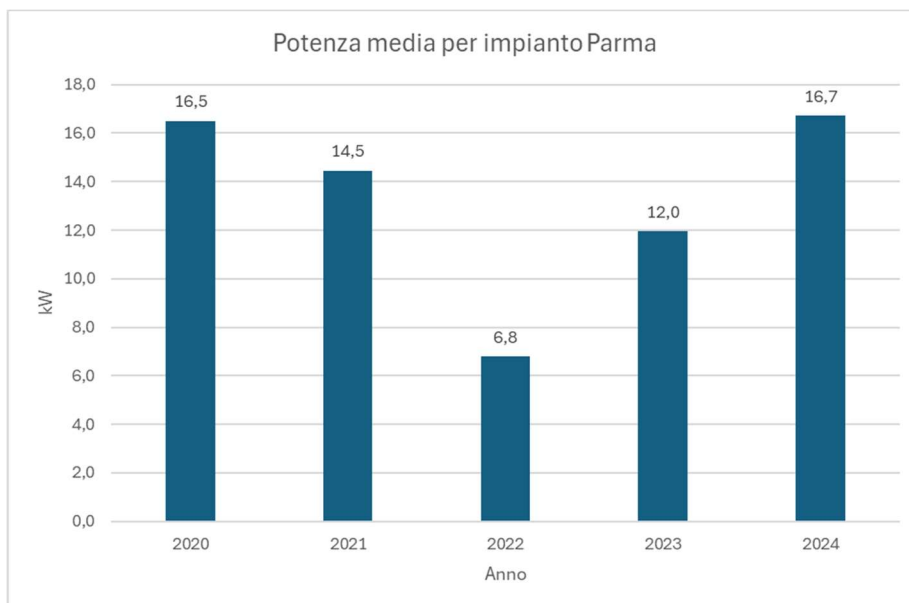


Figura 17 – Potenza media per impianto - PR

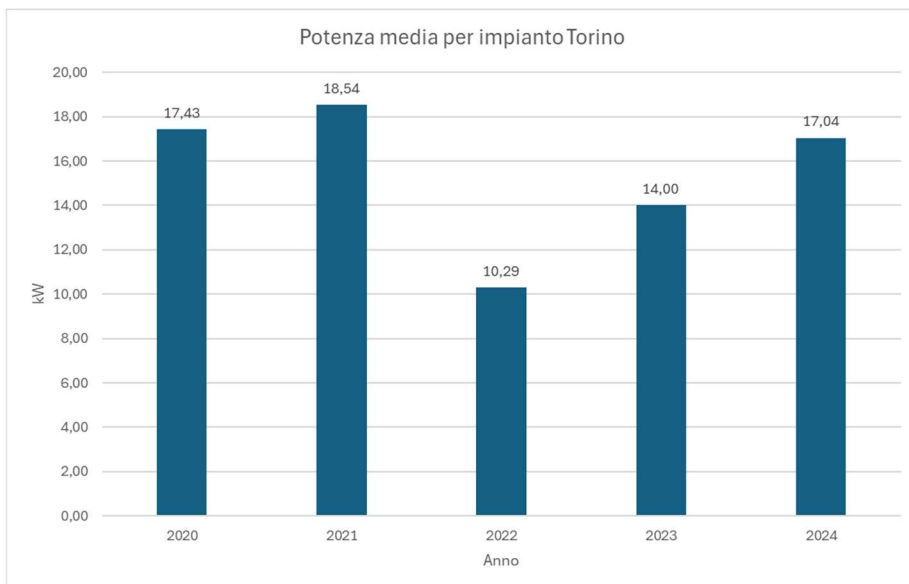


Figura 18 – Potenza media per impianto - TO

Le due città risultano maggiormente caratterizzate da piccoli impianti sui tetti, atti a servire condomini e case indipendenti. La potenza media nominale degli impianti è minore di 20kW.

COMUNE	P.INSTALLATA	ABITANTI	SUPERFICIE [km ²]	POTENZA PER ABITANTE [kW _{inst} /abit.]	POTENZA PER SUPERFICIE [MW _{inst} /km ²]
TORINO	58,28 MW	853.488	130	0,068	0,448
PARMA	78,04 MW	198.950	262	0,392	0,297

Tabella 8 - Correlazione tra potenze degli impianti e quantità degli abitanti e superficie dei territori

Confrontando i parametri, si nota la diversa anima delle città di Torino e Parma. Una densità di popolazione minore porta a edifici più bassi e rarefatti, con una più grande disponibilità di superficie su cui potenzialmente installare pannelli fotovoltaici. Di contro però, si possono notare valori confrontabili di potenza per superficie comunale per le due realtà. Questo va a indicare il fatto che sul territorio di Parma si possa prevedere una crescita maggiore del fotovoltaico in valore assoluto rispetto che a Torino, in quanto l'area potenzialmente sfruttabile è più ampia. Inoltre, nel territorio di Parma negli ultimi anni si è notato l'utilizzo maggiore di terreni per la costruzione di impianti a terra.

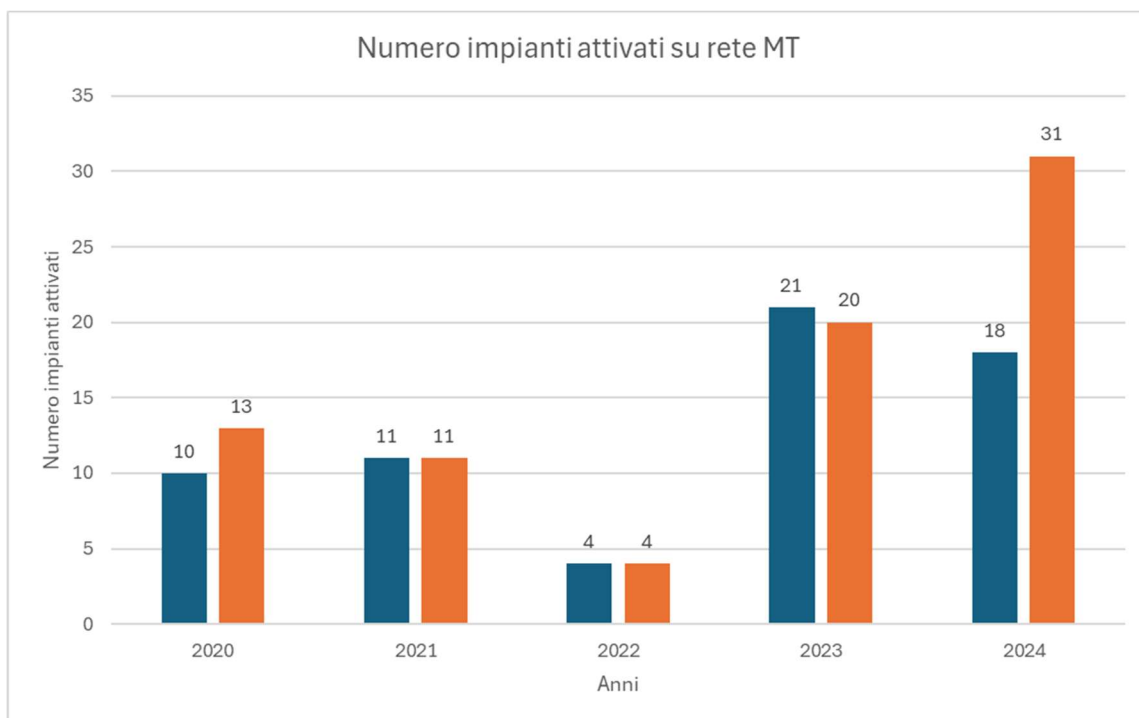


Figura 19 – Numero impianti attivati su rete MT

6.1.2.2. SISTEMI DI ACCUMULO

Nei territori di Parma e Torino tra gli anni 2022 e il 2024 rispetto al triennio precedente si è visto un forte incremento dei sistemi di accumulo “small-scale”; questo trend è stato influenzato dal superbonus, che ha temporaneamente stimolato il mercato. I sistemi di accumulo sono principalmente rappresentati da batterie elettrochimiche, prevalentemente al litio, con un rapporto energia/potenza pari a 2-4 ore, affiancate soprattutto allo sviluppo del solare fotovoltaico di piccola taglia, tipico del contesto urbano. La capacità media degli accumuli installati è di circa 13kWh. L'elevata penetrazione delle tecnologie rinnovabili e il forte aumento degli impianti installati a livello cittadino hanno portato all'aumento della capacità di accumulo, permettendo di recuperare la generazione in eccesso e di gestire meglio il sistema. La variabilità del carico residuo, calcolata come differenza tra il fabbisogno di elettricità e la produzione solare, quantifica la necessità di flessibilità del sistema.

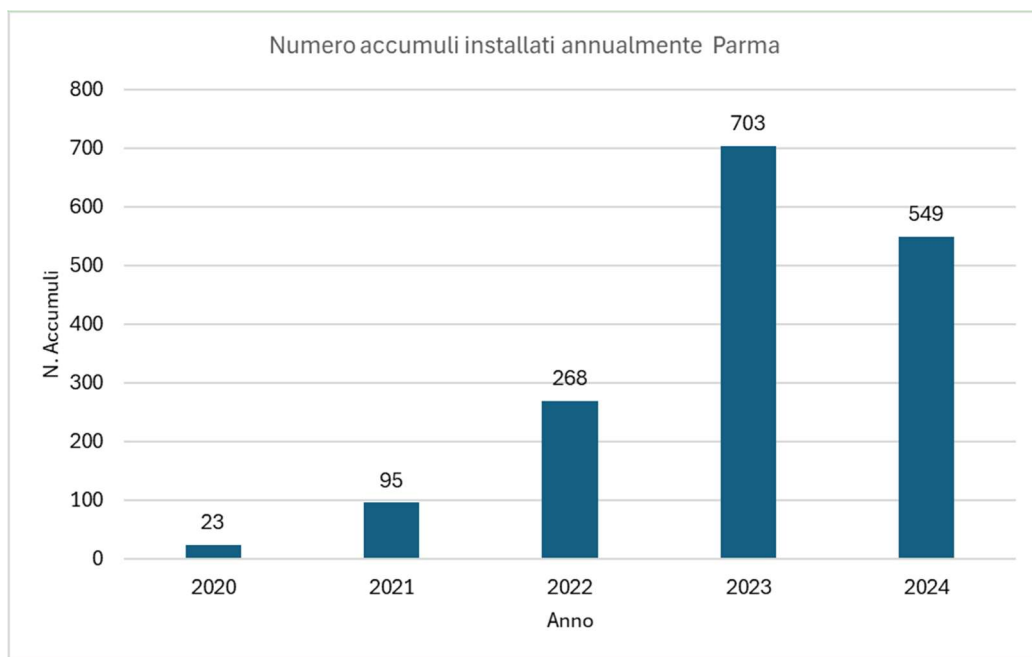


Figura 20 - Numero accumuli installati per anno 2020 – 2024 (PR)

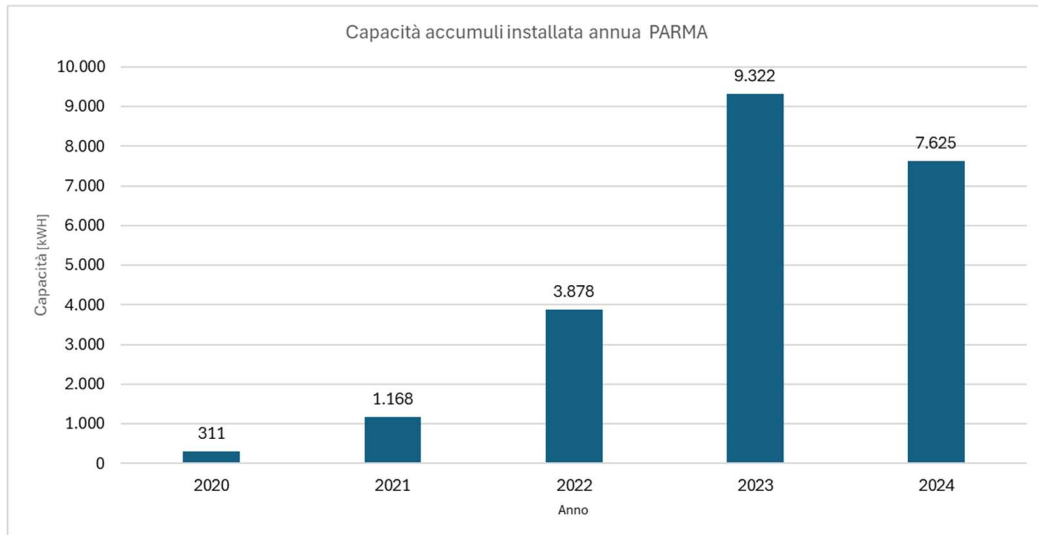


Figura 21 - Numero accumuli installati per anno 2020 – 2024 (PR)

