

**Piano di Sviluppo
delle Reti Elettriche
gestite da
Distribuzione Elettrica Adriatica SpA**

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da Distribuzione Elettrica Adriatica SpA		
	REV. 0	Maggio 2025	PAG. 2 di 39

INDICE

1	Il contesto normativo e regolatorio	3
2	Gli obiettivi del Piano di Sviluppo	4
3	Presentazione dell'azienda e della realtà servita	5
3.1	Osimo	5
3.2	Polverigi	9
3.3	Recanati	11
3.4	Ortona e San Vito Chietino	14
3.5	San Remo	16
3.6	Soresina	19
3.7	Capri	21
3.8	Offida	23
3.9	Magliano di Tenna	25
4	Consistenza della rete di distribuzione	28
5	Stato della rete di distribuzione	29
5.1	Continuità del servizio	29
5.2	Implementazione delle tecnologie di automazione e telecontrollo	29
5.3	Implementazione della flessibilità	29
6	Scenari di evoluzione del sistema energetico	30
7	Metodologia di scelta e rappresentazione degli interventi	31
7.1	Driver di sviluppo	31
7.2	Pianificazione degli interventi sulla rete di distribuzione	32
7.3	Analisi CBA	32
7.3.1	<i>Stima dei Costi di Intervento</i>	<i>32</i>
7.3.2	<i>Benefici degli Interventi</i>	<i>34</i>
8	Le esigenze di sviluppo	36
9	Interventi pianificati	37
9.1	Interventi su impianti e reti AT e in Cabina Primaria	37
9.1.1	<i>Costruzione di nuove cabine di trasformazione primarie</i>	<i>37</i>
9.1.2	<i>Ampliamento/sostituzione sezione trasformazione AT/MT</i>	<i>37</i>
9.2	Sistemi di messa a terra del neutro in cabina secondaria	37
9.3	Rinnovo delle cabine secondarie	37
9.4	Potenziamento di linee in MT	38
9.5	Elettificazione del porto d'Ortona	38
10	Allegati Piano di Sviluppo	39

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da Distribuzione Elettrica Adriatica SpA		
	REV. 0	Maggio 2025	PAG. 3 di 39

1 Il contesto normativo e regolatorio

Il piano di sviluppo della rete di distribuzione di Distribuzione Elettrica Adriatica è redatto in conformità con le disposizioni normative e regolatorie vigenti, principalmente emanate dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA).

Le principali normative di riferimento includono:

Il Decreto Legislativo 8 novembre 2021, n. 210, attua la direttiva UE 2019/944, che stabilisce norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica. Questo decreto introduce diverse disposizioni per adeguare la normativa nazionale ai regolamenti europei, in particolare:

1. **Norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica:** Stabilisce regole per garantire un mercato dell'energia elettrica più integrato e competitivo in tutta l'Unione Europea.
2. **Modifiche alla direttiva 2012/27/UE:** Include aggiornamenti per migliorare l'efficienza energetica e promuovere l'uso di energie rinnovabili.
3. **Adeguamento ai regolamenti UE 943/2019 e 941/2019:** Allinea la normativa italiana alle disposizioni europee riguardanti il mercato interno dell'energia elettrica e la preparazione ai rischi nel settore energetico.

Queste misure mirano a migliorare la trasparenza, la concorrenza e la sicurezza del mercato elettrico, favorendo al contempo la transizione verso un sistema energetico più sostenibile.

La Delibera ARERA n. 296/2023/R/eel emanata il 28 giugno 2023, che stabilisce le disposizioni per lo sviluppo delle reti di distribuzione dell'energia elettrica e i relativi piani. Ecco i punti principali:

1. **Tempistiche e modalità di predisposizione:** La delibera definisce le tempistiche per l'elaborazione e la consultazione pubblica dei piani di sviluppo delle reti di distribuzione.
2. **Requisiti preliminari:** Introduce alcuni requisiti iniziali per la preparazione dei piani, in attesa di ulteriori disposizioni.
3. **Obiettivi strategici:** Mira a sviluppare nuovi criteri per il riconoscimento dei costi nei servizi infrastrutturali.

Queste misure sono volte a garantire che i piani di sviluppo siano trasparenti, efficienti e in linea con le normative europee e nazionali.

Il Decreto Legislativo 28/2011 modificato dall'articolo 23, comma 5, del Decreto Legislativo 210/2021, che disciplina le modalità di consultazione pubblica dei piani di sviluppo delle reti elettriche di distribuzione.

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da Distribuzione Elettrica Adriatica SpA		
	REV. 0	Maggio 2025	PAG. 4 di 39

2 Gli obiettivi del Piano di Sviluppo

Il Piano di Sviluppo (PdS) di Distribuzione Elettrica Adriatica (DEA) è una strategia chiave per garantire una rete elettrica moderna, efficiente e capace di evolversi con le trasformazioni del settore. Il suo obiettivo principale è costruire una rete solida e resiliente, capace di rispondere alle esigenze attuali e future della distribuzione elettrica.

Uno degli aspetti fondamentali riguarda la gestione delle criticità, affrontando problemi legati alla congestione, alla saturazione delle infrastrutture e alla qualità della tensione. Questo approccio consente di identificare i fattori di stress sul sistema, migliorando la stabilità e l'affidabilità della rete.

L'attenzione alla qualità del servizio è una priorità: ridurre le interruzioni e migliorare la continuità dell'alimentazione elettrica sono elementi essenziali per garantire un servizio affidabile e minimizzare i disagi per gli utenti. La crescita economica e sociale di un territorio dipende da una rete elettrica efficiente e sicura.

Parallelamente, il PdS affronta la resilienza della rete, considerando il crescente impatto degli eventi climatici estremi. La capacità di adattarsi a condizioni impreviste è fondamentale per assicurare la sicurezza dell'approvvigionamento e la stabilità del sistema nel lungo periodo.

Per ottimizzare le risorse, il PdS punta anche a ridurre le perdite di distribuzione, favorendo un utilizzo più efficiente dell'energia e minimizzando gli sprechi. Inoltre, il potenziamento della capacità della rete di accogliere nuova generazione da fonti rinnovabili è indispensabile per supportare la transizione energetica e rispondere all'aumento della domanda legato all'elettrificazione dei consumi.

Un altro aspetto cruciale riguarda l'innovazione tecnologica, con l'implementazione di strumenti avanzati per il monitoraggio e la gestione intelligente della rete. L'adozione di soluzioni digitali consente di ottimizzare la pianificazione e migliorare l'efficacia degli interventi di sviluppo.

Infine, il PdS promuove una maggiore flessibilità della rete, valorizzando tecnologie innovative per rendere più dinamico ed efficiente l'intero sistema. Il coordinamento con Terna, gli altri distributori e gli enti territoriali è essenziale per garantire una gestione integrata e condivisa delle infrastrutture elettriche, favorendo un dialogo costante con gli stakeholder.

Grazie a questi elementi, il PdS si configura come un percorso strategico per assicurare un servizio energetico sicuro, sostenibile e pronto a supportare le sfide future.

3 Presentazione dell'azienda e della realtà servita

L'azienda Distribuzione Elettrica Adriatica SpA (DEA) gestisce il servizio di distribuzione di energia elettrica nei comuni di Osimo (AN), Polverigi (AN) e Recanati (MC) nelle Marche, di Ortona (CH), di San Vito Chietino (CH) in Abruzzo, di San Remo (IM) in Liguria, di Soresina (CR) in Lombardia e di Capri (NA) in Campania. Il servizio di distribuzione ricomprende il servizio di connessione alla rete dei clienti (consumatori e produttori) e la gestione dell'infrastruttura di rete pubblica ai fini del trasporto della potenza prelevata o prodotta dagli utenti medesimi.

La rete di distribuzione di energia elettrica è costituita da:

- stazioni di trasformazione in alta e media tensione ovvero punti di interconnessione della rete con le reti in alta e media tensione di altri Gestori;
- reti in media tensione ovvero reti con tensione oltre 1 kV e fino a 35 kV;
- stazioni di trasformazione da media a bassa tensione ovvero punti di interconnessione tra reti in media e reti in bassa tensione;
- reti in bassa tensione ovvero reti con tensione fino a 1 kV.

3.1 Osimo

La rete di distribuzione elettrica di Osimo copre l'intero comune e comprende aree urbane e rurali per un'estensione di 106 km² (Figura 3.1.1).



Figura 3.1.1 - Rappresentazione del territorio di Osimo servito da DEA.

La rete è composta da una cabina primaria AT/MT 132/20kV (struttura con doppia sbarra equipaggiata con 2 trasformatori da 40 MVA – Figura 3.1.2) da cui partono 10 linee MT gestite in assetto radiale. Tali linee sono in cavo aereo, in cavo interrato e in conduttori nudi e complessivamente raggiungono un'estensione di circa 827,9 km (Tabella 3.1.1). La rete di MT è gestita con neutro compensato.

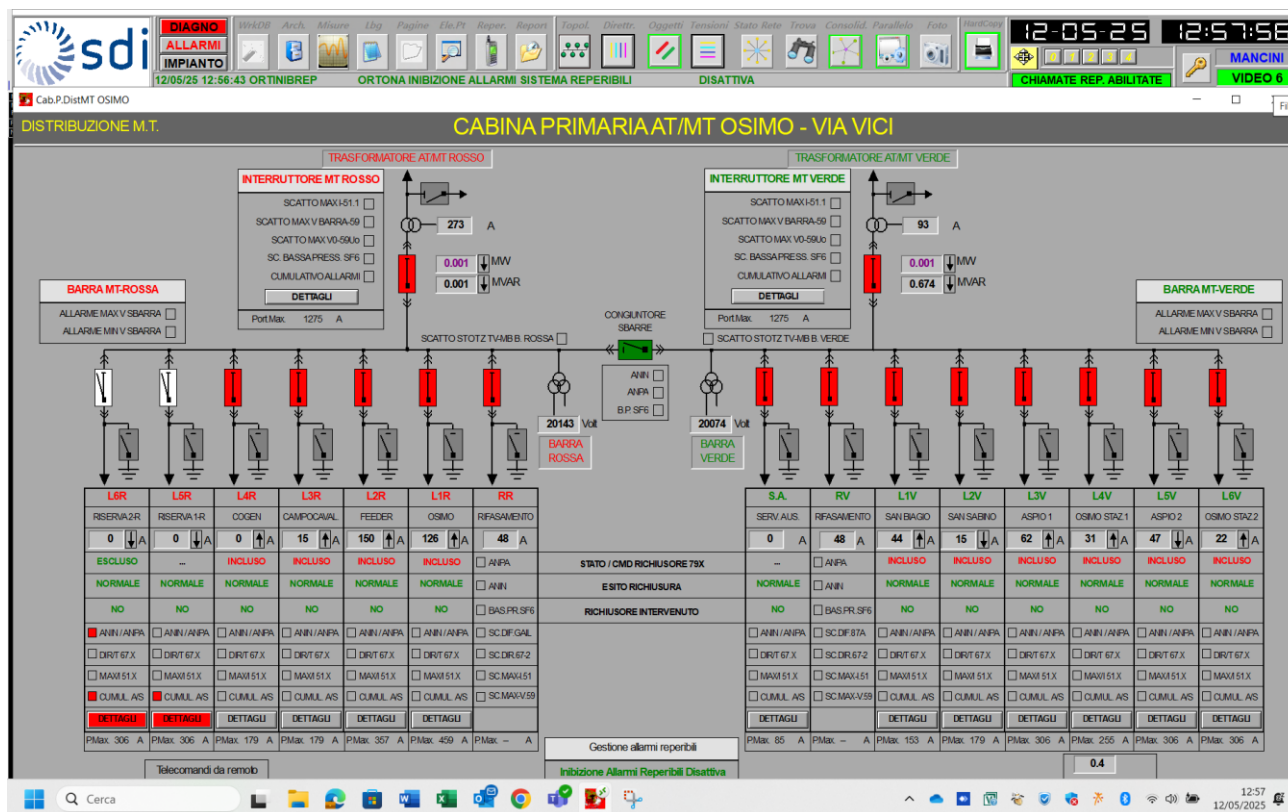


Figura 3.1.2 – Schema unifilare della Cabina Primaria di Osimo.

OSIMO (km di rete al 31/12/2024)			
Rete	In cavo aereo	In cavo interrato	In conduttori nudi
BT	328,35	202,27	62,44
MT	10,22	116,58	108,04

Tabella 3.1.1 – Estensione della rete di distribuzione di Osimo.

Sulla rete di media tensione sono presenti due cabine satelliti MT/MT (Padiglione e Osimo centro) da cui partono rispettivamente ulteriori 5 e 7 linee MT. Tale configurazione permette a DEA di gestire in modo ottimale la rete in caso di guasto (Figura 3.1.3 e Figura 3.1.4).

