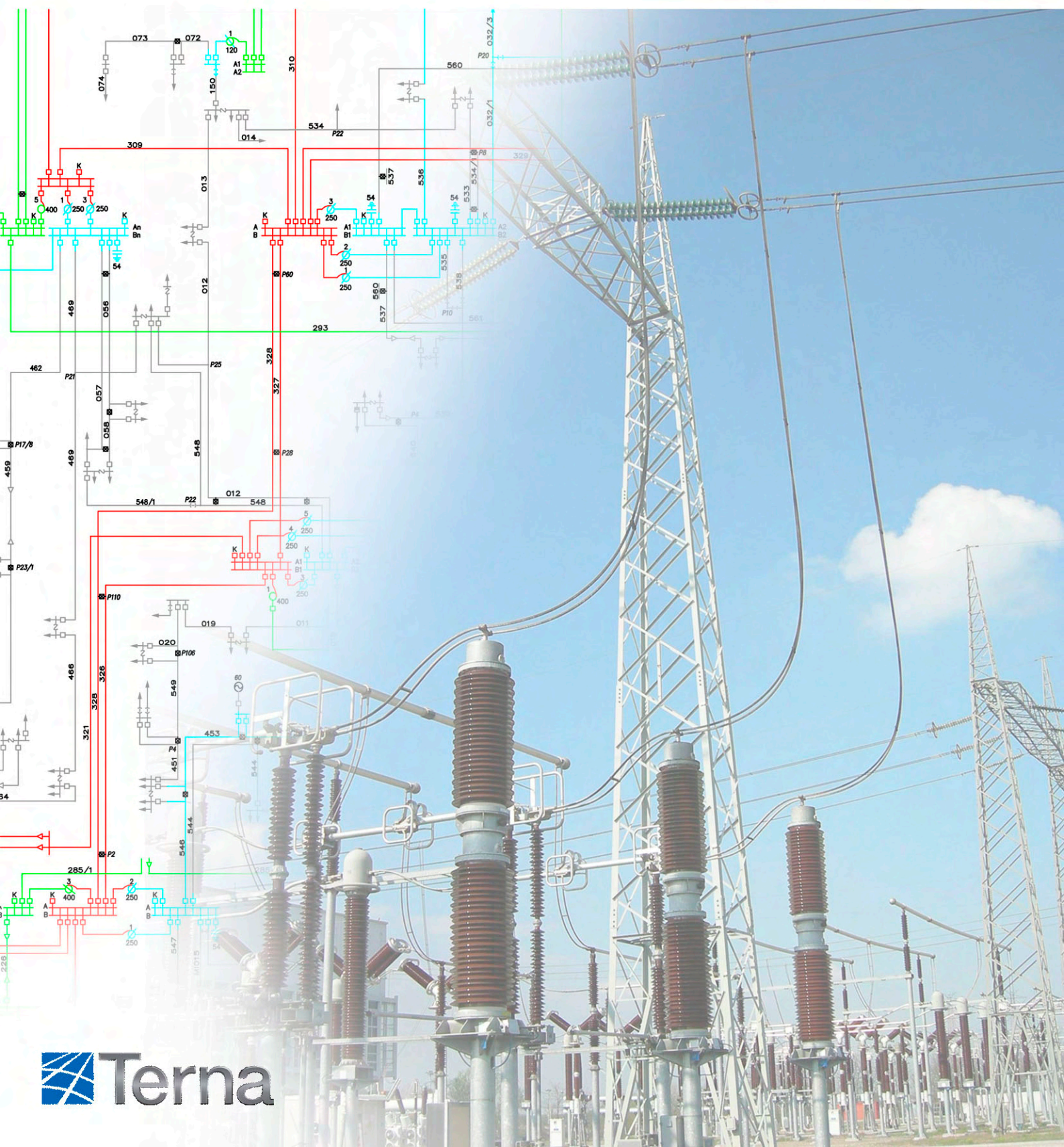


Piano di Sviluppo 2009

*Nuovi interventi di sviluppo
Stato avanzamento Piani precedenti*





Piano di Sviluppo 2009

*Nuovi interventi di sviluppo
e
Stato avanzamento piani precedenti*

Prefazione

In data 11 Dicembre 2008, il Ministero dello Sviluppo Economico ha approvato il Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale edizione 2008 e con successiva comunicazione, pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale n. 15 del 20 Gennaio 2009, ha reso nota la decisione finale.

Il Piano 2008, per la prima volta assoggettato a Valutazione Ambientale Strategica ai sensi della D.Lgs 152/06 e successive modifiche, è stato approvato con alcune prescrizioni che sono state recepite “*per quanto tecnicamente possibile*” - come indicato dallo stesso Ministero - nella nuova edizione 2009 dal momento che, la necessità di rispettare i tempi previsti dalla Concessione del 24 Aprile 2005, ma ancor di più la necessità di rispondere per tempo all'esigenze del sistema elettrico, ha reso necessario procedere alla definizione del nuovo Piano prima dell'approvazione del precedente.

Il Piano di Sviluppo 2009 conferma la struttura della precedente edizione, proponendo due sezioni: la prima ripercorre idealmente il processo decisionale che ha portato alla definizione di nuovi interventi di sviluppo sulla base di analisi dettagliate sullo stato della rete come risulta dall'andamento negli ultimi 12 mesi; la seconda descrive interventi già proposti nei precedenti Piani per i quali viene riconfermata la necessità e illustrato lo stato d'avanzamento.

Lo sviluppo della rete di trasmissione è influenzato principalmente da due parametri: il consumo e la generazione. Il primo dovrebbe seguire un tasso di crescita più contenuto rispetto al passato come conseguenza della crisi economica in corso, mentre la generazione risulta particolarmente influenzata dallo sviluppo delle fonti di energia rinnovabile

I primi dati provvisori sui consumi di energia elettrica nel 2008 hanno registrato un -0,7% rispetto al 2007. Il risultato del 2008 rappresenta la prima flessione della domanda annuale di elettricità dal 1981 ad oggi. Stante il rallentamento del trend, è stato ritenuto necessario rivedere la previsione della domanda anche se occorrerà, comunque, attendere qualche anno per valutare appieno gli effetti della attuale crisi economica.

In linea con l'andamento dei precedenti anni si registrano domande per la connessione di nuovi impianti da fonti rinnovabili, prevalentemente eolico, per più di 50.000 MW; su quest'ultimo punto si rileva come la localizzazione di nuova capacità di produzione, in assenza di un piano nazionale che ne regoli lo sviluppo, potrebbe rendere necessario prevedere investimenti sulla rete di trasmissione in misura maggiore rispetto a quanto già previsto.

D'altra parte i lunghi tempi necessari alla autorizzazione e realizzazione di nuove linee elettriche di trasmissione rendono necessario prevedere in anticipo le possibili congestioni e definire proposte di sviluppo più robuste e flessibili; è proprio sulle congestioni esistenti che si sono concentrati gli sforzi di Terna avviando in autorizzazione nel 2008 due delle principali opere di sviluppo: “*Elettrodotto 380 kV Trino – Lacchiarella*” ed “*Elettrodotto 380 kV Udine Ovest – Redipuglia*”.

Sempre per rendere disponibile una capacità di trasmissione sufficiente alla domanda ed integrare i mercati nazionali, la Commissione Europea si è posta l'obiettivo, nel 3rd Energy Package, di affrontare le problematiche energetiche reali, sia sotto il profilo della sostenibilità e delle emissioni dei gas serra, che dal punto di vista della sicurezza dell'approvvigionamento e della competitività dei mercati dell'energia. L'individuazione da parte della Commissione Europea della necessità di una pianificazione coordinata dello sviluppo della rete di trasmissione europea - “[...] *gli operatori delle reti avrebbero bisogno di pianificazione coordinata a lungo termine dello sviluppo dei sistemi al fine di programmare gli investimenti e tenere sotto controllo gli sviluppi delle capacità delle reti di trasmissione. Questi piani di sviluppo dovranno porsi in una prospettiva sufficientemente di lungo periodo (ad esempio, almeno dieci anni) in modo da consentire l'identificazione tempestiva delle lacune in materia di investimento, in particolare per quanto riguarda le capacità transfrontaliere [...]*” - ha portato i gestori delle reti di trasmissione dell' “*Europa allargata*” alla condivisione di un unico piano di sviluppo (“Piano di sviluppo della rete di Trasmissione Europea”).

In data 19 dicembre 2008, è stato siglato l'accordo per la cessione a Terna della rete di energia elettrica in alta tensione di ENEL Distribuzione; l'esecuzione dell'accordo è subordinata all'approvazione dell'Autorità Garante della concorrenza e del mercato (procedura avviata in data 16 Gennaio 2009), all'inserimento da parte del Ministero dello Sviluppo Economico delle linee di alta tensione acquisite nel perimetro della Rete di Trasmissione Nazionale (procedura avviata da Terna in data 14 Gennaio 2009) ed alla emanazione di un provvedimento in materia di gettito tariffario da parte dell'Autorità per l'Energia Elettrica e per il Gas.

L'acquisizione da parte di Terna della rete di ENEL Distribuzione costituisce un passaggio fondamentale anche nell'ambito della pianificazione e sviluppo della rete di trasporto nazionale: la possibilità, infatti, di disporre della titolarità anche delle linee elettriche di ENEL Distribuzione, rende possibile ottimizzare la pianificazione dell'intera rete, sfruttando al massimo le sinergie di rete con benefici in termini di qualità del servizio ed anche di minore costo per il Sistema Paese.

Indice

SEZIONE I	11
1 INTRODUZIONE	13
2 LINEE DI SVILUPPO	14
2.1 OBIETTIVI DERIVANTI DALLA CONCESSIONE E DAL CODICE DI RETE	14
2.1.1 Dati e informazioni alla base del processo di pianificazione	15
2.2 ATTUALI CRITICITÀ DI ESERCIZIO DELLA RETE	16
2.2.1 Sicurezza di esercizio della rete in AAT e AT	17
2.2.2 Qualità e continuità del servizio	19
2.2.3 Qualità della tensione sulla rete	20
2.3 SEGNALI PROVENIENTI DAL MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA	24
2.3.1 Effetto dei mercati sulla disponibilità di capacità	25
2.3.2 Principali vincoli nel Mercato del Giorno Prima (MGP)	26
2.3.3 Unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico	29
2.3.4 Principali vincoli di esercizio nel Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD)	30
2.4 PREVISIONI ED EVOLUZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO	33
2.4.1 Previsioni della domanda di energia elettrica	33
2.4.2 Previsioni della domanda di potenza alla punta	37
2.4.3 Sviluppo del parco produttivo nazionale	39
2.4.4 Interventi di sviluppo diretto per il potenziamento della capacità di interconnessione con l'estero	46
2.5 CRITICITÀ PREVISTE ED ESIGENZE DI SVILUPPO DELLA RTN	47
2.5.1 Copertura del fabbisogno nazionale	47
2.5.2 Sezioni critiche per superamento dei limiti di trasporto e rischi di congestione	50
2.5.3 Opportunità di sviluppo della capacità di interconnessione	53
2.5.4 Esigenze di miglioramento della sicurezza locale e della qualità del servizio	56
2.6 PIANIFICAZIONE COORDINATA FRA GESTORI DI RETE EUROPEA (ENTSO-E)	57
2.6.1 Central South Regional Forum	59
2.6.2 South East Regional Forum	59
3 NUOVI INTERVENTI DI SVILUPPO	62
3.1 PREMESSA	62
3.1.1 Classificazione temporale delle attività di sviluppo	62
3.1.2 Classificazione degli interventi di sviluppo	63
3.2 INTERVENTI PER LA RIDUZIONE DELLE CONGESTIONI E MIGLIORAMENTO DELLA SICUREZZA DELLA RETE	64
3.3 INTERVENTI DI POTENZIAMENTO DELLA RETE NEL MEZZOGIORNO	66
3.4 QUALITÀ DEL SERVIZIO	67
3.5 ULTERIORI IPOTESI DI SVILUPPO ALLO STUDIO	71
3.6 ACQUISIZIONE DI ELEMENTI DI RETE ESISTENTI NELL'AMBITO RTN	74
3.6.1 Predisposizione della proposta di ampliamento della RTN	74
3.6.2 Criteri per l'acquisizione di elementi di rete nell'ambito RTN	74
3.6.3 Proposte di acquisizione nella RTN di elementi di rete esistenti	75
3.6.4 Proposte di dismissione di elementi di rete dall'ambito della RTN	76
4 RISULTATI ATTESI	77
4.1 INCREMENTO DELLA CONSISTENZA DELLA RTN	77
4.2 INCREMENTO DELLA CAPACITÀ DI IMPORTAZIONE DALL'ESTERO	78
4.3 RIDUZIONE DELLE CONGESTIONI E DEI POLI PRODUTTIVI LIMITATI	79

4.4	RIDUZIONE DEI VINCOLI ALLA PRODUZIONE DA FONTI RINNOVABILI	82
4.5	MIGLIORAMENTO ATTESO DEI VALORI DELLE TENSIONI	84
4.6	INCREMENTO DI AFFIDABILITÀ DEL SISTEMA ELETTRICO ITALIANO	85
4.7	RIDUZIONE DELLE PERDITE DI TRASMISSIONE E DELLE EMISSIONI DI CO ₂	86
4.8	SCAMBI ENERGETICI NEL MEDIO/LUNGO PERIODO	87
5	IL QUADRO NORMATIVO DI RIFERIMENTO	89
5.1	RIFERIMENTI NORMATIVI DI BASE	89
5.2	PROVVEDIMENTI DI RECENTE EMANAZIONE	91
5.3	PROVVEDIMENTI IN CORSO DI PREDISPOSIZIONE	95
5.4	IL PROCESSO DI PIANIFICAZIONE INTEGRATA	97
	DETTAGLIO DEGLI INTERVENTI PREVISTI NEL PIANO DI SVILUPPO DELLA RTN	99
	PIEMONTE, VALLE D'AOSTA E LIGURIA	103
	Consumi Regionali	105
	Produzione Regionale	105
	Bilanci energetici regionali	105
	Stato della rete	106
	Nuove connessioni alla RTN	107
	Nuove esigenze di sviluppo rete	109
	Disegni	110
	LOMBARDIA	113
	Consumi Regionali	115
	Produzione Regionale	115
	Bilanci energetici regionali	115
	Stato della rete	115
	Nuove connessioni alla RTN	116
	Nuove esigenze di sviluppo rete	118
	Disegni	119
	VENETO, TRENTINO ALTO ADIGE E FRIULI VENEZIA GIULIA	121
	Consumi Regionali	123
	Produzione Regionale	123
	Bilanci energetici regionali	123
	Stato della rete	125
	Nuove connessioni alla RTN	126
	Nuove esigenze di sviluppo rete	127
	Disegni	129
	EMILIA ROMAGNA E TOSCANA	131
	Consumi Regionali	133
	Produzione Regionale	133
	Bilanci energetici regionali	133
	Stato della rete	134
	Nuove connessioni alla RTN	135
	Nuove esigenze di sviluppo rete	136
	Disegni	139
	MARCHE, UMBRIA, LAZIO, ABRUZZO E MOLISE	143
	Consumi Regionali	145
	Produzione Regionale	145
	Bilanci energetici regionali	145
	Stato della rete	147
	Nuove connessioni alla RTN	148
	Nuove esigenze di sviluppo rete	150
	Disegni	152

CAMPANIA, PUGLIA, BASILICATA E CALABRIA	155
Consumi Regionali	157
Produzione Regionale	157
Bilanci energetici regionali	158
Stato della rete	160
Nuove connessioni alla RTN	161
Nuove esigenze di sviluppo rete	164
Disegni	166
SICILIA	169
Consumi Regionali	171
Produzione Regionale	171
Bilanci energetici regionali	171
Stato della rete	171
Nuove connessioni alla RTN	174
Nuove esigenze di sviluppo rete	176
Disegni	178
SARDEGNA	183
Consumi Regionali	185
Produzione Regionale	185
Bilanci energetici regionali	185
Stato della rete	185
Nuove connessioni alla RTN	186
Nuove esigenze di sviluppo rete	187
Disegni	188

SEZIONE II	191
1 INTRODUZIONE	193
2 PRINCIPALI ATTIVITÀ SVOLTE NEL 2008	194
2.1 PRINCIPALI INTERVENTI REALIZZATI NEL 2008	194
2.2 STUDI ULTIMATI NEL CORSO DEL 2008	197
2.3 ITER AUTORIZZATIVI CONSEGUITI NEL 2008	198
2.4 ITER AUTORIZZATIVI IN CORSO	201
2.5 VARIAZIONI NELL'AMBITO DELLA RTN	204
2.6 ACCORDI PERFEZIONATI NEL CORSO DEL 2008	204
3 CLASSIFICAZIONE DEGLI INTERVENTI DI SVILUPPO	207
Incremento degli scambi Nord-Ovest/ Nord-Est	207
Riduzione delle congestioni fra zone di mercato	208
Riduzione dei poli limitati e dei vincoli alla capacità produttiva	209
Rimozione vincoli di esercizio e manutenzione	210
Interconnessioni con l'Estero	213
Interventi nelle aree metropolitane	215
Sviluppi di rete nel mezzogiorno	216
Qualità del servizio	218
Interventi per le connessioni	221
4 DETTAGLIO SULLO STATO DI AVANZAMENTO DELLE OPERE APPARTENENTI A PIANI PRECEDENTI GIÀ APPROVATI	222
4.1 AREA DI TORINO	225
Interventi previsti	225
Interventi su impianti esistenti o autorizzati	233
Interventi modificati	236
Disegni	237
4.2 AREA DI MILANO	257
Interventi previsti	257
Interventi su impianti esistenti o autorizzati	263
Interventi modificati	266
Disegni	267
4.3 AREA DI VENEZIA	271
Interventi previsti	271
Interventi su impianti esistenti o autorizzati	279
Interventi modificati	281
Disegni	282
4.4 AREA DI FIRENZE	287
Interventi previsti	287
Interventi su impianti esistenti o autorizzati	293
Interventi modificati	296
Disegni	298
4.5 AREA DI ROMA	305
Interventi previsti	305
Interventi su impianti esistenti o autorizzati	311
Interventi modificati	313
Disegni	314
4.6 AREA DI NAPOLI	321
Interventi previsti	321
Interventi su impianti esistenti o autorizzati	328

Interventi modificati	331
Disegni	332
4.7 AREA DI PALERMO	339
Interventi previsti	339
Interventi su impianti esistenti o autorizzati	343
Interventi modificati	345
Disegni	346
4.8 AREA DI CAGLIARI	349
Interventi previsti	349
Interventi su impianti esistenti o autorizzati	351
Disegni	352
CONNESSIONI ALLA RTN	355
SVILUPPI RETE AT PREVISTI DA ENEL DISTRIBUZIONE	380



Sezione I

Nuovi interventi di sviluppo

1 Introduzione

Come nella precedente edizione, il Piano di Sviluppo 2009 (PdS) della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) è suddiviso in due parti:

- la Sezione I, contenente i nuovi interventi di Sviluppo della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale, ha il compito di fornire un quadro dettagliato riguardante le nuove esigenze di sviluppo evidenziate nel corso dell'anno e le esigenze di sviluppo già proposte nei precedenti Piani, che hanno subito modifiche sostanziali;
- la Sezione II illustra l'aggiornamento sullo stato di avanzamento degli interventi già previsti nei precedenti Piani.

La Sezione I è strutturata così come segue:

- nel **capitolo 2** si analizzano i principali parametri elettrici che hanno caratterizzato il funzionamento del sistema elettrico nel corso dell'anno 2008, tenendo conto principalmente delle previsioni di crescita del fabbisogno di energia elettrica e di rinnovamento e potenziamento del parco di generazione;
- nel **capitolo 3** si esaminano i nuovi principali interventi in programma, classificati in base ai benefici prevalenti ad essi associati quali l'adeguatezza del sistema per la copertura del fabbisogno, la sicurezza di esercizio della rete, la riduzione delle congestioni e dei poli di produzione limitati nel mercato, il miglioramento della qualità e continuità del servizio e della fornitura, le interconnessioni con l'estero;
- nel **capitolo 4** si descrivono i principali risultati conseguibili con la realizzazione degli interventi programmati, in particolare in termini di incremento della capacità di importazione dall'estero, riduzione delle congestioni, riduzione dei vincoli alla produzione da fonti rinnovabili, miglioramento dei profili di tensione sulla rete, incremento di efficienza della RTN mediante riduzione delle perdite di trasporto;
- nel **capitolo 5** viene proposto l'aggiornamento del quadro normativo di riferimento;
- nell'**Allegato** è contenuto il dettaglio delle nuove opere di sviluppo del Piano e i disegni schematici dei principali interventi previsti.

Infine, a valle dell'accordo siglato in data 19 Dicembre 2008 per la cessione a Terna della rete di energia elettrica in alta tensione di ENEL Distribuzione, in attesa del completamento dell'attività previste, sono state inserite in un apposito allegato (**Allegato 2**), gli sviluppi rete su impianti ENEL Distribuzione in corso di autorizzazione o realizzazione e comunque non ancora in esercizio per le quali, ai sensi del Decreto del 23 Dicembre 2002, si richiede inserimento nell'ambito RTN.

Il Piano di Sviluppo di Terna persegue anche l'obiettivo, in accordo con il D.Lgs. 152/06 e successivo D.Lgs n.4/2008, di ricercare il giusto equilibrio tra le esigenze di sviluppo della rete elettrica e la salvaguardia dell'ambiente e del territorio, nelle migliori condizioni di sostenibilità ambientale e di condivisione delle soluzioni di intervento prospettate; in virtù delle citate disposizioni di Legge, in data 3 ottobre 2008 è stata avviata la procedura di Valutazione Ambientale Strategica con la pubblicazione del "Rapporto preliminare sui possibili impatti ambientali significativi dell'attuazione del Piano di Sviluppo della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale 2009".

Con l'obiettivo di fornire riscontro alle principali aspettative degli stakeholder del settore, il Piano di Sviluppo 2009 è stato inoltre sottoposto alla valutazione del Comitato di Consultazione degli Utenti, istituito con DPCM 11.05.2004 e che, in base a quanto previsto dall'Autorità Garante della Concorrenza e del mercato con Decisione n. 14542 del 4 agosto 2005, formula un parere non vincolante sul Piano di Sviluppo.

In data 31 Ottobre e 30 Novembre 2008, il Comitato di Consultazione ha espresso parere favorevole sul Piano di Sviluppo.

In data 17 Dicembre 2008, il Piano di Sviluppo 2009 è stato deliberato dal Consiglio di Amministrazione di Terna.

2 Linee di sviluppo

Lo sviluppo del sistema di trasmissione nasce dall'esigenza di superare le problematiche riscontrate nel funzionamento della RTN e di prevenire le criticità future correlate all'aumento delle potenze trasportate sulla rete, dovute alla crescita della domanda di energia elettrica e all'evoluzione del parco di generazione.

La pianificazione dello sviluppo della RTN ha la finalità di individuare gli interventi da realizzare per rinforzare il sistema di trasporto dell'energia elettrica, in modo da garantire gli standard di sicurezza ed efficienza richiesti al servizio di trasmissione.

Il punto di partenza è rappresentato dagli obiettivi di sicurezza, imparzialità ed economicità del servizio di trasmissione, che determinano le esigenze di sviluppo della rete, nel rispetto dei vincoli ambientali.

L'analisi dei dati e le informazioni sui principali parametri fisici ed economici che caratterizzano lo stato attuale e l'evoluzione prevista del sistema elettrico nazionale¹ (cfr. **paragrafi 2.2, 2.3, e 2.4**), sono indispensabili per individuare le modifiche strutturali che è necessario apportare al sistema di trasmissione affinché esso possa svolgere nel modo ottimale la sua funzione, che consiste nel garantire il trasporto in condizioni di sicurezza ed economicità delle potenze prodotte dai poli di produzione esistenti e previsti in futuro verso i centri di distribuzione e di carico. A queste si uniscono gli obiettivi promossi in ambito Europeo che trovano espressione nel "Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione dell'UCTE" (cfr. **paragrafo 2.6**).

La selezione e l'importanza delle informazioni da esaminare è basata inoltre sugli obiettivi del processo di sviluppo della rete di trasmissione, definiti dalla legislazione e dalla normativa di settore e descritti in sintesi nel successivo **paragrafo 2.1**.

Tenendo conto di tali informazioni, si effettuano specifiche analisi e simulazioni del funzionamento della rete negli scenari futuri ritenuti più probabili e, sulla base dei risultati di queste valutazioni, si identificano le criticità del sistema di trasmissione e le relative esigenze di sviluppo (cfr. **paragrafo 2.5**).

Le soluzioni funzionali a rispondere ai problemi di esercizio della rete sono individuate nella fase di vera e propria pianificazione dello sviluppo della RTN in cui, attraverso l'esame delle diverse ipotesi d'intervento, si scelgono le alternative maggiormente efficaci e si programmano i relativi interventi nel PdS (cfr. **capitolo 3**).