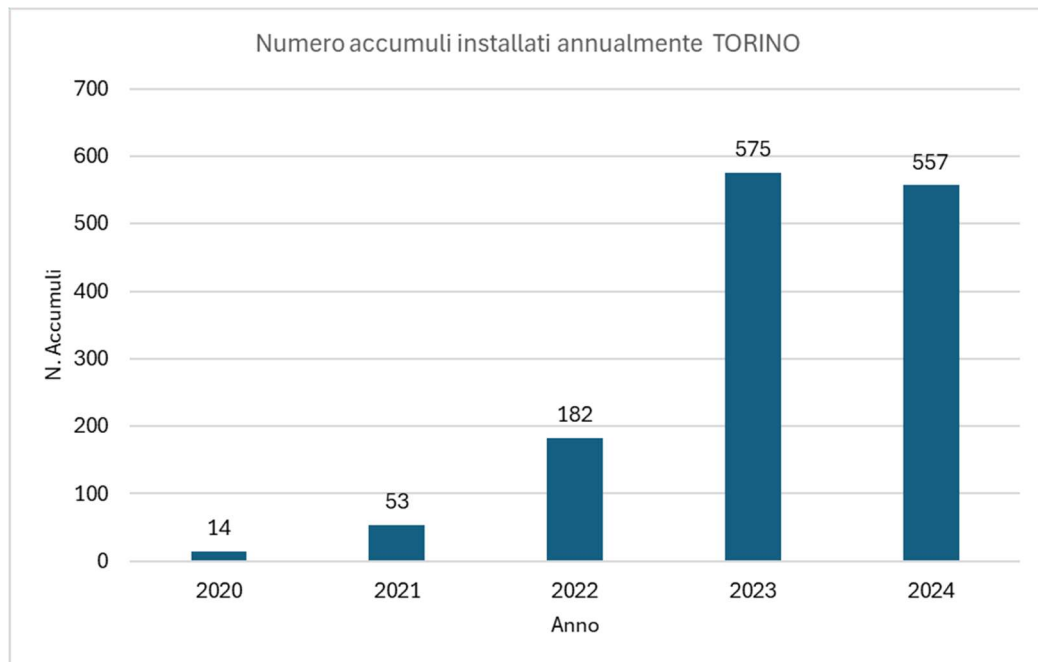


Figura 22 – Capacità accumuli installata per anno 2020 – 2024 (TO)

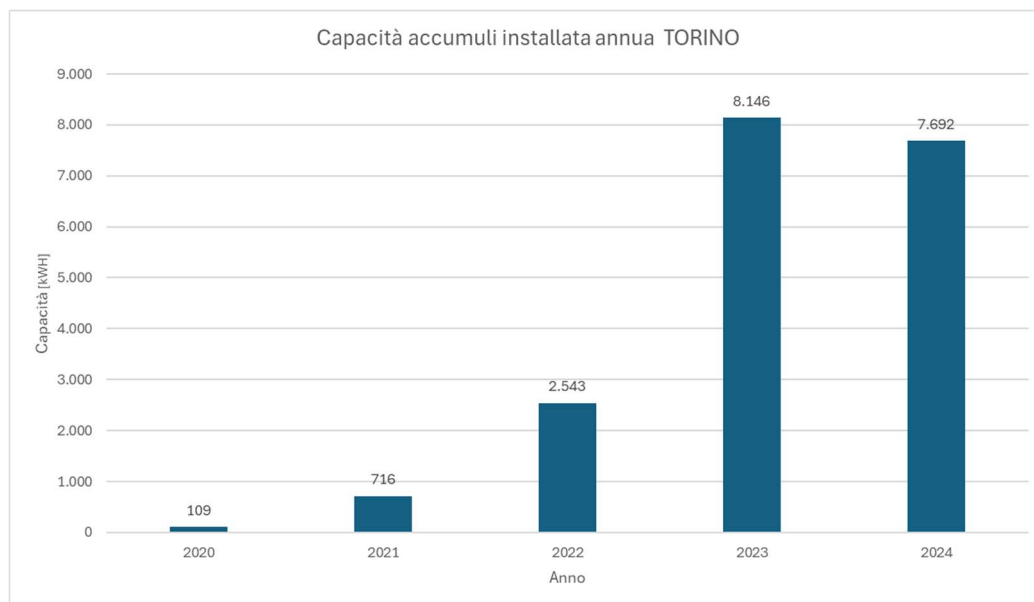


Figura 23 - Capacità accumuli installata per anno 2020 – 2024 (TO)

Si conferma, quindi, la tendenza alla crescita dei sistemi di accumulo nonostante il lieve rallentamento nell'anno 2024.

6.2. SCENARI ENERGETICI – ANALISI PROSPETTICA

Un punto di riferimento per il gestore della rete di distribuzione è costituito dalle previsioni elaborate dal gestore della rete di trasmissione (Documento di Descrizione degli Scenari 2024, sviluppato congiuntamente con SNAM), relative all'intero sistema elettrico nazionale. Terna, insieme al gestore del sistema gas Snam, ha elaborato (ai sensi delle deliberazioni 654/2017/R/eel e 689/2017/R/gas) il Documento di Descrizione degli Scenari (DDS), un contenuto propedeutico alla predisposizione dei piani di sviluppo delle reti di trasmissione e di trasporto nei settori dell'energia elettrica e del gas a livello nazionale. Il lavoro svolto ha permesso di mettere a fattor comune le competenze specifiche dei due operatori, nella consapevolezza che l'interazione tra gli scenari nei settori dell'energia elettrica e del gas costituisce, sia a livello nazionale che comunitario, un elemento caratterizzato da notevoli complessità.

L'orizzonte temporale preso in considerazione dal DDS è articolato come segue:

- Per l'anno orizzonte 2030 il documento descrive due scenari:
 - PNIEC Policy, in linea con il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima pubblicato dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica MASE a giugno 2024;
 - PNIEC Slow, rappresentativo di una transizione più lenta verso i target di decarbonizzazione.
- Sull'orizzonte temporale 2035 e 2040 sono stati sviluppati tre differenti scenari:

- PNIEC Slow, in continuità con quello del 2030;
- Global Ambition Italia (GA-IT);
- Distributed Energy Italia (DE-IT).

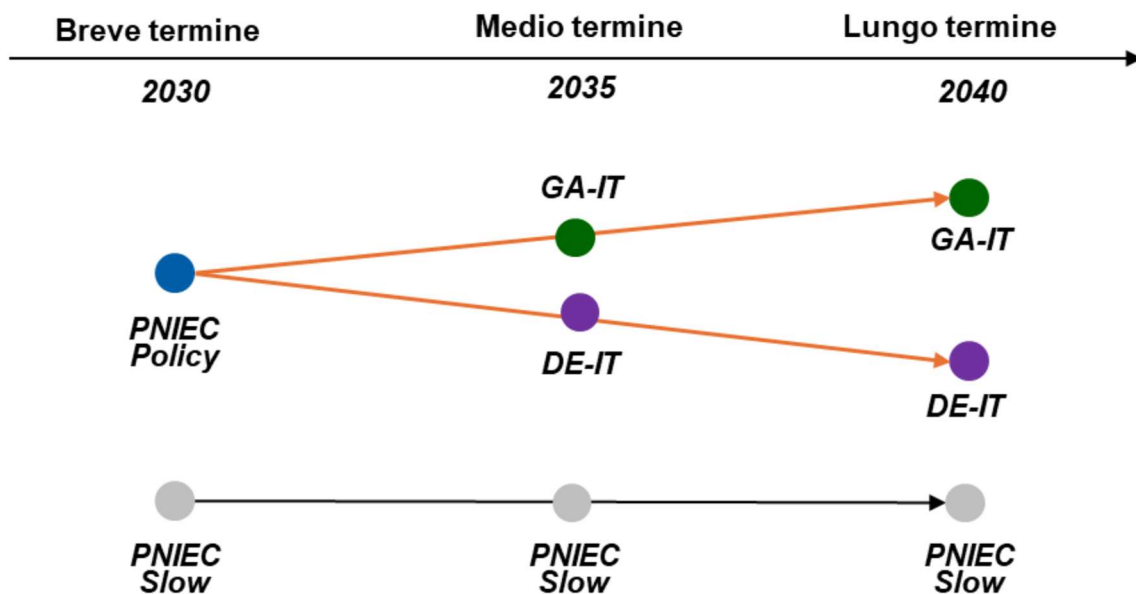


Figura 24 - Storyline DDS 2024

Nello specifico, si riporta di seguito breve descrizione per le tipologie di scenari considerati:

- Il PNIEC policy 2030 ipotizza un mix efficiente di investimenti in infrastrutture sia sulla rete gas sia elettrica, un forte sviluppo di rinnovabili non programmabili e l'aumento di utilizzo di sistemi di accumulo. Inoltre, al 2030 si prevede la dismissione completa degli impianti termoelettrici alimentati a carbone;
- Distributed Energy Italia (DE-IT) e Global Ambition Italia (GA-IT) 2035-2040, entrambi mirano al raggiungimento della Carbon Neutrality nel 2050, ma con percorsi differenti, ovvero con una differente penetrazione di tecnologie disponibili per la transizione energetica:
 - Distributed Energy Italia (DE-IT) prevede una maggiore penetrazione del vettore elettrico a discapito di vettori come l'idrogeno e tecnologie di cattura e stoccaggio della CO₂. Difatti, in settori come il trasporto, si prevede di coprire la domanda principalmente con il vettore elettrico, e per il riscaldamento degli edifici si prevede un forte utilizzo di pompe di calore;
 - Global Ambition Italia (GA-IT) 2035-2040, a differenza del DE-IT, prevede un maggiore utilizzo dell'idrogeno e bio carburanti, nonché l'utilizzo di pompe di calore ibride.
- Il PNIEC slow 2030-2035-2040 ipotizza un ritardo nell'attuazione delle misure previste dal PNIEC Policy. L'obiettivo di questo scenario è valutare le conseguenze di un'implementazione più lenta delle politiche energetiche e climatiche sul raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione