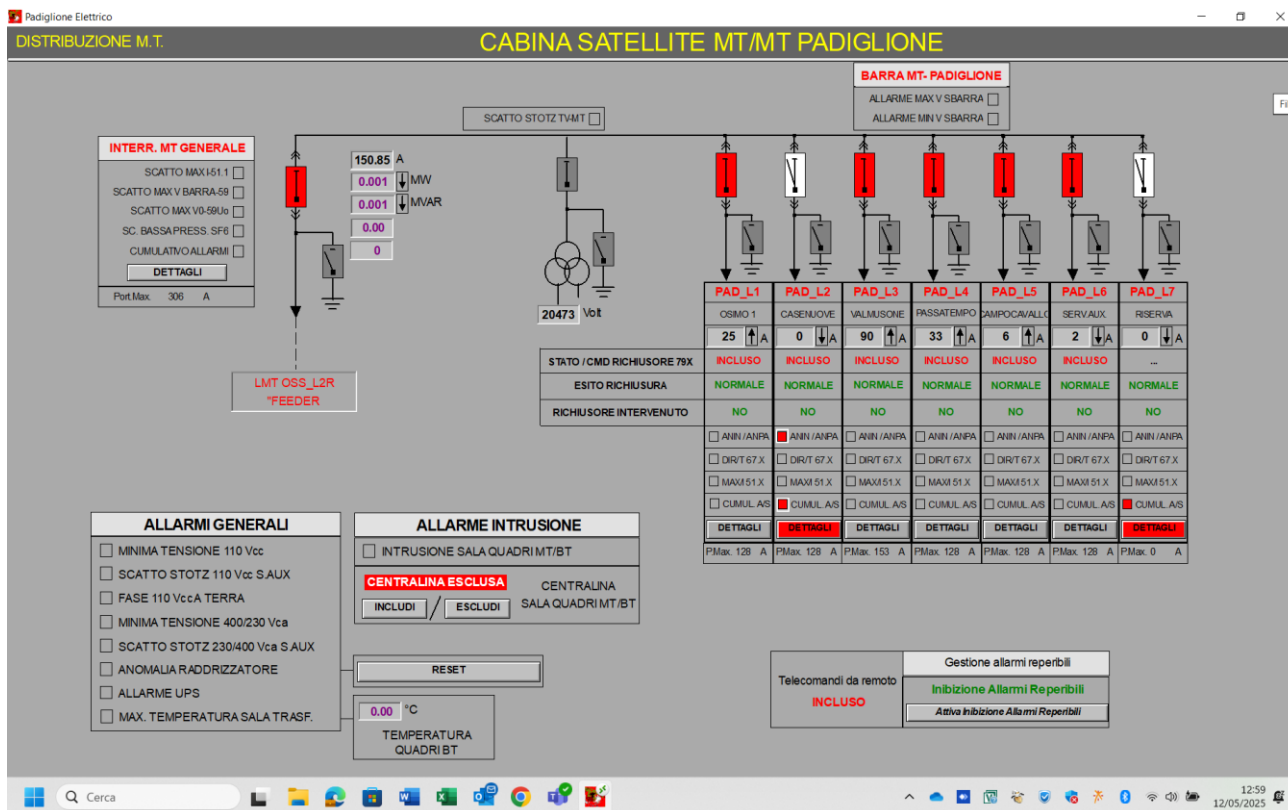


Figura 3.1.3 – Schema unifilare della Cabina Satellite di Padiglione.

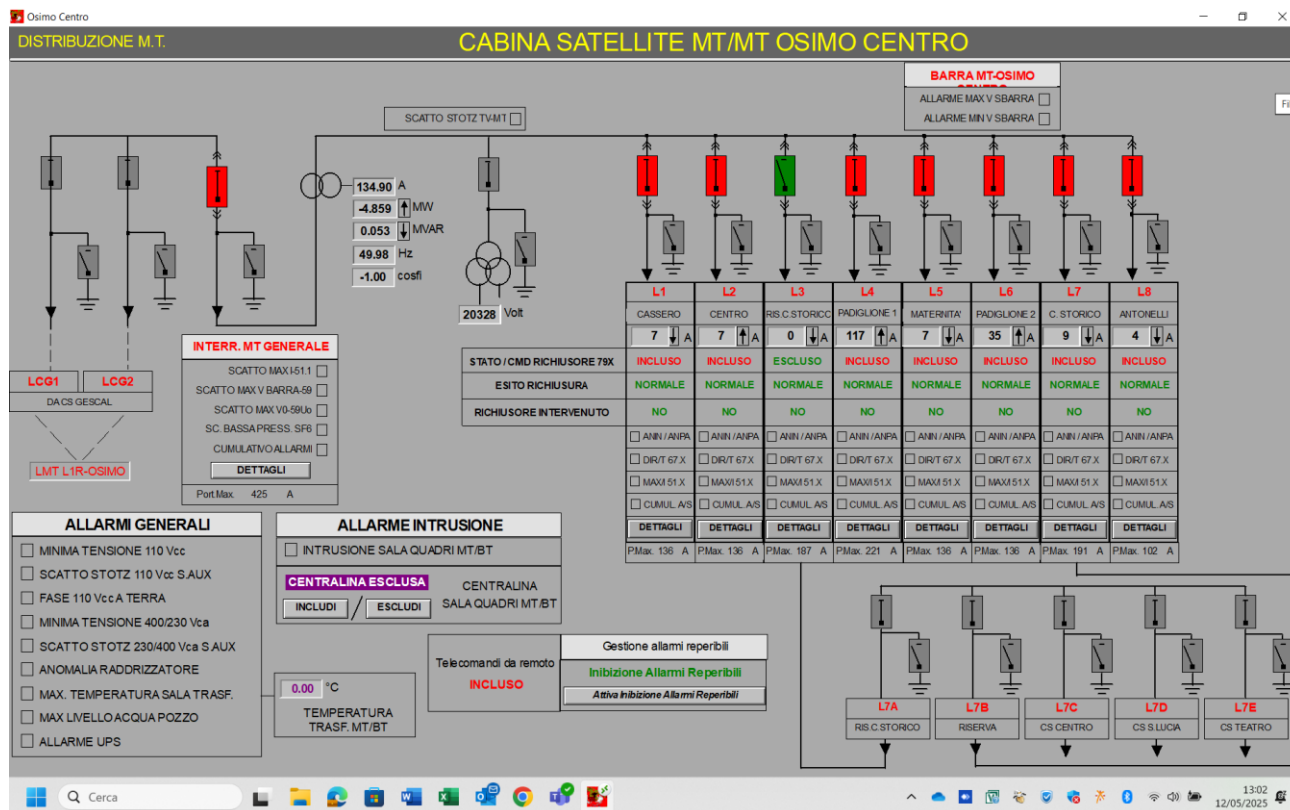


Figura 3.1.4 – Schema unifilare della Cabina Satellite di Osimo Centro.

Le cabine secondarie MT/BT 20/0,4 kV ammontano complessivamente a 306 unità e di queste 52 sono telecontrollate. Le funzioni ad oggi implementate su queste cabine sono comandi apri/chiudi e sono dotate di sensori RGDAT per rilevazione dei guasti in modo da permettere all'operatore un rapido isolamento del tronco guasto in caso di necessità.

Gli utenti alimentati sono circa 19.083 e suddivisi in:

- 14.809 utenti BT domestici.
- 4.125 utenti BT non domestici.
- 149 utenti MT.

La Tabella 3.1.2 riassume i consumi presenti sulla rete di distribuzione di Osimo in funzione della tipologia e della tensione di allaccio.

OSIMO (Consumi al 31/12/2024)		
Utenti	Consumi (MWh) Domestici	Consumi (MWh) Non domestici
BT	30297	39815
MT	0	74033

Tabella 3.1.2 – Consumi della rete di distribuzione di Osimo.

La rete è alimentata principalmente dalla cabina Centro (Figura 3.2.2) in MT 20 kV da cui partono 3 linee MT gestite in assetto radiale. Le linee elettriche sono in cavo aereo, in cavo interrato e in conduttori nudi e complessivamente raggiungono un'estensione di 108.1 km (Tabella 3.2.1). La rete di MT è gestita con neutro compensato.

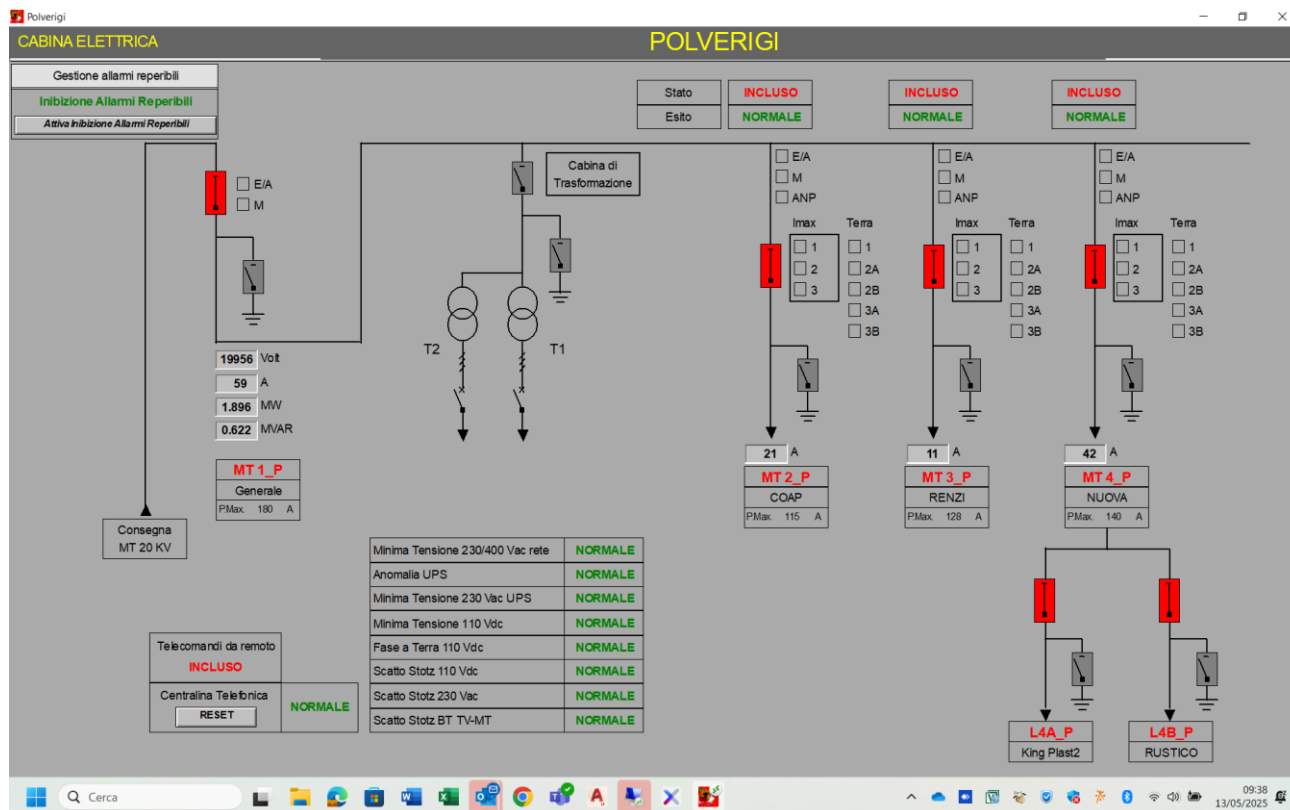


Figura 3.2.2 – Schema unifilare della Cabina Centro di Polverigi.

POLVERIGI (km di rete al 31/12/2024)			
Rete	In cavo aereo	In cavo interrato	In conduttori nudi
BT	32,32	23,57	15,47
MT	1,55	8,47	26,72

Tabella 3.2.1 – Estensione della rete di distribuzione di Polverigi.

Le cabine secondarie MT/BT 20/0,4 kV ammontano complessivamente a 45 unità e di queste 8 sono telecontrollate. Le funzioni, ad oggi implementate, su queste cabine sono comandi apri/chiedi e sono dotate di sensori RGDAT per rilevazione dei guasti in modo da permettere all'operatore un rapido isolamento del tronco guasto in caso di necessità.

Gli utenti alimentati sono circa 2.322 e suddivisi in:

- 1.958 utenti BT domestici.
- 351 utenti BT non domestici.
- 13 utenti MT.

La Tabella 3.2.2 riassume i consumi presenti sulla rete di distribuzione di Polverigi in funzione della tipologia e della tensione di allaccio.

Tabella 3.2.2 – Consumi della rete di distribuzione di Polverigi.

- Interconnessione con la nuova CP di Osimo (Hosting capacity e qualità del servizio di tensione);
- Rinnovo delle cabine secondarie e telecontrollo.