2.1 Obiettivi derivanti dalla Concessione e dal Codice di Rete

La pianificazione dello sviluppo della RTN è orientata al raggiungimento degli obiettivi legati alle esigenze di adeguatezza del sistema elettrico per la copertura del fabbisogno nazionale attraverso un'efficiente utilizzazione della capacità di generazione disponibile, al rispetto delle condizioni di sicurezza di esercizio, all'incremento della affidabilità ed economicità della rete di trasmissione, al miglioramento della qualità e continuità del servizio.

In base a quanto previsto dal "Disciplinare di Concessione" (D.M. del 20 aprile 2005), Terna, in qualità di Concessionaria delle attività di trasmissione e dispacciamento, persegue i seguenti obiettivi:

- assicurare che il servizio sia erogato con carattere di sicurezza, affidabilità e continuità nel breve, medio e lungo periodo;
- deliberare gli interventi volti a garantire l'efficienza e lo sviluppo del sistema di trasmissione dell'energia elettrica nel territorio nazionale e realizzare gli interventi di propria competenza;
- garantire l'imparzialità e la neutralità del servizio di trasmissione e dispacciamento per consentire l'accesso paritario a tutti gli utilizzatori;
- concorrere alla promozione, nell'ambito delle proprie competenze e responsabilità, della tutela dell'ambiente e della sicurezza degli impianti.

¹ Per sistema elettrico si intende qui l'insieme dei sistemi di generazione, trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica.

In particolare, in merito allo sviluppo della rete, la Concessione prevede che Terna definisca le linee di sviluppo della RTN essenzialmente sulla base della necessità di:

- garantire la copertura della domanda prevista nell'orizzonte di piano;
- garantire la sicurezza di esercizio della rete;
- potenziare la capacità di interconnessione con l'estero;
- ridurre al minimo i rischi di congestione interzonali;
- soddisfare le richieste di connessione alla RTN formulate dagli aventi diritto.

La necessità di assicurare l'equilibrio tra la domanda e l'offerta in un contesto liberalizzato garantendo gli standard di sicurezza previsti, richiede, nel medio e nel lungo periodo, l'adeguamento della rete di trasmissione alle continue variazioni dell'entità e della localizzazione dei prelievi e delle immissioni di potenza.

Lo sviluppo dell'interconnessione fra reti di Paesi confinanti rende possibile l'incremento del volume degli approvvigionamenti di energia a prezzi maggiormente competitivi rispetto alla produzione nazionale, consente di disporre di una riserva di potenza aggiuntiva e garantisce maggiore concorrenza sui mercati dell'energia.

La riduzione delle congestioni di rete, sia tra aree di mercato sia a livello locale, migliora lo sfruttamento delle risorse di generazione per coprire meglio il fabbisogno e per aumentare l'impiego di impianti più competitivi, con impatti positivi sulla concorrenza.

I criteri e gli obiettivi di pianificazione sono delineati anche nel Codice di Rete², dove si prevede che Terna, nell'attività di sviluppo della RTN persegue l'obiettivo "...della sicurezza, dell'affidabilità, dell'efficienza, della continuità degli approvvigionamenti di energia elettrica e del minor costo del servizio di trasmissione e degli approvvigionamenti. Tale obiettivo è perseguito anche attraverso un'adeguata azione di pianificazione degli interventi di sviluppo della RTN, volta all'ottenimento di un appropriato livello di qualità del servizio di trasmissione e alla riduzione delle possibili congestioni di rete, nel rispetto dei vincoli ambientali e paesaggistici".

Infine, come sancito dalla Direttiva del Ministero delle Attività Produttive (oggi Ministero dello Sviluppo Economico) del 21 gennaio 2000, nella determinazione dei possibili interventi di sviluppo, viene posta la massima attenzione alle esigenze di miglioramento del servizio nel Mezzogiorno e nelle altre zone in cui il sistema di trasporto dell'energia elettrica è caratterizzato da minore efficienza in termini di continuità e affidabilità, anche in quanto in tali aree il rinforzo della rete elettrica di trasmissione può risultare determinante per lo sviluppo del tessuto socio-economico.

2.1.1 Dati e informazioni alla base del processo di pianificazione

I dati e le informazioni alla base del processo di pianificazione della RTN sono riconducibili a tre fondamentali aspetti del funzionamento del sistema elettrico: la produzione³, il consumo⁴ di energia elettrica e lo stato della rete⁵. Essi comprendono:

² Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della Rete, di cui al D.P.C.M. 11 maggio 2004.

³ Con la liberalizzazione del settore della produzione di energia elettrica la determinazione della taglia e dell'ubicazione dei nuovi impianti di generazione non scaturisce più da un processo di pianificazione integrato, in quanto la libera iniziativa dei produttori rende di fatto le proposte di nuove centrali elettriche un vero e proprio input al processo di pianificazione della RTN.

⁴ Come meglio specificato in seguito, stabilito un intervallo temporale di riferimento (ad esempio il prossimo decennio) attraverso analisi statistiche sui prelievi storici di energia e considerazioni di carattere socio-economico, si formula un'ipotesi di fabbisogno futuro di potenza ed energia elettrica sul quale, tra l'altro, modellare lo sviluppo della rete.

⁵ Partendo dall'esame degli assetti di esercizio delle reti in alta ed altissima tensione si valuta lo stato degli impianti tenendo conto dei seguenti parametri:

impegno degli stessi in rapporto ai limiti di funzionamento in sicurezza; affidabilità in rapporto alle esigenze di qualità e continuità del servizio, considerando anche l'evoluzione degli standard tecnologici e la vetustà degli asset in questione; vincoli di esercizio e manutenzione, nonché vincoli operativi legati alla presenza di elementi di impianto di proprietà e/o

- a. dati e informazioni desumibili dall'analisi dell'attuale situazione di rete e di mercato, quali:
- le statistiche relative ai rischi di sovraccarico (in condizioni di rete integra e in N - 1) sul sistema di trasporto, che consentono di individuare gli elementi di rete critici dal punto di vista della sicurezza di esercizio;
 - i dati sui valori di tensione diurni e notturni, utili per evidenziare le aree di rete soggette a necessità di miglioramento dei profili di tensione;
 - le statistiche di disalimentazione e quelle che descrivono i rischi di sovraccarico su porzioni di rete di trasmissione e/o di distribuzione interessate da livelli non ottimali di qualità del servizio, determinati dall'attuale struttura di rete;
 - i segnali derivanti dal funzionamento del mercato elettrico del giorno prima (prezzi zonal, frequenza e rendita di congestione sulle sezioni inter-zonali e alle frontiere ecc.), e del Mercato dei Servizi di Dispacciamento (congestioni intrazonali, approvvigionamento di risorse per il dispacciamento, utilizzo di unità di produzione essenziali ai fini della sicurezza, ecc.).
- b. previsioni sull'evoluzione futura del sistema elettrico, quali:
- i dati sulla crescita della domanda di energia elettrica;
 - lo sviluppo atteso e l'evoluzione tecnologica del parco produttivo (ri-potenziamenti di impianti esistenti e realizzazione di nuove centrali);
 - l'evoluzione dei differenziali di prezzo e del surplus di capacità disponibile per l'importazione alle frontiere nell'orizzonte di medio e lungo periodo;
 - le richieste di interconnessione con l'estero attraverso linee private;
 - le connessioni di utenti e di impianti di distribuzione alla RTN;
 - gli interventi di sviluppo programmati dai gestori delle reti di distribuzione e di altre reti con obbligo di connessione di terzi interoperanti con la RTN, nonché tutti i dati utilizzati per la pianificazione dello sviluppo;
 - le richieste di interventi di sviluppo su impianti della RTN formulate dagli operatori;
 - le esigenze di razionalizzazione degli impianti di rete per la pianificazione territoriale e il miglioramento ambientale.

Le informazioni relative al punto a. (descritte nei **paragrafi 2.2 e 2.3**) sono particolarmente utili per evidenziare le motivazioni concrete alla base delle esigenze di sviluppo della RTN e l'urgenza di realizzare gli interventi programmati. I dati del punto b. (esaminati nel **paragrafo 2.4**) sono invece indispensabili per delineare gli scenari previsionali di rete e di sistema, in riferimento ai quali sono verificate e pesate le problematiche future e sono identificate nuove esigenze di sviluppo della RTN.

La combinazione dello stato attuale della rete con gli scenari previsionali consente di identificare le esigenze prioritarie di sviluppo della rete che è necessario soddisfare al fine di evitare che i problemi rilevati possano degenerare in gravi disservizi e quantificare i rischi associati alle eventuali difficoltà o ritardi nell'attuazione degli interventi programmati.

2.2 Attuali criticità di esercizio della rete

Il processo di pianificazione delle esigenze di sviluppo della RTN prevede l'esame delle problematiche che già attualmente caratterizzano l'esercizio della rete. L'evoluzione nel corso del 2008 dello stato del sistema elettrico in Italia conferma i trend già alla base dei precedenti Piani di Sviluppo:

- si confermano le congestioni sulla sezione di rete tra zone Nord e Centro Nord e tra Sud e Calabria;

gestiti da terzi; eventuali limitazioni dovute all'evoluzione del contesto socio-ambientale e territoriale e in cui gli stessi ricadono.

- il Centro Sud e le Isole si confermano le zone più critiche dal punto di vista dell'esercizio (maggiore vulnerabilità della rete e maggiore onerosità dei servizi di dispacciamento);
- permangono sovraccarichi nella rete primaria nel Triveneto, mentre aumentano al Sud con l'ingresso dei nuovi impianti a ciclo combinato che competono ai tre poli limitati di Rossano, Brindisi e Foggia;
- in condizioni di inverno mite o estate fresca si conferma il differenziale elevato di prezzo tra Italia ed estero; nei periodi di elevato fabbisogno i produttori italiani risultano competitivi sui mercati esteri, determinando valori di transiti sull'interconnessione della frontiera Nord nettamente inferiori alla NTC;
- l'analisi dei profili di tensione nelle stazioni elettriche connesse sulla rete primaria evidenzia un miglioramento rispetto ai valori del 2007, confermando tuttavia alcune criticità già individuate in Lombardia, Toscana e Calabria;

Si fa inoltre presente che recentemente la Società ENEL Distribuzione ha richiesto a Terna di applicare per le linee AT di sua proprietà i valori limite di portata secondo la norma CEI 11-60. Tale revisione ha comportato, a parità di asset, una sensibile riduzione dei limiti precedentemente adottati nell'esercizio della rete che oscilla tra il 14% ed il 34%, in funzione del tipo di conduttore, delle zone climatiche e delle stagioni. Ciò ha comportato una revisione degli assetti di esercizio sulla rete AT al fine di riportare i transiti in condizioni di rete integra sotto i limiti: in alcune zone di rete, tra le quali l'area del triveneto, è stato necessario esercire numerose cabine primarie in antenna, riducendo i margini di sicurezza del sistema elettrico.

In assenza dei rinforzi di rete previsti si riducono i margini di sicurezza per il corretto esercizio del sistema elettrico ed il livello di adeguatezza, a causa dell'incremento dei transiti di potenza sulla rete, dovuti allo sviluppo del parco di generazione nazionale, esponendo il sistema al rischio di mancata copertura del fabbisogno.

Nei paragrafi seguenti si esaminano i dati relativi alla presenza di vincoli o limiti strutturali della rete che rischiano di condizionare negativamente la sicurezza, la qualità e la continuità del servizio di trasmissione.

2.2.1 Sicurezza di esercizio della rete in AAT e AT

Nella **Figura 1** è riportata la distribuzione territoriale dei rischi di sovraccarico sulla rete di trasporto primaria (rete a 380 e 220 kV), con una mappa qualitativa delle zone geografiche nelle quali sono più alte le probabilità che si verifichino sovraccarichi in condizioni di sicurezza N-1, ossia dovuti al fuori servizio di un qualsiasi elemento di rete.

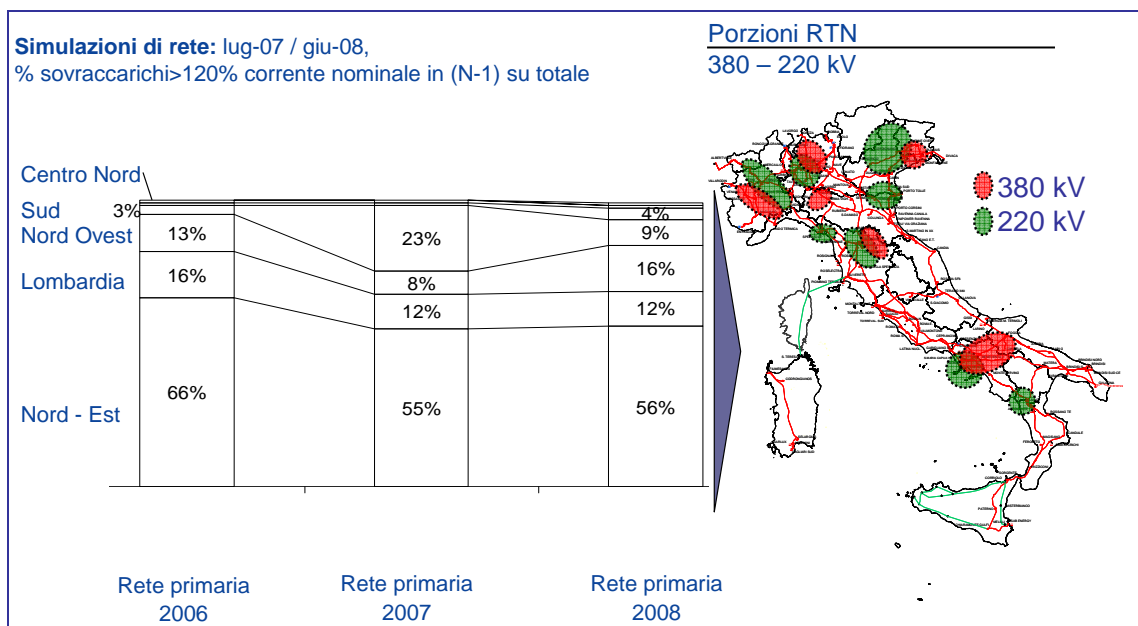


Figura 1 - Aree a maggiore criticità per la sicurezza sulla rete primaria a 380-220 kV

I dati in esame sono il risultato di simulazioni di rete effettuate ogni quarto d'ora nei mesi compresi tra luglio 2007 e giugno 2008.

Dall'analisi delle simulazioni effettuate, è stato possibile rilevare che mediamente il campione esaminato presenta per ciascuna simulazione di rete alcuni eventi con rischio di sovraccarico su rete primaria. Ciascuno di questi eventi è caratterizzato dalla presenza di almeno un elemento di rete (linea o trasformatore) interessato dal trasporto di una corrente superiore al 20% del valore massimo di normale esercizio. La gran parte degli elementi a rischio di sovraccarico è costituita da impianti a 220 kV.

Nell'area di rete del Nord-Est del Paese, in particolare in Veneto e Friuli Venezia Giulia, sono localizzati il 56% degli eventi. Tale porzione di rete è caratterizzata da una capacità di trasporto non adeguata al transito delle potenze in importazione dalla frontiera austriaca e slovena a cui si aggiunge la produzione dei locali poli di generazione. L'evoluzione del sistema elettrico, lo sviluppo e l'adeguamento del parco di generazione in Europa e la graduale interconnessione del sistema elettrico nazionale con quelli dei Paesi dell'Est Europa, sta producendo una distribuzione dei transiti sulla frontiera Nord del nostro Paese determinando un progressivo aumento dei flussi di energia provenienti dal Nord Europa (ad esempio Svizzera e Francia) anche a parità di capacità di interconnessione. Questo rende potenzialmente critico l'esercizio della rete di trasmissione tra il Nord-Ovest ed il Nord-Est del Paese. Tali criticità rimangono di notevole entità rappresentando più della metà delle criticità totali registrate. A sua conferma si evidenzia il leggero aumento delle criticità sulla rete Nord-Est rispetto all'anno precedente.

Risulta critica anche l'area di Milano, dove si concentra circa il 12% dei rischi di sovraccarico su rete primaria, principalmente a causa della limitata capacità di trasporto della rete che alimenta la città capoluogo. Si riscontra inoltre la presenza di forti transiti di potenza dal Piemonte, in particolare sulle linee "La Casella - S. Rocco" e "S. Rocco - Caorso" e sulle linee "Musignano - Lavorgo" e "Bulciago - Soazza" che permettono l'import dalla Svizzera.

Si aggravano rispetto al 2007 i problemi nell'area Nord-Ovest, a causa dei fenomeni di trasporto dal Piemonte verso la Lombardia, che in caso di indisponibilità di elementi di rete primaria rischiano di sovraccaricare soprattutto le direttrici a 220 kV tra Torino e Milano. In aggiunta, sono presenti problemi sulle direttrici che trasportano dal nord del Piemonte la potenza importata dalla Svizzera e la produzione idroelettrica locale e difficoltà legate alle debolezze strutturali della rete nella zona di Torino. In Liguria risultano in alcuni casi al limite di sicurezza le linee interessate dal trasporto delle potenze provenienti dal Piemonte e dalla Lombardia verso l'area di La Spezia e Parma.

Nell'area di Firenze si riscontrano sovraccarichi delle linee a 380 e 220 kV interessate dal transito dell'energia tra le sezioni Nord-Centro Nord.

I problemi riscontrati sulla rete della Campania sono in numero limitato rispetto al 2007 in virtù anche dell'ingresso di nuovi impianti di produzione nell'area; tuttavia tali problemi risultano di significativa importanza considerato che la rete primaria (in particolare al livello di tensione 220 kV) contribuisce ad alimentare direttamente i carichi di Salerno, Napoli e Caserta. Tali problemi si concentrano principalmente nell'area compresa tra Montecorvino (SA) e S. Sofia (CE), la cui rete a 380 e 220 kV è chiamata a trasportare gli elevati flussi di potenza dai poli di produzione della Calabria e della Puglia verso le aree di carico di Napoli e Caserta.

Problemi nell'area della Calabria riguardano il sovraccarico della rete 220 kV chiamata a trasportare la produzione delle centrali dell'area in caso di perdita della linea a 380 kV "Laino - Montecorvino".

In merito alle problematiche di rete evidenziate, si osserva che i fenomeni di trasporto riscontrati nelle simulazioni sulla rete primaria risultano ridotti, rispetto a quelli che teoricamente potrebbero verificarsi, dall'effetto del mercato dell'energia, che produce anche segnali economici dell'effettiva consistenza delle congestioni. Le simulazioni effettuate considerano infatti i valori delle produzioni in esito al mercato, dove sono fissati ex-ante i limiti di scambio tra zone di rete congestionate e i vincoli di esercizio dei gruppi di produzione.

Nella **Figura 2** sono illustrate le porzioni di rete a 150-132 kV che presentano i maggiori rischi di sovraccarico in condizioni di sicurezza N-1, ossia in caso di fuori servizio di un qualsiasi elemento della rete primaria o secondaria. I dati riportati nella figura sono il risultato di simulazioni di load flow riferite sia alla situazione di picco invernale che di picco estiva.

In particolare le simulazioni si riferiscono al terzo mercoledì di Luglio e Dicembre 2007 alle 11.00 del mattino e non tengono conto degli effetti dei telescatti su import e poli di produzione limitata.

Si osserva che le aree maggiormente critiche si concentrano in prossimità delle principali reti metropolitane di Firenze, Torino e Milano, Roma e Napoli dove la densità dei consumi è maggiore, nelle aree dove normalmente la rete secondaria a 150-132 kV ha anche la funzione di trasporto, in particolare in condizioni N-1.

I problemi di rete evidenziati sono dovuti ad un'insufficiente capacità di trasporto degli elettrodotti e/o a una capacità di trasformazione non adeguata nelle stazioni AAT/AT. Tali criticità, soprattutto quelle che riguardano impianti della RTN, sono espresse in dettaglio nell'allegato del presente PdS e nei precedenti Piani di Sviluppo, che descrivono le soluzioni di sviluppo programmate (in particolare nuove stazioni AAT/AT e potenziamento degli impianti esistenti) in risposta ai problemi di rete riscontrati già oggi e previsti in futuro.

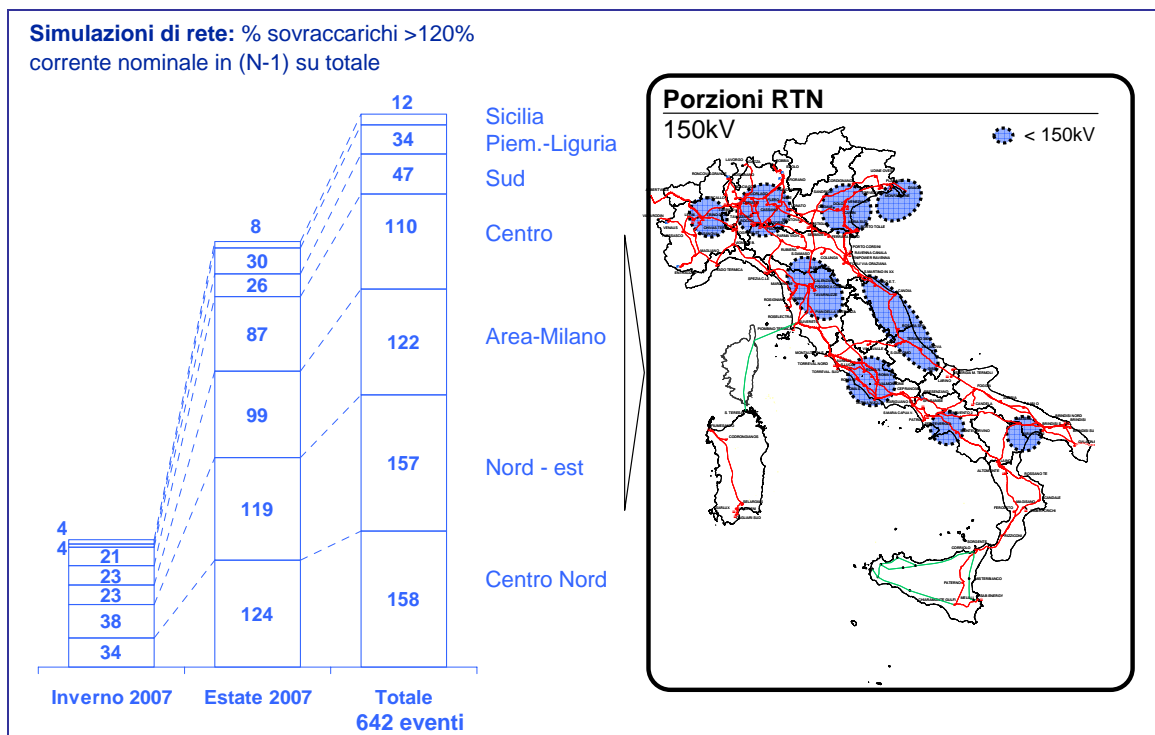


Figura 2 - Aree di maggiore criticità per la sicurezza su rete secondaria⁶

2.2.2 Qualità e continuità del servizio

La qualità del servizio è associata principalmente alla sicurezza e continuità della fornitura elettrica. La funzione della rete di trasmissione è quella di trasportare le potenze prodotte dagli impianti di generazione verso gli impianti di prelievo destinati ad alimentare le utenze. La gran parte degli impianti di prelievo, essenzialmente cabine primarie di distribuzione, è inserita sulla rete in AT (c.d. rete secondaria), da cui dipende quindi direttamente l'affidabilità dell'alimentazione di questi impianti.

L'analisi delle cause dei disservizi che generano disalimentazioni costituisce un elemento primario per identificare le porzioni di rete più critiche in termini di necessità di sviluppo.

Nella **Figura 3** sono evidenziate le aree che nell'ultimo anno hanno registrato livelli di continuità del servizio di alimentazione elettrica peggiori rispetto ai relativi tassi di domanda.

Oltre il 70% dell'energia non fornita (ENF) per disservizi riguarda le regioni del Mezzogiorno e le Isole, dove le disalimentazioni in rapporto ai consumi pesano maggiormente rispetto ad altre aree del Paese. Questo è causato anche da elementi di rete (non solo di trasmissione) in condizioni non sempre ottimali (impianti vetusti e scarsamente affidabili), da ridotti livelli di magliatura della rete e da capacità di trasformazione e trasporto insufficienti in determinate situazioni di carico.

⁶ Simulazioni di rete condotte nel terzo mercoledì dei mesi Lug-07 e Dic-2007 alle ore 11.00 (non includono effetto telescati su import e poli limitati).

I disservizi registrati al Sud riguardano essenzialmente l'area di Napoli e l'area di Galatina, quest'ultima caratterizzata da una scarsa magliatura della rete di distribuzione 150 kV e da un impegno notevole delle trasformazioni 380/150 kV soprattutto nei periodi estivi. In considerazione di quanto detto è prevista l'installazione di una terza trasformazione 380/150 kV presso la SE di Galatina.