	2023	2030		2035			2040		
	Storico	PNIEC Policy	PNIEC Slow	DE IT	GA IT	PNIEC Slow	DE IT	GA IT	PNIEC Slow
FABBISOGNO DI ELETTRICITÀ (TWh)	306	362	347	397	385	376	439	415	404
di cui CONSUMI PER PRODUZIONE H2	-	10	6	19	19	13	28	28	20
GENERAZIONE FER (TWh)	113	227	201	276	259	241	336	309	293
di cui SOLARE	31	105	92	136	127	116	168	151	144
di cui EOLICO	24	64	49	88	79	69	121	105	95
GENERAZIONE TERMOELETTRICA NETTA (TWh)	143	95	101	82	83	89	65	67	70
di cui GAS NATURALE	115	88	93	76	77	83	59	61	64
SALDO IMPORT/EXPORT (TWh)	51	43	47	45	47	50	47	46	47
CAPACITÀ INSTALLATA FER (GW)	70	130	115	159	151	139	192	176	166
di cui SOLARE	30	79	71	100	95	87	121	111	105
di cui EOLICO	12	28	22	37	34	29	49	43	39
CAPACITÀ ENERGETICA ACCUMULI ⁴ (GWh)	57	122	95	174	137	129	217	184	167
CAPACITÀ INSTALLATA ELETTROLIZZATORI (GW)	-	3	2	5	5	4	7	7	5
DOMANDA DI METANO (TWh) ⁵	588	559	606	501	522	567	434	475	511
di cui GAS NATURALE	586	511	584	427	447	534	333	374	467
di cui BIOMETANO	2	48	22	74	74	33	101	101	44
TERMOELETTRICO (INCLUSO CALORE DERIVATO E CALORE DIRETTO)	218	188	200	165	168	179	131	137	141
ALTRI USI	370	371	407	337	354	388	303	337	370
DOMANDA DI IDROGENO VERDE (TWh) ⁶	-	8	4	33	44	26	68	92	59
PICCO DI DOMANDA GAS (GWh/giorno)	3.172	4.052	4.383	3.948	4.126	4.347	459	3.949	4.037
di cui GAS NATURALE E BIOMETANO (GWh/giorno)	3.172	4.029	4.372	3.850	3.931	4.244	3.254	3.546	3.810
di cui IDROGENO VERDE (GWh /giorno)	-	23	11	98	195	102	205	403	227

Tabella 9 - Principali valori degli scenari DDS 2024

6.2.1. ELETRIFICAZIONE DEI CONSUMI

Il fabbisogno elettrico è cresciuto fino al 2008, ha subito contrazioni durante le crisi economiche del 2009 e 2012, ed è rimasto pressoché costante tra il 2017 e il 2019. La pandemia da Covid-19 nel 2020 ha causato una riduzione del fabbisogno, seguita da una ripresa nel 2021 e da un parziale disaccoppiamento tra crescita economica e consumi elettrici nel 2022 e 2023. Difatti, si è osservata una correlazione positiva fra la crescita dei consumi elettrici e la crescita economica (PIL).

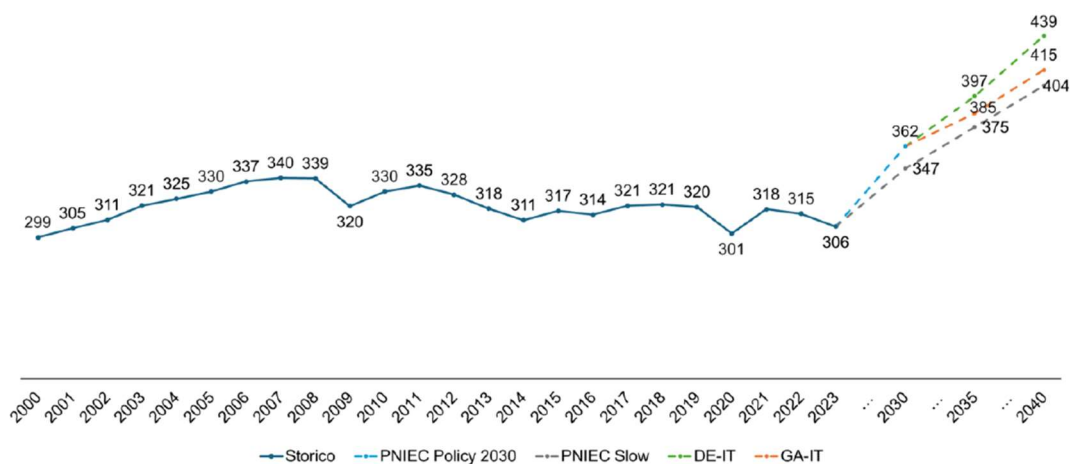


Figura 25 - Fabbisogno elettrico 2000 – 2040 [TWh] FONTE DDS 24

In tutti gli scenari si prevede un aumento dei consumi elettrici, trainato dalla crescita del PIL e dal processo di elettrificazione.

Nello scenario "Distributed Energy", che prevede una maggiore penetrazione dell'elettricità, si stima un fabbisogno massimo di 439 TWh al 2040, comprensivo della quota necessaria per la produzione di idrogeno verde.

Nello scenario di policy, si prevede una significativa trasformazione in diversi settori, ad esempio nei trasporti si assisterà a una notevole accelerazione dell'elettrificazione, con un aumento della quota di merci trasportate su rotaia dall'11% al 30% e nell'industria ci sarà una crescita dei consumi energetici principalmente trainata dall'aumento del Prodotto Interno Lordo (PIL).

Parallelamente a questa spinta verso l'elettrificazione, le fonti evidenziano una progressiva riduzione degli usi energetici tradizionali a partire dal 2030. Questa diminuzione è attribuita all'implementazione di policy volte all'efficientamento dei processi industriali e a una minore domanda di prodotti petroliferi. Un elemento di novità è rappresentato dall'aumento dei consumi energetici dedicati alla produzione nazionale di idrogeno, in linea con una maggiore diffusione di tale vettore energetico.

A seconda dello scenario di riferimento (slow o policy) si prevede un incremento complessivo del fabbisogno elettrico compreso tra 41 e 56 TWh al 2030. Negli anni successivi, al 2040 l'aumento del fabbisogno elettrico è stimato essere tra 99 e 133 TWh. Anche in questo caso, la differenza dipende dai diversi

scenari considerati: lo scenario PNIEC Slow (con un aumento di 99 TWh) e lo scenario DE-IT (che prevede un aumento più consistente, di 133 TWh). Infine, si precisa che l'aumento del fabbisogno elettrico nei vari scenari è principalmente attribuito alla crescente diffusione dei veicoli elettrici nel settore dei trasporti e all'impiego delle pompe di calore (Tabella 10). Gli scenari delineano una forte crescita delle immatricolazioni di nuovi veicoli, autobus e camion elettrici. Nello specifico, al 2030, a seconda dello scenario di riferimento e al segmento del veicolo, ci si attende crescite da 7 (Veicoli elettrici plug-in - PNIEC Slow) a 300 volte (Camion elettrici – PNIEC Policy) rispetto a quanto circolante nel 2023.

	2023	2030		2035			2040		
	Storico	PNIEC Policy	PNIEC Slow	DE-IT	GA-IT	PNIEC Slow	DE-IT	GA-IT	PNIEC Slow
Settore trasporti									
Veicoli elettrici puri [Mln]	0,2	4,3	3,0	9,3	8,0	6,5	14,3	11,7	10,0
Veicoli elettrici plug-in [Mln]	0,2	2,3	1,5	2,8	2,8	1,9	3,3	3,3	2,3
Autobus elettrici [k]	1,3	17,0	10,5	21,8	19,0	13,2	26,5	21,0	15,9
Camion elettrici [k]	0,1	30,0	15,0	68,7	48,9	38,0	107,3	67,8	61,0
Settore civile									
PDC residenziali ³⁷ [Mln]	2,0	4,6	4,2	9,3	8,4	7,3	13,9	12,1	10,3

Tabella 10 - Evoluzione veicoli elettrici e pompe di calore elettriche - FONTE DDS 24

Si riportano di seguito le proiezioni degli scenari del fabbisogno elettrico per i territori di Parma e di Torino.

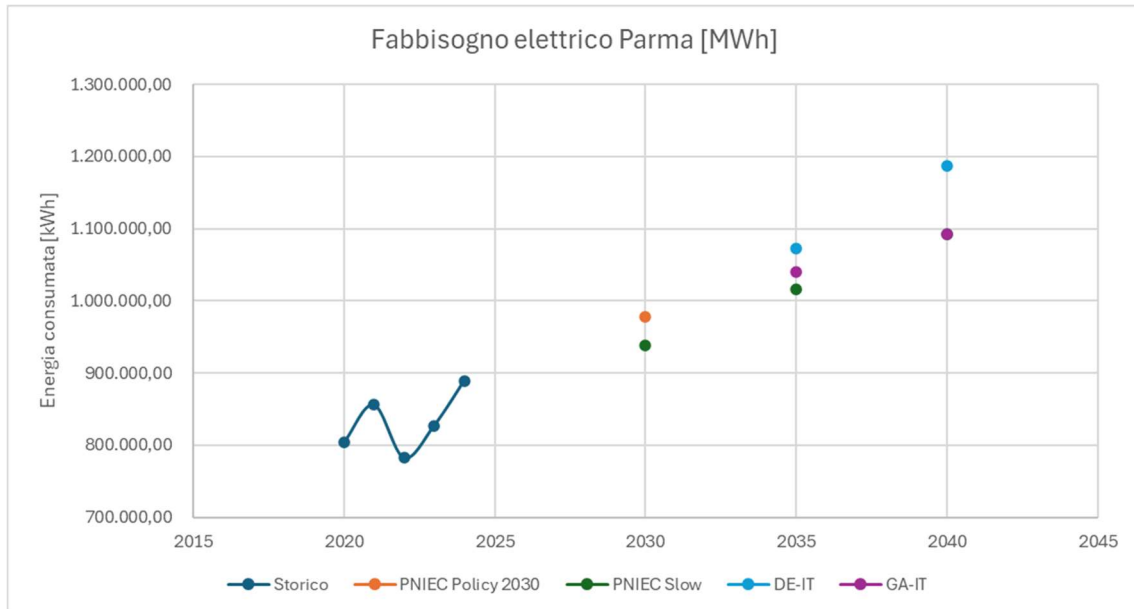


Figura 26 – Scenario fabbisogno elettrico (PR)

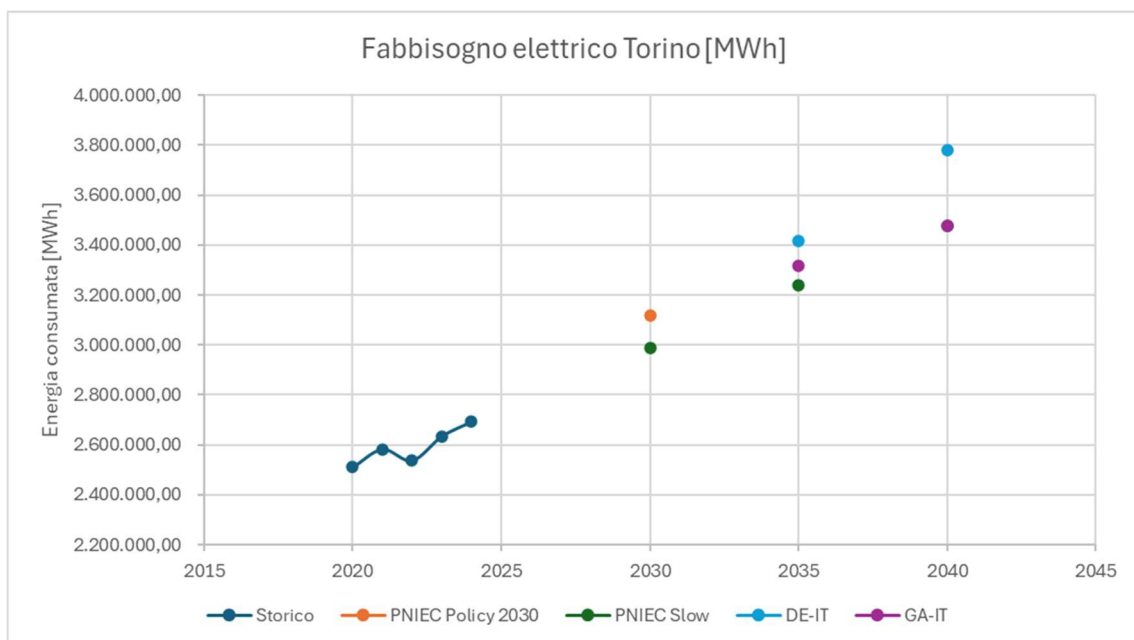


Figura 27 - Scenario fabbisogno elettrico (TO)

6.2.2. RES INTEGRATION

Tutti gli scenari descritti prospettano un aumento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili come il solare fotovoltaico, idroelettrico ed eolico, a discapito delle altre tipologie di FER per le quali si prevede una riduzione di energia prodotta.