A detailed map of the area around Spaccio, Italy. The map shows a network of roads, including the SS92 (Via Emilia) running north-south and the SS31 (Via Cassanese) running east-west. Other roads shown include the SP361, SP362, SP363, SP364, SP365, SP366, SP367, SP368, SP369, SP370, SP371, SP372, SP373, SP374, SP375, SP376, SP377, SP378, SP379, SP380, SP381, SP382, SP383, SP384, SP385, SP386, SP387, SP388, SP389, SP390, SP391, SP392, SP393, SP394, SP395, SP396, SP397, SP398, SP399, SP400, SP401, SP402, SP403, SP404, SP405, SP406, SP407, SP408, SP409, SP410, SP411, SP412, SP413, SP414, SP415, SP416, SP417, SP418, SP419, SP420, SP421, SP422, SP423, SP424, SP425, SP426, SP427, SP428, SP429, SP430, SP431, SP432, SP433, SP434, SP435, SP436, SP437, SP438, SP439, SP440, SP441, SP442, SP443, SP444, SP445, SP446, SP447, SP448, SP449, SP450, SP451, SP452, SP453, SP454, SP455, SP456, SP457, SP458, SP459, SP460, SP461, SP462, SP463, SP464, SP465, SP466, SP467, SP468, SP469, SP470, SP471, SP472, SP473, SP474, SP475, SP476, SP477, SP478, SP479, SP480, SP481, SP482, SP483, SP484, SP485, SP486, SP487, SP488, SP489, SP490, SP491, SP492, SP493, SP494, SP495, SP496, SP497, SP498, SP499, SP500, SP501, SP502, SP503, SP504, SP505, SP506, SP507, SP508, SP509, SP510, SP511, SP512, SP513, SP514, SP515, SP516, SP517, SP518, SP519, SP520, SP521, SP522, SP523, SP524, SP525, SP526, SP527, SP528, SP529, SP530, SP531, SP532, SP533, SP534, SP535, SP536, SP537, SP538, SP539, SP540, SP541, SP542, SP543, SP544, SP545, SP546, SP547, SP548, SP549, SP550, SP551, SP552, SP553, SP554, SP555, SP556, SP557, SP558, SP559, SP560, SP561, SP562, SP563, SP564, SP565, SP566, SP567, SP568, SP569, SP570, SP571, SP572, SP573, SP574, SP575, SP576, SP577, SP578, SP579, SP580, SP581, SP582, SP583, SP584, SP585, SP586, SP587, SP588, SP589, SP590, SP591, SP592, SP593, SP594, SP595, SP596, SP597, SP598, SP599, SP600, SP601, SP602, SP603, SP604, SP605, SP606, SP607, SP608, SP609, SP610, SP611, SP612, SP613, SP614, SP615, SP616, SP617, SP618, SP619, SP620, SP621, SP622, SP623, SP624, SP625, SP626, SP627, SP628, SP629, SP630, SP631, SP632, SP633, SP634, SP635, SP636, SP637, SP638, SP639, SP640, SP641, SP642, SP643, SP644, SP645, SP646, SP647, SP648, SP649, SP650, SP651, SP652, SP653, SP654, SP655, SP656, SP657, SP658, SP659, SP660, SP661, SP662, SP663, SP664, SP665, SP666, SP667, SP668, SP669, SP670, SP671, SP672, SP673, SP674, SP675, SP676, SP677, SP678, SP679, SP680, SP681, SP682, SP683, SP684, SP685, SP686, SP687, SP688, SP689, SP690, SP691, SP692, SP693, SP694, SP695, SP696, SP697, SP698, SP699, SP700, SP701, SP702, SP703, SP704, SP705, SP706, SP707, SP708, SP709, SP710, SP711, SP712, SP713, SP714, SP715, SP716, SP717, SP718, SP719, SP720, SP721, SP722, SP723, SP724, SP725, SP726, SP727, SP728, SP729, SP730, SP731, SP732, SP733, SP734, SP735, SP736, SP737, SP738, SP739, SP740, SP741, SP742, SP743, SP744, SP745, SP746, SP747, SP748, SP749, SP750, SP751, SP752, SP753, SP754, SP755, SP756, SP757, SP758, SP759, SP760, SP761, SP762, SP763, SP764, SP765, SP766, SP767, SP768, SP769, SP770, SP771, SP772, SP773, SP774, SP775, SP776, SP777, SP778, SP779, SP780, SP781, SP782, SP783, SP784, SP785, SP786, SP787, SP788, SP789, SP790, SP791, SP792, SP793, SP794, SP795, SP796, SP797, SP798, SP799, SP800, SP801, SP802, SP803, SP804, SP805, SP806, SP807, SP808, SP809, SP810, SP811, SP812, SP813, SP814, SP815, SP816, SP817, SP818, SP819, SP820, SP821, SP822, SP823, SP824, SP825, SP826, SP827, SP828, SP829, SP830, SP831, SP832, SP833, SP834, SP835, SP836, SP837, SP838, SP839, SP840, SP841, SP842, SP843, SP844, SP845, SP846, SP847, SP848, SP849, SP850, SP851, SP852, SP853, SP854, SP855, SP856, SP857, SP858, SP859, SP860, SP861, SP862, SP863, SP864, SP865, SP866, SP867, SP868, SP869, SP870, SP871, SP872, SP873, SP874, SP875, SP876, SP877, SP878, SP879, SP880, SP881, SP882, SP883, SP884, SP885, SP886, SP887, SP888, SP889, SP890, SP891, SP892, SP893, SP894, SP895, SP896, SP897, SP898, SP899, SP900, SP901, SP902, SP903, SP904, SP905, SP906, SP907, SP908, SP909, SP910, SP911, SP912, SP913, SP914, SP915, SP916, SP917, SP918, SP919, SP920, SP921, SP922, SP923, SP924, SP925, SP926, SP927, SP928, SP929, SP930, SP931, SP932, SP933, SP934, SP935, SP936, SP937, SP938, SP939, SP940, SP941, SP942, SP943, SP944, SP945, SP946, SP947, SP948, SP949, SP950, SP951, SP952, SP953, SP954, SP955, SP956, SP957, SP958, SP959, SP960, SP961, SP962, SP963, SP964, SP965, SP966, SP967, SP968, SP969, SP970, SP971, SP972, SP973, SP974, SP975, SP976, SP977, SP978, SP979, SP980, SP981, SP982, SP983, SP984, SP985, SP986, SP987, SP988, SP989, SP990, SP991, SP992, SP993, SP994, SP995, SP996, SP997, SP998, SP999, SP1000.

Figura 3.3.1 - Rappresentazione del territorio di Recanati servito da DEA.

La rete è composta da una cabina primaria AT/MT 132/20kV Acquara in antenna (struttura con doppia sbarra equipaggiata con 2 trasformatori da 25 MVA) da cui partono 9 linee MT gestite in assetto radiale (Figura 3.3.2).

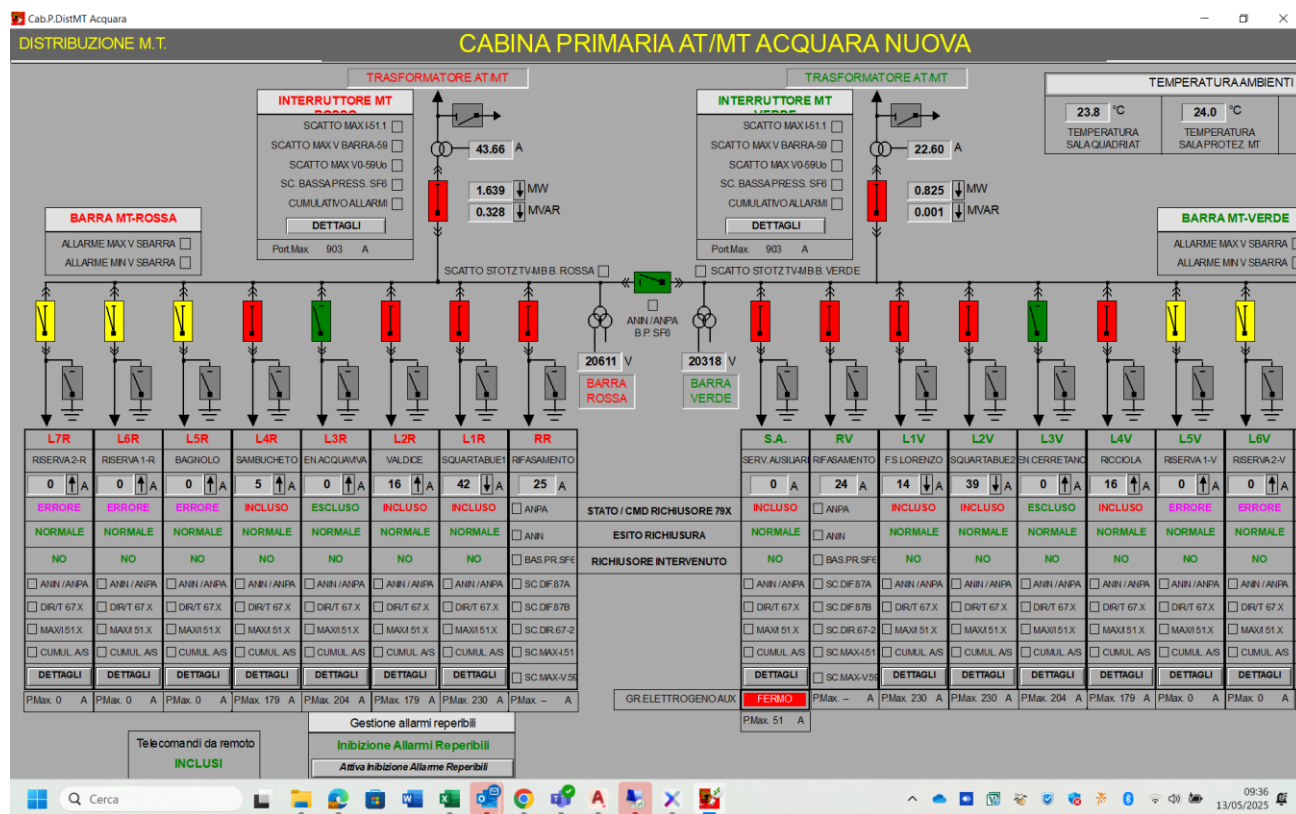


Figura 3.3.2 – Schema unifilare della Cabina Primaria di Recanati.

Le linee elettriche sono in cavo aereo, in cavo interrato e in conduttori nudi e complessivamente raggiungono un'estensione di 568,41 km (Tabella 3.3.1). La rete di MT è gestita con neutro compensato. Sulla rete di media tensione è presente un'ulteriore punto di fornitura in MT a 20 kV da parte di e-Distribuzione da cui si diramano 5 linee in media tensione. Tale configurazione è necessaria per permettere di rialimentare la rete MT in caso di fuori servizio della linea in AT in antenna (Figura 3.3.3).

RECANATI (km di rete al 31/12/2024)			
Rete	In cavo aereo	In cavo interrato	In conduttori nudi
BT	295,22	65,21	0,13
MT	8,22	72,83	107,0

Tabella 3.3.1 – Estensione della rete di distribuzione di Recanati.