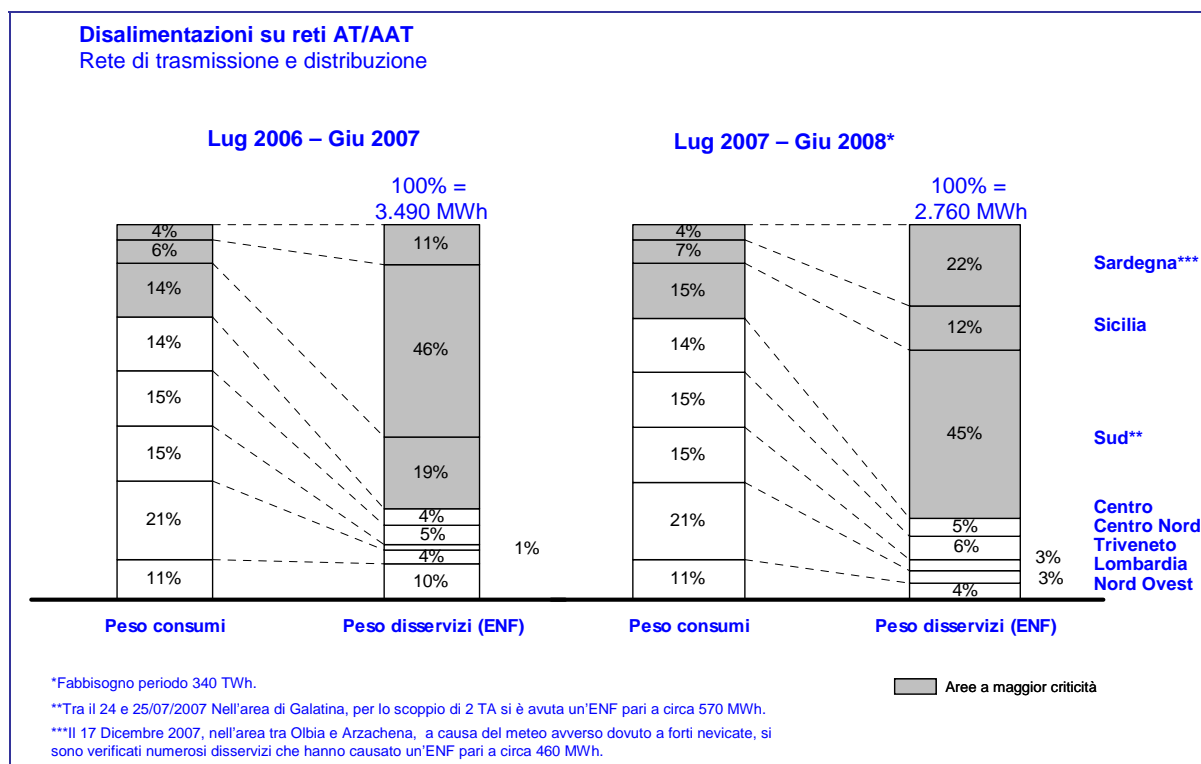


Figura 3 - Continuità del servizio di alimentazione elettrica

2.2.3 Qualità della tensione sulla rete

In ciascun nodo di una rete elettrica si verificano variazioni lente di tensione legate alle modifiche periodiche del carico⁷ e della potenza generata dalle centrali⁸, in relazione alle disponibilità di energia primaria e alle strategie ottimali di utilizzazione.

Inoltre, il fuori servizio temporaneo di linee e/o trasformatori e il sovraccarico di altri componenti di rete che ne consegue, contribuiscono a far variare, in genere in diminuzione, la tensione ai nodi nelle rispettive zone di influenza.

Il livello di tensione è importante per la qualità del servizio, proprio per questo Terna, con periodicità annuale, esegue delle analisi statistiche sui valori della tensione nei nodi della rete primaria di trasmissione. Queste analisi mostrano che negli ultimi 3 anni, le tensioni si sono mantenute nell'intervallo del 5% del valore nominale, nel rispetto delle indicazioni fornite dal Codice di Rete⁹.

Si è osservata mediamente, per ogni stazione 380 kV una dispersione dei valori intorno alla media di circa 3,5 kV. La generale costanza della tensione deve interpretarsi come un indice indiretto di una buona qualità del servizio elettrico.

⁷ Tra le ore diurne e notturne (cicli giornalieri), i giorni feriali e festivi (cicli settimanali), i mesi estivi e invernali.

⁸ Giornaliera, settimanale, stagionale.

⁹ Il Codice di Rete (cap. 1, par. 1B.3.2) prescrive comunque che "la tensione deve essere contenuta nell'intervallo del $\pm 10\%$ rispetto al valore di riferimento per l'esercizio in condizioni normali o di allarme, nell'intervallo del $\pm 15\%$ in condizioni di emergenza o di ripristino. Inoltre, per il livello di tensione nominale di 380 kV, la tensione è contenuta per il 95% del tempo nell'intervallo del $\pm 5\%$ rispetto al valore di riferimento per l'esercizio (400 kV)".

La **Figura 4** riporta la media dei valori massimi, minimi e medi registrati in tutti i nodi elettrici a 380 kV della RTN, nel periodo 1998-2008.

Dall'analisi risulta che nei primi anni si sono verificati dei temporanei stati di esercizio in cui le tensioni hanno raggiunto valori del 9% maggiori o minori del valore di riferimento di 400 kV, rispettivamente in condizioni di minimo e massimo fabbisogno. Tuttavia, a partire dal 2004, sono stati controllati sempre più efficacemente con azioni correttive di ri-dispacciamento delle produzioni o di variazioni degli assetti della rete.

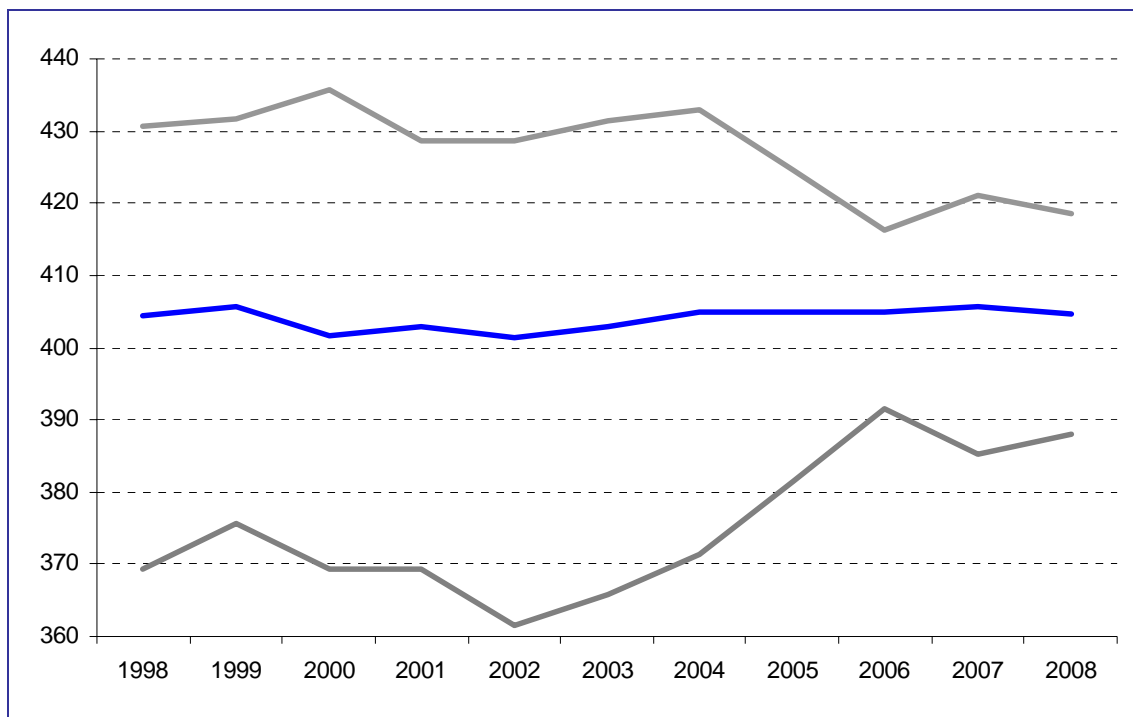


Figura 4 - Media dei valori massimi, minimi e medi registrati nei nodi a 380 kV (1998-2008) [kV]

Nell'ultimo anno le tensioni della RTN, anche grazie alla disponibilità delle risorse di dispacciamento approvvigionabili sul MSD, si sono mantenute generalmente buone, sempre nei limiti previsti dalla normativa tecnica, con un valor medio di circa 405 kV per i nodi della rete a 380 kV.

Se pur all'interno dei limiti previsti nell'esercizio normale della RTN, Terna identifica i nodi della rete attuale a 380 kV in cui i valori della tensione risultano al di fuori del range di attenzione compreso convenzionalmente tra i 390 e i 410 kV.

Nell'analizzare le criticità della rete a livello nodale vengono prese in esame le seguenti situazioni tipiche:

- ore a basso carico, in cui è maggiore la probabilità di tensioni elevate a causa del ridotto impegno della rete;
- ore di alto carico, generalmente diurne, in cui è invece più probabile rilevare valori di tensione bassi a causa dell'entità dei prelievi e dei consistenti fenomeni di trasporto sulle linee di trasmissione.

Nella **Figura 5** sono elencati i nodi della rete nazionale a 380 kV con i valori di tensione che più frequentemente superano la soglia di attenzione di 410 kV (la soglia, seppure all'interno dei parametri obiettivo del Codice di Rete, costituisce per Terna un riferimento per la programmazione di azioni correttive). I dati elaborati si riferiscono al periodo che intercorre tra luglio 2007 e giugno 2008.

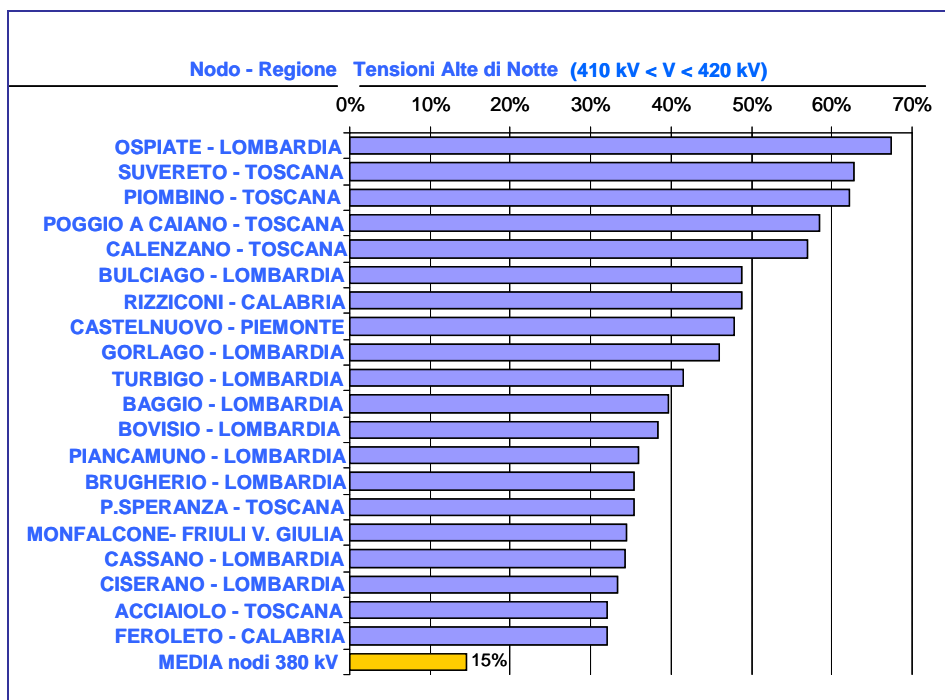


Figura 5 - Andamento della tensione nei nodi critici – tensioni alte

Si notano valori di tensione elevati in Toscana e Calabria, dove sono presenti numerose linee a 380 kV di considerevole lunghezza, scarsamente impegnate nelle ore di basso carico, ma per questioni di sicurezza di esercizio necessariamente in servizio. Tensioni alte si sono registrate anche in Lombardia in cui sono presenti molte linee in cavo soprattutto per i livelli di tensione 220-132 kV nonché l'elettrodotto 380 kV Turbigo-Rho; nell'area nord-orientale della Lombardia le tensioni sostenute sono anche da ricondurre al minor impegno dei collegamenti, normalmente interessati dal trasporto delle potenze in import dalla Svizzera, nelle ore di basso carico del periodo in esame.

Nella **Figura 6** sono riportati invece i nodi a 380 kV italiani in cui la tensione, comunque compresa all'interno dei limiti previsti dal Codice di Rete, è risultata inferiore al valore di attenzione di 390 kV nelle ore diurne nel periodo compreso tra luglio 2007 e giugno 2008.

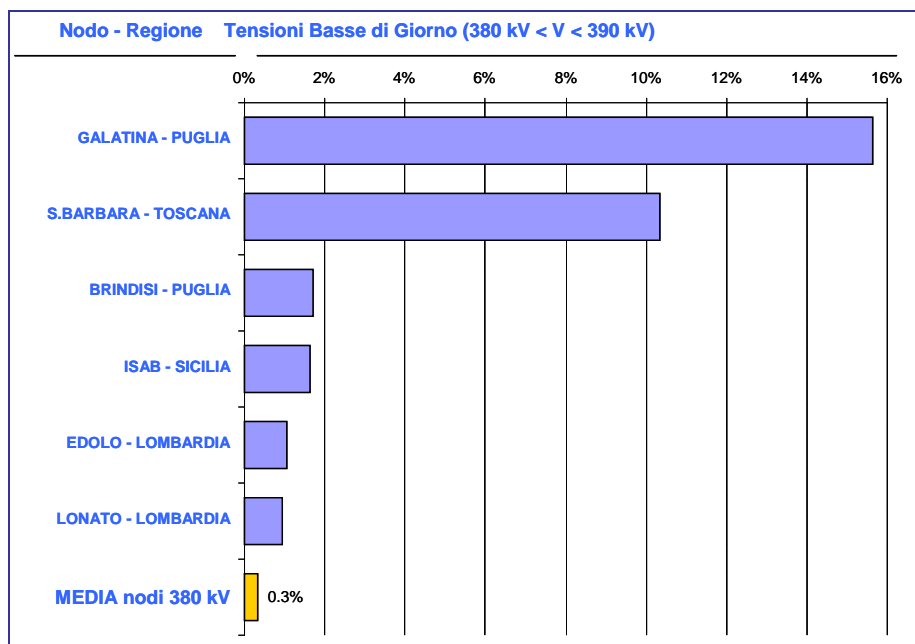


Figura 6 - Andamento della tensione nei nodi critici – tensioni basse

Il fenomeno riguarda le aree di rete scarsamente magliate, interessate da ingenti transiti di potenza e dalla presenza di stazioni con elevati livelli di carico. Nel Meridione le aree che presentano maggiori scostamenti della tensione dai valori di attenzione risultano la Sicilia (area industriale di Priolo) e la Puglia (aree di Brindisi), per la notevole entità del carico e per la presenza di fenomeni di trasporto delle potenze provenienti dal polo produttivo di Brindisi e dalla Grecia. Tensioni non ottimali si registrano anche nelle aree di Brescia e Milano principalmente a causa dei carichi e dei transiti elevati sulla rete in particolari condizioni di esercizio.

Per quanto riguarda i nodi 380 kV della regione Campania si segnala che non si evidenziano più frequenti e significativi abbassamenti del livello di tensione sotto il limite di 390 kV grazie all'entrata in servizio delle nuove centrali a ciclo combinato di Teverola e Sparanise che contribuiscono a sostenere e regolare la tensione.

Inoltre l'installazione di apparati di stazione che regolano la tensione (reattanze e banchi di condensatori) ha consentito da una parte di migliorare i profili di tensione nelle aree critiche, e dall'altra di ridurre la necessità di ricorrere all'approvvigionamento di specifiche risorse sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento in queste aree, in particolare nel Triveneto.

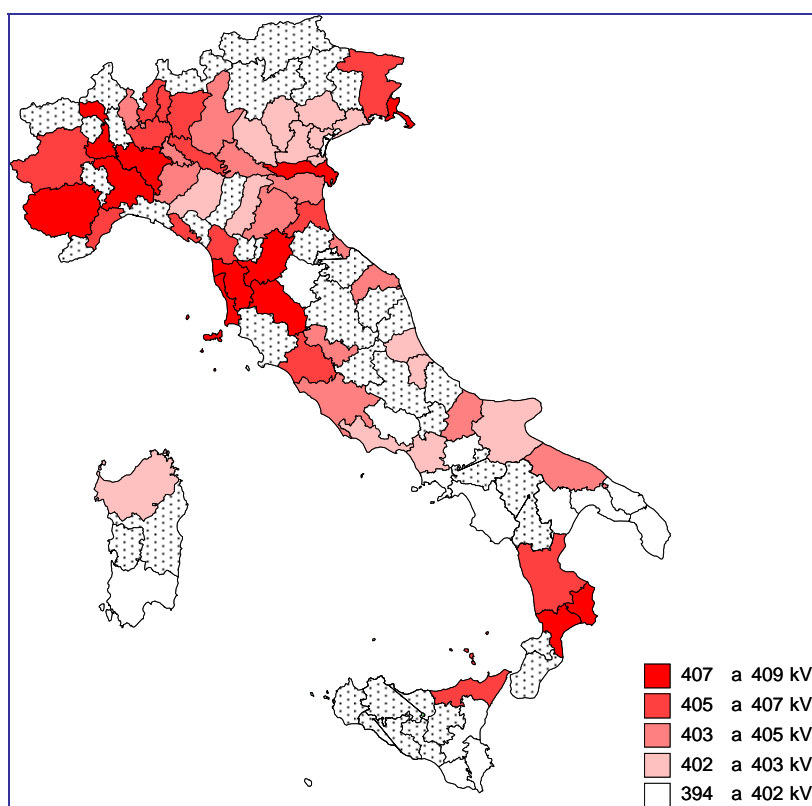


Figura 7 - Distribuzione territoriale delle tensioni – valori medi

A conferma di quanto già detto, la **Figura 7** e la **Figura 8** riportano rispettivamente l'andamento dei valori medi delle tensioni sulla rete a 380 kV nelle diverse province e la frequenza con cui il valore di attenzione di 410 kV viene superato in condizioni di esercizio nel periodo di riferimento.

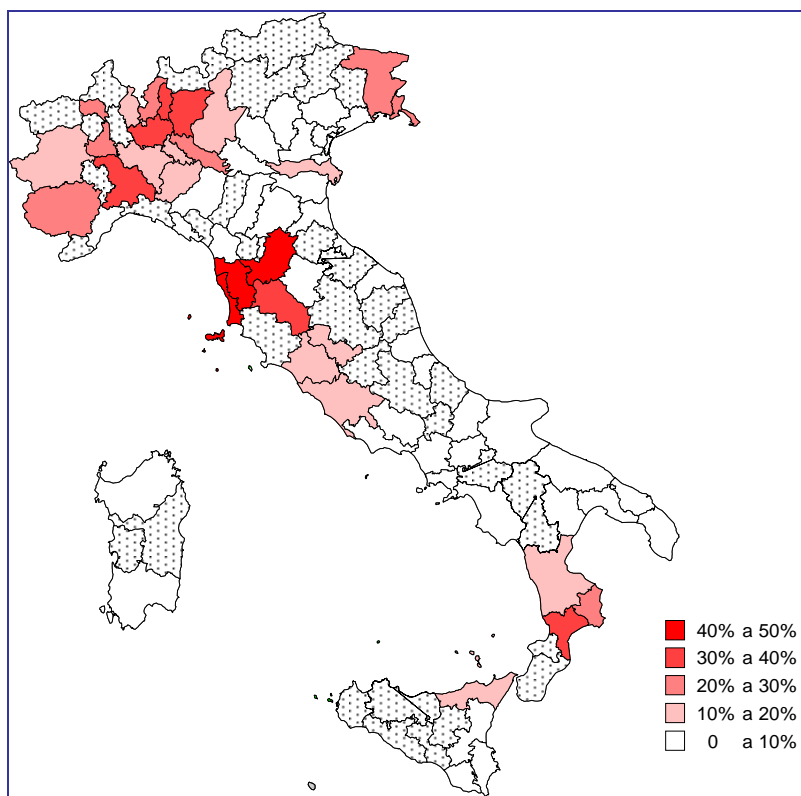


Figura 8 - Andamento della tensione – Frequenza periodi in cui la tensione >410 kV

2.3 Segnali provenienti dal mercato dell'energia elettrica

Oltre ad assicurare la continuità degli approvvigionamenti e l'efficienza ed economicità del servizio di trasmissione, Terna ha il compito di risolvere i problemi legati alla presenza di congestioni di rete, anche al fine di ridurre il più possibile eventuali vincoli che rischiano di condizionare l'operato dei produttori e degli acquirenti nel mercato.

Sussiste pertanto l'esigenza di tener conto sempre di più dei segnali provenienti dal mercato elettrico, inserendo nel processo di pianificazione della RTN l'analisi delle dinamiche del mercato.

In particolare, risultano rilevanti le evidenze desumibili dall'analisi:

- della separazione in zone nel *Mercato del Giorno Prima* (congestioni interzonali determinate da vincoli di rete esistenti); questa separazione determina da un lato una minore efficienza derivante dall'utilizzazione di impianti di produzione meno competitivi a scapito di quelli più convenienti e dall'altro la formazione di oneri da congestione a carico degli operatori e indirettamente degli utenti finali;
- dell'approvvigionamento nell'ambito del *Mercato dei Servizi di Dispacciamento* di capacità produttiva a livello locale per risolvere le congestioni intrazonali, regolare le tensioni, oltre che fornire la riserva operativa necessaria alla gestione in sicurezza della rete.

A riguardo, gli obiettivi della pianificazione consistono principalmente nel superamento dei vincoli alla produzione dei poli limitati e nella riduzione delle congestioni sia tra macro aree di mercato sia a livello locale, per consentire un migliore sfruttamento del parco di generazione nazionale e, quando possibile, una riduzione del prezzo dell'energia per i clienti del mercato.

Inoltre nel corso del 2008 (Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 17 settembre 2008), sono state approvate le modifiche al Testo integrato della Disciplina del mercato elettrico (Testo integrato), con le quali, tra l'altro, è stato introdotto il mercato elettrico a termine dell'energia con obbligo di consegna e ritiro (MTE) attraverso il quale gli operatori hanno la possibilità di negoziare energia elettrica su orizzonti temporali più estesi rispetto a quelli consentiti dall'operatività su IPEX.

Il nuovo Testo integrato è entrato in vigore il 1 novembre 2008. A seguito dell'introduzione del MTE, la configurazione del mercato elettrico risulta essere la seguente: Mercato elettrico a pronti (MPE), costituito dal Mercato del Giorno Prima (MGP), dal Mercato di Aggiustamento (MA) e dal Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD), e il Mercato elettrico a termine (MTE).

L'MTE costituisce un anello di congiunzione tra le contrattazioni puramente finanziarie e il mercato fisico, superando i limiti più evidenti derivanti dalle contrattazioni bilaterali non regolamentate OTC (Over The Counter), le quali avendo livelli di trasparenza bassi e avvenendo in un contesto di evidenti asimmetrie informative tra produttori e consumatori, possono condurre all'adozione di pratiche discriminatorie, con prezzi differenziati per diverse categorie di consumatori, a seconda dei costi di gestione del rischio di controparte.

L'MTE consente la negoziazione di energia elettrica su orizzonti temporali più estesi (con un anticipo massimo di 60 giorni rispetto all'inizio del periodo di consegna, 1 contratto mensile e 4 settimanali) rispetto a quelli giornalieri offerti dall'attuale modello di mercato che riguarda le consegne per il giorno successivo. L'esistenza di mercati a termine trasparenti e liquidi, aventi come sottostante il prezzo che si forma sulla borsa elettrica, mira a rendere più efficiente l'intero settore e ancor più rappresentativo il PUN.

2.3.1 Effetto dei mercati sulla disponibilità di capacità

Nel corso dell'anno i prezzi del mercato italiano, si confermano ancora mediamente molto superiori a quelli dell'Europa continentale, anche se in alcuni periodi di picco sono stati inferiori a quelli delle altre Borse europee (Figura 9).