Sia sul territorio di Torino sia di Parma non si prevede alcun aumento di produzione di impianti idroelettrici ed eolici, in quanto questi territori - a causa di aspetti tecnici e di urbanizzazione - non si prestano all'installazione di tali impianti.

Per quanto concerne gli impianti solari, invece, si attende una maggiore diffusione sul territorio di Parma rispetto a quello di Torino, vista l'alta urbanizzazione e minore disponibilità di tetti e terreni disponibili in quest'ultimo territorio.

Si riporta di seguito stima della produzione da impianti solari, applicando la produzione pari alle ore equivalenti zonali.

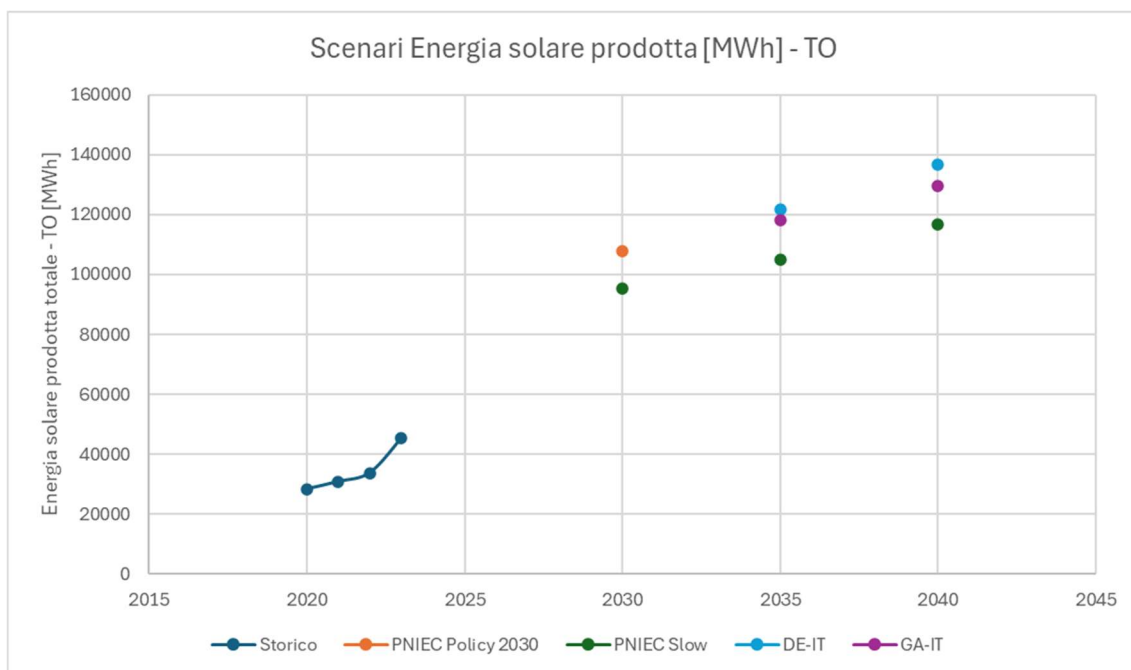


Figura 28 - Scenari energia prodotta - PR

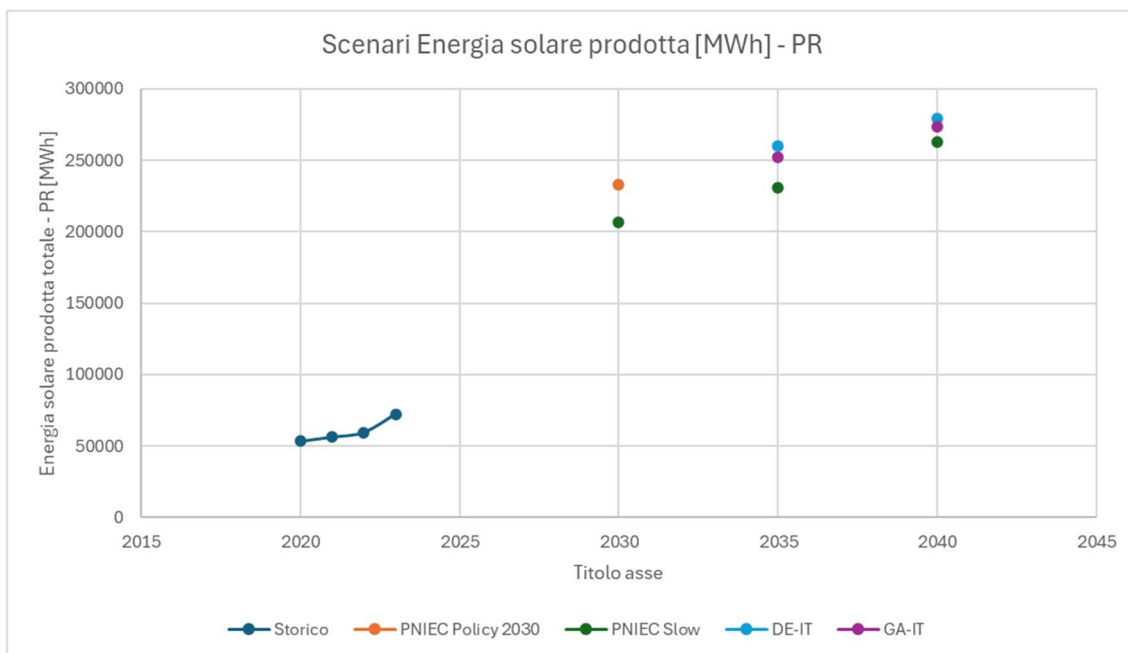


Figura 29 – Scenari energia prodotta - PR

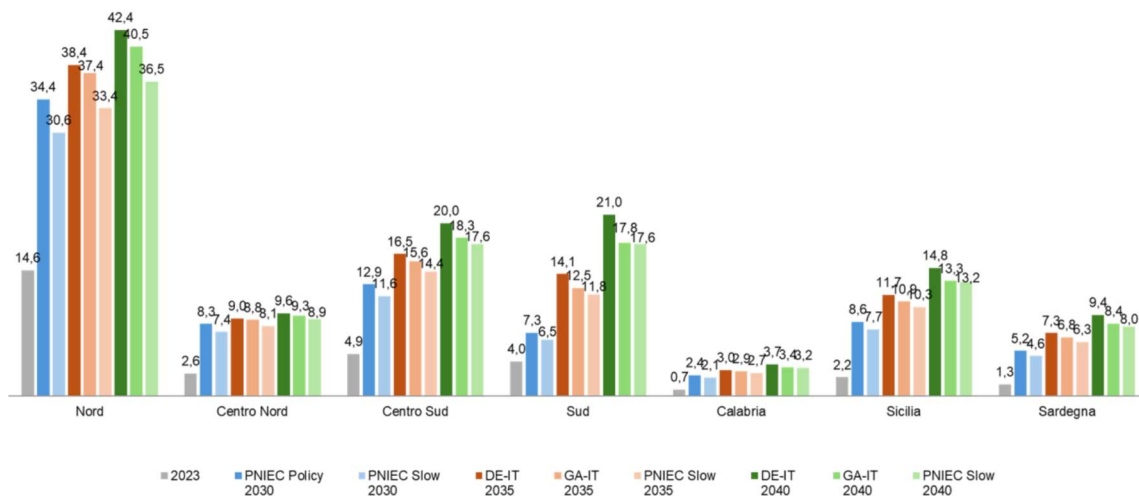


Figura 30 – Scenari capacità impianti solari a livello zonale [GW] – DDS 24

Applicando gli scenari PNIEC slow, si può notare che - in termini assoluti - sul territorio di Parma ci si attende al 2030 un maggior incremento di produzione di impianti solari rispetto all'incremento dei consumi. Il calcolo della produzione è stato stimato in base alle ore equivalenti zonal. Negli anni successivi l'incremento dei consumi (rispetto al 2023) sarà maggiore rispetto alla produzione.

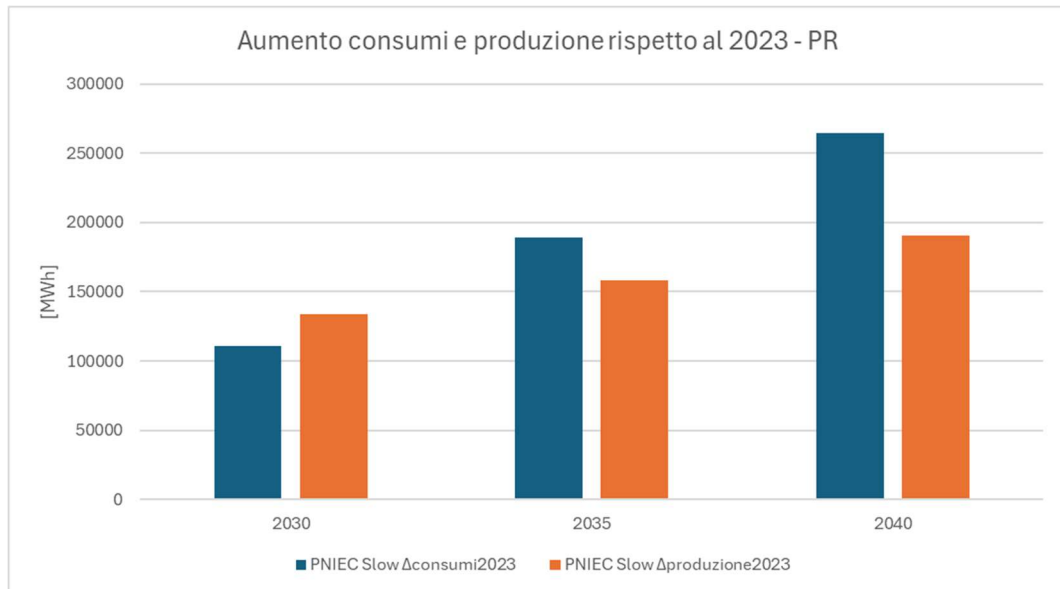


Figura 31 – incremento in termini assoluti dei consumi e produzione - PR

Per quanto concerne il territorio di Torino, invece, ci si attende che l'elettificazione dei consumi sarà molto superiore alla nuova produzione di energia da impianti solari.

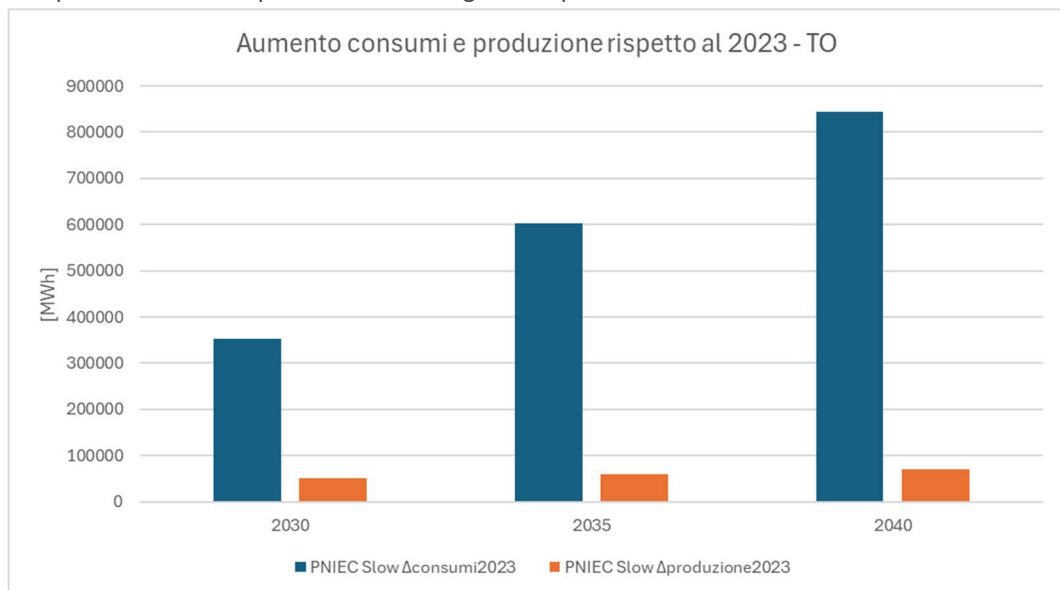


Figura 32 – incremento in termini assoluti dei consumi e produzione - TO

6.2.2.1. FOTVOLTAICO

Lo sviluppo delle FER al 2030 è guidato principalmente dalla tecnologia solare, concentrata nell'area Nord e caratterizzata prevalentemente da impianti di piccole dimensioni dislocati su tetti (solare distribuito). Al 2030 si prevede la dismissione completa degli impianti termoelettrici alimentati a carbone e un forte sviluppo di rinnovabili non programmabili. Tale sviluppo delle FER viene reso possibile dallo sviluppo delle infrastrutture di rete, come previsto dall'Art.35 del Dlgs 199/2021 e dalla presenza dei sistemi di accumulo, come richiesto dall'Art.18 del Dlgs 210/2021.