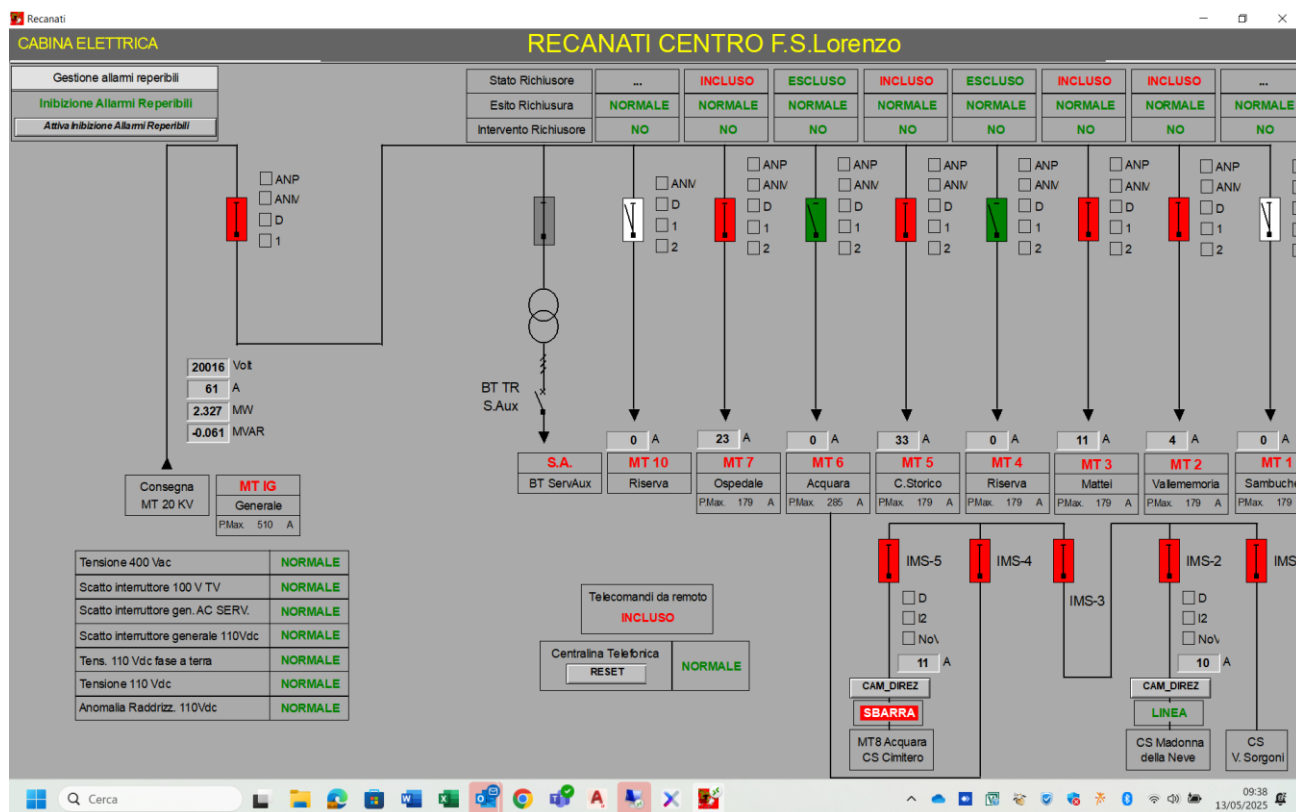


Figura 3.3.3 – Schema unifilare della Cabina MT di e-Distribuzione a backup della linea in AT.

Le cabine secondarie MT/BT 20/0,4 kV ammontano complessivamente a 223 unità e di queste 42 sono telecontrollate. Le funzioni ad oggi implementate su queste cabine sono comandi apri/chiedi e sono dotate di sensori RGDAT per rilevazione dei guasti in modo da permettere all'operatore un rapido isolamento del tronco guasto in caso di necessità.

Gli utenti alimentati sono circa 11.822 e suddivisi in:

- 9.150 utenti BT domestici.
- 2.583 utenti BT non domestici.
- 89 utenti MT.

La Tabella 3.3.2 riassume i consumi presenti sulla rete di distribuzione di Recanati in funzione della tipologia e della tensione di allaccio.

RECANATI (Consumi al 31/12/2024)		
Utenti	Consumi (MWh) Domestici	Consumi (MWh) Non domestici
BT	18511	23225
MT	0	44273

Tabella 3.3.2 – Consumi della rete di distribuzione di Recanati.

La rete è composta da una cabina primaria AT/MT 150/20kV (struttura con doppia sbarra equipaggiata con 2 trasformatori da 25 MVA) da cui partono 13 linee MT gestite in assetto radiale. Tali linee sono in cavo aereo, in cavo interrato e in conduttori nudi e complessivamente raggiungono un'estensione di circa 637.45 km (Tabella 3.4.1). La rete di MT è gestita con neutro isolato.

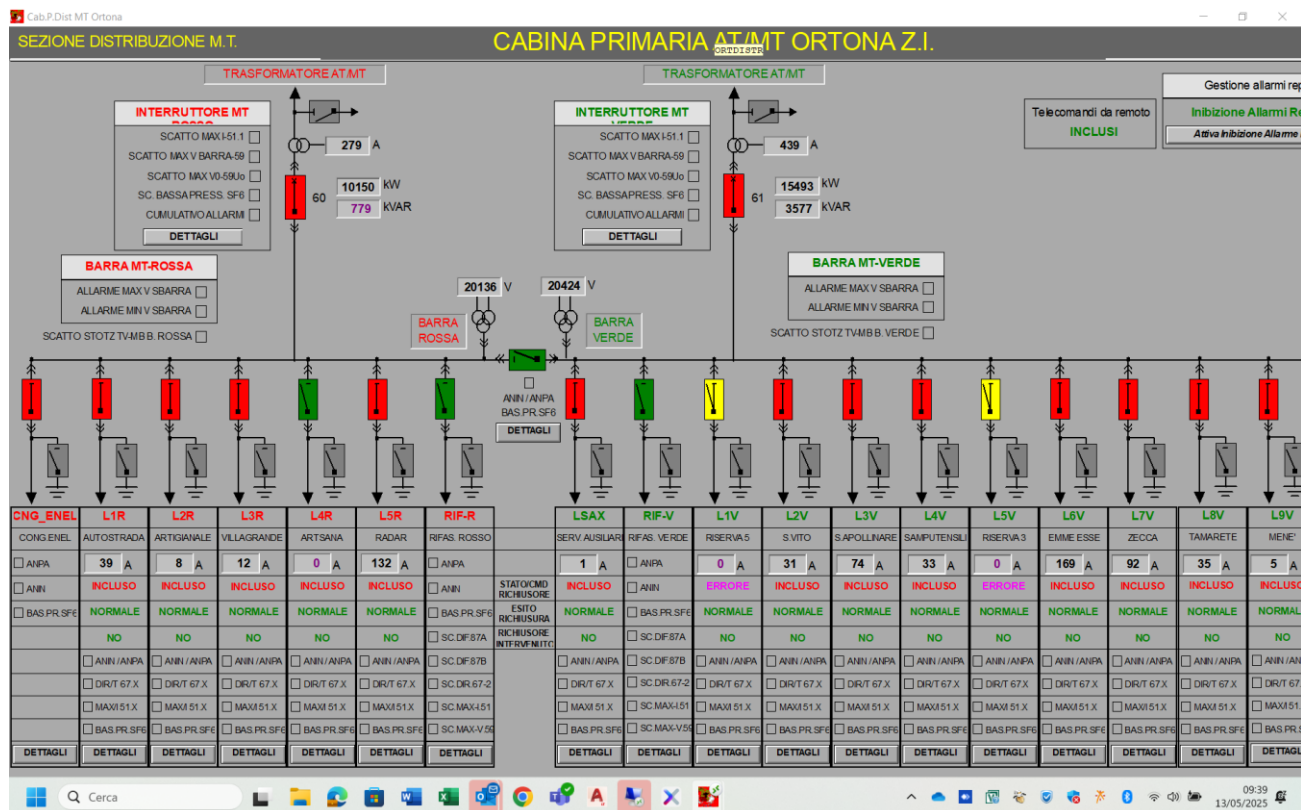


Figura 3.4.2 – Schema unifilare della Cabina Primaria di Ortona e San Vito Chietino.

ORTONA e SAN VITO CHIETINO (km di rete al 31/12/2024)			
Rete	In cavo aereo	In cavo interrato	In conduttori nudi
BT	356,65	52,26	31,81
MT	35,84	61,26	99,63

Tabella 3.4.1 – Estensione della rete di distribuzione di Ortona e San Vito Chietino.

Le cabine secondarie MT/BT 20/0,4 kV ammontano complessivamente a 198 unità e di queste 72 sono telecontrollate. Le funzioni ad oggi implementate su queste cabine sono comandi apri/chiudi e sono dotate in gran parte di sensori RGDAT per rilevazione dei guasti in modo da permettere all'operatore un rapido isolamento del tronco guasto in caso di necessità.

Gli utenti alimentati sono circa 18.117 e suddivisi in:

- 14.534 utenti BT domestici.
- 3.523 utenti BT non domestici.
- 60 utenti MT.

La Tabella 3.4.2 riassume i consumi presenti sulla rete di distribuzione di Ortona e San Vito Chietino in funzione della tipologia e della tensione di allaccio.

ORTONA e SAN VITO CHIETINO (Consumi al 31/12/2024)		
Utenti	Consumi (MWh) Domestici	Consumi (MWh) Non domestici
BT	25021	28929
MT	0	103388

Tabella 3.4.2 – Consumi della rete di distribuzione di Ortona e San Vito Chietino.

La rete di distribuzione presenta un elevato numero di impianti fotovoltaici che comportano l'inversione del flusso di potenza in molte ore dell'anno.

Gli interventi previsti sulla rete di Ortona e San Vito Chietino sono di seguito elencati e saranno dettagliati nel capitolo 7:

- Progetto di trasformare le cabine di interconnessione a neutro compensato;
- PNRR – aumento della resilienza della rete (evento nevicata eccezionale del gennaio 2017);
- Rinnovo delle cabine secondarie e telecontrollo;
- Elettificazione del porto d'Ortona;
- Rinnovo della sezione AT della Cabina Primaria;
- Sostituzione di un trasformatore della Cabina Primaria con nuovo da 40 MVA.

3.5 San Remo

La rete di distribuzione elettrica di Sanremo si sviluppa su circa metà del territorio comunale e comprende aree urbane e rurali (Figura 3.5.1) per un'estensione di 51,63 km².

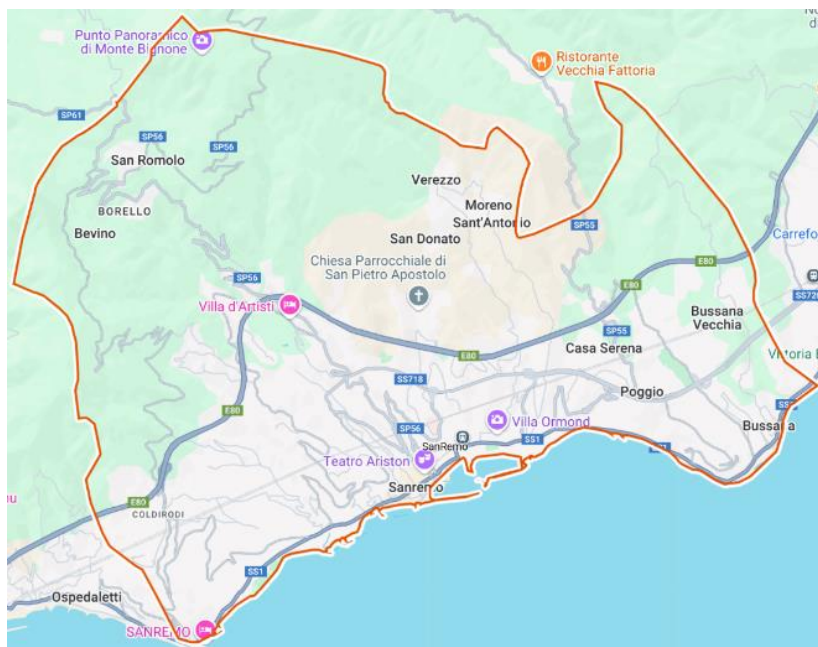


Figura 3.5.1 - Rappresentazione del territorio di San Remo servito da DEA

La rete è composta da una cabina primaria AT/MT 132/15kV (struttura con doppia sbarra equipaggiata con 2 trasformatori da 40 MVA) da cui partono 10 linee MT gestite in assetto radiale. Tali linee sono in cavo aereo, in cavo interrato e in conduttori nudi e complessivamente raggiungono un'estensione di circa 455.59 km (Tabella 3.5.1). La rete di MT è gestita con neutro compensato.

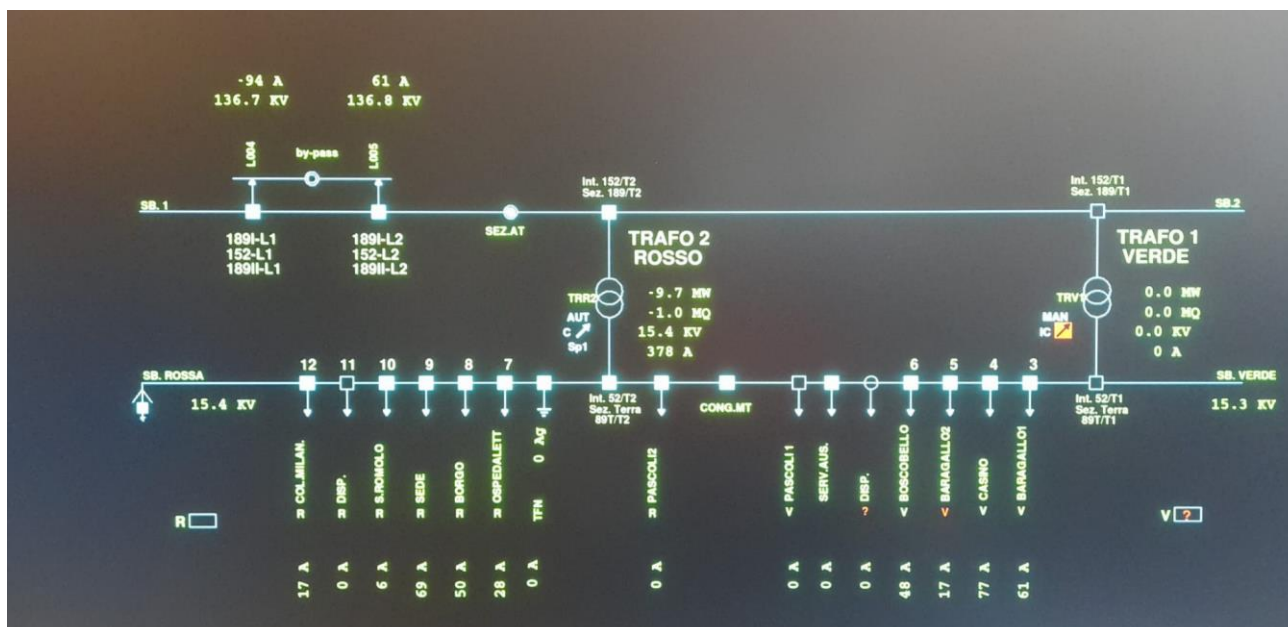


Figura 3.5.2 – Schema unifilare della Cabina Primaria di San Remo.