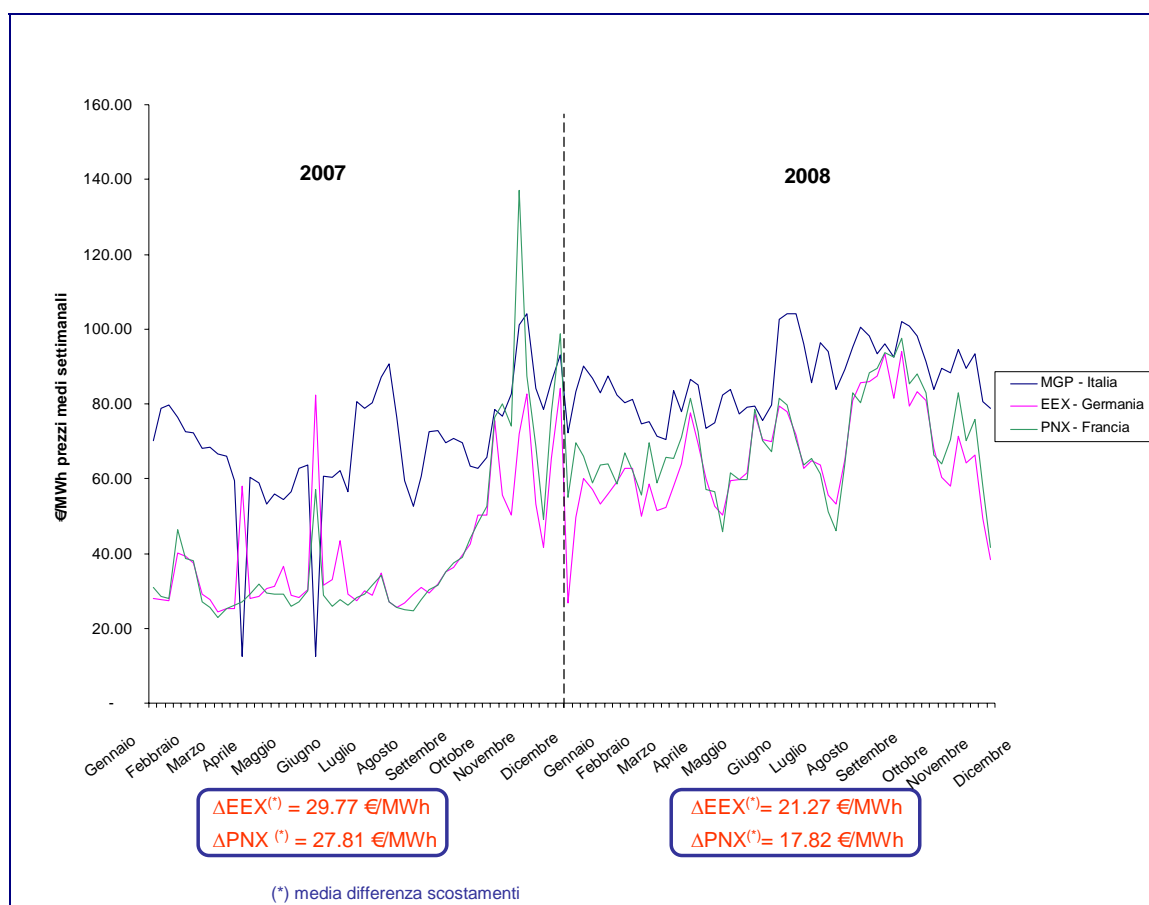


Figura 9 - Andamento dei prezzi di mercato in Europa, gen. 2007 – dic. 2008 [€/MWh]

Ciò che si evidenzia maggiormente dalla **Figura 9** è un'attenuazione della differenza di prezzo tra il mercato italiano e quelli tedesco e francese. Durante il periodo gen. 2008 - dic. 2008, questa differenza si è mantenuta nell'ordine dei 18 - 21 €/MWh contro i circa 28 – 30 €/MWh dell'anno 2007. L'andamento dei primi mesi del 2008 è caratteristico di periodi tipo inverno mite ed estate fresca; il fuori servizio di elementi di rete o importanti gruppi di generazione all'estero tendono ad annullare la differenza di prezzo tra le diverse borse elettriche europee.

2.3.2 Principali vincoli nel Mercato del Giorno Prima (MGP)

Nel mercato dell'energia elettrica una zona geografica o virtuale è una porzione di rete rilevante in cui l'equilibrio tra domanda e offerta viene determinato tenendo conto, ai fini della sicurezza, dei limiti fisici di scambio dell'energia con altre zone geografiche confinanti. Tali limiti sono determinati ricorrendo a un modello di valutazione della sicurezza del sistema.

Inoltre sono individuate aree di produzione locale, denominate "poli di produzione limitata", che costituiscono delle zone virtuali, la cui produzione risulta affetta da vincoli per la gestione in sicurezza del sistema elettrico. I vincoli restrittivi sulla produzione massima dei poli di produzione possono essere in parte controllati, ricorrendo a dispositivi di telescatto sulle unità di produzione in questione, attivati a seguito di predefiniti eventi, o possibilmente annullati a seguito dello sviluppo della rete elettrica locale o nelle aree limitrofe.

L'individuazione delle zone nasce dall'analisi della struttura della rete di trasmissione a 380 e 220 kV, dei flussi di potenza, che nelle situazioni di esercizio più frequenti interessano tali collegamenti, dalla dislocazione delle centrali di produzione sul territorio nazionale e dalle importazioni di energia dall'estero. Tale analisi è stata effettuata sulla base del criterio di sicurezza N-1, considerando diversi scenari della rete elettrica e diversi periodi stagionali dell'anno.

Un indice significativo per valutare lo squilibrio nell'allocazione delle risorse tra le zone di mercato e/o di inefficienza strutturale della rete è costituito dalla frequenza con cui si è verificata la saturazione del margine di scambio tra le zone di mercato in esito al Mercato del Giorno Prima.

La **Tabella 1** riporta i dati sul numero di ore e sulla frequenza con cui, nel periodo luglio 2007 – giugno 2008, si sono manifestate le citate limitazioni di rete. Sono inoltre riportati i relativi pesi in termini di impatto sulla rendita da congestione. Rispetto allo stesso periodo precedente, si è verificato un notevole aumento della rendita da congestione dovuta principalmente agli aumenti verificatesi tra la zona Nord e la zona Centro Nord.

Tabella 1 - Saturazione dei margini di scambio tra zone di mercato ed effetto su rendita da congestione (luglio 2007 - giugno 2008)

<i>Zone interessate</i>	<i>Ore congestione</i>	<i>Frequenza</i>	<i>Peso su rendita</i>
Calabria - Sicilia	3.581	34%	8%
Nord - Centro Nord	2.143	20%	66%
Centro Nord - Corsica	949	9%	4%
Sicilia - Calabria	903	9%	1%
Corsica – Centro Nord	801	8%	1%
Priolo Gargallo - Sicilia	711	7%	7%
Centro Nord – Centro Sud	318	3%	4%
Rossano - Sud	298	3%	5%
Corsica - Sardegna	181	2%	0%
Centro Sud – Centro Nord	149	1%	1%
Rossano - Calabria	140	1%	0%
Sud – Centro Sud	88	1%	1%
Centro Nord - Nord	78	1%	0%
Brindisi - Rossano	77	1%	1%
Monfalcone – Nord	24	0%	0%
Sardegna – Corsica	24	0%	0%

La **Figura 10** che segue rappresenta l'andamento della rendita complessiva raccolta su MGP negli ultimi 4 anni. Nell'anno 2008 si è registrato un ammontare complessivo di circa 156 milioni di Euro superiore alla rendita dell'anno 2007 del 29%.

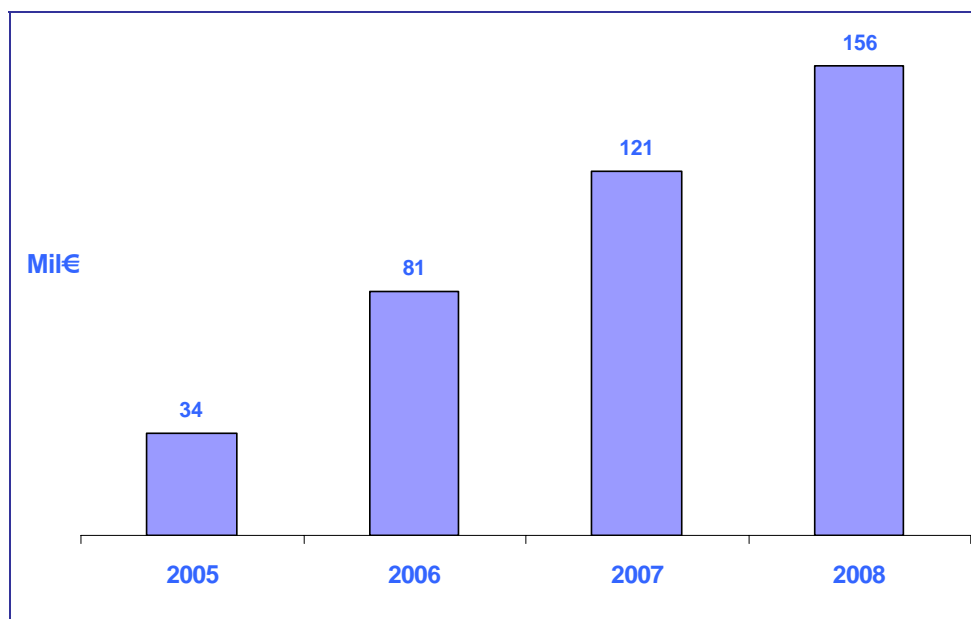


Figura 10 - Rendita complessiva sul Mercato del Giorno Prima

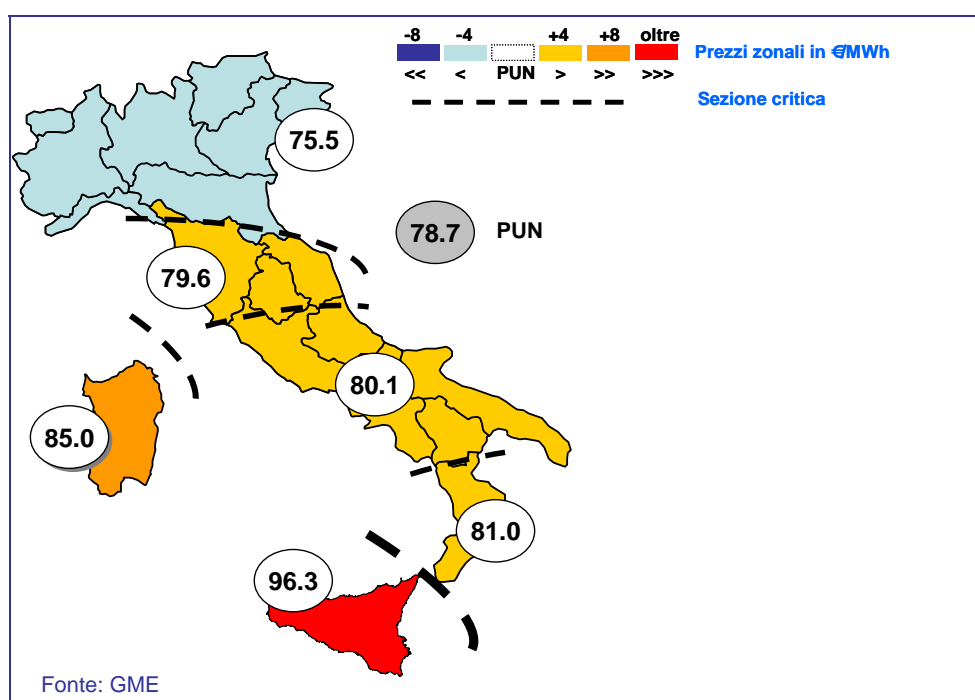


Figura 11 - Esiti del Mercato del Giorno Prima (Luglio 2007-Giugno 2008)

Le rendite da congestione (particolarmente alte tra le zone Nord-Centro Nord e Calabria-Sicilia) sono un chiaro indice del differenziale di prezzo zonale che nasce dalla saturazione dei limiti di transito tra le zone di mercato.

Nella **Figura 11** sono inoltre indicati i prezzi medi definiti a livello zonale nel MGP e sono evidenziate le sezioni con la maggiore frequenza di congestione. Quanto più elevata è la differenza di prezzo tra le zone a ridosso delle sezioni di separazione, oltre che rispetto al PUN (prezzo unico nazionale), tanto più consistenti sono le congestioni di rete che impediscono lo sfruttamento delle risorse di produzione maggiormente competitive.

Nella **Figura 12** sono indicati i prezzi medi settimanali relativi al periodo Gennaio – Dicembre 2008 divisi per tipologia di ore: lavorative ore di picco (06.00 – 22.00), lavorative ore fuori picco (23.00 – 07.00) e festive.

La settimana n.28 (07/07/2008-13/07/2008) ha registrato il costo medio più elevato delle ore di picco pari a 138 €/MWh a fronte di un valore massimo del PUN settimanale registrato nella stessa settimana pari a 105 €/MWh.

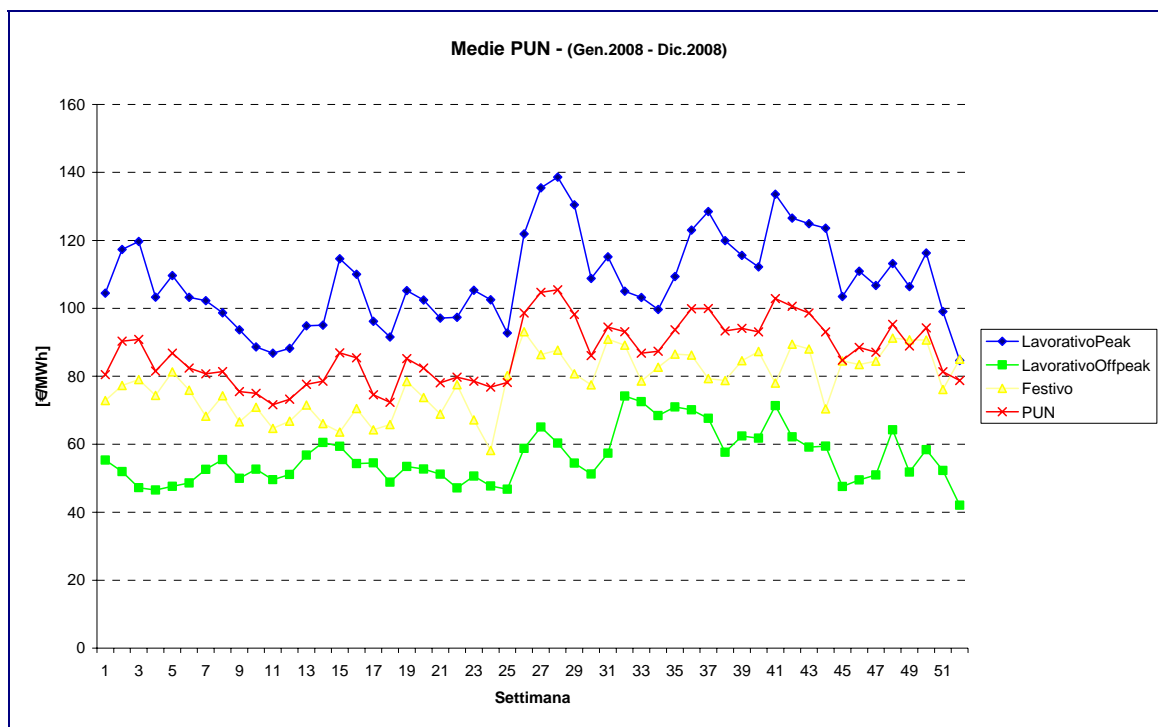


Figura 12 - Media settimanale dei prezzi divisa per tipologia di ore

Dall'analisi del comportamento del mercato, risultano saturate:

- la sezione Nord-Centro Nord, quasi esclusivamente nel verso nord-sud, a causa della localizzazione non uniforme delle varie tipologie delle unità di produzione al nord e al centro del Paese, che si riflette sulle strategie di offerta di vendita da parte dei produttori;
- le sezioni che limitano i poli di generazione Brindisi e Rossano verso la zona Sud e quello di Priolo verso la Sicilia;
- la sezione Sicilia – Calabria in entrambi i versi, con il maggiore differenziale di prezzo tra le zone coinvolte, a testimonianza di problemi principalmente strutturali;
- la sezione Sardegna – Continente, con un significativo differenziale di prezzo lato offerta.

Le congestioni rilevate sulla rete primaria hanno una serie di implicazioni negative: limitano la competizione in alcune zone riducendo l'efficienza e l'economicità del sistema, non consentono di sfruttare a pieno la capacità produttiva potenzialmente disponibile e talvolta scoraggiano l'ingresso di nuova capacità, con maggiori rischi per la copertura in sicurezza del fabbisogno.

Analisi dei livelli di contendibilità sul MGP

La concorrenza lato produzione è associata innanzitutto alla disponibilità sul mercato di capacità produttiva offerta da diversi operatori ed effettivamente selezionabile per soddisfare la richiesta, ossia alla reale possibilità per i produttori di contendersi la domanda.

Le analisi effettuate in passato dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas hanno consentito di rilevare alcune deficienze strutturali della rete, evidenziando le esigenze generali di rinforzo che scaturiscono, al fine di migliorare i livelli di concorrenza nel presente assetto del mercato (cioè con gli attuali operatori e con l'attuale parco produttivo).

Si è potuto verificare che, a parità di offerta di acquisto e vendita, miglioramenti della contendibilità del mercato sono possibili a seguito del potenziamento delle linee di interconnessione tra zone caratterizzate da diversi livelli di indispensabilità degli operatori e, in particolare, dell'operatore maggiormente dominante.

In base a tale criterio, gli interventi di potenziamento della RTN maggiormente efficaci da attuare sono, nell'ordine crescente di significatività, relativi alle seguenti sezioni:

- Nord – Centro Nord (collegamento diretto);
- Centro Nord – Sardegna (collegamento indiretto);
- Calabria – Sicilia (collegamento diretto).

Si ritiene opportuno precisare che i risultati di tali analisi sono applicabili alle problematiche di breve termine, mentre vanno sostanzialmente riviste alla luce degli scenari previsionali di sviluppo del sistema elettrico nazionale, in particolare quelli di medio-lungo periodo. Infatti, tali valutazioni possono essere modificate in modo significativo se si considerano le importanti differenze nella distribuzione territoriale e nella titolarità della capacità di generazione che si verrà a determinare nell'orizzonte di Piano.

2.3.3 Unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico

Le unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico (UPESS) sono le unità produttive rilevanti indispensabili, anche per periodi limitati dell'anno, per la gestione in sicurezza della rete e l'alimentazione dei carichi.

L'individuazione di unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico si rende necessaria perché nell'attuale configurazione della rete non vi sono alternative all'utilizzo dei gruppi di generazione in questione. Le unità individuate come essenziali restano tali fino a quando l'adeguamento e lo sviluppo del sistema (attraverso la costruzione di nuove linee, il potenziamento delle trasformazioni, la disponibilità di nuova capacità di generazione, ecc.) non rimuovano le cause che vincolano la loro presenza in servizio.

Di seguito sono elencate le unità di produzione idroelettriche (quasi tutte concentrate al Nord, per un totale di circa 200 MW, cfr. **Tabella 2**) e termoelettriche (per complessivi circa 220 MW, cfr. **Tabella 3**) essenziali a garantire la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico, con l'indicazione delle motivazioni che ne rendono attualmente indispensabile l'utilizzazione e delle soluzioni di sviluppo previste per il superamento delle attuali carenze infrastrutturali (descritte in dettaglio nell'allegato del presente PdS e nei precedenti Piani di Sviluppo, se relative a impianti della RTN).

Gli interventi per la rimozione dei vincoli di essenzialità da una parte consentono di ottimizzare dal punto di vista dei costi di produzione la programmazione degli impianti, dall'altra rendono più robusto il sistema elettrico nel suo complesso, in quanto meno dipendente da specifiche risorse.

Tabella 2 - Unità idroelettriche essenziali per la sicurezza del sistema elettrico

Nome	Motivazioni
Gressoney UP 1	La centrale alimenta la rete a 132 kV della Valle di Gressoney in Val d'Aosta, costituita da un'unica linea per la quale la centrale costituisce unica riserva.
Perreres UP 1	La centrale alimenta la rete a 132 kV della Valtournanche in Val d'Aosta e costituisce unica riserva per i carichi localizzati in prossimità dell'impianto.
Soverzene UP 2	L'unità di produzione è uno dei quattro gruppi inseriti sull'asta del Piave ed è l'unico a erogare sulla rete a 132 kV; dei quattro gruppi è quello più utilizzato ed è impiegato per sopperire alla carenza di produzione sulla rete a 132 kV. L'assenza del gruppo comporta condizioni di esercizio critiche della afferente rete, con la necessità di ricorrere frequentemente ad assetti smagliati; l'analisi in sicurezza n-1 evidenzia una serie di sovraccarichi tali da rischiare di compromettere la continuità del servizio. Sarà possibile superare i problemi esposti in seguito alla definizione e completamento dei programmi di sviluppo della rete locale previsti nell'ambito delle attività di razionalizzazione della porzione di rete a 220 e 132 kV nell'area del Bellunese.

<i>Nome</i>	<i>Motivazioni</i>
Ampezzo UP 1	L'unità, inserita nell'asta del Tagliamento, è utilizzata per sopperire alle carenze di produzione sulla rete a 132 kV afferente e risolverne le congestioni locali. Per detta unità è atteso il funzionamento nelle punte di carico e come riserva alla locale rete a 132 kV.
Torrite UP 1	La centrale idroelettrica a serbatoio di Torrite, inserita nell'asta dei fiumi Serchio e Lima, è costituita complessivamente da tre gruppi da 27 MVA che erogano sulla rete 132 kV, (gruppi 1,2 e 3, costituenti la UP_Torrite_1). La centrale è allacciata alla rete in una posizione baricentrica rispetto al carico distribuito (province di Lucca e Pisa), e in tal senso la produzione da essa fornita risulta spesso fondamentale per contenere entro i limiti di sicurezza i valori di corrente delle direttrici AT che fanno capo alle stazioni elettriche di Marginone, Avenza e Livorno Marzocco. Sarà possibile ridurre i problemi legati alla indisponibilità del gruppo con la realizzazione degli interventi di sviluppo della RTN relativi alla realizzazione dei nuovi raccordi 132 kV di Strettoia e soprattutto della nuova stazione di trasformazione AAT/AT nell'area a ovest di Lucca, funzionale ad alimentare in sicurezza i carichi delle province di Pisa e Lucca.

Tabella 3 - Unità termoelettriche essenziali per la sicurezza del sistema elettrico

<i>Nome</i>	<i>Motivazioni</i>
Bastardo UP 1 e 2	I gruppi della centrale risultano indispensabili per il controllo dei flussi di potenza e dei profili di tensione sulla rete Umbra, almeno sino a quando non saranno completati gli interventi di potenziamento previsti nel PdS relativi all'elettrodotto a 132 kV Spoleto - Villavalle; l'utilizzazione è da prevedersi in maniera continua.
Montemartini UP 1	Il gruppo turbogas della centrale, connesso alla rete 150 kV, risulta essenziale per garantire l'alimentazione dei carichi dell'area metropolitana di Roma e per sopperire alle carenze di trasporto dell'attuale rete AT. Inoltre, è utilizzata per il controllo delle tensioni lungo le dorsali in cavo che attraversano la città.

2.3.4 Principali vincoli di esercizio nel Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD)

Nell'ambito della programmazione delle risorse necessarie per l'attività di dispacciamento, si approvvigionano, oltre alla quantità di riserva operativa necessaria per l'esercizio in sicurezza (aggiuntiva rispetto a quella disponibile in esito al MGP), anche risorse di produzione per la risoluzione di congestioni e per garantire adeguati profili di tensione.

La struttura della rete, associata alla distribuzione e all'entità dei prelievi di energia elettrica sulla medesima, richiede il funzionamento di alcune unità di produzione la cui localizzazione geografica risulta efficace alla soluzione dei vincoli imposti per la gestione in sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Il rispetto dei vincoli di dispacciamento avviene garantendo la presenza in servizio oppure, meno frequentemente, escludendo dal servizio le unità di produzione localizzate in particolari nodi della rete elettrica. Qualora la verifica della presenza o assenza in servizio delle suddette unità di produzione risulti negativa in esito al Mercato dell'energia (MGP e MA), se ne effettua la selezione sul Mercato per il Servizio di Dispacciamento, programmando un avviamento o uno spegnimento della centrale. Queste selezioni avvengono di norma nel rispetto dell'ordine di merito economico, dando priorità alle unità di produzione più efficaci alla risoluzione del vincolo, con la conseguente possibilità che restino escluse dal processo di selezione sull'MSD delle unità meno efficaci, cui corrisponderebbero invece prezzi di offerta più economici rispetto a quelli selezionati.

Qualora si renda necessario il funzionamento di unità di produzione per la gestione in sicurezza del sistema e i tempi di avviamento di tali unità non siano compatibili con la gestione in tempo reale, come nel caso di unità di tipo termoelettrico diverse dai turbogas a ciclo aperto, tale selezione viene effettuata nella fase di programmazione (ex ante) del Mercato per il servizio di dispacciamento e corrisponde ad un avviamento imposto a programma.

L'avviamento di queste unità equivale a un aumento dell'immissione di energia elettrica in rete, cui corrisponde la riduzione dell'immissione da parte di altre unità ai fini del bilancio energetico.

Per questo la presenza di avviamenti a programma rappresenta un onere per il sistema, dato il differenziale tipicamente positivo tra i prezzi offerti per la disponibilità all'aumento e quelli offerti per la disponibilità alla riduzione del livello di produzione.

Le motivazioni tecniche a cui sono riconducibili gli avviamenti effettuati nella fase di programmazione del Mercato per il servizio di dispacciamento sono:

- l'approvvigionamento dei margini di riserva a salire aggiuntivi rispetto a quanto già offerto sul MGP;
- l'indisponibilità di elementi di rete appartenenti alla rete di trasmissione nazionale all'interno delle zone di mercato;
- la risoluzione di congestioni a programma, tipicamente dovute all'indisponibilità di elementi di rete locale;
- la verifica di adeguati profili di tensione sulla rete di trasmissione nazionale.

Per quanto riguarda i margini di riserva, lo sviluppo della RTN in generale è in grado di determinare una diminuzione delle esigenze di approvvigionamento sul MSD, solo con riferimento alla interconnessione di reti isolate, e in minor misura alla rimozione delle limitazioni intrazonali che non consentono la piena utilizzazione di capacità produttiva competitiva su porzioni di rete localmente deficitarie.