		2023	2030		2035			2040		
		Storico ⁴²	PNIEC Policy	PNIEC Slow	DE-IT	GA-IT	PNIEC Slow	DE-IT	GA-IT	PNIEC Slow
Nord	Distribuito	9,2	21,4	20,3	23,3	24,6	21,9	25,1	26,1	23,6
	Utility	5,4	13,0	10,3	15,1	12,8	11,4	17,3	14,4	12,9
	Totale	14,6	34,4	30,6	38,4	37,4	33,4	42,4	40,5	36,5
Centro Nord	Distribuito	0,9	2,8	2,5	3,0	3,0	2,7	3,3	3,1	3,0
	Utility	1,7	5,5	4,9	5,9	5,9	5,4	6,3	6,2	5,9
	Totale	2,6	8,3	7,4	9,0	8,8	8,1	9,6	9,3	8,9
Centro Sud	Distribuito	1,5	3,7	3,4	4,6	4,5	4,2	5,5	5,2	5,1
	Utility	3,4	9,2	8,2	11,9	11,1	10,3	14,6	13,2	12,5
	Totale	4,9	12,9	11,6	16,5	15,6	14,4	20,0	18,3	17,6
Sud	Distribuito	0,7	1,0	1,0	1,4	1,5	1,4	1,7	1,7	1,6
	Utility	3,3	6,3	5,5	12,8	11,1	10,4	19,3	16,0	16,0
	Totale	4,0	7,3	6,5	14,1	12,5	11,8	21,0	17,8	17,6
Calabria	Distribuito	0,3	0,8	0,8	1,0	1,1	1,0	1,1	1,2	1,1
	Utility	0,4	1,6	1,3	2,0	1,8	1,7	2,5	2,2	2,2
	Totale	0,7	2,4	2,1	3,0	2,9	2,7	3,7	3,4	3,2
Sicilia	Distribuito	0,6	2,1	2,1	2,7	2,8	2,6	3,3	3,3	3,2
	Utility	1,5	6,5	5,6	9,0	8,1	7,7	11,5	10,1	10,1
	Totale	2,2	8,6	7,7	11,7	10,9	10,3	14,8	13,3	13,2
Sardegna	Distribuito	0,4	1,1	1,1	1,4	1,5	1,4	1,7	1,8	1,6
	Utility	1,0	4,1	3,5	5,9	5,3	4,9	7,7	6,6	6,4
	Totale	1,3	5,2	4,6	7,3	6,8	6,3	9,4	8,4	8,0
Totale	Distribuito	13,5	33,0	31,2	37,4	38,9	35,2	41,7	42,4	39,2
	Utility	16,7	46,2	39,4	62,6	56,1	51,8	79,3	68,6	65,9
	Totale	30,3	79,3	70,6	100,0	95,0	87,0	121,0	111,0	105,1

Tabella 11 - Scenari sistemi di accumulo

In considerazione degli obiettivi stabiliti dai pacchetti legislativi, tutti i diversi scenari elaborati prevedono un significativo aumento della capacità di generazione da fonti rinnovabili in Italia, nello specifico del fotovoltaico ed eolico. Per le caratteristiche dei territori appartenenti alla rete di distribuzione IRETI - per cui l'eolico è nullo - gli scenari prospettici presi come riferimento riguarderanno esclusivamente gli impianti fotovoltaici distribuiti.

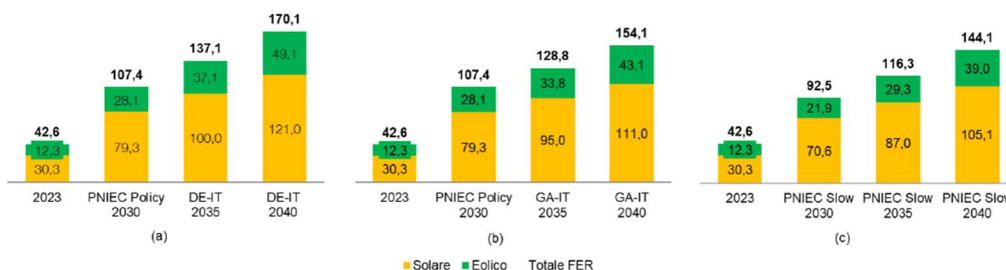


Figura 33 - Scenari solare ed eolico – DDS24

Utilizzando i dati previsionali degli scenari contenuti nel DDS24 di Terna è possibile ricavare, rapportandole sui territori di riferimento, delle tendenze per la possibile crescita della potenza installata al

2030-2035-2040. Sul territorio di Torino sarà necessario considerare la saturazione della disponibilità della superficie su cui poter installare impianti fotovoltaici, in parte recuperabile da una maggiore efficienza e potenza pannello/mq.

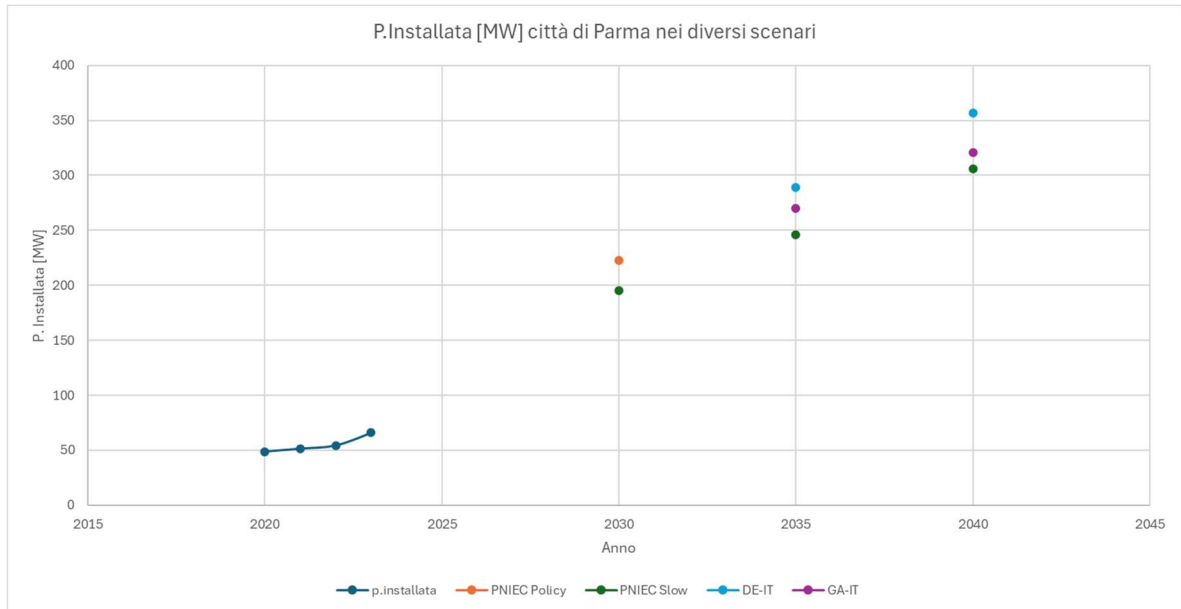


Figura 34 – Crescita potenza installata [MW] Comune di Parma

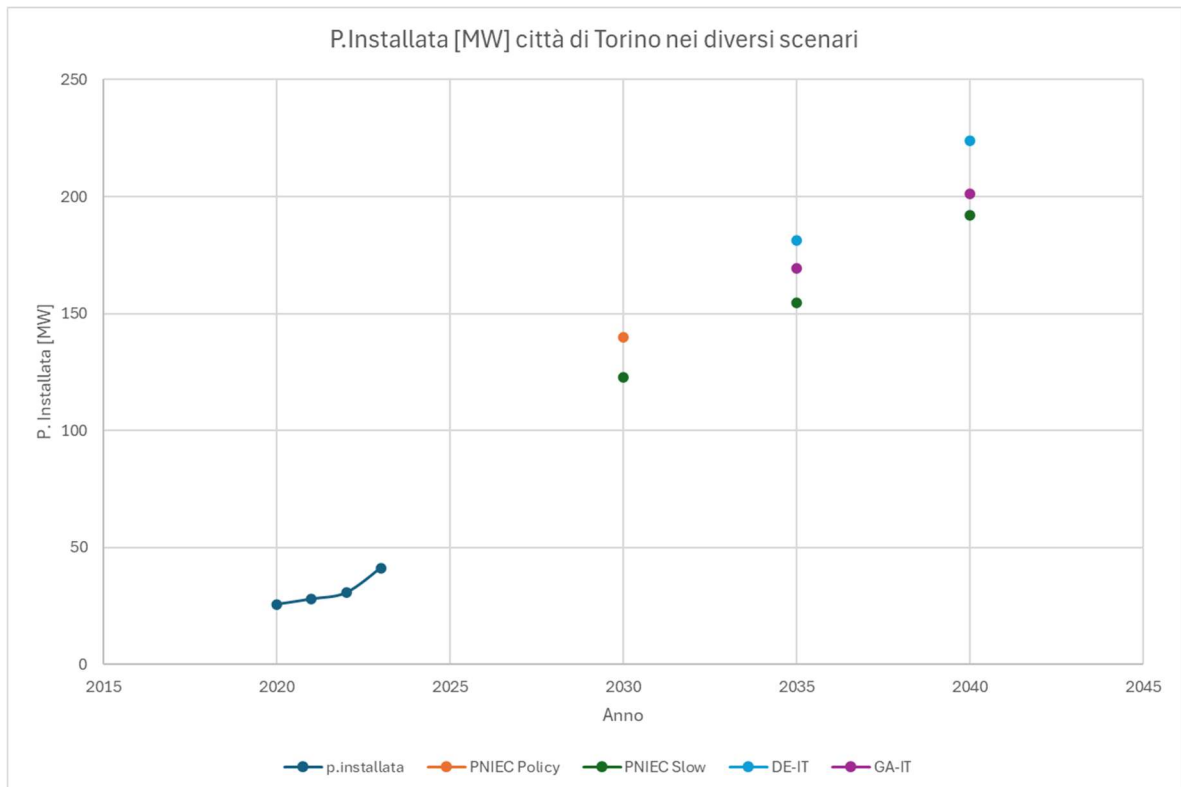


Figura 35 - Crescita potenza installata [MW] Comune di Torino

Di seguito vengono riportati i valori di potenza installata futura nei diversi territori. Per poter arrivare agli obiettivi prospettici sarà necessario valutare i possibili impatti sulla rete elettrica

PARMA	2020	2021	2022	2023	2030	2035	2040
P.installata	48,6	51,3	54,2	65,8			
PNIEC Policy					223,0		
PNIEC Slow					195,4	246,4	305,8
DE-IT						288,8	356,8
GA-IT						269,7	320,7

Tabella 12 – Andamento Potenza installata fotovoltaica in [MW] sulla base degli scenari prospettici – (PR)

TORINO	2020	2021	2022	2023	2030	2035	2040
P.installata	25,8	28	30,7	41,3			
PNIEC Policy					139,9		
PNIEC Slow					122,6	154,6	191,9
DE-IT						181,3	223,9
GA-IT						169,3	201,3

Tabella 13 - Andamento Potenza installata fotovoltaica in [MW] sulla base degli scenari prospettici – (TO)

6.2.2.2. SISTEMI DI ACCUMULO

Nel 2030 e nel 2040, il carico residuo sarà molto più variabile durante la giornata rispetto al 2023, soprattutto nei mesi estivi e primaverili, quando l'elevato irraggiamento solare nelle ore centrali della giornata provoca un eccesso di produzione solare rispetto al fabbisogno di elettricità. In questo contesto, la capacità di accumulo dell'energia elettrica diventa cruciale per fornire il servizio di "energy shifting", ovvero immagazzinare l'energia elettrica nei periodi di alta disponibilità della risorsa rinnovabile e rilasciarla nei periodi di scarsa disponibilità. Senza accumuli, si verificherebbero sempre più frequentemente condizioni in cui sarebbe necessario ridurre la produzione di energie rinnovabili in eccesso rispetto al fabbisogno elettrico e accendere gruppi alimentati a gas naturale. Oltre all'energy shifting, l'accumulo fornisce anche servizi di potenza attiva per la regolazione della frequenza di rete e di potenza reattiva per la regolazione della tensione. Pertanto, la quantità di energia accumulata non è l'unico indicatore da considerare per valutare l'utilità delle risorse di accumulo per il sistema.