SAN REMO (km di rete al 31/12/2024)			
Rete	In cavo aereo	In cavo interrato	In conduttori nudi
BT	166,97	173,44	0,19
MT	2,08	70,16	32,75

Tabella 3.5.1 – Estensione della rete di distribuzione di San Remo.

Le cabine secondarie MT/BT 15/0,4 kV ammontano complessivamente a 191 unità e di queste 20 sono telecontrollate. Le funzioni ad oggi implementate su queste cabine sono comandi apri/chiudi e in un futuro si pianifica di rendere operativa la funzione di ricerca automatica del tronco guasto.

Gli utenti alimentati sono circa 29.919 e suddivisi in:

- 24.459 utenti BT domestici.
- 5.437 utenti BT non domestici.
- 23 utenti MT.

La Tabella 3.5.2 riassume i consumi presenti sulla rete di distribuzione di San Remo in funzione della tipologia e della tensione di allaccio.

SAN REMO (Consumi al 31/12/2024)		
Utenti	Consumi (MWh) Domestici	Consumi (MWh) Non domestici
BT	32664.17	43510.46
MT	0	20702.64

Tabella 3.5.2 – Consumi della rete di distribuzione di San Remo.

La rete di distribuzione presenta un elevato numero di impianti produzione tipo fotovoltaico che comportano l'inversione del flusso di potenza in molte ore dell'anno.

Gli interventi previsti sulla rete di Soresina sono di seguito elencati e saranno dettagliati nel capitolo 7:

- Magliatura della rete;
- Rinnovo delle cabine secondarie e telecontrollo.

3.6 Soresina

La rete di distribuzione elettrica di Soresina copre l'intero comune e comprende aree urbane e rurali per un'estensione di 28,28 km² (Figura 3.6.1).

Nel corso del 2025 verrà conferito in ASPM Soresina Servizi S.r.l. il ramo d'azienda relativo alla distribuzione elettrica e alla misura del Comune di Santo Stefano di Sessanio (AQ).

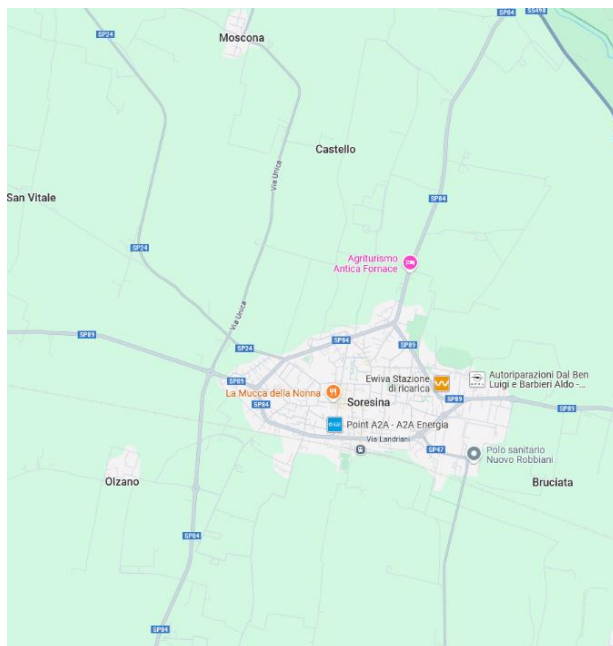


Figura 3.6.1 - Rappresentazione del territorio di Soresina servito da ASPM Soresina Servizi Srl

La rete è alimentata da 4 interconnessioni con la rete di distribuzione in MT 15 kV di e-Distribuzione, oltre che 3 interconnessioni in BT. Tali interconnessioni provengono dalle cabine primarie di Castelleone, Romanengo, Casalbuttano e Pizzighettone, site in provincia di Cremona. Dalle cabine di interconnessione partono numerose linee MT in cavo interrato, in cavo aereo e in conduttori nudi raggiungendo complessivamente un'estensione di circa 153,90 km (Tabella 3.6.1). La rete di MT è gestita con neutro compensato.

SORESINA (km di rete al 31/12/2024)			
Rete	In cavo aereo	In cavo interrato	In conduttori nudi
BT	36,053	65,855	0
MT	0	31,074	20,874

Tabella 3.6.1 – Estensione della rete di distribuzione di Soresina

La rete di media tensione è gestita interamente a 15 kV e le cabine secondarie 15/0,4 kV ammontano complessivamente a 57 unità.

Gli utenti alimentati sono circa 5.259 e suddivisi in:

- 4.224 utenti BT domestici.
- 1.005 utenti BT non domestici.
- 30 utenti MT.

La Tabella 3.7.2 riassume i consumi presenti sulla rete di distribuzione di Soresina in funzione della tipologia e della tensione di allaccio.

SORESINA (Consumi al 31/12/2024)		
Utenti	Consumi (MWh) Domestici	Consumi (MWh) Non domestici
BT	8.587,34	10.486,24
MT	0	14.509,42

Tabella 3.6.2 – Consumi della rete di distribuzione di Soresina

La rete di distribuzione presenta un elevato numero di impianti produzione, sia di tipo fotovoltaico che di cogenerazione da biogas, che comportano l'inversione del flusso di potenza in molte ore dell'anno.

Gli interventi previsti sulla rete di Soresina sono di seguito elencati e saranno dettagliati nel capitolo 7:

- PNRR – Aumento della resilienza della rete distribuzione dell'energia elettrica:
 - Ampliamento e potenziamento della rete in MT in cavo interrato per totali 20 km;
 - Ampliamento e potenziamento della rete in MT in cavo aereo (elicord) per totali 5 km;
 - Realizzazione o rifacimento di totali 21 cabine MT/BT;
 - Rifacimento ed ampliamento del sistema di telecontrollo;
- Incremento linee MT verso interconnessione "Livelli Rossi";
- Sostituzione linee MT in conduttori nudi
- Ammodernamento delle cabine secondarie.
- Potenziamento e/o rifacimento delle reti di distribuzione in BT.

3.7 Capri

L'isola di Capri è collegata ai comuni campani di Torre Annunziata e Sorrento attraverso due interconnessioni sottomarine di Terna (Figura 3.7.1) che formano un anello in corrente alternata a 150 kV e di capacità 160MW.

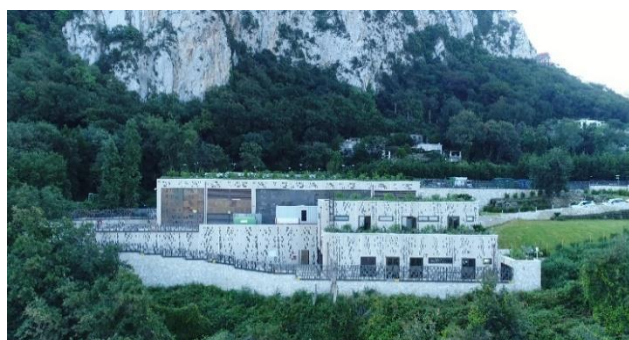


Figura 3.7.1 – Immagine dell'interconnessione sottomarina tra il continente e Capri e la nuova stazione elettrica di Terna

La prima interconnessione (Capri-Torre Annunziata) è entrata in esercizio nel 2017;

La seconda (Capri-Sorrento) è entrata in esercizio, insieme alla stazione di Sorrento, alla fine di settembre 2020.

I sei cavi posati (tre per il Capri-Torre Annunziata e tre per il Capri-Sorrento) si ricongiungono presso la S.E. Capri di Terna dove la tensione viene ridotta a 6kV.

La rete di distribuzione nell'isola di Capri copre l'intero comune e comprende aree urbane e rurali per un'estensione di 10,4 km² (Figura 3.7.2) ed è, al momento di redazione del presente documento, gestita da SIPPIC. Dal 1° gennaio del 2026 è previsto che DEA subentri nel ruolo di distributore concessionario.

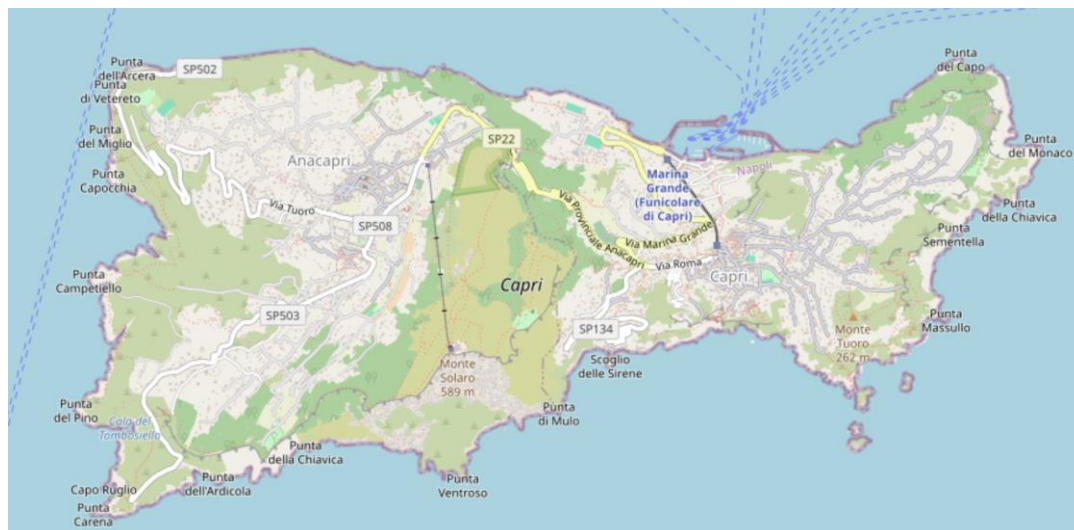


Figura 3.7.2 - Rappresentazione del territorio di Capri gestito da SIPPIC.

L'estensione delle reti in MT e bt è riassunta nella Tabella 3.7.1 e complessivamente raggiunge circa i 310 km.

ISOLA DI CAPRI (km di rete al 31/12/2024)			
Rete	In cavo aereo	In cavo interrato	In conduttori nudi
BT	150	120	0
MT	25	15	0

Tabella 3.7.1 – Estensione della rete di distribuzione di Capri

In generale si è potuto constatare che si tratta di impianti sui quali non è stata svolta una attenta attività di manutenzione.

Lo sviluppo della rete di media tensione è prevalentemente aereo anche all'interno delle aree abitate. Assetto questo non più idoneo per zone di interesse storico-turistico quale quella di Capri, soprattutto in aree insulari.

Le tratte di media tensione (20% a 2kV e 80% a 6kV) hanno un coefficiente di vetustà prossimo alla loro vita utile economico tecnica e gli investimenti effettuati sono stati più di manutenzione straordinaria che di potenziamento della rete media tensione.

La manutenzione risulta condizionata dall'ambiente marino al quale sono esposte le reti di distribuzione.

Una saggia programmazione degli investimenti dovrebbe quindi considerare il rapido e progressivo cambio del livello di tensione.

Gli attuali due livelli di tensione (2-6 kV) non sono compatibili con lo sviluppo dell'utenza.

Il raggiungimento di un'adeguata risposta alla qualità del servizio richiederà un impegnativo e prolungato lavoro di sviluppo della complessiva rete di distribuzione.

Il completamento dell'interconnessione con il Continente da parte di Terna ha risolto la questione della produzione sull'isola ma non quello della distribuzione.

Occorrerebbe partire, da subito, con un'analisi di dettaglio degli interventi necessari: posa di una nuova rete in cavo con scavo sotterraneo a livello di tensione certamente superiore, realizzazione delle nuove trasformazioni media tensione/bassa tensione per le quali occorrerà anche verificare se gli spazi esistenti nelle cabine MT/bt sono sufficienti.