Le attività di sviluppo determinano in generale una riduzione delle altre criticità sopra citate riconducibile principalmente alla più ampia fungibilità delle risorse di dispacciamento nelle zone della RTN attualmente soggette a vincoli di rete.

In particolare, il problema del controllo delle tensioni ricorre generalmente nelle ore e nei giorni di basso carico (come i giorni festivi, in cui le tensioni sono tendenzialmente elevate) o nei periodi durante i quali si registrano elevati prelievi di energia (come nel periodo estivo, in cui la richiesta di potenza reattiva è maggiore e le tensioni tendono ad abbassarsi).

Di seguito si riporta il risultato di analisi sulle dinamiche di offerta sul MSD di quelle unità di tipo termoelettrico che sono state oggetto di avviamenti imposti a programma per i suddetti motivi.

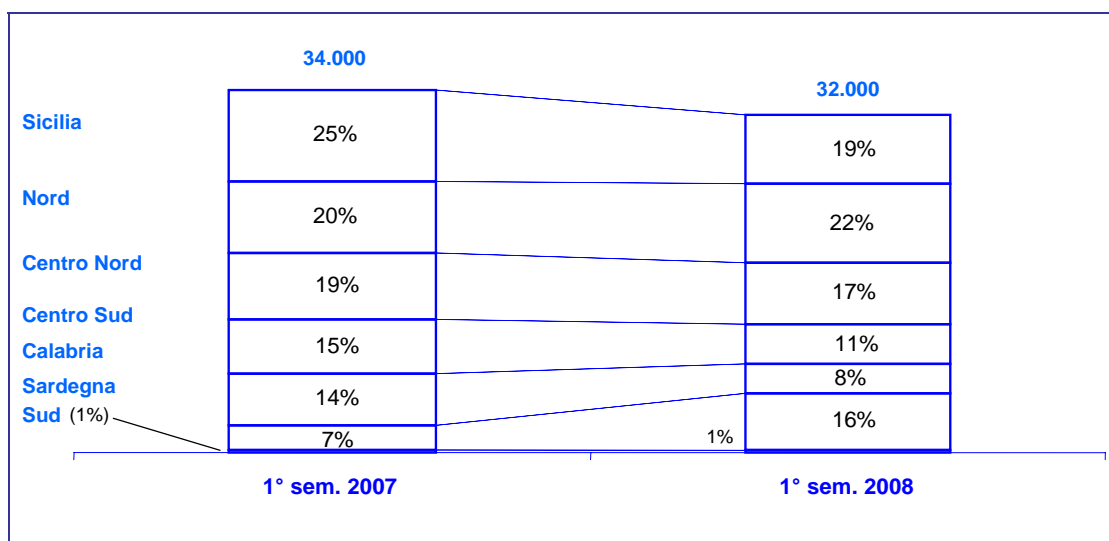


Figura 13 - Distribuzione avviamenti a programma per area di mercato

Nella **Figura 13** si riporta la suddivisione tra zone di mercato degli avviamenti di unità a programma, avvenuti - nel periodo compreso tra gennaio e giugno 2007/2008 - per le suddette motivazioni tecniche, a prescindere dall'ordine di merito economico per le sole unità termiche. Si può osservare come la gran parte degli avviamenti a programma in percentuale sia concentrata nelle zone del Nord e della Sicilia, confermando la situazione riscontrata nel 2007.

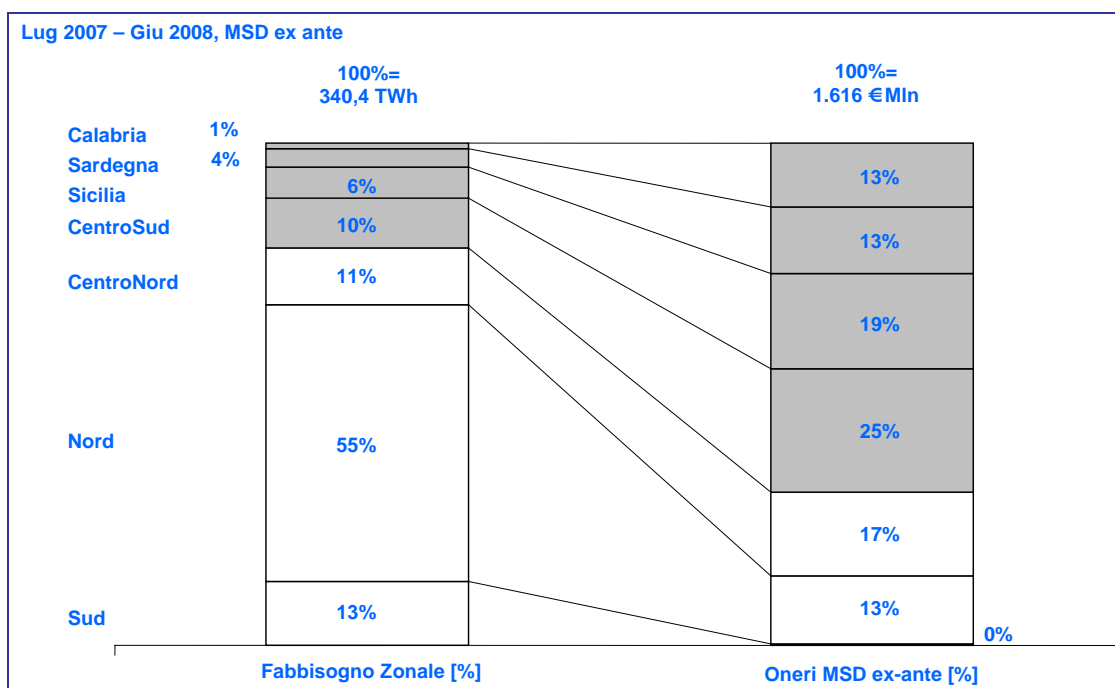


Figura 14 - Oneri MSD su consumi per zona di mercato

Ciò è in parte dovuto, da un lato alla necessità di garantire adeguati margini di riserva e disponibilità di risorse per il servizio di dispacciamento sopra citate, dall'altro alla maggiore incidenza in queste zone dei vincoli di rete e problemi di tensione che condizionano l'impiego degli impianti di produzione. Rispetto allo stesso periodo del 2007, si è verificato un forte aumento degli avviamenti a programma nella zona Sardegna, causato dall'indisponibilità di alcuni gruppi di produzione, e nella zona Nord, dovuti principalmente ai transiti di potenza tra il nord Ovest ed il Nord Est.

Nella **Figura 13** è indicata la ripartizione nelle diverse zone di mercato degli oneri associati ai suddetti avviamenti a programma di unità produttive nel MSD, confrontati con la previsione di domanda zonale utilizzata ai fini dello svolgimento del MSD. Questa figura si riferisce al periodo luglio 2007 - giugno 2008.

In particolare l'onere associato agli avviamenti a programma è stato valutato considerando quale onere unitario da applicare alla quantità in avviamento, il differenziale tra il prezzo offerto a salire dell'unità avviata, che Terna riconosce alle unità avviate, e il prezzo medio a scendere contestualmente registrato sul MSD, che Terna riceve dalle unità selezionate a scendere per bilanciare le azioni di avviamento e riportare in equilibrio il sistema.

Dalla **Figura 14** si può notare come il 70% degli oneri di dispacciamento venga generato dalle Isole, dal Centro Sud e dalla Calabria, che rappresentano complessivamente il 21% del fabbisogno di energia elettrica del Paese. Rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, si è verificato un aumento degli oneri dovuti al ricorso al mercato del servizio di dispacciamento pari al 10% passando da poco meno di 1.500 Milioni di Euro del periodo luglio 2006 - giugno 2007 a più di 1.600 Milioni di Euro del periodo luglio 2007 - giugno 2008. In particolare nella zona Sardegna la percentuale di incidenza sul totale degli oneri è passata dal 9% al 13%.

In particolare in Sicilia il ricorso alle risorse approvvigionate sul MSD è motivato essenzialmente da esigenze di:

- alimentazione in sicurezza del carico dell'area nord-orientale dell'Isola con adeguati margini di riserva e gestione in sicurezza della rete locale, con particolare riferimento alla necessità di garantire adeguati profili di tensione sulla rete a 150 kV del messinese;

- assicurare la riserva di potenza funzionale ad alimentare in sicurezza la rete a 150 kV del siracusano, anche in caso di fuori servizio di linee a 150 kV dell'area;
- procurare il necessario margine di riserva per la gestione in sicurezza della rete di trasporto nell'area di Palermo;
- garantire una adeguata riserva di potenza sulla rete a 220 e 150 kV che alimenta il carico dell'area occidentale dell'Isola, in particolare in occasione di indisponibilità per lavori di alcune delle linee esistenti.

In Calabria l'approvvigionamento di risorse di generazione è dovuto principalmente alle attuali carenze strutturali del sistema di trasmissione primario in AAT che collega i poli produttivi ai centri di carico della Campania. A causa dell'insufficiente capacità di trasporto della rete, occorre modulare le produzioni in alcuni nodi di rete, al fine di ridurre il rischio di transiti eccessivi sui collegamenti potenzialmente critici. Si riscontrano inoltre livelli di tensioni alti anche durante il giorno che necessitano dell'intervento di poli di produzione (Rossano, Altomonte) per regolare il reattivo.

Nella zona Centro i principali problemi che richiedono la selezione di unità sul MSD sono da attribuire:

- ai livelli di tensione non ottimali sulla rete nell'area di Roma; in particolare in condizioni di basso carico (ad esempio nel fine settimana) risulta necessario regolare la tensione utilizzando i poli produttivi dell'alto Lazio per modulare la potenza reattiva sulla rete;
- alla sicurezza di esercizio della rete primaria in Toscana e in particolare alla necessità di contenere la tensione nel nodo di Suvereto in condizioni di basso carico, regolare i transiti tra le zone di mercato Nord e Centro-Nord, assicurare in caso di gravi disservizi un efficace servizio di riaccensione della porzione della rete in questione;
- alla mancanza di una adeguata riserva di potenza per la rete locale in AT che alimenta il carico nell'area di Livorno, Pisa e Lucca.

In Sardegna le unità chiamate a produrre nel MSD sono funzionali a:

- controllare le tensioni in caso di avaria di unità di produzione nel sud dell'Isola;
- assicurare adeguati margini di riserva di potenza nella parte nord dell'Isola.

Nella zona Nord, utilizzando le risorse del MSD, essenzialmente si riescono a garantire i margini di potenza attiva e reattiva necessari sulla rete nell'area di Milano e nel nord dell'Emilia.

La macrozona Sud, comprendente la Campania, la Basilicata e la Puglia, ha un'incidenza praticamente nulla nel computo degli oneri del Mercato dei servizi di dispacciamento.

2.4 Previsioni ed evoluzione del sistema elettrico

Una efficace attività di pianificazione della rete di trasmissione considera l'evoluzione del sistema elettrico nel suo complesso, costruendo gli scenari futuri degli assetti di funzionamento della rete sulla base della stima di evoluzione di tre principali grandezze esogene:

- la crescita del fabbisogno di energia e potenza elettrica;
- lo sviluppo del parco di generazione nazionale in termini di entità, localizzazione e tipologia di impianti;
- l'incremento della capacità di interconnessione per gli scambi di energia con gli altri Paesi.

2.4.1 Previsioni della domanda di energia elettrica

Le previsioni di cui al presente paragrafo sono sviluppate con l'obiettivo di contribuire ad aggiornare il quadro di riferimento per le valutazioni relative al Piano di Sviluppo della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale, a cura Terna.

Nella presente edizione, le previsioni si estendono fino al 2018 e sono articolate:

- in energia, con riferimento al dato annuale della richiesta e dei consumi elettrici;
- in potenza, con riferimento alla punta annuale.

Per quanto riguarda la previsione della domanda elettrica si è tenuto conto della crescita contenuta realizzata nel 2007, pari a + 0,7% rispetto all'anno precedente e di un decremento pari a - 0,7% nell'anno 2008¹⁰. Tali circostanze – insieme alla previsione di un prolungamento della attuale fase recessiva – hanno comportato la riduzione delle aspettative di crescita della domanda di energia elettrica anche sul lungo termine.

Viceversa l'altro elemento di novità sottolineato nella precedente edizione – il verificarsi cioè di una punta estiva in potenza – trova conferma nel 2008 in cui la punta massima è stata quella estiva (come avvenuto nel 2006), mentre nel 2007 è stata quella invernale. Questo a riprova del fatto che, nei prossimi anni si potrà osservare l'uno o l'altro degli eventi principalmente a seconda delle particolari condizioni climatiche.

Si osserva peraltro che il tema dell'energia è sempre più all'attenzione dell'opinione pubblica e delle Istituzioni nazionali ed europee.

Senza avere la pretesa di essere esaustivi, a livello europeo è stato elaborato lo *Strategic Energy Technology Plan* (SET Plan) che, dopo la fase di individuazione degli obiettivi - nell'Action Plan erano stati a suo tempo indicati l'efficienza e il risparmio energetico – identifica nell'innovazione tecnologica la chiave per il perseguimento di tali obiettivi e per il contenimento delle emissioni di anidride carbonica.

In Italia – solo per citare le iniziative più recenti – il Rapporto annuale ENEA cura l'inquadramento nella realtà nazionale del SET-Plan. Inoltre è stata ventilata da parte delle Amministrazioni competenti la convocazione di una nuova Conferenza dell'Energia propedeutica all'adozione di una Strategia Energetica Nazionale.

Attualmente le analisi e i ragionamenti prendono in particolare considerazione due versanti, quello della generazione (opzione nucleare, emissioni, etc.) e quello del contenimento dei consumi.

Si può in generale osservare che il perseguimento di obiettivi di risparmio energetico deve poter avvenire in modo virtuoso, senza cioè limitare lo sviluppo economico ma principalmente attraverso la riduzione della quantità di energia impiegata per la produzione di beni e servizi, a parità di valore o di qualità di tali produzioni. Si tratta cioè di perseguire una *riduzione di intensità energetica*.

Nello scenario economico ora considerato si è accolta l'ipotesi, per il periodo 2007-2018, di una crescita media annua del PIL del 1,2%¹¹. Sebbene la crescita attesa non sia particolarmente sostenuta, tale previsione rimane pur sempre vicina alle stime del PIL potenziale per l'Italia.

Nel 2008 la domanda di energia elettrica è stata pari a 337,6 miliardi di kWh (TWh), con un decremento dello 0,7% rispetto all'anno precedente. Più in generale, si osserva che il sistema elettrico italiano – dopo una fase di sviluppo caratterizzata da tassi di crescita della domanda elettrica molto elevati – attraversa ormai dalla metà degli anni '80 una fase più matura, divenuta stazionaria nell'ultimo biennio.

La previsione di medio-lungo termine della domanda di energia elettrica è ottenuta a partire da una previsione dell'andamento di grandezze macroeconomiche, valore aggiunto e PIL. La grandezza che mette in relazione domanda elettrica e grandezze economiche è l'intensità elettrica¹².

Si osserva l'andamento di fondo crescente di tale indicatore, con l'esclusione delle acute fasi di ripiegamento in corrispondenza dei cosiddetti shock petroliferi degli anni '70-'80.

Le analisi sull'intensità indicano che l'energia elettrica richiesta per unità di prodotto interno lordo ottenuto è in Italia su livelli ancora relativamente più bassi rispetto agli altri Paesi maggiormente industrializzati. Mentre negli altri Paesi l'intensità viene stimata stazionaria o in calo, in Italia si mantiene ancora debolmente crescente nel periodo.

¹⁰ Dati provvisori. Fonte: Rapporto mensile sul Sistema Elettrico – dicembre 2008.

¹¹ Prometeia - Scenari di previsione - Bologna ottobre 2008 – www.prometeia.it.

¹² L'intensità elettrica è la quantità di energia elettrica (kWh) consumata da ciascun settore, per unità (Euro) del rispettivo contributo (valore aggiunto) alla formazione del PIL.

Nel 2008, sulla base dei dati ancora provvisori, in Italia si è richiesta energia elettrica per circa 0,264 kWh per ogni euro di PIL¹³, con una diminuzione dello 0,5% rispetto all'anno precedente.

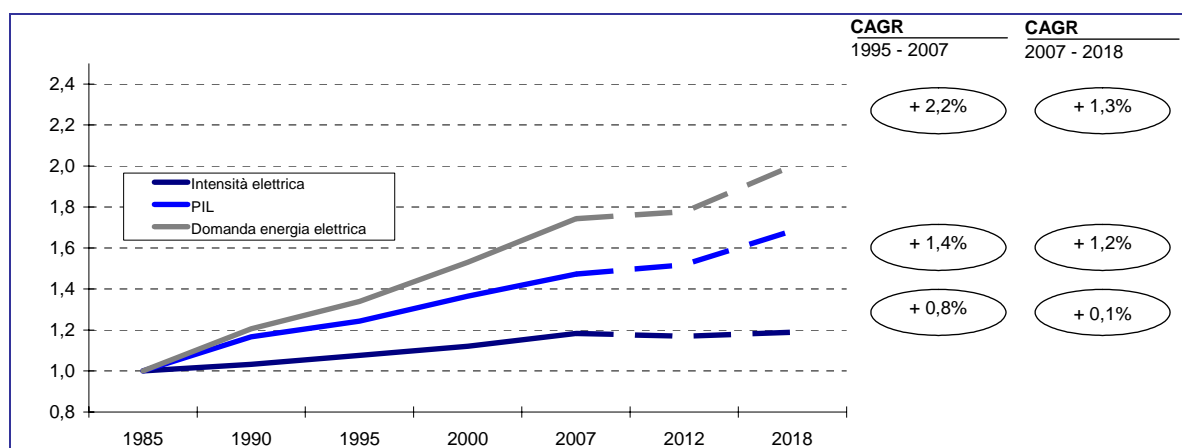


Figura 15 - Domanda di energia elettrica, PIL e Intensità elettrica

Sulla base di tali considerazioni, a fronte di uno scenario di riferimento per il medio termine (2008-2012) orientato su una stima del 0,4% annuo di crescita della domanda di energia elettrica, nelle analisi di pianificazione si attua una scelta leggermente più cautelativa, adottando – nel medesimo intervallo di medio termine – un tasso medio annuo del +0,6%.

Tenuto conto di una moderata fase di recupero negli anni successivi al 2012, nel periodo 2007 - 2018 si stima complessivamente una evoluzione con un tasso medio annuo del +1,3% in uno scenario di sviluppo corrispondente a 390 TWh nel 2018.

Nel 2012, anno intermedio al periodo 2007 – 2018, si prevede una domanda elettrica pari a 346,5 TWh con un tasso medio annuo di sviluppo 2008 – 2012 pari a +0,6%, e di 2,0% per gli anni 2013 – 2018.

In **Figura 15** sono riportati nello stesso grafico gli andamenti delle grandezze in esame: domanda di energia elettrica, prodotto interno lordo e intensità elettrica. Si distinguono – posto uguale a 1.0 il valore assunto dalle suddette grandezze nel 1985 - i consuntivi fino al 2007 e le previsioni fino al 2018.

¹³ Prodotto interno lordo ai prezzi di mercato. Valori concatenati, con anno di riferimento 2000.

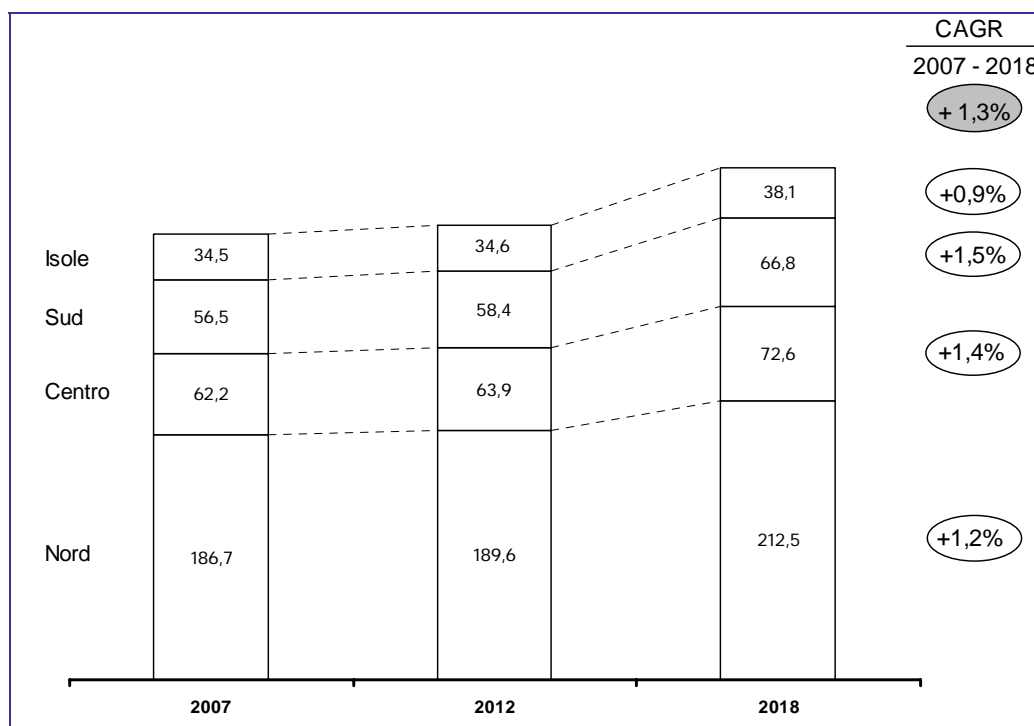


Figura 16 - Previsione della domanda nelle aree geografiche [TWh]

Rispetto ad una evoluzione ad un tasso medio annuo pari al +1,3% della domanda a livello nazionale, la crescita della richiesta relativa allo scenario preso a riferimento sull'intero periodo dal 2007 al 2018 nelle quattro macroaree geografiche non è del tutto omogenea. In particolare, la dinamica si manifesterà poco più sostenuta al Centro e al Sud - tassi medi annui rispettivamente del +1,4% e del +1,5%), un poco inferiore alla media nazionale nelle Regioni insulari (+0,9%), mentre le aree del Nord Italia si atterranno sui valori medi nazionali +1,2% (cfr. **Figura 16**).

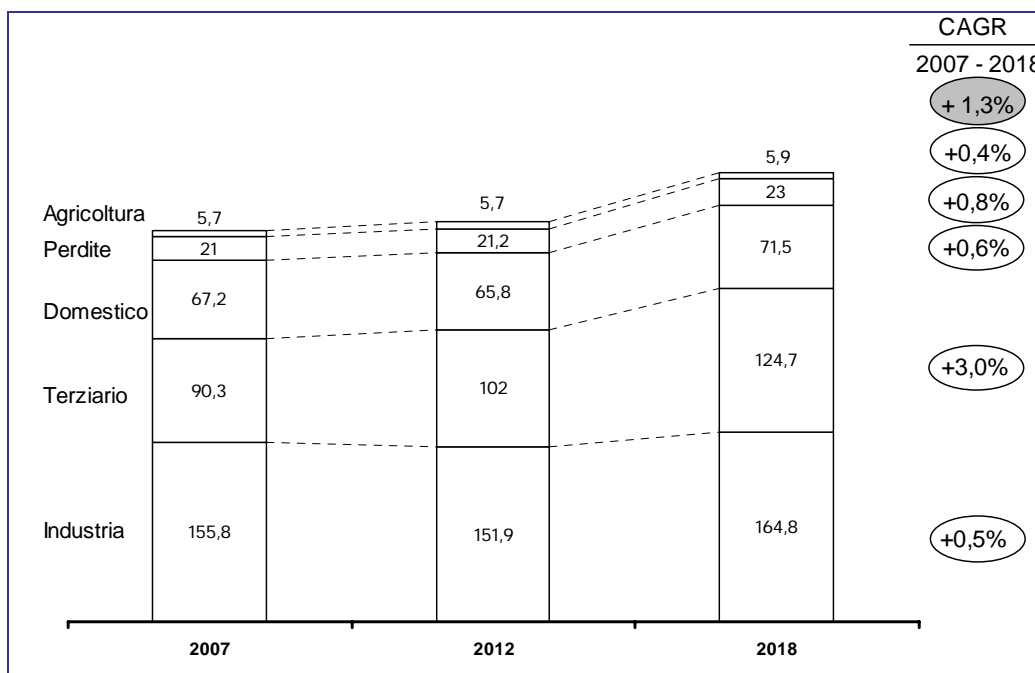


Figura 17 - Previsione dei consumi settoriali [TWh]

Per quanto riguarda i principali settori di consumo – e sempre con riguardo allo scenario di sviluppo preso a riferimento - l'industria si conferma il settore più rilevante sotto l'aspetto dei consumi elettrici: nel 2018 la sua quota di poco inferiore alla metà dei consumi, 45% circa, con uno sviluppo (+0,5%) al disotto di quello medio. Nell'ambito del settore industriale si prospetta nello stesso periodo un andamento più dinamico delle industrie non di base (per la produzione di beni finali¹⁴, ivi incluse le altre industrie) ed uno sviluppo più contenuto per le industrie dei beni intermedi¹⁵.