Gli accumuli rappresentano un elemento complementare allo sviluppo della rete, essenziale per l'integrazione delle FER, e la loro diffusione sarà strettamente legata alla capacità e localizzazione degli impianti rinnovabili.

		2023	2030		2035			2040		
		Storico	PNIEC Policy	PNIEC Slow	DE-IT	GA-IT	PNIEC Slow	DE-IT	GA-IT	PNIEC Slow
Nord	Small Scale	3,8	8,4	7,6	9,8	9,1	9,1	11,4	10,6	10,5
	Utility Scale	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	CM	0,0	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
	Totale	3,8	11,4	10,7	12,9	12,2	12,2	14,5	13,6	13,6
Centro Nord	Small Scale	0,6	1,2	1,3	1,5	1,5	1,4	1,7	1,8	1,6
	Utility Scale	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,2	3,5	1,1
	CM	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Totale	0,6	1,3	1,4	1,6	1,6	1,5	5,0	5,4	2,8
Centro Sud	Small Scale	1,1	2,1	2,0	2,3	2,3	2,2	2,9	2,9	2,6
	Utility Scale	0,0	6,0	3,6	13,5	9,6	8,2	22,3	19,3	13,3
	CM	0,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
	Totale	1,1	9,0	6,6	16,8	12,8	11,4	26,2	23,1	16,9
Sud	Small Scale	0,4	0,7	0,7	0,7	0,8	0,7	0,9	0,9	0,8
	Utility Scale	0,0	16,8	8,4	35,3	23,2	17,8	47,7	36,8	27,7
	CM	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Totale	0,4	17,6	9,2	36,2	24,1	18,7	48,7	37,8	28,6
Calabria	Small Scale	0,2	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,4
	Utility Scale	0,0	3,2	1,8	7,2	5,0	5,5	10,4	8,5	9,6
	CM	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Totale	0,2	3,5	2,2	7,6	5,4	5,9	10,8	9,0	10,0
Sicilia	Small Scale	0,4	0,8	0,8	0,9	1,0	0,9	1,1	1,1	1,0
	Utility Scale	0,0	13,6	6,0	28,1	17,6	16,5	36,1	26,4	28,2
	CM	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Totale	0,4	14,4	6,8	29,0	18,6	17,4	37,2	27,5	29,2
Sardegna	Small Scale	0,2	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,5
	Utility Scale	0,0	10,4	4,2	15,9	8,6	7,9	20,3	13,4	12,1
	CM	0,0	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
	Totale	0,2	14,1	7,9	19,6	12,3	11,6	24,1	17,2	15,9
Totale	Small Scale	6,6	14,0	13,3	16,2	15,6	15,1	19,1	18,2	17,5
	Utility Scale	0,0	50,0	24,0	100,0	64,0	56,0	140,0	108,0	92,0
	CM	0,0	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
	Totale	6,6	71,5	44,7	123,7	87,0	78,6	166,5	133,6	117,0

Figura 36 – Capacità accumulo [GWh], dettaglio zonale (al netto dei pompaggi esistenti) [DDS 2024]

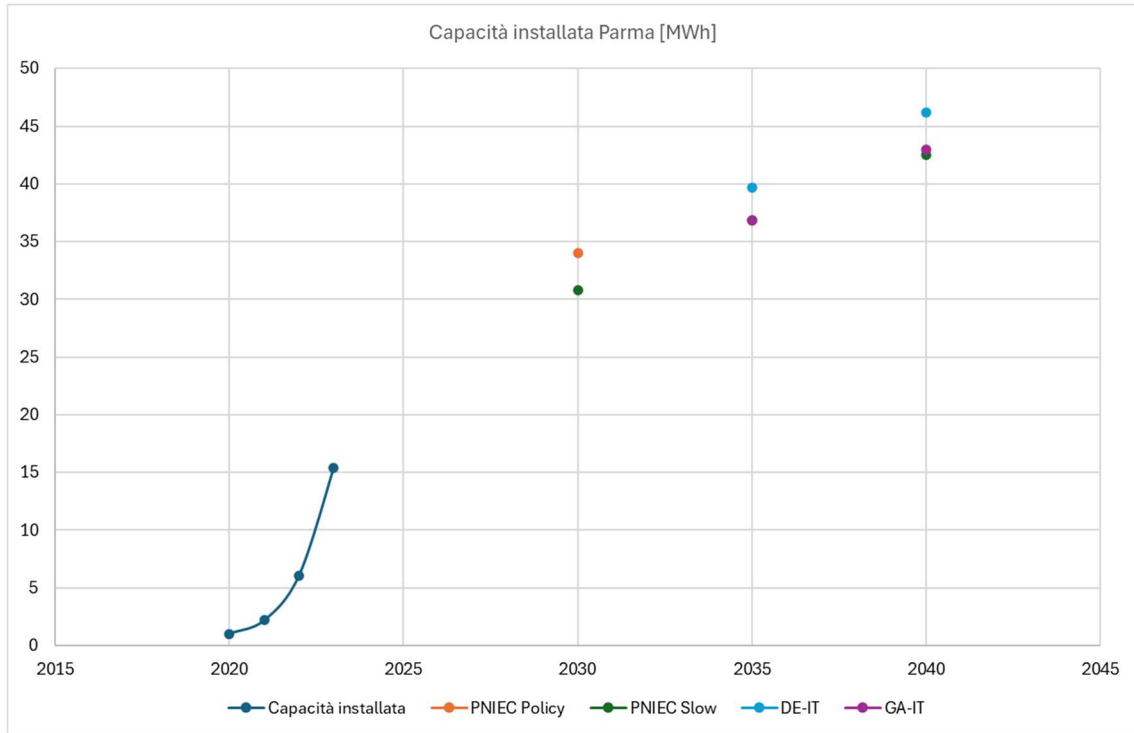


Figura 37 – Andamento capacità installata [MWh] rete (PR)

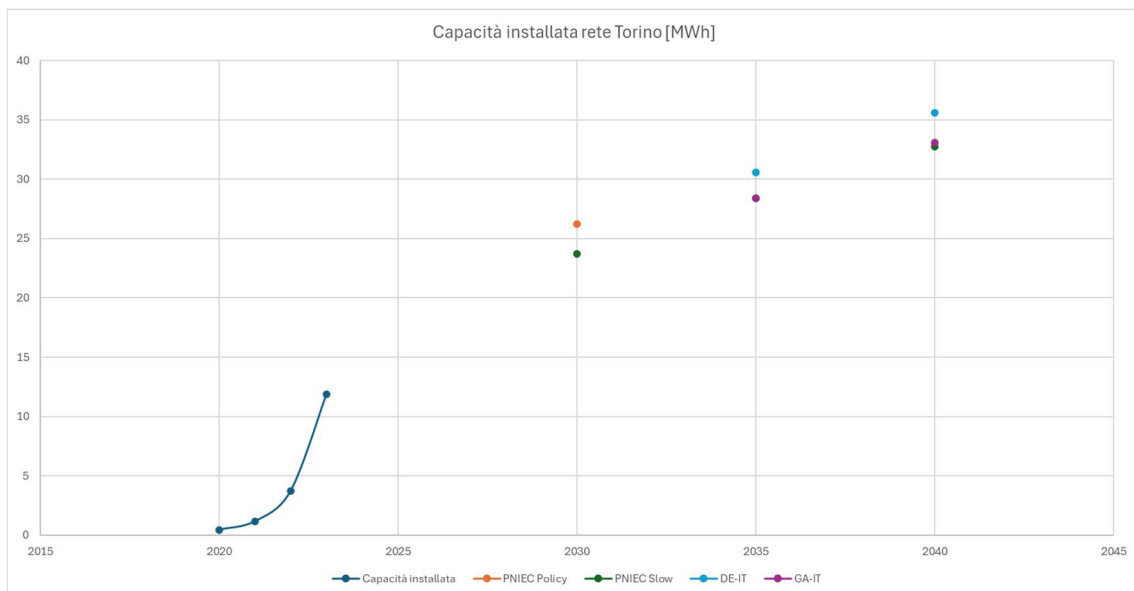


Figura 38- Andamento capacità installata rete (TO)

PARMA	2023	2030	2035	2040
Capacità installata [MWh]	15,4			
Scenario PNIEC Policy		34,0		
Scenario PNIEC Slow		30,8	36,9	42,5
Scenario DE-IT			39,7	46,2
Scenario GA-IT			36,9	42,9

Tabella 14 – Scenari capacità installata - PR

TORINO	2023	2030	2035	2040
Capacità installata [MWh]	11,9			
Scenario PNIEC Policy		26,2		
Scenario PNIEC Slow		23,7	28,4	32,8
Scenario DE-IT			30,6	35,6
Scenario GA-IT			28,4	33,1

Tabella 15 – Scenari capacità installata TO

6.3. ELEMENTI DI INPUT

Il principale riferimento utilizzato per ipotizzare ed analizzare l'evoluzione degli scenari energetici futuri è il DDS 2024. Tale documento, utilizzato come riferimento, si basa sulle seguenti linee guida europee.

La Legge Europea sul Clima (Regolamento UE 2021/1119) stabilisce l'obiettivo dell'Unione Europea di raggiungere la neutralità climatica entro il 2050 e una riduzione delle emissioni di almeno il 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990. Questa normativa è un pilastro del Green Deal europeo e ha portato all'adozione del pacchetto legislativo Fit-for-55, che specifica le misure per il raggiungimento degli obiettivi climatici al 2030.

Tra i provvedimenti chiave entrati in vigore nel 2023:

- Direttiva sull'Efficienza Energetica (10 ottobre 2023): riduzione dei consumi energetici dell'11,7% entro il 2030;
- Direttiva sulle Energie Rinnovabili (20 novembre 2023): almeno il 42,5% dell'energia consumata nell'UE dovrà provenire da fonti rinnovabili entro il 2030;
- Effort Sharing: per l'Italia, il target di riduzione delle emissioni al 2030 rispetto al 2005 è del 43,7%.

Il Regolamento TEN-E (UE) 2022/869 stabilisce le linee guida per la pianificazione della rete energetica europea. Gli scenari di sviluppo, elaborati congiuntamente da ENTSO-E e ENTSO-G, devono:

- essere in linea con gli obiettivi UE per il 2030 e il 2050, coerenti con l'Accordo di Parigi;
- integrare diversi vettori energetici, valutando le interazioni tra elettricità, idrogeno e metano;

- coinvolgere gli stakeholder, garantendo trasparenza e partecipazione.

Questi scenari rappresentano una base strategica per la transizione energetica e lo sviluppo delle infrastrutture a livello europeo e nazionale.

Con la Decisione 10/2023, ACER ha fornito a ENTSO-E e ENTSO-G delle Linee Guida per la costruzione degli scenari, in conformità al Regolamento TEN-E (UE) 2022/869. L'Agenzia richiede che gli scenari siano coerenti con la Legge Europea sul Clima e le politiche energetiche e climatiche dell'UE. Inoltre, sottolinea l'importanza di integrare negli scenari le indicazioni e gli obiettivi dei Piani Nazionali Energia e Clima (PNIEC), fondamentali per la pianificazione delle infrastrutture energetiche.