In ogni caso dovrà essere programmato un attento lavoro di "cuci e scuci" delle reti in modo tale da mantenere con la massima regolarità possibile il servizio elettrico e, più in generale, un più vasto programma straordinario di investimenti.

Le cabine secondarie risultano complessivamente 119, di cui 102 esercite a 6kV e 14 punti di trasformazione su palo a 2kV.

Gli utenti alimentati sono circa 9.550 suddivisi in:

- 6.900 utenti BT domestici.

- 2.600 utenti BT non domestici.
- 35 utenti MT.

La Tabella 3.7.2 riassume i consumi presenti sulla rete di distribuzione di Capri in funzione della tipologia e della tensione di allaccio.

ISOLA di CAPRI (Consumi al 31/12/2024)		
Utenti	Consumi (MWh) Domestici	Consumi (MWh) Non domestici
BT	19.700,00	23.000,00
MT	0	13.000,00

Tabella 3.7.2 – Consumi e potenza della rete di distribuzione di Capri

Il piano di sostituzione massiva dei contatori elettromeccanici con i misuratori 2G è attualmente completato al 45%.

3.8 Offida

La rete di distribuzione elettrica di Offida copre l'intero comune e comprende aree urbane e rurali (Figura 3.8.1) per un'estensione di 49,6 km².

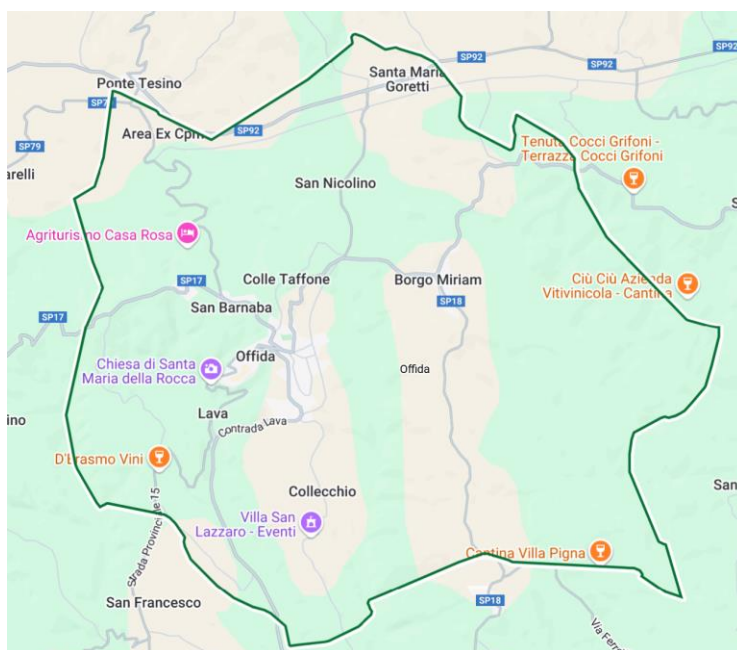


Figura 3.8.1 - Rappresentazione del territorio di Offida servito da DEA.

La rete è alimentata da due cabine in MT 20 kV (Fornace e Santa Maria Goretti) da cui partono rispettivamente 5 e 2 linee MT gestite in assetto radiale. Tali linee sono in cavo aereo, in cavo

interrato e in conduttori nudi e complessivamente raggiungono un'estensione di circa 206,64 km (Tabella 3.8.1). La rete di MT è gestita con neutro compensato.

OFFIDA (km di rete al 31/12/2024)			
Rete	In cavo aereo	In cavo interrato	In conduttori nudi
BT	49,05	52,5	50,12
MT	2,32	6,17	46,5

Tabella 3.8.1 – Estensione della rete di distribuzione di Offida.

La rete di media tensione è esercita parte a 20 kV e parte a 10 kV e le cabine secondarie MT/BT 20/0,4 kV e 10/0,4 kV ammontano complessivamente a 66 unità.

Gli utenti alimentati sono circa 3.091 e suddivisi in:

- 2.304 utenti BT domestici.
- 769 utenti BT non domestici.
- 18 utenti MT.

La Tabella 3.9.2 riassume i consumi presenti sulla rete di distribuzione di Offida in funzione della tipologia e della tensione di allaccio.

OFFIDA (Consumi al 31/12/2024)		
Utenti	Consumi (MWh) Domestici	Consumi (MWh) Non domestici
BT	4492	5821
MT	0	15521

Tabella 3.9.2 – Consumi della rete di distribuzione di Offida.

La rete di distribuzione presenta un elevato numero di impianti fotovoltaici che comportano l'inversione del flusso di potenza in molte ore dell'anno.

Gli interventi previsti sulla rete di Offida sono di seguito elencati e saranno dettagliati nel capitolo 7:

- Aggiornamento a 20 kV della rete a 10 kV;
- Recettività di nuovi impianti di produzione e carico – nuovo (terzo) punto di interconnessione con e-Distribuzione a supporto in caso di fuori servizio di uno dei due già presente;
- Nuovo feeder di interconnessione dei POD in MT che saranno oggetto a breve di cessione da parte di e-Distribuzione;
- Rinnovo delle cabine secondarie e telecontrollo.

3.9 Magliano di Tenna

La rete di distribuzione elettrica di Magliano di Tenna copre l'intero comune e comprende urbane e rurali (Figura 3.9.1) per un'estensione di 7,93 km².

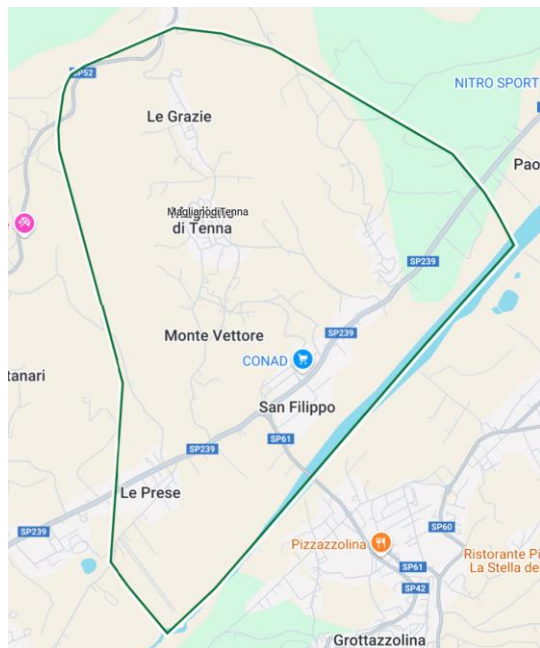


Figura 3.9.1 - Rappresentazione del territorio di Magliano di Tenna servito da DEA.

La rete è alimentata da due cabine in MT 20 kV (Zona Industriale e Le Prese) da cui partono rispettivamente 3 e 1 linee MT gestite in assetto radiale. Tali linee sono in cavo aereo, in cavo interrato e in conduttori nudi e complessivamente raggiungono un'estensione di circa 38,49 km (Tabella 3.9.1). La rete di MT è gestita con neutro compensato.

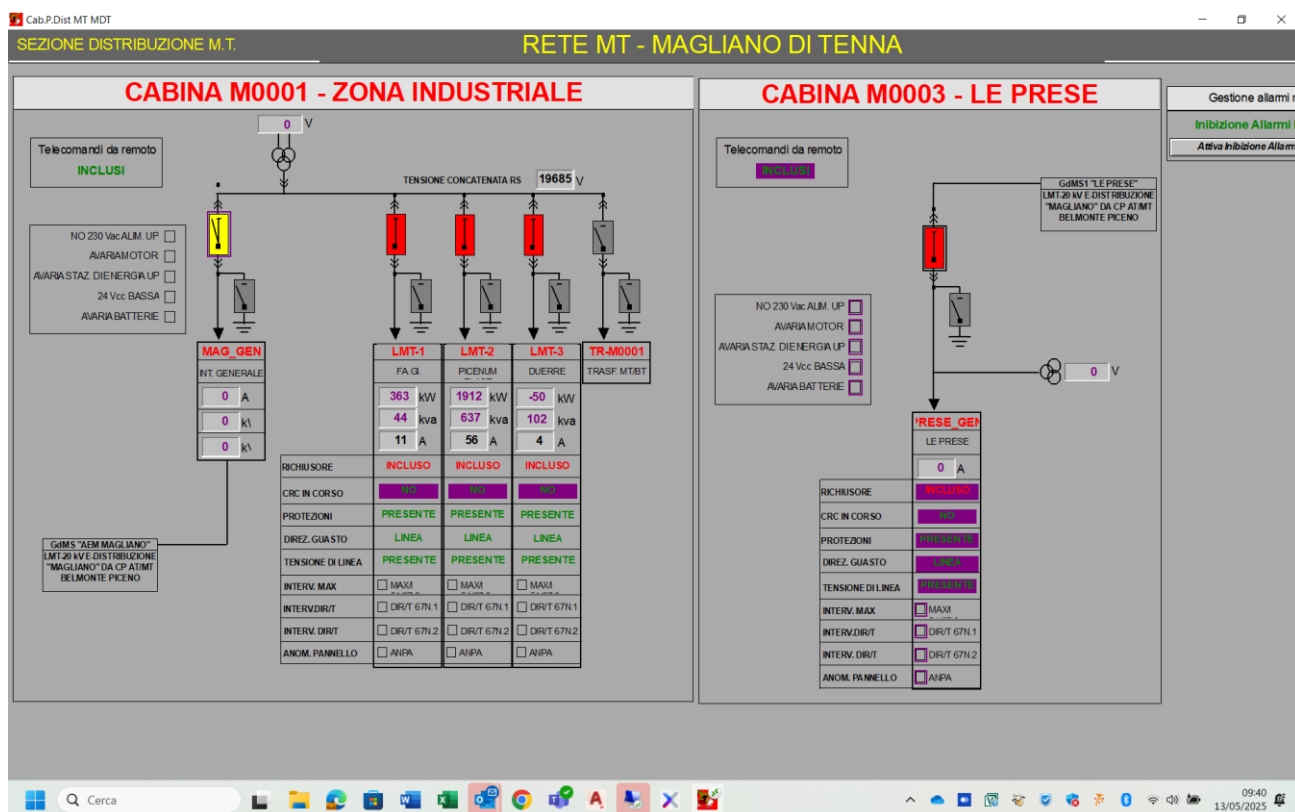


Figura 3.10.2 – Schema unifilare delle Cabine di Zona Industriale e Le Prese di Magliano di Tenna.

MAGLIANO di TENNA (km di rete al 31/12/2024)			
Rete	In cavo aereo	In cavo interrato	In conduttori nudi
BT	13,06	11,81	0,52
MT	0	4,62	8,48

Tabella 3.9.1 – Estensione della rete di distribuzione di Magliano di Tenna.

Le cabine secondarie MT/BT 20/0,4 kV ammontano complessivamente a 18 unità e di queste 57 sono telecontrollate. Le funzioni ad oggi implementate su queste cabine sono comandi apri/chiedi e sono dotate in gran parte di sensori RGDAT per rilevazione dei guasti in modo da permettere all'operatore un rapido isolamento del troco guasto in caso di necessità.

Gli utenti alimentati sono circa 804 e suddivisi in:

- 598 utenti BT domestici.
- 199 utenti BT non domestici.
- 7 utenti MT.

La Tabella 3.9.2 riassume i consumi presenti sulla rete di distribuzione di Magliano di Tenna in funzione della tipologia e della tensione di allaccio.

MAGLIANO di TENNA (Consumi al 31/12/2024)		
Utenti	Consumi (MWh) Domestici	Consumi (MWh) Non domestici
BT	1295	2324
MT	0	13079

Tabella 3.9.2 – Consumi della rete di distribuzione di Magliano di Tenna.

La rete di distribuzione presenta un elevato numero di impianti fotovoltaici che comportano l'inversione del flusso di potenza in molte ore dell'anno.

Gli interventi previsti sulla rete di Magliano di Tenna sono di seguito elencati e saranno dettagliati nel capitolo 7:

- PNRR - Interconnessione dei due punti di fornitura di e-Distribuzione
- Rinnovo delle cabine secondarie e telecontrollo

4 Consistenza della rete di distribuzione

DEA è il Gestore del Sistema di Distribuzione di parte di reti di distribuzione nelle regioni Marche, Abruzzo, Liguria, Lombardia e Campania. DEA non gestisce asset in alta tensione (AT), ma è interconnessa con la Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), di competenza di Terna Rete Italia S.p.A, alla tensione di 150 kV e 132 kV attraverso le sue cabine primarie. Dai trasformatori AT/MT presenti nelle cabine primarie, attraverso gli avvolgimenti secondari, viene alimentata la rete in media tensione (MT) a 20 kV, 15 kV, 10 kV, 6 kV e 2 kV.

La rete MT include punti di interconnessione con altri gestori, tra cui e-Distribuzione S.p.A., e collega utenti MT nonché le cabine di trasformazione MT/BT.