Il terziario, che già nell'anno 2000 aveva superato nella struttura dei consumi elettrici il settore domestico, si conferma anche nel prossimo decennio il settore più dinamico (+3,0%). Nel 2018 il settore terziario raggiungerà una quota nella struttura pari ad un terzo dei consumi (circa 34%).

Con un tasso medio annuo di crescita del +0,6% sull'intero periodo, il settore domestico verrà a detenere nel 2018 una quota dei consumi elettrici pari al 19%.

Sostanzialmente stabile il peso del settore agricolo nella struttura dei consumi (attorno al 2% del totale), in crescita nel periodo ad un tasso del +0,4% (cfr. **Figura 17**).

2.4.2 Previsioni della domanda di potenza alla punta

In **Figura 18** è riportata la serie dei valori del massimo carico annuo nell'ultimo trentennio. In Italia, la punta del sistema elettrico si è sempre manifestata in inverno, tranne che nel 2006 e nel 2008. Nel 2007, a riprova che in questi anni la tendenza al superamento della punta estiva rispetto a quella invernale non è consolidata, la punta annuale è stata in inverno allorché il 18 dicembre 2007 alle ore 17 si sono raggiunti i 56.822 MW¹⁶, con un incremento di +2,2% rispetto alla punta (estiva) del 2006. Viceversa, nel 2008 la punta massima è stata in estate con 55.292 MW e si è verificata il 26 giugno alle ore 12¹⁷.

Le previsioni della domanda di potenza sulla rete italiana sono elaborate a partire da quelle sulla domanda di energia elettrica ricavate nei paragrafi precedenti.

Definendo come ore di utilizzazione della domanda alla punta il rapporto tra la domanda annua di energia elettrica e la domanda di potenza massima, la metodologia adottata consiste in una previsione delle ore di utilizzazione della potenza alla punta, per arrivare alla previsione della potenza alla punta invernale ed estiva.

Pertanto, in considerazione della definizione data per le ore di utilizzazione della potenza alla punta, al diminuire delle ore di utilizzazione corrisponde una richiesta di potenza alla punta maggiore (e viceversa), a parità di domanda di energia elettrica.

¹⁴ Industrie alimentari, del tessile-abbigliamento e calzature, meccaniche, per la produzione di mezzi di trasporto, per la lavorazione della gomma e plastica, del legno e del mobilio, delle altre manifatturiere; include inoltre costruzioni edili, energia, gas e acqua, raffinazione, cokerie ed acquedotti.

¹⁵ Industrie dei metalli, dei materiali da costruzione, della chimica, della carta.

¹⁶ Il periodo invernale – riferito ad un certo anno – include i mesi da novembre dell'anno considerato fino a marzo dell'anno successivo.

¹⁷ Per completezza di informazione, la punta estiva del 2008 non ha fatto registrare un massimo assoluto.

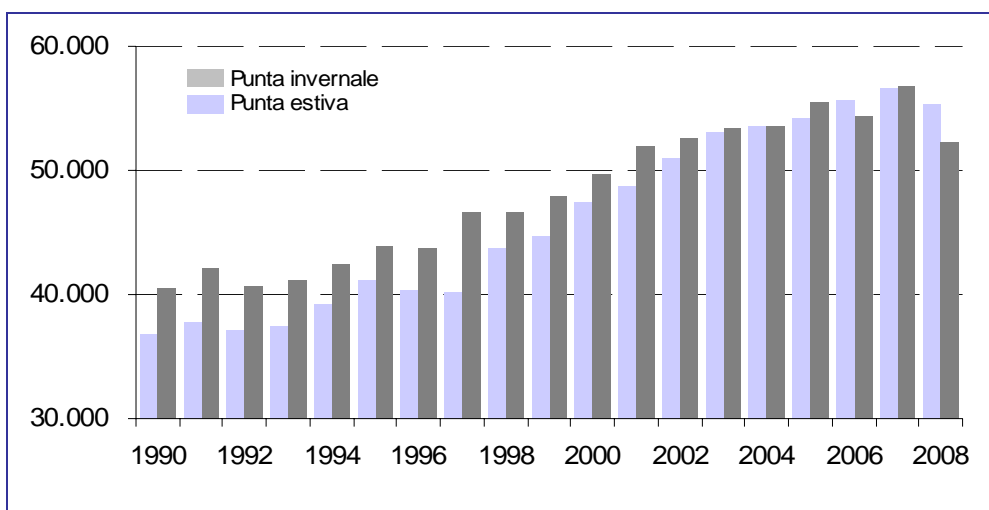


Figura 18 - Carico massimo sulla rete Italia – 1990-2008 [MW]

L'andamento storico delle ore di utilizzazione della domanda alla punta invernale (cfr. **Figura 19**) mostra che la graduale fase di crescita in atto fin dalla metà degli anni '70 si è stabilizzata all'inizio degli anni '90, toccando un massimo pari a circa 6.200 ore/anno (curva *ore invernali*). A partire dal 1992, le ore di utilizzazione della domanda alla punta invernale (media mobile) sono sostanzialmente stabili nell'intervallo tra 5.900 e 6.100 ore/anno, con una tendenza ad assumere i valori superiori dell'intervallo negli ultimi anni.

Nella stessa figura sono riportate le ore di utilizzazione della domanda alla punta estiva (curva *ore estive*). Si osserva che ad una fase di relativa stabilità attorno a 6.500 ore/anno si è sostituita nell'ultimo decennio una tendenza molto pronunciata alla diminuzione verso livelli anche inferiori a quelli delle ore invernali. Negli ultimi tre anni, questa tendenza sembra essersi leggermente attenuata.

La causa principale di questo andamento sembra dovuta principalmente a condizioni climatiche estive non particolarmente "estreme" negli ultimi anni, con l'esclusione del 2003.

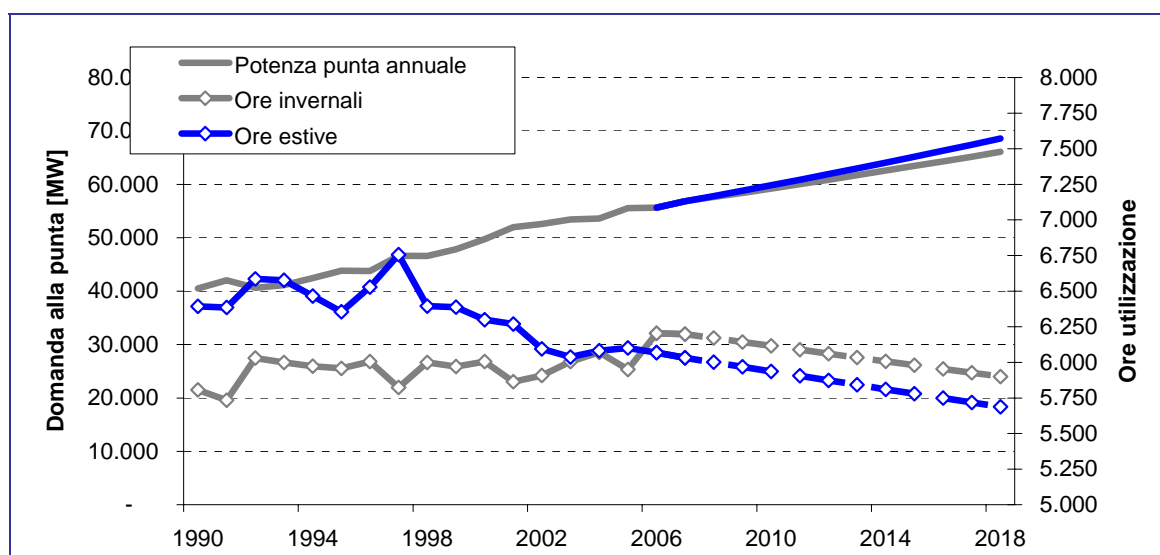


Figura 19 - Consumativi e previsioni di potenza e ore di utilizzazione

Per quanto detto in precedenza (trend di fondo delle ore invernali sostanzialmente stabile a fronte dell’analogo trend relativo alle ore estive in rapida riduzione nell’ultimo decennio), si conferma per il futuro che per la domanda elettrica la condizione di massimo fabbisogno in potenza appare quella in condizioni di estate “torrida”. Pertanto, sempre sviluppando il cosiddetto scenario di sviluppo per quanto attiene alla domanda elettrica, si stima per l’anno 2018 una utilizzazione della potenza alla punta estiva di circa 5.700 ore/anno, corrispondente ad una domanda di potenza alla punta pari a circa 69 GW (ipotesi alta), con un incremento di circa 12 GW rispetto alla punta invernale del 2007 (cfr. **Tabella 4**). Nella stessa tabella è riportata anche l’ipotesi bassa di previsione della domanda in potenza che risulta invece correlata all’ipotesi di inverno medio.

Tabella 4 - Previsione della domanda in potenza: scenario di riferimento

Anno	Potenza
2007	56.822 MW
2012 ipotesi bassa/alta	61/62 GW
2018 ipotesi bassa/alta	66/69 GW

Il grafico della **Figura 19** riassume quanto detto finora sulla domanda in potenza. In particolare, esso riporta, su due scale diverse, dati a consuntivo fino al 2007 della massima potenza annua e delle ore di utilizzazione della potenza al massimo carico estivo ed invernale; inoltre nella stessa figura sono mostrate le curve di previsione delle ore di utilizzazione nelle condizioni convenzionali di estate torrida ed inverno medio e la conseguente domanda di potenza alla punta nelle medesime condizioni.

2.4.3 Sviluppo del parco produttivo nazionale

Nel corso degli ultimi anni, si è assistito a un graduale rinnovamento del parco produttivo italiano caratterizzato principalmente dalla trasformazione in ciclo combinato di impianti esistenti e dalla realizzazione di nuovi impianti anch’essi prevalentemente a ciclo combinato.

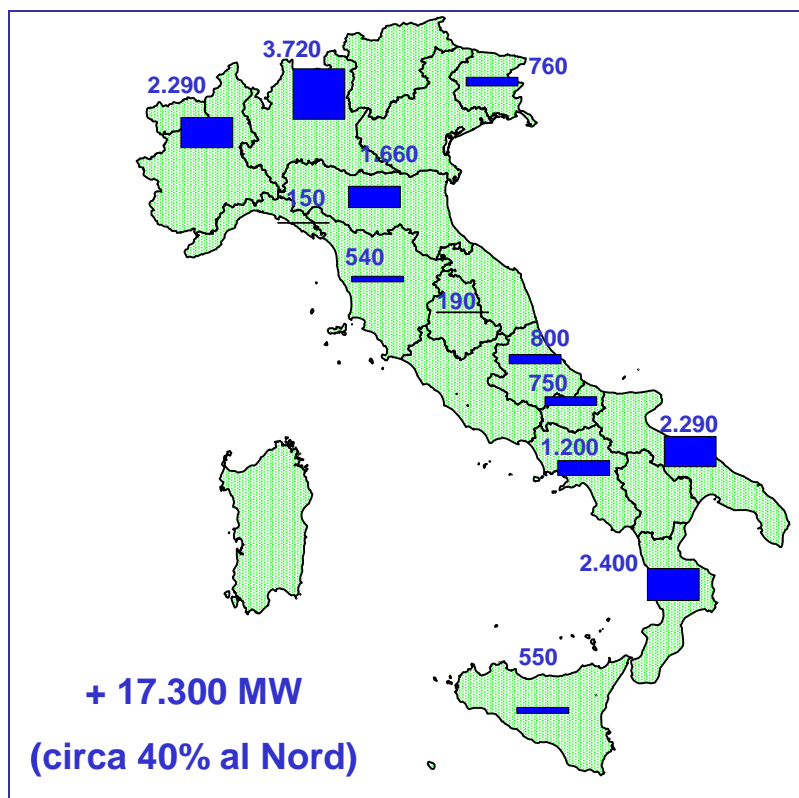


Figura 20 - Potenza da nuove centrali termoelettriche dal 2002 al 2008 [MW]

Complessivamente sono stati autorizzati, con le procedure previste dalla legge 55/02 (o dal precedente DPCM del 27 dicembre 1988), circa 45 impianti di produzione con potenza termica maggiore di 300 MW, che renderanno disponibili circa 24.000 MW elettrici.

Nella **Figura 20** e **Figura 21** viene visualizzata rispettivamente la distribuzione sul territorio dell'aumento di capacità produttiva realizzato dal 2002 al 2008 e atteso tra il 2009 e il 2012.

Circa il 40% degli impianti entrati in servizio è localizzato nell'area Nord del Paese, mentre circa il 57% degli impianti autorizzati (in costruzione o con i cantieri non ancora avviati) è concentrato nel Meridione, principalmente in Campania, Puglia e Calabria.

Come verrà meglio illustrato nel **paragrafo 2.5**, questa distribuzione di nuova potenza potrebbe determinare nel breve-medio periodo un aggravio delle congestioni del sistema di trasmissione, soprattutto sulla sezione Nord-Centro Nord. Nel lungo periodo, con l'equilibrarsi della nuova capacità produttiva e soprattutto in seguito all'entrata in servizio dei rinforzi di rete programmati, tale fenomeno dovrebbe attenuarsi, ma non si può escludere il rischio inverso che possano manifestarsi nuovi vincoli di esercizio sulle sezioni di rete interessate dal trasporto delle produzioni meridionali verso le aree di carico del Centro-Nord.

Nella **Figura 22** si riporta invece il quadro cronologico riepilogativo della nuova potenza che entrata in esercizio dagli anni 2002-2003 e che ad oggi si prevede possa essere disponibile alla fine di ciascun anno dal 2008 e fino al 2010, in base alle informazioni ricevute dalle diverse società titolari delle autorizzazioni alla costruzione ed esercizio degli impianti termoelettrici.

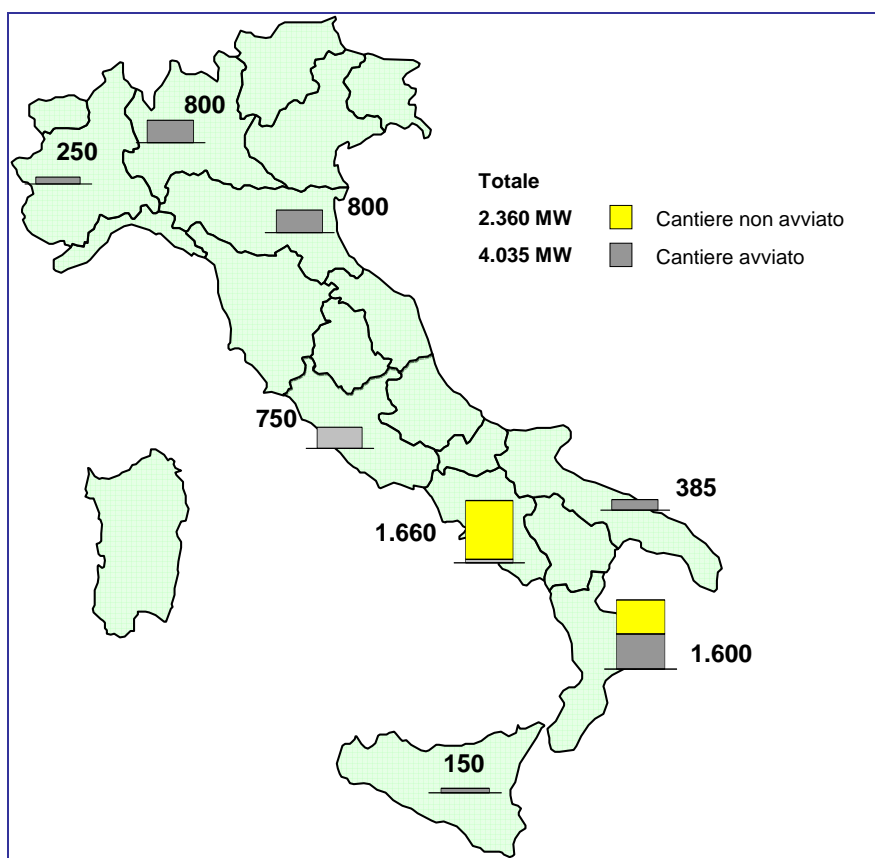


Figura 21 - Stima potenza da nuove centrali termoelettriche dal 2009 al 2012 [MW]

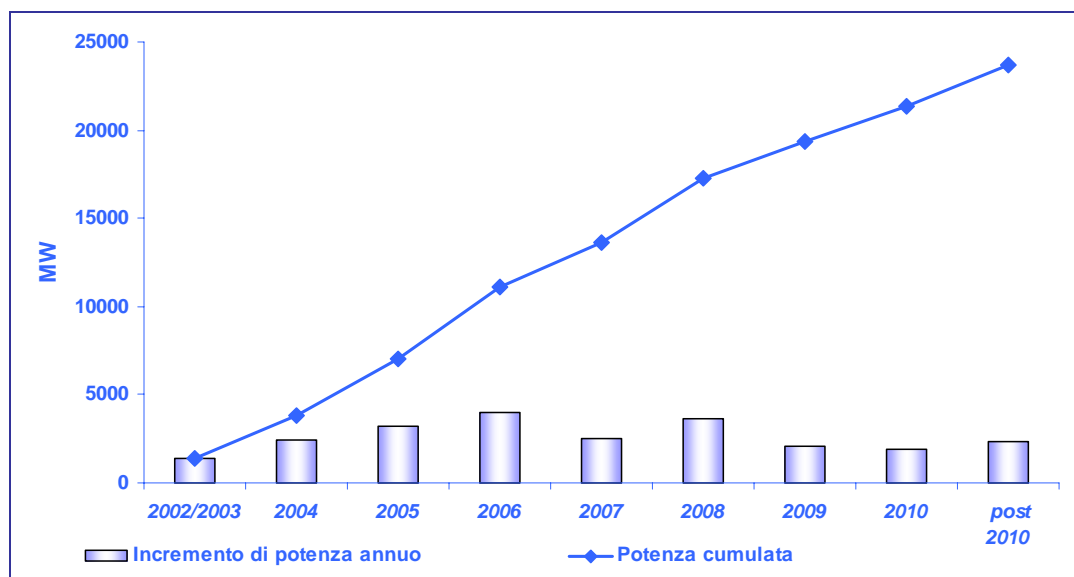


Figura 22 - Potenza annuale disponibile e cumulata entrata in servizio e previsionale

In particolare, nella macrozona Sud, rispetto alla situazione registrata a dicembre 2007, è da segnalare l'incremento della capacità produttiva da centrali entrate in esercizio di 2.350 MW (cfr. **Figura 23**) e l'incremento complessivo di circa 385 MW di potenza attualmente disponibile ed in realizzazione. In **Figura 24** si riporta la distribuzione territoriale degli impianti termoelettrici al momento in costruzione e le future iniezioni di potenza legate alla realizzazione della Merchant Line tra l'Italia e l'Albania e dall'interconnessione con il Montenegro.

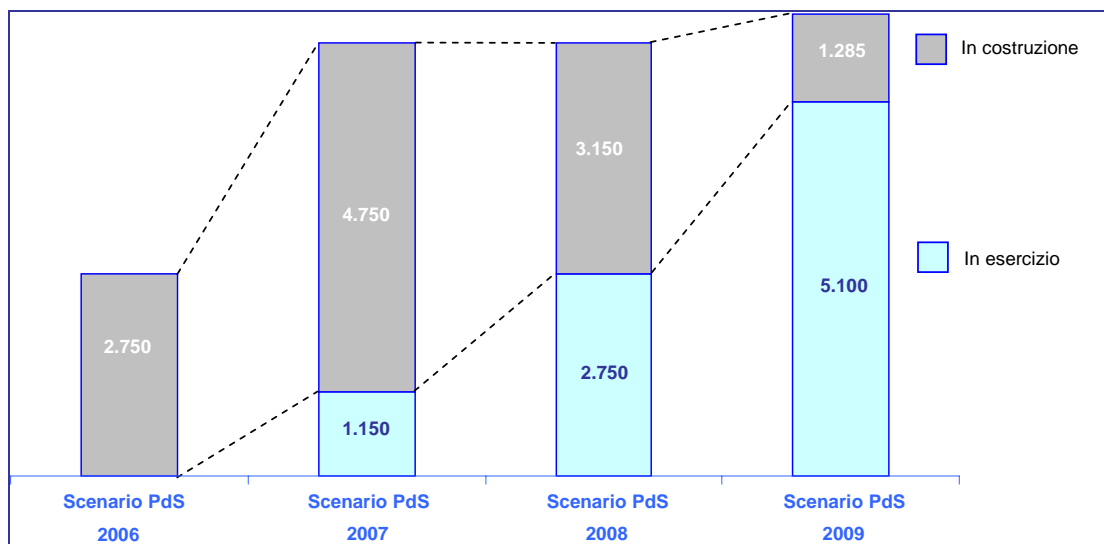


Figura 23 - Incremento capacità produttiva in realizzazione nella macro zona Sud [MW]

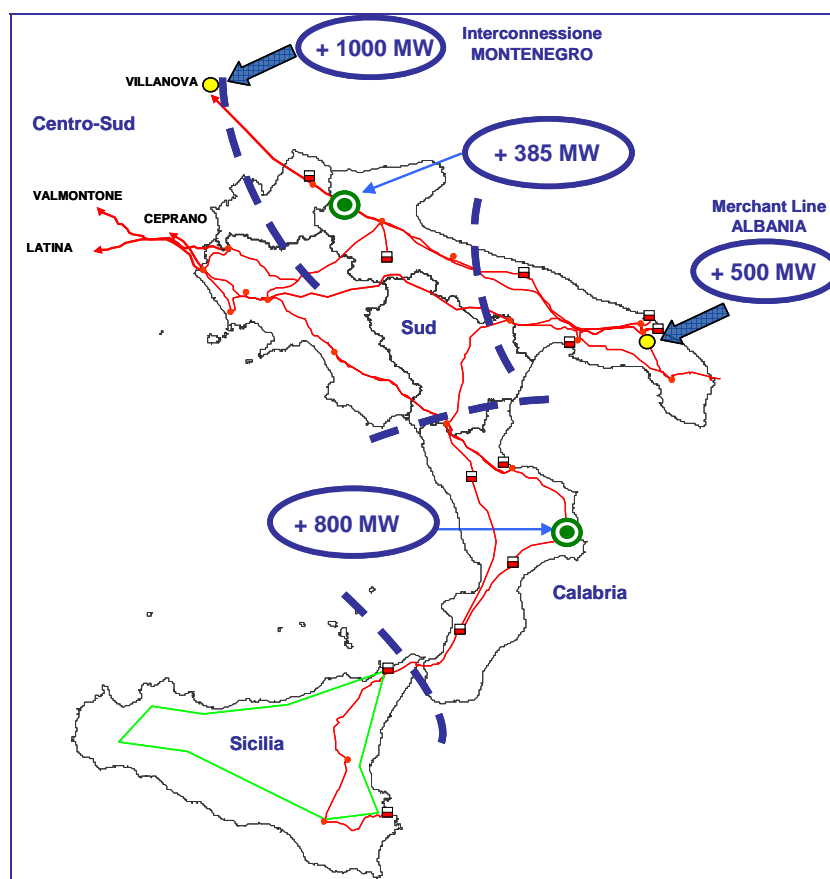


Figura 24 - Suddivisione territoriale incremento capacità produttiva in realizzazione nella macro zona Sud

Le due nuove interconnessioni HVDC sottomarine, con l'aggiunta della potenza della centrale di San Severo, la cui costruzione è cominciata nel corso del 2008 determina la necessità di sviluppare ulteriormente la rete di trasmissione del Mezzogiorno, in modo da aumentare la magliatura della rete e rendere pienamente disponibile la nuova potenza e veicolarla senza limitazioni verso i centri di carico.

Sviluppo della capacità produttiva da fonte eolica

In aggiunta agli impianti termoelettrici, si considera anche lo sviluppo di impianti da fonte rinnovabile, che nel corso degli ultimi anni hanno avuto un trend di crescita in continuo aumento. Il maggiore contributo è fornito dagli impianti eolici, la cui capacità produttiva installata è più che raddoppiata nel corso dell'ultimo triennio (cfr. **Figura 25**). Questi impianti sono tuttavia caratterizzati da una fonte primaria particolarmente discontinua che non rende possibile l'utilizzo a programma della potenza installata.