7. METODOLOGIA DI SCELTA E RAPPRESENTAZIONE 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 2025-2029 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 considera i driver principali di interesse per le reti gestite, utili ad individuare gli interventi da inserire nel Piano di Sviluppo seguendo un processo di pianificazione articolato come riportato nel seguito.



Figura 39 – Metodo di scelta degli interventi di IRETI

7.1. DRIVER

Per individuare gli interventi necessari sono state censite le principali esigenze di sviluppo delle reti 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 individuati i seguenti driver principali:

- **Hosting capacity:** interventi finalizzati ad accogliere nuova produzione rinnovabile;
- **Loadability:** identifica gli interventi finalizzati a soddisfare i fabbisogni derivanti dall'elettrificazione dei consumi;
- **Resilienza:** identifica gli interventi destinati a incrementare la capacità della rete e dei suoi componenti di fronteggiare eventi meteorologici estremi e condizioni straordinarie (in particolare ondate di calore per il comune di Torino e manicotti di ghiaccio a Parma);
- **Gestione energia reattiva:** identifica gli interventi destinati a migliorare la qualità del servizio reso in termini di corretta gestione dei flussi di energia reattiva;
- **Qualità tecnica (continuità del servizio, ammodernamento asset):** identifica gli interventi volti a garantire e migliorare il corretto esercizio della rete e ad assicurare regolarità alla fornitura di energia;
- **Digitalizzazione, sistemi di telecomunicazione e innovazione tecnologica:** identifica gli investimenti a supporto di servizi nuovi garantiti tramite la digitalizzazione degli elementi di rete e l'applicazione di tecnologie avanzate per la diagnostica.

7.2. CRITERI DI PIANIFICAZIONE TECNICA E DIMENSIONAMENTO NUOVI ASSET

Di seguito si riportano i principali criteri tecnici adottati per identificare le esigenze di sviluppo della rete.

- Il carico di un trasformatore AT/MT di ogni CP non deve superare il 65% della sua potenza nominale: in questo modo si può immediatamente far fronte al guasto di un trasformatore AT/MT sovraccaricando l'altro del 20%;
- ogni sbarra di CP non deve superare i 35.000 clienti BT;
- ogni sezione AT/MT non dovrà avere linee MT alimentate con lunghezza complessiva maggiore di 100 km;
- il carico delle singole cabine MT/BT non deve superare l'80% del carico dei trasformatori MT/BT;
- il carico previsto per un cavo di nuova posa non deve superare il 50% della sua portata; nel caso di controalimentanti non si deve superare il 100% della portata delle singole linee MT;
- la linea MT in antenna (principalmente in zone rurali) non deve alimentare più di 3 cabine MT/BT;
- ogni linea MT non deve superare i 4.000 clienti BT;
- ogni 3 CS deve essere prevista una CS telecomandata.

Si riportano di seguito i principali criteri utilizzati di norma per il dimensionamento di nuovi asset in soluzioni standard.

- Cabina Primaria:
 - due trasformatori AT/MT con taglia unificata da 63 MVA per Torino e 50 MVA per Parma. L'unificazione della taglia consente una facile intercambiabilità di macchine tra CP differenti in caso di grave disservizio;
 - configurazione ad H con entra esci sull'AT e singola sbarra MT per trasformatore AT/MT;
- Linee MT:
 - cavi MT interrati: 3x185 mmq in Al con tensione di isolamento 18/30 kV a Torino e 12/20 kV per Parma;
 - cavi MT aerei: 3x150 mmq in Al;
 - terminali e giunti: con tensione di isolamento 30 kV a Torino e 24 kV a Parma;
- Configurazione delle linee MT:
 - nei centri urbani linee in cavo interrato in polifora (a Parma con camerette rompi tratta);
 - nelle zone rurali sono ammesse configurazioni in linea aerea in cavo cordato o in conduttore nudo purché con isolamento sospeso;
- Cabine secondarie: trasformatore MT/BT: 160kVA per PTP e 400 kVA per CS (in casi particolari 630 kVA).

7.3. MODALITÀ DI RAPPRESENTAZIONE DEGLI INTERVENTI

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

- Gli interventi sulle CP o su asset in AT sono presentati singolarmente per ciascun impianto;
- gli interventi sulle linee MT sono aggregati in funzione del Comune di riferimento;
- gli interventi sulle linee BT sono aggregati in funzione del Comune di riferimento;
- gli interventi sulle cabine MT/BT sono aggregati in funzione del Comune di riferimento;
- gli interventi sul telecontrollo sono aggregati senza distinzione territoriale.

7.4. ANALISI CBA

7.4.1. STIMA DEI COSTI

7.4.1.1. STIMA DEI COSTI DI INVESTIMENTO (CAPEX) DEGLI INTERVENTI

Per semplificazione si decide di classificare i costi di investimento in tre categorie principali in base al livello di tensione (al netto dei sistemi di telecontrollo):

- Interventi sulla rete AT;
- Interventi sulla rete MT;
- Interventi sulla rete BT.

Di seguito viene rappresentata la modalità di calcolo della stima dei costi unitari (nel seguito CU) per le soluzioni standard pianificate. Per ciascun intervento sono state individuate una o più categorie elementari di investimento per le quali è stato individuato un Prezzo Unitario (nel seguito PU). Tale prezzo viene quindi moltiplicato per le quantità (nel seguito Q) oggetto di dimensionamento di realizzazione di un nuovo asset. Il prodotto ottenuto è sommato agli altri costi (es. manodopera, prestazioni di terzi, etc..) sostenuti da IRETI (nel seguito CA).

$$C_U = (P_U * Q) + C_A$$

Per gli interventi complessi - ovvero costituiti da più categorie elementari di investimento - il costo dell'intervento (nel seguito CI) è calcolato come sommatoria dei CU delle relative categorie elementari di investimento. Il CI è quindi un valore che può variare nel tempo in funzione dello stato di avanzamento del progetto/intervento e della quantificazione dei CA (dipendenti anche da fattori esogeni non nel pieno controllo di IRETI). In particolare, i principali fattori incidenti sono:

- costi di prestazioni e forniture: i prezzi della manodopera e dei materiali possono variare significativamente a seconda dell'area di intervento;
- caratteristiche territoriali: la conformazione del terreno e le condizioni orografiche possono richiedere l'impiego di tecnologie e mezzi più costosi rispetto agli standard;
- valore dei terreni: il costo delle opere può aumentare a causa degli oneri legati alle servitù di elettrodotto su terreni di elevato valore;
- densità delle aree servite: nelle aree urbanizzate, la necessità di adottare linee aeree con percorsi complessi (che richiedono più sostegni) o linee in cavo interrato (particolarmente costose in presenza di numerosi sottoservizi) può incidere sensibilmente sui costi complessivi.

Nella seguente tabella è riportata la stima dei costi unitari per le categorie elementari degli interventi rientranti nel presente PDS.

I costi riportati nella seguente tabella rispecchiano le soluzioni tecniche standard, comprensive di tutte le attività per realizzare il nuovo asset secondo una logica full cost.

INTERVENTO	COSTO UNITARIO	U.M.	CATEGORIA ELEMENTARE	INCIDENZA
CP	10.000.000	€/CP	FABBRICATO	48%
	2.400.000		TRASFORMATORE AT/MT	12%
	6.000.000		SEZIONE AT	29%
	1.200.000		SEZIONE MT	6%
	1.000.000		Telecontrolli e smartizzazioni	5%
CS	38.579	€/CS	FABBRICATO	44%
	19.142		SEZIONE ELETTROMECCANICA	21%
	2.903		Telecontrolli e smartizzazioni	3%
	29.082		TRASFORMATORE MT/BT	32%
LINEA MT	516.398	€/km	CAVO	81%
	118.418	€/km	AEREO	19%
LINEA BT	437.046	€/km	CAVO	84%
	80.573	€/km	AEREO	16%
TELECONTROLLO	1.000.000	€/sistema	Sistema Centrali	100%

Tabella 16 - Stima dei costi unitari per le categorie elementari degli interventi rientranti nel presente PDS

7.4.1.2. STIMA DEI COSTI OPERATIVI (OPEX) DEGLI INTERVENTI

La stima dei costi operativi annui, attesi a valle del completamento degli interventi, è determinata sulla base dei costi storici di IRETI per impianti di tipologia analoga. La stima economica è effettuata applicando un metodo "Prezzo per Quantità", analogamente all'approccio adottato in ambito CAPEX. Questi costi sono stati calcolati sulla base dei costi storici di manodopera, materiali, forniture di terzi sostenuti dall'impresa.

7.4.2. I BENEFICI DEGLI INTERVENTI

Le principali ipotesi alla base dell'analisi economica degli interventi sono in linea con le delibere 296/2023/R/eel e 627/2016/R/eel, di seguito riassunte:

- tasso di sconto 4% reale;
- vita economica degli interventi 25 anni di esercizio;
- nessun valore residuale degli impianti alla fine dei 25 anni;
- ipotesi di una crescita nulla dell'inflazione (0,0%);
- calcolo della premialità tramite due rate equivalenti del beneficio lordo totale attraverso la formula rata (annuity).

Le analisi economiche devono essere svolte considerando sia i costi attesi di investimento (Capex) sia i correlati costi operativi (Opex). I benefici economici equivalenti sono conteggiati a partire dall'anno successivo a quello di entrata in esercizio del relativo intervento.

8. LE ESIGENZE DI SVILUPPO

Le previsioni sull'evoluzione del sistema elettrico sono fondamentali per pianificare gli interventi di sviluppo della rete di distribuzione. Attraverso l'analisi degli scenari energetici illustrata precedentemente vengono stimate la crescita della domanda di energia e potenza, nonché l'aumento della produzione da fonti rinnovabili. Questi dati permettono di individuare le principali necessità di sviluppo dell'asset di distribuzione, correlando le proiezioni con lo stato attuale della rete.

Le principali esigenze di sviluppo individuate sono:

- Adeguatezza al carico atteso: la rete di distribuzione MT è generalmente progettata con una struttura magliata, con gestione radiale, ed è dimensionata per garantire la possibilità di rialimentazione in caso di guasto. Risulta essere fondamentale monitorare la rete e le variazioni di carico per preservare queste condizioni;
- Qualità tecnica: gli interventi sulla rete di distribuzione finalizzati a ridurre il numero e la durata delle interruzioni comprendono:
 - la realizzazione di nuove linee MT, anche attraverso la costruzione di nuove CP, con impatti sulla configurazione delle reti di alta e media tensione;
 - la sostituzione di componenti della rete MT che non rispondono più agli standard tecnici richiesti;
- Incremento della resilienza della rete per fenomeni avversi;
- Automazione della rete: l'incremento del livello di telecontrollo e/o automazione della rete.

Le esigenze di sviluppo individuate si traducono pertanto negli interventi pianificati riportati nel precedente capitolo.

9. INTERVENTI PIANIFICATI

Nel presente capitolo sono riportati, secondo le regole di aggregazione riportate nel precedente paragrafo, gli interventi pianificati e previsti nel PDS25.

9.1. NUOVE CP

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. L'esigenza della realizzazione di tale CP è dovuta principalmente a:

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

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 su due piani fuori terra ed un piano interrato.

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).

Completaranno il nuovo impianto i compensatori statici di potenza reattiva ed i complessi di neutro per l'esercizio della rete a neutro compensato.

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 (i.e. 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 IRETI-PdS2023-008) 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 IRETI-PdS2023-008) 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.

NUOVA CP "BRAMANTE"

IRETI ha pianificato la realizzazione di una nuova Cabina Primaria 132/22 kV, nel Comune di Torino, denominata CP BRAMANTE. L'esigenza della realizzazione di tale CP è dovuta principalmente a:

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

Completeranno il nuovo impianto i compensatori statici di potenza reattiva ed i complessi di neutro per l'esercizio della rete a neutro compensato.