Infine, la rete in bassa tensione (BT) alimenta utenti in prelievo, in prelievo e immissione, oppure esclusivamente in immissione. Anche a livello BT sono presenti numerose interconnessioni con reti gestite da e-Distribuzione S.p.A e altri operatori.

In Tabella 4.1 si riporta la consistenza della rete al 31 dicembre 2024.

Livello di tensione	Cavo aereo [km]	Cavo interrato [km]	Conduttore Nudo [km]
Alta Tensione	0	0	0
Media Tensione	85,23	386,17	449,99
Bassa Tensione	1132,45	701,71	160,55

Tabella 4.1. Consistenza della rete esercita da DEA (dati aggiornati al 31/12/2024)

La Tabella 4.2 riporta gli impianti primari gestiti da DEA.

Impianti	Numero
Cabine Primarie AT/MT	4
Cabine MT di consegna	5
Cabine MT di interconnessione	29
Cabine Secondarie MT/BT	1223

Tabella 4.2. Dettaglio sulla consistenza della rete esercita da DEA (dati aggiornati al 31/12/2024)

Per quanto concerne i flussi energetici, a partire dai dati di consumo, la Tabella 4.3 riporta l'andamento dei prelievi energetici da parte degli utenti passivi connessi alla rete di distribuzione DEA a partire dal 2022.

Anno	Energia (MWh)		
	MT	BT	Totale
2022	131933,09	123612,00	255545,09
2023	290931,30	585407,60	876338,90
2024	325858,69	401252,80	727111,49

Tabella 4.3. Andamento storico dei consumi elettrici da parte degli utenti passivi eserciti da DEA

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da Distribuzione Elettrica Adriatica SpA		
	REV. 0	Maggio 2025	PAG. 29 di 39

5 Stato della rete di distribuzione

La rete di distribuzione di DEA si confronta con una serie di sfide complesse, legate all'evoluzione del sistema energetico e alla crescente domanda di affidabilità, efficienza e sostenibilità. Di seguito si delineano le principali direttrici di analisi e sviluppo.

5.1 Continuità del servizio

Attualmente, la rete presenta un buon livello di affidabilità, ma permangono alcune criticità legate alla vetustà di parte delle infrastrutture, alla crescente complessità dei flussi energetici e all'aumento della frequenza di eventi climatici estremi. Il piano di sviluppo prevede:

- il potenziamento delle dorsali principali e delle maglie secondarie;
- l'adozione di criteri progettuali orientati alla resilienza (logica N-1);
- l'introduzione di sistemi di monitoraggio avanzato per la manutenzione predittiva;
- l'ottimizzazione dei tempi di ripristino in caso di guasto.

5.2 Implementazione delle tecnologie di automazione e telecontrollo

La digitalizzazione della rete è un elemento chiave per migliorarne la gestione e l'efficienza. Attualmente, il livello di automazione è disomogeneo, con aree ancora prive di dispositivi di controllo remoto. Il piano di sviluppo prevede:

- l'estensione del telecontrollo alle cabine secondarie;
- l'installazione di interruttori telecomandati e sensori intelligenti;
- l'integrazione dei dati nella piattaforma SCADA disponibile presso la sala controllo DEA;
- l'adozione di algoritmi per la gestione automatica dei flussi e la localizzazione dei guasti.

5.3 Implementazione della flessibilità

La crescente penetrazione delle fonti rinnovabili e la diffusione di nuovi carichi (come le colonnine di ricarica per veicoli elettrici) richiedono una rete capace di adattarsi dinamicamente. Attualmente, la rete mostra limitata capacità di gestione attiva della domanda e delle risorse distribuite. Il piano di sviluppo mira a:

- favorire l'integrazione di sistemi di accumulo e generazione distribuita;
- abilitare la partecipazione attiva degli utenti attraverso meccanismi di demand response;
- sviluppare modelli previsionali per la gestione proattiva della rete;
- promuovere la flessibilità come servizio, anche attraverso progetti pilota e sperimentazioni regolatorie.

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da Distribuzione Elettrica Adriatica SpA		
	REV. 0	Maggio 2025	PAG. 30 di 39

6 Scenari di evoluzione del sistema energetico

Una pianificazione efficace dell'infrastruttura elettrica richiede una stima attendibile degli scenari energetici futuri, utile a individuare eventuali criticità e necessità di sviluppo della rete. Tale valutazione consente di verificare l'adeguatezza della rete rispetto all'evoluzione prevista del carico e della generazione sul territorio.

Il Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR) 2020 delle Marche è un documento strategico che traccia le linee guida per la gestione dell'energia e la sostenibilità ambientale nel territorio regionale. Il suo scopo principale è quello di orientare lo sviluppo energetico verso una maggiore efficienza e un minore impatto ambientale, in coerenza con gli obiettivi fissati a livello europeo e nazionale per il 2020.

Il piano si ispira infatti al cosiddetto "pacchetto 20-20-20" dell'Unione Europea, che prevede tre obiettivi fondamentali: ridurre del 20% le emissioni di gas serra rispetto ai livelli del 1990, migliorare del 20% l'efficienza energetica e coprire almeno il 20% del fabbisogno energetico con fonti rinnovabili. Le Marche, attraverso il PEAR, hanno cercato di declinare questi obiettivi nel contesto regionale, tenendo conto delle specificità del territorio, delle sue risorse e del tessuto economico-produttivo.

Per raggiungere questi traguardi, il piano prevede una serie di interventi e azioni concrete. Una delle priorità è la promozione delle energie rinnovabili, come il solare, l'eolico, le biomasse, l'idroelettrico e la geotermia. Viene inoltre incentivata la riqualificazione energetica degli edifici, sia pubblici che privati, attraverso misure di sostegno economico e semplificazioni normative.

Un altro tema centrale è l'efficienza nei trasporti e nella mobilità, dove si punta a ridurre i consumi energetici favorendo soluzioni più sostenibili, come il trasporto pubblico, la mobilità elettrica e le infrastrutture ciclabili. A ciò si affianca lo sviluppo di reti intelligenti (smart grid), fondamentali per gestire in modo efficace e flessibile l'energia prodotta localmente, in particolare da fonti rinnovabili.

Il PEAR 2020 prevede anche un sistema di monitoraggio continuo, utile a valutare l'efficacia delle politiche adottate e a introdurre eventuali correzioni in corso d'opera. Questo approccio dinamico consente alla Regione di restare allineata agli scenari energetici in evoluzione e di adattarsi alle nuove esigenze ambientali ed economiche.

Infine, il piano si basa su una forte collaborazione tra enti pubblici, imprese e cittadini, promuovendo un modello partecipato di sviluppo sostenibile e facendo leva su fondi regionali, nazionali ed europei per finanziare i progetti.

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da Distribuzione Elettrica Adriatica SpA		
	REV. 0	Maggio 2025	PAG. 31 di 39

7 Metodologia di scelta e rappresentazione degli interventi

Partendo dalle previsioni di crescita della domanda di energia e potenza - derivanti sia dalla diffusione di nuove modalità di utilizzo dell'energia, sia dall'espansione della generazione distribuita - e sulla base delle analisi di scenario riportate nell'Allegato D e sintetizzate nel capitolo precedente, DEA ha definito le principali esigenze di sviluppo dei propri impianti. Le previsioni sono state integrate con l'analisi dell'attuale configurazione della rete, descritta nel Capitolo 5.

Nei paragrafi che seguono vengono illustrati gli aspetti principali del processo di pianificazione, con particolare riferimento ai driver di sviluppo, ai criteri di selezione degli interventi e, ove applicabile, all'impiego di analisi costi-benefici.

7.1 Driver di sviluppo

In linea con quanto previsto dalle Linee guida per la predisposizione dell'edizione 2025 dei Piani di Sviluppo e dalla nota esplicativa per la compilazione del riepilogo degli interventi (delibera 521/2024/R/eel), DEA ha adottato i seguenti driver per l'individuazione e la prioritizzazione degli interventi di sviluppo della rete:

- **Transizione energetica:** articolata nei concetti di *hosting capacity* e *loadability*, questo driver comprende tutti gli interventi finalizzati ad accogliere una maggiore quota di energia da fonti rinnovabili, favorire l'elettrificazione dei consumi e rispondere all'incremento dei carichi derivanti dalle nuove esigenze della domanda.
- **Resilienza:** riguarda gli investimenti volti a rafforzare la capacità della rete e delle sue componenti di fronteggiare eventi meteorologici estremi e situazioni eccezionali, con particolare attenzione ai fenomeni nevosi che possono causare la formazione di manicotti di ghiaccio o neve sulle linee.
- **Controllo della tensione:** comprende gli interventi destinati a garantire una gestione efficace dei profili di tensione lungo la rete, assicurando il rispetto dei livelli previsti.
- **Qualità tecnica del servizio:** include le iniziative mirate al miglioramento della continuità della fornitura, mediante la riduzione sia del numero sia della durata delle interruzioni, contribuendo così ad accrescere l'affidabilità del servizio elettrico.
- **Digitalizzazione, telecomunicazioni e innovazione tecnologica:** questo driver guida gli investimenti nell'integrazione di tecnologie digitali avanzate, con l'obiettivo di aumentare la sicurezza e la sostenibilità della rete. Rientrano in questa categoria strumenti di analisi evoluta, algoritmi di intelligenza artificiale per la previsione dei guasti, sistemi di raccolta dati e monitoraggio in tempo reale, nonché soluzioni di cybersecurity per la protezione dei dati e dell'infrastruttura.
- **Adeguamento impiantistico, impatto ambientale e sicurezza:** comprende gli investimenti necessari per garantire la sicurezza operativa degli impianti e del personale, nel rispetto delle normative ambientali e degli eventuali vincoli imposti.

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da Distribuzione Elettrica Adriatica SpA		
	REV. 0	Maggio 2025	PAG. 32 di 39

7.2 Pianificazione degli interventi sulla rete di distribuzione

DEA adotta un approccio sistematico alla pianificazione della propria rete, volto a garantire un funzionamento sicuro, efficiente e in linea con l'evoluzione del sistema elettrico. Il processo si basa sull'analisi delle esigenze attuali e prospettiche, considerando sia lo stato della rete sia gli scenari di sviluppo futuri.

La pianificazione si articola in sei fasi principali:

1. **Analisi tecnica e patrimoniale:** valutazione delle condizioni fisiche ed economiche degli asset di rete, considerando vetustà, guasti, standard tecnologici e vincoli operativi.
2. **Analisi di scenario:** studio degli scenari energetici previsionali e dello stato attuale della rete, con identificazione di eventuali criticità e opportunità di sviluppo.
3. **Individuazione delle esigenze di rete:** definizione delle necessità di intervento per rispondere all'evoluzione della domanda, alle normative e ai fabbisogni del territorio.
4. **Fattibilità tecnica:** individuazione delle soluzioni tecniche più idonee ed efficaci, considerando l'interazione tra le diverse porzioni di rete.
5. **Fattibilità economica:** valutazione della sostenibilità economica degli interventi attraverso analisi di efficienza e, ove necessario, analisi costi-benefici.
6. **Pianificazione operativa:** programmazione degli interventi all'interno del Piano di Sviluppo (PdS), in funzione di priorità strategiche, vincoli autorizzativi e disponibilità di budget.

La definizione delle priorità costituisce un elemento centrale del processo, guidato da criteri quali: coerenza con le strategie aziendali, miglioramento della qualità e continuità del servizio, sicurezza, riduzione delle perdite, capacità di trasporto, e risposta tempestiva alle richieste di connessione.

Particolare attenzione è riservata al rispetto delle normative e alla sostenibilità degli interventi, nonché alla peculiarità delle reti MT e BT, per garantire un'efficace allocazione delle risorse e uno sviluppo equilibrato e resiliente del sistema elettrico.

7.3 Analisi CBA

7.3.1 Stima dei Costi di Intervento

La stima dei costi rappresenta un elemento fondamentale nella pianificazione degli interventi della rete elettrica. Tale analisi comprende sia i costi di investimento (CAPEX), relativi alla realizzazione e installazione degli impianti, sia i costi operativi (OPEX), connessi alla gestione e manutenzione degli asset nel loro ciclo di vita utile.

La metodologia di stima adottata si basa su un'analisi dettagliata delle componenti di costo, che include:

- Materiali;
- Prestazioni di terzi;
- Personale interno (progettazione, pratiche autorizzative, direzione lavori, ecc.);
- Costi accessori (oneri amministrativi, sicurezza, mitigazione ambientale, autorizzazioni).

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da Distribuzione Elettrica Adriatica SpA		
	REV. 0	Maggio 2025	PAG. 33 di 39

Le stime si fondano su valori storici di opere analoghe già realizzate, con aggiornamenti effettuati in base all'avanzamento dei progetti, all'evoluzione normativa, tecnologica e alle dinamiche di mercato. Per interventi particolari o "innovativi", è prevista un'analisi dedicata, in quanto i costi standard potrebbero non risultare applicabili.