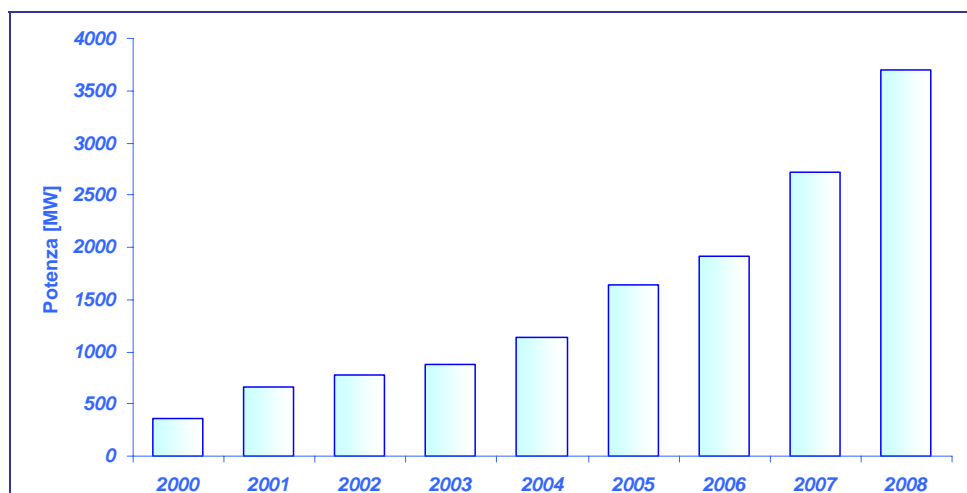


Figura 25 - Crescita della capacità produttiva da fonte eolica nel periodo 2000-2008¹⁸

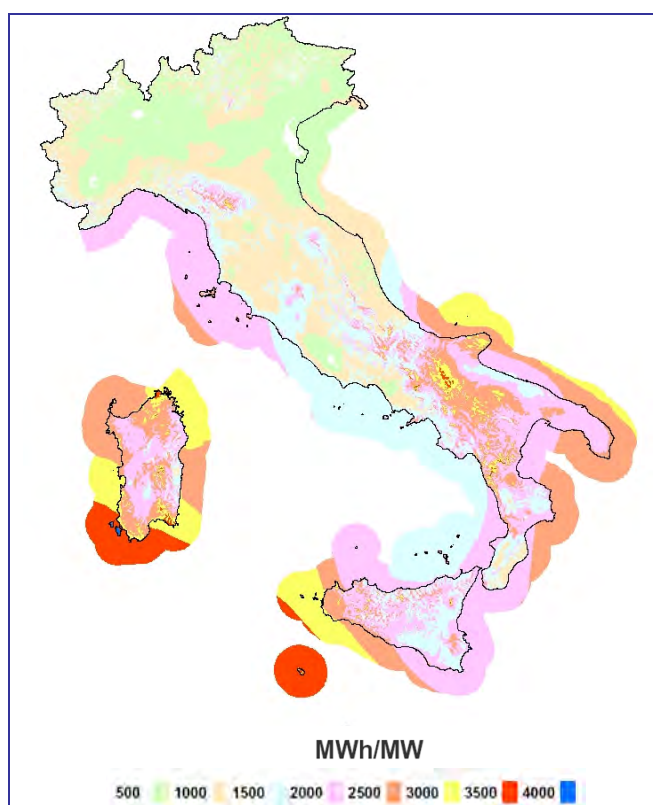


Figura 26 - Mappa eolica della producibilità specifica a 75 m dal suolo

¹⁸ Dati 2008: provvisori.

In **Figura 26** è riportata la mappa della producibilità specifica della fonte eolica sul territorio italiano (fonte: Atlante Eolico dell'Italia – Ricerca di Sistema), dalla quale si evince che le aree ventose e quindi ottimali per installazioni di impianti eolici sono maggiormente concentrate nel Centro-Sud e nelle Isole Maggiori. La maggior parte delle richieste di connessione pervenute a Terna riguarda impianti localizzati in tali aree.

In totale le richieste di connessione di impianti eolici alla rete elettrica di trasmissione nazionale ammontano a oltre 50.000 MW come evidenziato nella **Figura 27** nella quale è riportato il numero delle richieste di connessione valide pervenute a Terna al 31/12/2008.

Tuttavia statisticamente il numero di impianti effettivamente realizzati risulta inferiore rispetto alle richieste e pertanto non è semplice definire uno scenario attendibile che mostri l'evoluzione futura del parco produttivo eolico.

Al fine di avere un'idea della capacità che presumibilmente entrerà in servizio nel prossimo triennio, è possibile considerare gli impianti per i quali sono stati assunti dai proponenti impegni economici a copertura degli oneri di connessione alle reti di trasmissione e di distribuzione, mentre al fine di individuare uno scenario di sviluppo degli impianti eolici al 2013/2014 si possono considerare gli impianti che hanno accettato la soluzione di connessione e sottoscritto impegni per la progettazione di massima.

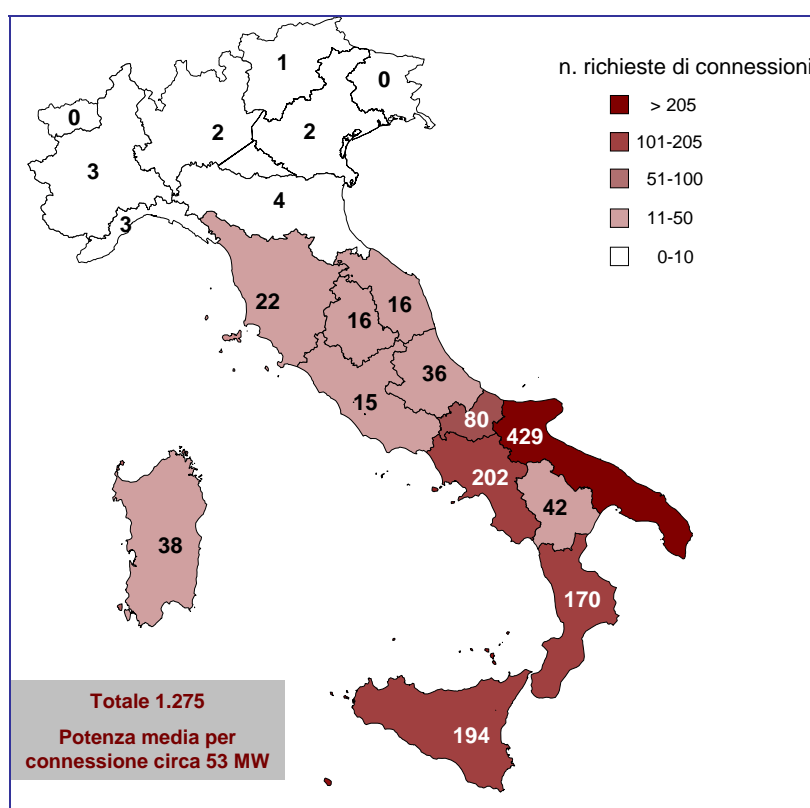


Figura 27 - Richieste di connessione di impianti eolici al 31 dicembre 2008

Nella **Figura 28** è rappresentata, per ogni regione, la potenza totale degli impianti eolici ipotizzabile al 2010/11, ottenuta sommando gli impianti in servizio al 2008 e quelli che hanno assunto, come detto, impegni economici con i gestori di rete. Nella stessa figura è riportata l'analoga distribuzione territoriale al 2013/2014.

Si può osservare che la maggior parte degli impianti risultano localizzati nel Mezzogiorno e nelle Isole maggiori e che in totale si prevedono nel medio periodo circa 6.000 MW di impianti eolici. Particolarmente significativa è la situazione nel lungo termine delle isole maggiori, della Puglia, Calabria e Campania che risultano i territori più favorevoli dal punto di vista della disponibilità del vento e nelle quali sarà installato circa la metà di tutti gli impianti eolici italiani.

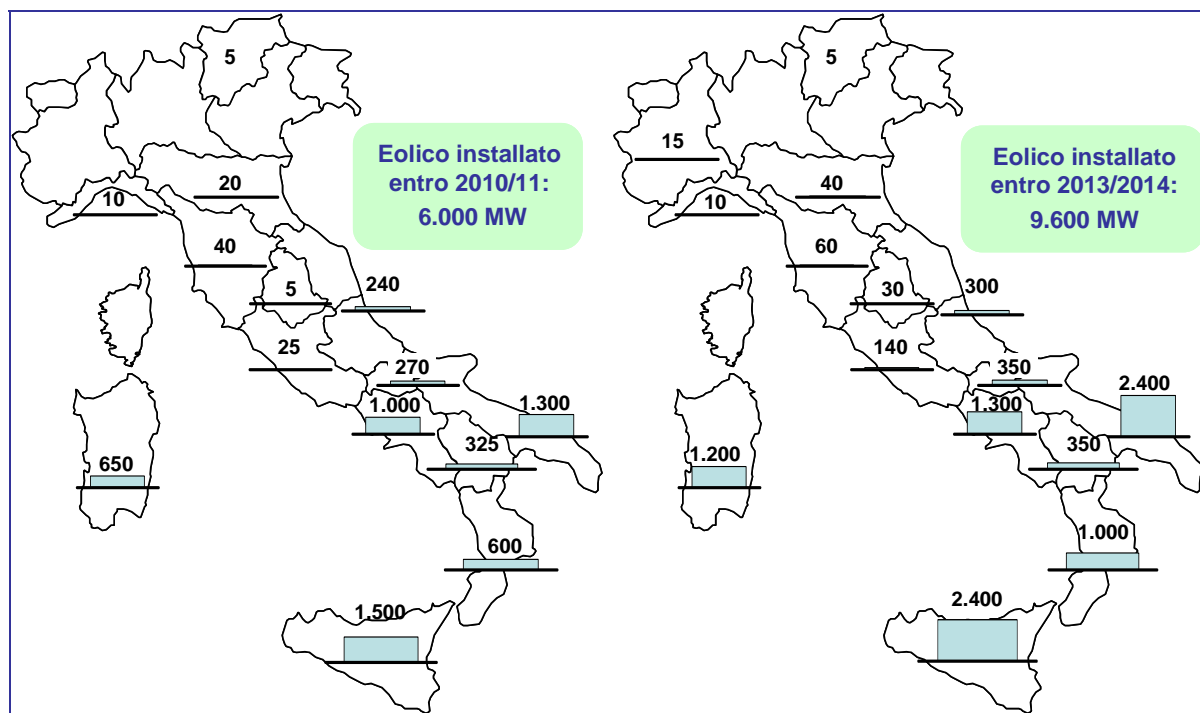


Figura 28 - Previsioni di capacità produttiva da centrali eoliche [MW]¹⁹

Scenari evolutivi sulla generazione delle fonti rinnovabili in Italia al 2020

Le nuove politiche energetiche messe in atto dalla Comunità Europea (EC) sono tese prevalentemente a migliorare l'efficienza energetica e ad incentivare l'introduzione di tecnologie con minori emissioni di carbonio. L'obiettivo principale è quello di ridurre le emissioni di gas serra, attraverso l'impiego di tecnologie di generazione sempre più efficienti ed allo sfruttamento di produzioni da fonti rinnovabili sempre più innovative.

Gli obiettivi del pacchetto energia – cambiamenti climatici sono stati definiti dal Consiglio europeo nel marzo 2007. Ci si propone, entro il 2020, di:

- ridurre del 20% le emissioni di gas serra, da portare al 30% in caso di accordo internazionale post Kyoto;
- grazie ai progressi tecnologici²⁰ portare al 20% la quota di energie rinnovabili sul consumo di energia;
- migliorare del 20% l'efficienza energetica.

Pertanto nello scenario energetico europeo e nazionale è previsto un forte sviluppo degli impianti di produzione da fonti rinnovabili e delle tecnologie pulite del carbone.

La possibilità di espandere le energie rinnovabili in Italia deve tener conto della particolare configurazione del nostro territorio, della migliore collocazione della distribuzione territoriale delle fonti primarie rinnovabili (in particolare sole e vento), dei vincoli paesaggistici e della struttura della rete elettrica.

Nella **Tabella 5** è riportata una stima ANEV sul potenziale eolico italiano al 2020.

¹⁹ Gli scenari sono elaborati secondo i seguenti criteri: al 2010/11 gli impianti che hanno sottoscritto impegni economici con Terna o ENEL Distribuzione ed al 2013/14 il 50% degli impianti che hanno accettato la soluzione di connessione e sottoscritto impegni per la progettazione di massima.

²⁰ I progressi tecnologici hanno permesso, ad esempio, di aumentare di 100 volte la potenza delle turbine eoliche, portandola in 20 anni da un valore di 50 kW a 5 MW per unità e riducendone i costi del 50%. In questo modo, la capacità installata è aumentata di 24 volte negli ultimi dieci anni ed è ora arrivata in Europa a 40 GW, corrispondente al 75% della capacità globale.

Tabella 5 - Potenziale eolico regionale (fonte ANEV)

<i>Regione</i>	<i>Ipotesi studio ANEV 2008 (MW)</i>	<i>Produzione (TWh)</i>
Puglia	2.070	3,52
Campania	1.915	3,26
Sicilia	1.900	3,23
Sardegna	1.750	2,98
Marche	1.600	2,72
Calabria	1.250	2,12
Umbria	1.090	1,85
Abruzzo	900	1,53
Lazio	900	1,53
Basilicata	760	1,29
Molise	635	1,08
Toscana	600	1,02
Liguria	280	0,48
Emilia	200	0,34
Altre	150	0,25
Totale	16.000	27,20

In particolare in Italia il grosso del potenziale rinnovabile si concentra, diversamente dal passato nelle regioni del Sud dove è necessario creare le condizioni più idonee al fine di permettere lo sviluppo delle nuove iniziative, rendendo prioritari gli investimenti di sviluppo della RTN finalizzati a garantire la produzione degli impianti in servizio e a favorire la connessione del futuro parco di generazione.

2.4.4 Interventi di sviluppo diretto per il potenziamento della capacità di interconnessione con l'estero

Nella definizione degli scenari di sviluppo finalizzati alla previsione dell'evoluzione del sistema elettrico, sono tenute in considerazione anche le proposte di realizzazione di interconnessioni private con l'estero (di seguito interconnector), avanzate secondo il quadro normativo comunitario e nazionale vigente.

Il D.M. 21 ottobre 2005 stabilisce, infatti, modalità e criteri per il rilascio dell'esenzione dalla disciplina che prevede il diritto di accesso a terzi per linee di interconnessione in corrente continua o alternata che colleghino nodi - a tensione superiore o pari a 120 kV - appartenenti a reti elettriche di Stati diversi realizzate da soggetti non titolari di concessioni di trasporto e distribuzione di energia elettrica.

Al fine di valutare l'impatto di tali interconnector privati sul sistema di trasmissione ed effettuare una stima preliminare dell'incremento di capacità di trasporto registrabile in import nel sistema elettrico italiano, sono state condotte attività di modellazione ed esame sia di uno scenario di breve-medio termine, sia di uno di più lungo periodo, avvalendosi anche di studi precedentemente elaborati nell'ambito di indagini sempre incentrate sulla valutazione del rafforzamento dell'interconnessione della rete italiana con quella dei sistemi elettrici confinanti.

Tenuto conto delle linee di interconnessione private già autorizzate e che alcuni interconnector presentano un iter autorizzativo già avviato e/o semplificato e che alcuni proponenti hanno già coinvolto i gestori delle reti di trasmissione interessate, entro il breve-medio termine possono prevedersi alla frontiera Nord interconnector privati che apportino un incremento di capacità stimabile in un valore compreso tra i 1.000 e i 2.000 MW. Tale valore è suscettibile di modifiche anche in base alla variazione dei punti di connessione degli interconnector e in base al mancato completamento di interventi di sviluppo interni previsti nello stesso arco temporale.

Lo scenario di riferimento di lungo termine risulta più complesso anche perché lo spazio per ulteriori interconnector - specie sul livello AAT - appare strettamente legato all'evoluzione degli studi e degli interventi allo stato attuale previsti nel Piano di Sviluppo, anche con riferimento agli sviluppi interni della RTN.

2.5 Criticità previste ed esigenze di sviluppo della RTN

Nel presente paragrafo si descrivono le esigenze e le criticità della RTN rilevate mediante studi di rete nell'assetto previsionale. Sono state infatti analizzate, attraverso simulazioni di possibili scenari futuri, le aree dove, a seguito dell'incremento del fabbisogno stimato e/o della prevista entrata in servizio di nuove centrali autorizzate, potrebbero verificarsi violazioni dei limiti di funzionamento a rete integra (violazioni in condizioni N) o nell'esercizio in emergenza con un elemento di rete fuori servizio (violazioni in N-1).

2.5.1 Copertura del fabbisogno nazionale

Uno dei principali obiettivi dello sviluppo della rete è quello di garantire la copertura del fabbisogno nazionale, mediante la produzione di energia elettrica con adeguati margini di riserva e di sicurezza.

Negli ultimi anni (cfr. **par. 2.4.3**) si è assistito a un graduale processo di rinnovamento del parco di produzione italiano, che continuerà nel prossimo decennio con la realizzazione delle centrali di produzione autorizzate. Integrando tali informazioni con le previsioni sull'import e con le caratteristiche del parco produttivo attuale e confrontando i risultati ottenuti con la stima di crescita del fabbisogno di energia elettrica, si è in grado di valutare l'esistenza o meno di criticità relative alla copertura delle punte di potenza con i margini di riserva richiesti (circa 20% nel Continente, 30% in Sicilia e 80% in Sardegna).

Come già accennato nel **paragrafo 2.3.1**, è inoltre opportuno considerare l'ulteriore variabile relativa alla disponibilità di energia all'estero. Nonostante si preveda un incremento sostanziale di capacità produttiva nell'Europa centro-meridionale (cfr. **Figura 29**) è ragionevole prevedere anche l'eventualità di una ridotta disponibilità di import alla frontiera Nord, solo parzialmente compensata dai probabili investimenti in interconnessioni HVDC sottomarine con i paesi del Sud-Est Europa e con il Nord Africa.

Analizzando gli attuali transiti su tutta la frontiera nord (**paragrafo 2.5.3**) emergono dei periodi in cui i flussi di potenza sono nettamente inferiori all'NTC allocata sulla stessa frontiera. Questo effetto unitamente a quanto detto precedentemente può portare a considerare anche scenari futuri che prevedono un ridotto import dalla frontiera nord.

Per identificare gli scenari rilevanti per la pianificazione della rete è necessario combinare le previsioni di evoluzione della domanda con le previsioni di evoluzione della generazione. Lo sviluppo del parco produttivo nazionale tuttavia è legato da un lato alla consistenza degli impianti autorizzati, dall'altro alla probabilità che tali impianti vengano effettivamente realizzati. In particolare, questa ultima circostanza è tanto più probabile quanto maggiore è la crescita del fabbisogno e la capacità della rete di trasportare le nuove potenze.

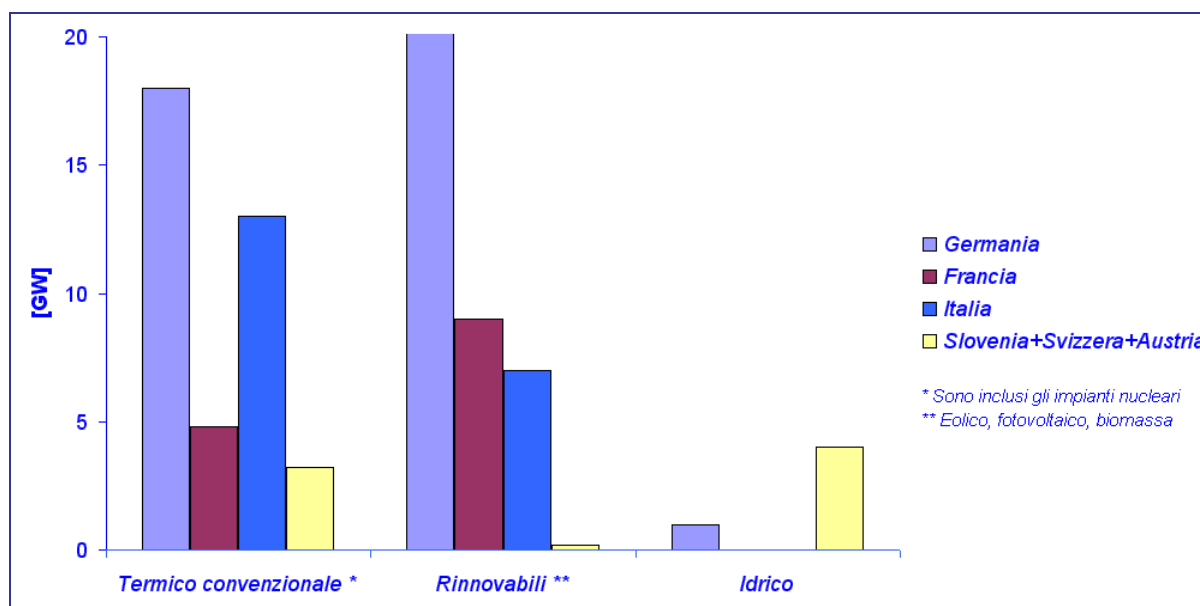


Figura 29 - Incremento di capacità produttiva in Europa centro-meridionale, 2007-2013
(FONTE: UCTE Central South Regional Forum)

La combinazione di previsioni di domanda, ipotesi di sviluppo della capacità produttiva e di disponibilità di potenza all'estero porta all'individuazione dei due scenari rilevanti di seguito descritti.

Il primo (*scenario A*) è caratterizzato da una bassa crescita del carico (coerente con il valore minimo del *range* indicato nel **paragrafo 2.4.2**), dall'entrata in servizio delle sole centrali in fase di realizzazione e da ridotti livelli di importazione alla frontiera nord. Non considerando in servizio parte delle centrali autorizzate e prevedendo una minore disponibilità di import, lo scenario in questione è quello cui si hanno meno margini di riserva disponibile.

Il secondo (*scenario B*) è contraddistinto dalla massima crescita del carico, dalla realizzazione di tutte le centrali attualmente in costruzione e previste (considerando anche le centrali che ad oggi non hanno avviato il cantiere) e con una disponibilità di potenza dall'estero coerente con i previsti sviluppi della capacità di interconnessione. Questo scenario, che associa la massima crescita del fabbisogno ad un'elevata disponibilità di capacità produttiva ed import, è quello in cui si ha la massima disponibilità di riserva necessaria alla copertura del fabbisogno.

Nella **Figura 30** è riportata la proiezione dei margini di riserva disponibili nei prossimi 10 anni, determinata in assenza di sviluppo di rete, nei due scenari su descritti. Si può osservare come nell'arco di circa sette anni (scenario A) i benefici derivanti dall'ingresso dei nuovi impianti di produzione sarebbero vanificati dall'incremento della domanda e dalla presenza di limitazioni di rete, che non permetterebbero il pieno sfruttamento delle centrali. Infatti la nuova capacità di generazione risulterà in buona parte operativa in zone della rete già congestionate o talvolta prossime ai limiti. Inoltre a partire dal 2016 i rischi di non fare fronte alla punta sarebbero particolarmente alti e non si può escludere l'eventualità che il sistema elettrico si trovi in condizioni simili a quelle sperimentate nel 2003, allorché si è dovuto ricorrere preventivamente al distacco di parte del carico. La curva rappresentativa dello scenario A presenta un lieve decremento tra il 2007 ed il 2008 giustificato dal fatto che si sono realizzate centrali in zone attualmente congestionate e che non hanno visto concretizzarsi interventi di rete tali da ridurre gli attuali vincoli. Nello scenario B permangono i problemi evidenziati e le criticità si manifestano oltre il 2018.

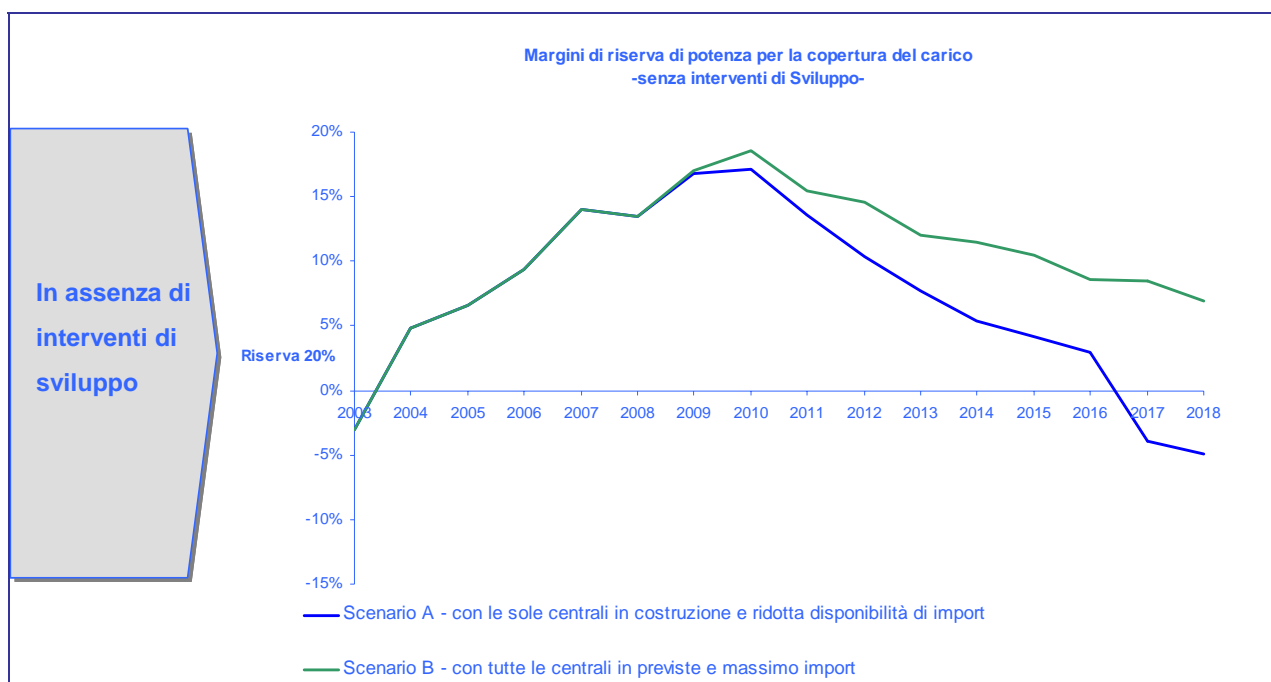


Figura 30 - Margini di riserva di potenza per la copertura del carico

È necessario pertanto intervenire per rinforzare le sezioni critiche, ridurre o rimuovere i vincoli che condizionano e condizioneranno il funzionamento di impianti di generazione nuovi ed esistenti e realizzare ulteriori collegamenti con quei Paesi che presentano un surplus di capacità produttiva, rendendo così pienamente disponibili ulteriori quantitativi di potenza indispensabili per il soddisfacimento della domanda di energia del Paese.