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 IRETI-PdS2023-009) 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 IRETI-PdS2023-009) 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.

NUOVA CP “REBAUDENGO”

L'intervento è finalizzato al potenziamento della rete elettrica in media tensione 22 kV ed all'alimentazione della futura Linea 2 della Metropolitana di Torino. La Cabina Primaria Rebaudengo sarà costituita da:

- un settore a 132 kV equipaggiato con due stalli linea a 132 kV e due stalli trasformatore AT/MT;
- due trasformatori da 63 MVA 130/22 kV;
- due sezioni MT, ciascuna con dieci linee in uscita a media tensione.

Completeranno il nuovo impianto i compensatori statici di potenza reattiva ed i complessi di neutro per l'esercizio della rete a neutro compensato.

Considerate le caratteristiche ambientali del sito di installazione, l'impianto sarà realizzato in conformazione GIS (Impianto isolato in gas).

I costi di investimento totali previsti (riportati nella scheda di intervento IRETI-PdS2025-019) 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 IRETI-PdS2025-019) 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.

NUOVA CP “PARMA OVEST”

L'intervento è finalizzato al potenziamento della rete elettrica a 15 kV dell'area Ovest della città di Parma. La CP denominata PARMA OVEST sarà costituita da:

- un settore a 132 kV equipaggiato con due stalli linea a 132 kV e due stalli trasformatore AT/MT;
- due trasformatori da 50 MVA 130/15 kV;
- due sezioni MT, ciascuna con dieci linee in uscita a media tensione.

Completeranno il nuovo impianto i compensatori statici di potenza reattiva ed i complessi di neutro per l'esercizio della rete a neutro compensato.

Considerate le caratteristiche ambientali del sito di installazione, l'impianto sarà realizzato in conformazione AIS (Impianto isolato in aria).

I costi di investimento totali previsti (riportati nella scheda di intervento IRETI-PdS2025-020) 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 IRETI-PdS2025-020) 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.

9.2. RINNOVO CP

RINNOVO CP "SUD OVEST"

IRETI ha pianificato di potenziare la CP denominata SUD OVEST tramite la realizzazione di un'ulteriore sezione MT rispetto alle altre 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 IRETI-PdS2023-010) 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 IRETI-PdS2023-010) sono stati stimati considerando, per un periodo totale di 25 anni, le attività di monitoraggio degli impianti.

RINNOVO 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 IRETI-PdS2023-011) dell'opera sono stati stimati considerando attività di revamping effettuate in passato.

I costi operativi totali previsti (riportati nella scheda di intervento IRETI-PdS2023-011) sono stati stimati considerando, per un periodo totale di 25 anni, le attività di monitoraggio degli impianti.

RINNOVO CP "MARTINETTO"

L'intervento è finalizzato all'ampliamento dell'impianto della CP denominata MARTINETTO, con trasformazione dello stesso dall'attuale configurazione 2 Linee AT con 3 trasformatori AT/MT alla futura configurazione 3 linee AT con 4 trasformatori AT/MT. La soluzione in configurazione blindata permette di

ottenere gli spazi necessari all'installazione della terza linea AT e del quarto trasformatore AT/MT, quest'ultimo destinato all'alimentazione della rete 22 kV.

Con questo intervento si risolve l'attuale criticità che vede una delle quattro sezioni MT prive di proprio trasformatore di alimentazione, quindi, esercita in parallelo alla sezione adiacente.

I costi di investimento totali previsti (riportati nella scheda di intervento IRETI-PdS2025-017) dell'opera sono stati stimati considerando attività di revamping effettuate in passato.

I costi operativi totali previsti (riportati nella scheda di intervento IRETI-PdS2025-017) sono stati stimati considerando, per un periodo totale di 25 anni, le attività di monitoraggio degli impianti.

RINNOVO CP "SPIP"

L'intervento rientra nel piano di rinnovo dei quadri di media tensione di cabina primaria; il nuovo impianto, costituito da 52 scomparti di media tensione suddivisi in due sezioni alimentabili separatamente o in modo congiunto, rispetterà i migliori requisiti di sicurezza a livello di tenuta all'arco interno (classificazione CEI "IACFLR", quindi, tenute all'arco su 4 lati), continuità del servizio (classificazione LSC3B, quindi, a comparti completamente segregati) ed ambientale, grazie all'utilizzo di isolanti SF6 free. Inoltre, per una maggiore affidabilità di esercizio, il quadro sarà realizzato per un livello di tensione di 24 kV, anche se, destinato alla rete di Parma esercita a 15 kV.

I costi di investimento totali previsti (riportati nella scheda di intervento IRETI-PdS2025-018) dell'opera sono stati stimati considerando attività di revamping effettuate in passato.

I costi operativi totali previsti (riportati nella scheda di intervento IRETI-PdS2025-018) sono stati stimati considerando, per un periodo totale di 25 anni, le attività di monitoraggio degli impianti.

SOSTITUZIONE TRASFORMATORI AT/MT

Gli interventi di sostituzione di trasformatori AT/MT rientrano nel piano pluriennale di rinnovo del macchinario elettrico di CP, finalizzato all'eliminazione delle macchine che hanno raggiunto il fine vita utile (oltre 50 anni di esercizio) e manifestano problematiche a livello di isolamento per elevati livelli di CO, CO2 e gas disciolti nell'olio isolante.

I nuovi trasformatori in fornitura hanno potenza standard di:

- 50 MVA per i trasformatori delle CP TOSCANA (IRETI-PdS2025-014) e BENEDETTA (IRETI-PdS2025-015);
- 63 MVA per il trasformatore della CP LEVANNA (IRETI-PdS2025-016).

Tutti e tre i trasformatori menzionati sono caratterizzati da bassissime perdite nel ferro e nel rame, quindi da un rendimento elettrico molto elevato (> 99,75 %). Tali requisiti rispettano i criteri più restrittivi della Direttiva CE Ecodesign sul miglioramento dell'efficienza energetica.

I costi di investimento totali previsti (riportati nelle schede di intervento IRETI-PdS2025-014, IRETI-PdS2025-015, IRETI-PdS2025-016) dell'opera sono stati stimati considerando attività di revamping effettuate in passato.

I costi operativi totali previsti (riportati nelle schede di intervento IRETI-PdS2025-014, IRETI-PdS2025-015, IRETI-PdS2025-016) sono stati stimati considerando, per un periodo totale di 25 anni, le attività di monitoraggio degli impianti.

GESTIONE 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 pianificato di installare dispositivi di compensazione di energia reattiva su sezioni MT delle CP a Parma (codice intervento IRETI-PdS2023-012) e Torino (codice intervento IRETI-PdS2023-013).

I costi di investimento totali previsti (riportati nelle schede di intervento IRETI-PdS2025-012 e IRETI-PdS2025-013) del progetto sono stati stimati considerando la parte impiantistica da installare e tutte le opere a contorno.

I costi operativi totali previsti (riportati nelle schede di intervento IRETI-PdS2025-012 e IRETI-PdS2025-013) sono stati stimati considerando, per un periodo totale di 25 anni, le attività di monitoraggio degli impianti.

9.3. RETE MT

CABINE SECONDARIE

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, garantendo la fornitura di utenze con potenze elevate localizzate sul territorio cittadino. A tal fine è necessario realizzare e/o potenziare le Cabine MT/BT in entrambi i territori di competenza di IRETI: Torino (codice intervento IRETI-PdS2025-004) e Parma (codice intervento IRETI-PdS2025-003). I driver considerati per la scelta degli interventi di rinnovo delle cabine secondarie sono:

- 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 la 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 e i relativi costi di esercizio annui sono riportati nelle relative schede di intervento (IRETI-PdS2025-003 e IRETI-PdS2025-004).

LINEE MT

Al fine di garantire l'esercizio in sicurezza ed incrementare il livello di continuità, affidabilità e resilienza della rete, IRETI ha pianificato di rinnovare e/o potenziare linee e/o congiungenti MT in entrambi i territori di competenza di IRETI: Torino (codice intervento IRETI-PdS2025-022) e Parma (codice intervento IRETI-PdS2025-023). 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 sono:

- risoluzione di possibili criticità di controalimentazione delle CP in caso di fuori servizio degli impianti alimentanti in AT. Tali criticità sono risolvibili attraverso l'aumento dell'interconnessione della rete 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) nonché una potenziale razionalizzazione dei percorsi delle linee stesse per renderne più agevole 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 secondaria e non da derivazione rigida;
 - 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.

In particolare, per il territorio di Parma sono previsti alcuni interventi di realizzazione di nuove linee MT:

- VIGHEF-SPEZIA (codice intervento IRETI-PdS2025-024);
- PILASTRELLO (codice intervento IRETI-PdS2025-025);
- MENTANA (codice intervento IRETI-PdS2025-026);
- MENTANA-TRIESTE (codice intervento IRETI-PdS2025-027);
- AUTOSOLE (codice intervento IRETI-PdS2025-028).

I costi di investimento totali previsti e i relativi costi di esercizio annui sono riportati nelle relative schede di intervento.

RESILIENZA TORINO PNRR

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 6 del TIQE 2020-2023.

In aggiunta all’iniziativa sopra citata di ARERA, il governo italiano ha dedicato alcuni 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” à 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.

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 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 alle 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 e i relativi costi di esercizio annui, sono riportati nelle relative schede di intervento (IRETI-PdS2023-001 - IRETI-PdS2023-002).

RINNOVO LINEE MT PILASTRELL-CLOREI

La rete elettrica di Parma ha rilevato delle criticità in caso di fenomeni climatici avversi in ambito di forti neviccate 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. L’intervento pianificato (codice intervento IRETI-PdS2025-029) prevede la sostituzione delle porzioni di linea aerea nuda citate, con tratti di linee aeree in elicord da 150 mm e con tratti di cavo interrato.

I costi di investimento totali previsti e i relativi costi di esercizio annui, sono riportati nella relativa scheda di intervento.

9.4. RETE BT

I principali interventi sulla rete BT di Torino (codice di intervento IRETI-PdS2025-007) e Parma (codice di intervento IRETI-PdS2025-006) intercettano principalmente le seguenti esigenze:

- connessioni di nuovi clienti passivi e/o attivi;
- adeguamenti al carico.

Pertanto, si rende necessario rimuovere completamente le linee aeree in conduttori nudi ancora presenti nelle zone centrali della città. Gli interventi consistono principalmente nella sostituzione delle suddette linee con cavi aerei precordati (tipicamente da 70 mmq in alluminio) e, quando fattibile, con nuove dorsali interrate (tipicamente con cavi da 150 mmq in alluminio). Quando possibile e necessario, nell'ambito degli stessi interventi vengono anche sostituiti i vecchi cavi di presa (con guaine in piombo o tesati su cordina metallica) con soluzioni di nuova generazione. Visti gli attuali tracciati delle linee, la problematica principale che si riscontra nell'esecuzione delle attività è l'ottenimento del permesso da parte degli amministratori/proprietari per gli interventi in aree private.

I costi di investimento totali previsti e i relativi costi di esercizio annui, sono riportati nella relativa scheda di intervento.

COLONNE MONTANTI E QUADRI CONTATORI

Considerando la prevista accelerazione dell'elettrificazione dei consumi e l'aumento del fabbisogno elettrico da parte dei cittadini per i servizi quotidiani, IRETI prevede di rinnovare le colonne montanti vetuste e i quadri contatori presenti negli edifici condominiali di Torino. Tali interventi permetteranno una maggiore disponibilità futura di potenza ed una riduzione dei guasti BT.

I costi di investimento totali previsti e i relativi costi di esercizio annui sono riportati nella relativa scheda di intervento (IRETI-PdS2025-021).

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 e i relativi costi di esercizio annui sono riportati nella relativa scheda di intervento (IRETI-PdS2023-005).

10. ALLEGATI PDS

Di seguito è riportato l'elenco degli allegati al presente Piano di Sviluppo:

- Schede interventi;
- Riepilogo interventi (in formato Excel).