Tra i principali fattori che possono causare scostamenti rispetto ai valori medi si annoverano:

- Tipologia del terreno (roccioso, argilloso, ecc.);
- Morfologia del territorio (rurale, urbano);
- Livello di antropizzazione;
- Shortage e rincari di materiali e componenti;
- Costi di Investimento (CAPEX).

I costi di investimento sono suddivisi per tipologia di intervento e categorie elementari, come riportato nelle seguenti tabelle:

Cabina Primaria (impianti primari)

- Costo medio: 5.950 k€/CP
- Categorie elementari e incidenza %:
 - Fabbricato: 24,5%
 - Trasformatore AT/MT: 26%
 - Sezione AT: 21%
 - Sezione MT: 27%
 - Telecontrolli e smartizzazioni: 1,5%

Cabina Secondaria (impianti secondari)

- Costo medio: 64.300 €/CS
- Categorie elementari e incidenza %:
 - Fabbricato: 37%
 - Sezione elettromeccanica: 39%
 - Telecontrolli e smartizzazioni: 3%
 - Trasformatore MT/BT: 21%

Linee MT e BT

- Linea MT interrata: 144.000 €/km
- Linea MT aerea: 87.000 €/km
- Linea BT interrata: 90.000 €/km
- Linea BT aerea: 43.000 €/km

Dispositivi accessori

- Reattanze distribuite (60–200 kVAr): 5.600 €/unità
- Prese BT: 6.900 €/unità

Questi valori derivano da configurazioni tecniche standardizzate e tengono conto di elementi strutturali, impiantistici e tecnologici adottati da DEA per la rete di distribuzione.

I costi operativi annuali sono stimati sulla base dei dati consuntivi 2024, includendo attività di:

- Manutenzione ordinaria, preventiva, predittiva e su condizione;
- Sfalcio vegetazione;
- Pulizia e manutenzione impianti;
- Esercizio e pronto intervento.

Nella Tabelle seguente sono riportati i costi operativi annui medi:

Impianto/Linea	Costo operativo unitario
Cabina Primaria	11,5 k€/anno
Cabina Secondaria	0,21 k€/anno
Linea MT interrata	0,13 k€/km/anno
Linea MT aerea	0,21 k€/km/anno
Linea BT	0,074 k€/km/anno

Tabella 7.3.1 – Costi operativi annuali stimati da DEA.

7.3.2 Benefici degli Interventi

DEA effettua un'attenta valutazione dei benefici associati agli interventi di sviluppo e potenziamento della rete, con l'obiettivo di quantificare in modo oggettivo l'impatto di ciascuna operazione pianificata. L'analisi dei benefici permette di misurare gli effetti positivi degli investimenti in termini di maggiore affidabilità del servizio, riduzione dei costi operativi e miglioramento della capacità della rete di integrare l'energia proveniente da fonti rinnovabili.

Il principale beneficio analizzato riguarda la diminuzione della mancata produzione di energia rinnovabile in seguito a interruzioni della rete. Con la diffusione crescente della generazione distribuita, diventa fondamentale garantire un'infrastruttura stabile e affidabile, capace di accogliere e distribuire efficacemente l'energia prodotta da fonti rinnovabili. In quest'ottica, DEA attribuisce particolare valore alla riduzione dei distacchi di impianti rinnovabili dovuti a variazioni di tensione e alla diminuzione della saturazione nei punti di immissione, che altrimenti limiterebbero l'integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico.

Gli interventi pianificati comportano spesso una riduzione dei costi evitabili legati alla manutenzione straordinaria post-guasto. La manutenzione preventiva e gli investimenti in infrastrutture moderne risultano infatti più efficaci e convenienti rispetto agli interventi correttivi successivi a guasti improvvisi. Inoltre, grazie all'ammodernamento degli impianti e all'introduzione di tecnologie avanzate, la rete beneficia di un calo dei costi di esercizio e manutenzione ordinaria, grazie a una gestione più efficiente e a un minor numero di interventi correttivi.

La valutazione dei benefici considera anche la riduzione delle perdite di rete. Gli investimenti orientati all'ottimizzazione delle infrastrutture e alla gestione più efficiente dei flussi energetici contribuiscono a contenere le perdite tecniche, con effetti positivi sulla sostenibilità complessiva del sistema elettrico.

Infine, DEA analizza l'impatto degli interventi sulla saturazione dei prelievi di energia. L'aumento dell'elettrificazione dei consumi comporta una crescente domanda di energia, rendendo necessario disporre di una rete in grado di sostenere carichi sempre maggiori. Per questo motivo, le azioni

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da Distribuzione Elettrica Adriatica SpA		
	REV. 0	Maggio 2025	PAG. 35 di 39

finalizzate a ridurre la saturazione dei punti di prelievo sono essenziali per garantire la continuità e l'affidabilità del servizio nel lungo periodo.

La valutazione complessiva di questi benefici rappresenta un elemento chiave nella pianificazione degli interventi di DEA, poiché consente di quantificare in modo strutturato gli impatti positivi degli investimenti, assicurando così un approccio strategico e proattivo allo sviluppo della rete.

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da Distribuzione Elettrica Adriatica SpA		
	REV. 0	Maggio 2025	PAG. 36 di 39

8 Le esigenze di sviluppo

La presente sezione approfondisce le esigenze di sviluppo della rete elettrica, emerse a seguito di un'analisi articolata dello stato attuale della rete di distribuzione e della valutazione di diversi scenari evolutivi previsti nel medio periodo. Le criticità individuate attraverso queste analisi costituiscono la base tecnica e metodologica per la definizione delle linee di intervento, illustrate nel capitolo successivo.

Attualmente, l'analisi della rete è condotta da DEA utilizzando modelli digitali riferiti alla rete di media tensione (MT). Tali modelli sono impiegati per eseguire simulazioni riferite a scenari prospettici al 2030, con l'obiettivo di anticipare le principali criticità che potrebbero manifestarsi in conseguenza dell'evoluzione del carico e della generazione distribuita. L'uso di questi strumenti consente una prima quantificazione delle problematiche future, anche se l'affinamento degli strumenti di analisi e l'evoluzione dei modelli in uso costituiranno un elemento chiave per migliorare la precisione delle valutazioni. In prospettiva, infatti, l'integrazione di tecnologie di simulazione avanzata e l'adozione di procedure numeriche sofisticate permetteranno di individuare in modo più dettagliato e mirato gli interventi necessari per garantire la sicurezza e l'affidabilità del sistema elettrico.

DEA è attualmente impegnata in un processo di modernizzazione degli strumenti di supporto alla pianificazione di rete, con l'introduzione di tecnologie avanzate di monitoraggio, modellazione e simulazione. In particolare, l'adozione di modelli di power flow evoluti permetterà di realizzare analisi più accurate, basate su una rappresentazione realistica e dinamica del comportamento della rete. Nonostante l'elevato potenziale di questi strumenti, il loro impiego sistematico nei processi decisionali è ancora in fase di implementazione. Al momento, infatti, l'identificazione delle azioni correttive e degli interventi prioritari si fonda prevalentemente sull'esperienza consolidata e sul know-how tecnico accumulato da DEA nel corso degli anni. I risultati ottenuti dalle simulazioni numeriche sono impiegati principalmente come strumento di validazione e verifica degli interventi programmati, contribuendo a confermare che le criticità simulate siano coerenti con quelle osservate e attese sul campo. Tali simulazioni offrono inoltre un contributo strategico nell'indirizzare le risorse e nell'orientare le scelte pianificatorie future.

Le principali criticità tecniche rilevate riguardano i seguenti ambiti:

- La saturazione dei trasformatori di cabina primaria. Infatti, con la crescente diffusione di impianti fotovoltaici connessi alla rete in MT o BT, si verifica in alcune situazioni – tipicamente nelle ore centrali delle giornate soleggiate e con basso assorbimento – un eccesso di produzione rispetto alla domanda locale che porta i trasformatori della cabina primaria a raggiungere – o superare – la loro capacità nominale con potenziali effetti negativi sulla sicurezza, affidabilità e durata dell'impianto.
- Sovratensioni locali dovute alla presenza di produzione FV elevata e scarso assorbimento che può provocare la disconnessione automatica degli inverter (per protezione), il danneggiamento delle apparecchiature sensibili alla tensione (soprattutto in BT), la non conformità alla normativa sulla qualità del servizio e il sovraccarico delle linee non progettate per flussi bidirezionali.
- Riduzione della qualità della tensione con fluttuazioni di tensione (flicker) e presenza di distorsione armonica, soprattutto in condizioni di irraggiamento variabile.
- Riduzione del carico minimo e problemi di sovraccapacità perché in alcune ore, la produzione FV può superare di molto la domanda con conseguente curtailment (limitazione della produzione) o spreco di energia non essendoci attualmente sistemi di accumulo.

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da Distribuzione Elettrica Adriatica SpA		
	REV. 0	Maggio 2025	PAG. 37 di 39

9 Interventi pianificati

Nel periodo di riferimento del presente Piano di Sviluppo, DEA ha programmato una serie di interventi mirati al potenziamento e all'evoluzione della rete. Questi interventi sono stati pensati per risolvere le criticità già emerse nella gestione della rete, oltre a rispondere alle esigenze previste per il prossimo futuro.

9.1 Interventi su impianti e reti AT e in Cabina Primaria

9.1.1 Costruzione di nuove cabine di trasformazione primarie

Secondo quanto previsto dal piano industriale, DEA pianifica la realizzazione di una nuova Cabine Primarie AT/MT situata nel Comune di Osimo (AN) che avrà il compito di decongestionare l'attuale cabina primaria contribuendo al contempo a una gestione più efficiente della rete di media tensione.

9.1.2 Ampliamento/sostituzione sezione trasformazione AT/MT

A seguito del forte aumento di richieste di connessione in immissione, è stata prevista la sostituzione della sezione di trasformazione AT/MT delle Cabine Primarie di Ortona.

9.2 Sistemi di messa a terra del neutro in cabina secondaria

L'adozione del neutro compensato nelle cabine di interconnessione di Ortona rappresenta una scelta tecnica che offre numerosi vantaggi sia dal punto di vista della gestione della rete che della qualità del servizio elettrico, come la riduzione delle interruzioni prolungate, la maggiore sicurezza dell'impianto, la localizzazione più semplice dei guasti, il minore stress per i componenti della rete, la riduzione dei costi di manutenzione, la maggiore compatibilità con le fonti rinnovabili e in particolare, grazie a una gestione più stabile e controllata della rete, il sistema con neutro compensato consente di migliorare gli indici di qualità del servizio, come la durata e la frequenza delle interruzioni (SAIDI e SAIFI), contribuendo in modo significativo al raggiungimento degli obiettivi regolatori fissati da ARERA.

9.3 Rinnovo delle cabine secondarie

DEA prosegue nell'aggiornamento delle cabine secondaria dotandole del telecontrollo e della ricerca guasti in mood da monitorare, comandare e diagnosticare a distanza lo stato della rete elettrica. I vantaggi principali che si conseguono sono la riduzione dei tempi di intervento e di ripristino del servizio in caso di guasto, la maggiore affidabilità e continuità della fornitura elettrica e la possibilità di gestione remota, senza necessità di inviare personale sul posto.

È considerato da DEA un passo fondamentale verso la realizzazione di una rete più intelligente ed efficiente (smart grid).

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da Distribuzione Elettrica Adriatica SpA		
	REV. 0	Maggio 2025	PAG. 38 di 39

9.4 Potenziamento di linee in MT

Nell'ambito delle attività di pianificazione e sviluppo della rete, DEA ha previsto l'adeguamento e il potenziamento delle tratte di linea soggette a sovraccarico per effetto dell'aumento della produzione fotovoltaica, al fine di garantire la sicurezza operativa e la qualità del servizio.

9.5 Elettrificazione del porto d'Ortona

L'elettrificazione delle banchine dove operano le gru semoventi del porto di Ortona comporta una serie di vantaggi concreti, sia ambientali che economici, oltre a un miglioramento complessivo della qualità della vita per l'area portuale e urbana circostante. I vantaggi possono essere riassunti in ambientali, operativi ed energetici ed economici e territoriali.

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da Distribuzione Elettrica Adriatica SpA		
	REV. 0	Maggio 2025	PAG. 39 di 39

10 Allegati Piano di Sviluppo

- a) Schede interventi;
- b) Riepilogo interventi (in formato Excel);
- c) ~~Linee guida per lo sviluppo di scenari energetici di distribuzione elettrica;~~
- d) Documento metodologico recante i criteri comuni per le analisi costi benefici;
- e) Esiti della consultazione pubblica (addendum post consultazione).