Adeguatezza del parco produttivo italiano nel lungo termine

Lo sviluppo di nuove centrali di generazione non avviene più sulla base di piani nazionali centralizzati, ma a seguito delle iniziative delle varie società di produzione che, normalmente, per la definizione dei piani di investimento fanno riferimento ai segnali di mercato previsti nel breve – medio periodo, che permettono di stimare il prezzo atteso del kWh.

Questo approccio associato ai tempi non trascurabili di autorizzazione e realizzazione di una centrale rischia di creare dei cicli di surplus/deficit dell'offerta di generazione, denominati "boom-bust cycles", che si ripercuotono negativamente sull'affidabilità complessiva del sistema elettrico.

Alla luce di questi possibili rischi è stata svolta un'analisi – con approccio probabilistico - finalizzata a valutare gli indici di adeguatezza della generazione su orizzonte temporale predefinito, in modo anche da anticipare alle istituzioni interessate opportuni segnali relativi alla capacità di generazione aggiuntiva necessaria per garantire i livelli di adeguatezza richiesti (cfr. Deliberazione AEEG 48/04) in assenza di importazione dall'estero e senza considerare la rete di trasmissione e le relative perdite.

L'analisi prende in esame un modello del parco produttivo italiano all'anno orizzonte 2018 confrontandone i risultati ottenuti con i dati storici.

Gli scenari analizzati al 2018 sono due:

- scenario denominato *base* in cui si considerano solo nuovi impianti la cui entrata in servizio è ragionevolmente sicura nel quale si è assunto per il nuovo parco di generazione: 11 GW di nuovi impianti e 10 GW di rinnovabile totale; mentre si assume la dismissione di 5 GW di generazione convenzionale ed il dimezzamento di generazione da CIP6 per cessazione incentivi.
- scenario denominato *ottimale* in cui, oltre alla nuova generazione dello scenario *base*, si considerano ulteriori fonti di generazione la cui entrata in servizio è stimata necessaria.

Per l'anno 2018 è stato considerato un picco di carico pari a 74 GW.

A fronte delle nuove stime dei tassi di crescita del picco di carico, i risultati ottenuti potrebbero riferirsi a scenari successivi al 2020. e quindi da considerarsi cautelativi se considerati all'anno orizzonte 2018.

I risultati nello scenario *base* (**Tabella 6**) mostrano un'incapacità del sistema a soddisfare la domanda totale di potenza del sistema per un numero significativo di ore (indice utilizzato LOLE²¹) per l'anno orizzonte 2018; l'energia attesa non fornita (indice EENS²²) dovuta a mancanza di potenza è superiore ai limiti accettabili. Sempre relativamente alla mancanza di potenza (indice LOP) si ottiene un valore dell'indice LOLP²³ superiore all'1%.

Tabella 6 - Valori degli indici di affidabilità

	Valore di riferimento	Previsione anno 2018 (scenario base)
LOLE	0	35,3
EENS	<10 ⁻⁵	0,00006
LOP	<10 ⁻⁵	0,00006
LOLP [%]	< 1	1,54

²¹ LOLE (Loss Of Load Expectation): Valore Atteso del n. totale di ore nell'arco di un anno in cui il carico non è alimentato [h].

²² EENS (Expected Energy Not Supplied) = Valore Atteso dell'energia non fornita dal sistema di generazione rispetto a quella richiesta dal carico [MWh/anno].

²³ LOLP (Loss Of Load Probability) = probabilità che il carico non sia alimentato (a regime) [p.u.].

Successivamente è stato valutato anche uno *scenario ottimale* in cui si assume una maggiore quantità di nuova generazione disponibile che verrà quantificata sulla base dell'eventuale necessità del sistema ai fini del mantenimento dell'indice LOLP entro il valore di 1%. In assenza di importazione i risultati delle prove effettuate consentono di identificare in **5 GW** l'ulteriore capacità di generazione necessaria a soddisfare il carico con indici di affidabilità al di sotto dei valori limite.

In aggiunta allo scenario principale vengono considerate le isole non connesse al resto della rete Italiana; è importante sottolineare che con le sole nuove generazioni dello scenario base non è possibile garantire la copertura del carico in assenza costante dell'interconnessione con il continente. Vale a dire che gli impianti disponibili non sono sufficienti al raggiungimento dei livelli richiesti di affidabilità. Di conseguenza ai fini della valutazione della quantità minima di riserva necessaria per mantenere il LOLP al di sotto dell'1% senza collegamento con il continente, sono state considerate risorse aggiuntive per un totale pari a 1 GW per ciascuna isola (compresi nei **5 GW** aggiuntivi dello scenario ottimale).

2.5.2 Sezioni critiche per superamento dei limiti di trasporto e rischi di congestione

Una porzione della rete rilevante²⁴ è una porzione della RTN per la quale esistono, ai fini della sicurezza elettrica, limiti fisici di scambio dell'energia con altre zone confinanti. Tali limiti sono individuati tenendo conto:

- la capacità di trasporto di energia elettrica tra le zone contigue deve risultare limitata nelle situazioni osservate di funzionamento più frequenti, nel rispetto dei criteri di sicurezza previsti per l'esercizio della RTN;
- l'attuazione dei programmi di immissione e prelievo di energia elettrica non deve, in generale, provocare congestioni significative al variare delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica all'interno di ciascuna area geografica, con la corrispondente rete integra e sulla base degli stessi criteri di sicurezza di cui al precedente punto;
- la dislocazione potenziale delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica all'interno di ciascuna zona non devono, in generale, avere significativa influenza sulla capacità di trasporto tra le zone.

Le zone della rete rilevante possono corrispondere ad aree geografiche fisiche, essere delle zone virtuali (ovvero senza un corrispondente fisico), oppure essere dei poli di produzione limitata; questi ultimi costituiscono anch'essi delle zone virtuali la cui produzione risulta affetta da vincoli per la gestione in sicurezza del sistema elettrico.

Attualmente la RTN è suddivisa in sei zone e prevede cinque poli di produzione limitata come riportato in **Figura 31**.

²⁴ "Insieme della RTN, ivi inclusa la rete di interconnessione con l'estero, e delle reti di distribuzione in alta tensione direttamente connesse alla RTN in almeno un punto di interconnessione (ai sensi della delibera n.111/06)", (cfr. Codice di rete – glossario).



Figura 31 - Conformazione delle zone e dei poli limitati della rete rilevante

Come già evidenziato nel **paragrafo 2.4.3**, la nuova capacità produttiva risulta distribuita prevalentemente nell'area Nord (in particolare nel Nord Ovest) e nel Sud del Paese, ovvero in aree che attualmente sono congestionate sia a rete integra che in condizioni N-1. Di conseguenza, sebbene i flussi commerciali e fisici sulle interconnessioni siano difficilmente prevedibili perché influenzati dalla disponibilità di gruppi di produzione e linee elettriche e dall'andamento dei prezzi del mercato elettrico italiano e dei mercati confinanti, è prevedibile già nel breve-medio periodo, in assenza di un opportuno sviluppo della RTN, la presenza di maggiori criticità di esercizio che non renderanno possibile il pieno sfruttamento delle entranti e future risorse produttive.

Rispetto alla attuale suddivisione il forte incremento di potenza disponibile nell'area Nord Ovest del Paese comporta un aggravio delle criticità d'esercizio della rete che interconnette la regione Piemonte con la regione Lombardia. Sono previsti infatti notevoli flussi di potenza in direzione Nord Ovest – Nord Est che andranno a peggiorare i transiti, già elevati, verso i nodi di Castelnuovo e dell'area di Milano e il manifestarsi sempre più frequente di congestioni di rete intrazonali che già ora interessano quell'area. Senza opportuni rinforzi di rete è ragionevole ipotizzare il mancato sfruttamento di parte degli impianti di produzione presenti in Piemonte e nella parte ovest della Lombardia, rendendo inutilizzabile una buona parte della potenza disponibile copertura del fabbisogno nazionale.

Sempre nel breve-medio periodo è previsto un aumento dei transiti di potenza dall'area Nord verso il Centro-Nord. Tale sezione attualmente è caratterizzata da flussi di potenza squilibrati verso la dorsale adriatica, a causa della presenza di una consistente produzione termoelettrica sulla dorsale tirrenica, con condizioni di criticità in termini d'esercizio e congestioni. Negli scenari di generazione ipotizzati, in assenza di interventi di sviluppo, è probabile un incremento di tali fenomeni a seguito dell'incremento dei flussi di potenza dalla Lombardia verso il nord dell'Emilia Romagna. In questa sezione infatti transiterà l'eccesso di produzione proveniente dalla Lombardia e dal Piemonte.



Figura 32 - Sezioni critiche

Si evidenziano notevoli peggioramenti delle esistenti difficoltà di esercizio nell'area Nord-Est del Paese, soprattutto in assenza di opportuni sviluppi di rete. In particolare risulta confermata anche in futuro la presenza di vincoli di rete in prossimità del confine sloveno, che limitano il polo produttivo di Monfalcone formato dalle unità di produzione di Monfalcone e Torviscosa.

Come già evidenziato nel **paragrafo 2.4.3** lo sviluppo della generazione non riguarderà solamente l'area Nord del Paese, ma anche il Mezzogiorno, dove si prevede la realizzazione di impianti termoelettrici per ulteriori 3.700 MW circa. Pertanto, in presenza di un mercato concorrenziale, è prevedibile un aumento dei flussi di potenza dall'area Sud verso il Centro-Sud. Attualmente i flussi di potenza che interessano tale sezione sono in funzione della produzione di tutti gli impianti sottesi dalla sezione stessa ed in particolare degli impianti termoelettrici allacciati alla rete 380 kV appartenenti ai poli di produzione limitata di Foggia, Brindisi e Rossano. Tale situazione determina la riduzione dei margini di sicurezza nell'area Sud e il degrado dei profili di tensione sui nodi della rete del Centro Sud. A questi flussi si aggiungeranno a breve anche quelli derivanti dalle produzioni di nuove centrali tra le stazioni di Villanova e Bari Ovest (circa 2.000 MW), determinando un peggioramento delle criticità di esercizio e delle congestioni (vedi **Figura 32**). Si rende pertanto necessario intervenire per aumentare i limiti di scambio tra le zone Sud e Centro-Sud.

La presenza di poli di produzione di ingente capacità in Puglia e in Calabria, contribuirà ad aumentare nel breve-medio periodo le criticità di esercizio della rete sulle sezioni interessate dal trasporto delle potenze verso i centri di carico della Campania. Inoltre, la realizzazione degli impianti di produzione autorizzati in Campania in aggiunta a quelli entrati in esercizio nel corso degli ultimi due anni (circa 3.000 MW), potrebbe determinare consistenti fenomeni di trasporto verso le regioni più a nord. Sono pertanto necessari interventi finalizzati a rinforzare la rete in AAT in Campania e in uscita dalla Puglia.

Particolari criticità sono prevedibili nell'esercizio della rete di trasmissione in Calabria dove, considerate le centrali esistenti di Rossano, Altomonte, Simeri Crichi e Rizziconi è necessario rendere possibile la produzione degli impianti esistenti e di quelli in corso di ultimazione.

Nelle due isole maggiori, considerato anche il forte sviluppo delle fonti rinnovabili non programmabili, devono essere previsti importanti rinforzi della rete.

In Sardegna, l'attuale collegamento in corrente continua con il Continente (SA.CO.I.), costruito nella metà degli anni '60, è caratterizzato da una limitata capacità di trasporto e da una esigua flessibilità di esercizio. In particolare, nell'esercizio del collegamento si possono evidenziare le seguenti problematiche:

- vita residua del collegamento limitata a causa della vetustà del cavo;
- limitazioni al numero di possibili inversioni rapide del flusso di energia elettrica sul collegamento;
- vincoli al range di funzionamento sia in importazione, sia in esportazione a causa degli obblighi contrattuali legati alla fornitura in Corsica;
- rischio di disservizi per incendi e per scariche atmosferiche nei lunghi tratti aerei;
- complessità dei sistemi di regolazione e di protezione per la presenza dei tre terminali di Suvereto, Codrongianos e Lucciana;
- elevate perdite di trasmissione.

Pertanto, considerando anche lo sviluppo potenziale della capacità produttiva eolica sull'Isola, si prevedono notevoli limitazioni per gli operatori elettrici della Sardegna nel mercato, che rendono necessaria la realizzazione di importanti infrastrutture di rete, in particolare verso il Continente.

La Sicilia è attualmente interconnessa con il Continente attraverso un unico collegamento a 380 kV in corrente alternata e dispone di un sistema di trasmissione primario costituito essenzialmente da un anello a 220 kV con ridotte potenzialità in termini di capacità di trasporto rispetto al carico previsto nella parte occidentale dell'Isola. Sono pertanto prevedibili sempre maggiori condizionamenti agli operatori nel mercato elettrico, in relazione allo sviluppo della generazione previsto sia in Sicilia (da fonti convenzionali e soprattutto rinnovabili), sia in Calabria. Tali circostanze richiedono consistenti opere di rinforzo della rete nell'Isola e con il Continente.

2.5.3 Opportunità di sviluppo della capacità di interconnessione

In base a quanto previsto dalla Concessione delle attività di trasmissione e dispacciamento, Terna, oltre a rinforzare la rete interna di trasmissione per consentire il miglior utilizzo del parco produttivo nazionale, ha il compito di sviluppare la capacità di interconnessione con i sistemi elettrici degli altri Paesi, al fine di garantire la sicurezza e ridurre i costi di approvvigionamento dell'energia elettrica.

Esistono diversi fattori a giustificazione della spinta verso un maggior livello di integrazione della rete elettrica Italiana con quella degli altri paesi, europei e non. I principali vantaggi tecnici che si ottengono sono il potenziamento generale del sistema, un miglioramento dell'esercizio in sicurezza e un ottimo utilizzo degli impianti. È possibile, inoltre, sfruttare al meglio la capacità produttiva dei grandi impianti già esistenti e dislocati presso le aree di estrazione del combustibile, come avviene ad esempio per le centrali a Carbone dell'Europa Centro-Orientale. Tramite il trasporto dell'elettricità, infatti, si rende possibile lo sfruttamento delle risorse energetiche primarie molto distanti dai punti di utilizzo evitando i problemi connessi al trasporto delle stesse su lunga distanza.

Nel processo di liberalizzazione del mercato elettrico europeo gli scambi di energia elettrica rivestono un ruolo importante considerato l'obiettivo comunitario di costruire un mercato integrato dell'energia elettrica in Europa, attraverso il raggiungimento di adeguati livelli di interconnessione. Per l'Italia questo assume una rilevanza particolare, considerata la differenza dei costi marginali di produzione fra la stessa Italia e gli altri Paesi Europei.

Dall'esame degli scenari di evoluzione dei sistemi elettrici in Europa e nei Paesi limitrofi emergono i seguenti elementi (in parte già evidenziati nei **paragrafi 2.3.1 e 2.5.1**), per i quali è possibile definire le strategie di sviluppo delle future interconnessioni:

- sulla frontiera Nord-Orientale (**Figura 33 e Figura 34**), nonostante nel corso del 2007 si sia verificata nei mesi estivi l'inversione dei flussi di potenza verso la Slovenia, a causa di un deficit temporaneo di produzione dall'area est, nel 2008 si conferma un rilevante valore della capacità di trasporto in import (attualmente l'import è superiore all'NTC) che potrebbe ulteriormente aumentare nel medio-lungo periodo;
- sulla frontiera Nord-Occidentale (Francia e Svizzera) si prevede un ulteriore incremento della capacità di importazione a fronte di un differenziale di prezzo che, in base agli scenari ipotizzati (inverno mite, estate fresca), tenderà a mantenersi generalmente elevato;
- nel Nord Africa (Tunisia), a seguito dell'accordo tra il Ministro dello Sviluppo Economico italiano e dal Ministro dell'Industria e dell'Energia tunisino siglato a Tunisi il 7 agosto 2008, è prevista la realizzazione in Tunisia di una centrale elettrica da 1.200 MW, di cui 400 MW destinati al fabbisogno locale e 800 MW all'esportazione. A fine Ottobre è stata presentata da parte del governo Tunisino una Manifestazione di Interesse relativamente alla realizzazione della centrale da parte di IPP (Independent Power Production);
- verso l'area del Sud Est Europa (SEE) si confermano differenziali di prezzo dell'energia elettrica, rispetto all'Italia, particolarmente consistenti e maggiori di quelli riscontrati con altre aree. In ciascuno degli scenari analizzati, il differenziale medio di prezzo dell'elettricità risulta largamente superiore ai 15 €/MWh rispetto alle proiezioni degli stessi in Italia al 2016. A ciò si aggiunge una capacità produttiva nell'area diversificata e competitiva prevista in aumento nel medio-lungo periodo, grazie ai programmi di sviluppo di nuova generazione nucleare (Bulgaria e Romania), a lignite (Kosovo, Bosnia-Erzegovina e Serbia) e idrica (molti dei Paesi dell'area con particolare riferimento a Bosnia-Erzegovina, Montenegro e Albania). In prospettiva la regione del SEE può essere vista come un importante corridoio per l'importazione di energia a prezzi relativamente ridotti consentendo un accesso diretto ai mercati elettrici dell'Europa sud orientale con riduzione del percorso dei transiti in import.

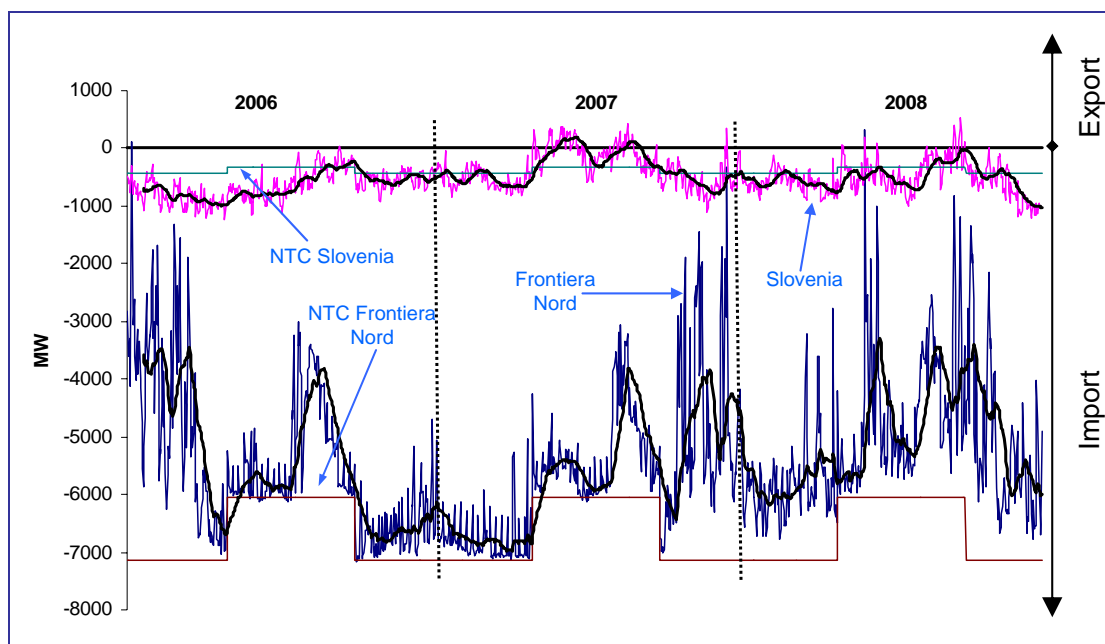


Figura 33 – Scambi sulla frontiera Nord Italiana – ore piene

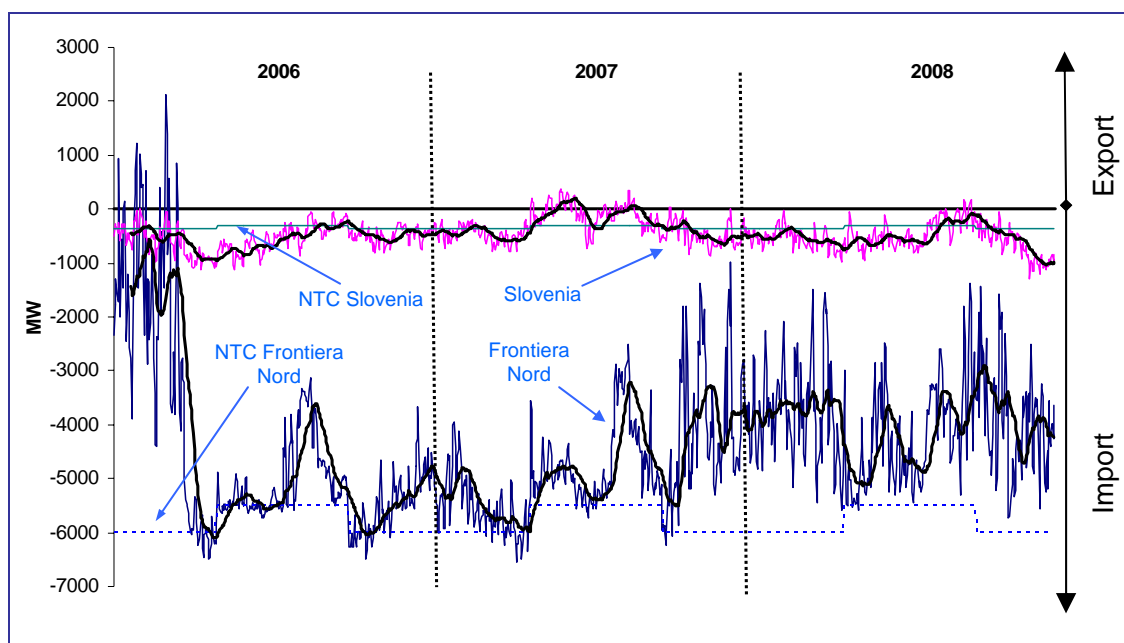


Figura 34 - Scambi sulla frontiera Nord Italiana – ore vuote

In relazione a quanto detto, il potenziamento dell'interconnessione con i Balcani rappresenta una opportunità per il sistema Italia in quanto assicura:

- un canale di approvvigionamento di energia elettrica disponibile a prezzi sensibilmente inferiori sia nel medio che nel lungo termine;
- un'opzione di diversificazione delle fonti energetiche di approvvigionamento, in alternativa a gas e petrolio, sulla base delle ingenti risorse minerarie e idriche presenti nei paesi del Sud-Est Europa e grazie alle potenziali sinergie con i sistemi elettrici dei Paesi dell'area;
- l'opportunità di incrementare lo sviluppo e l'import da fonti rinnovabili, di cui l'area balcanica è naturalmente provvista;

Ulteriori benefici per il sistema elettrico nazionale derivanti dall'interconnessione con i sistemi elettrici dell'area SEE sono inoltre associati:

- all'apertura di nuove frontiere energetiche con i paesi dell'Europa orientale (Turchia, Ucraina, Moldavia, Russia);
- alle prospettive di miglior sfruttamento nel lungo periodo degli asset di trasmissione esistenti (come ad esempio l'interconnessione con la Grecia);
- all'utilizzazione di scambi non sistematici, per ottimizzare il commitment e la gestione dei vincoli di modulazione delle produzioni e per l'opportunità di trading in particolari situazioni (ad esempio notte-giorno, estate-inverno) o spot su evento;
- ai mutui vantaggi in termini di incremento della sicurezza e della stabilità dei sistemi: condivisione della riserva potenza (con conseguente riduzione dei costi di dispacciamento e degli investimenti in risorse di potenza di picco) e minori rischi di separazioni di rete;

A seguito degli accordi intercorsi con il gestore della rete elettrica di trasmissione di Malta è in fase di conclusione lo studio di fattibilità per realizzare una interconnessione fra la rete italiana e la rete dell'isola. Tale collegamento consentirà al sistema elettrico italiano di esportare parte della nuova produzione, fra cui quella da fonte eolica, della regione Sicilia e nel contempo di aumentare i margini di sicurezza e stabilità delle due reti.

2.5.4 Esigenze di miglioramento della sicurezza locale e della qualità del servizio

In aggiunta alle esigenze di sicurezza ed economicità degli approvvigionamenti, della riduzione delle congestioni di rete e della rimozione delle limitazioni di poli produttivi attuali e/o futuri, lo sviluppo della RTN è funzionale anche a superare altre problematiche di rete, legate essenzialmente alla sicurezza locale e alla qualità del servizio.

Per quanto riguarda la sicurezza locale, i problemi sono legati principalmente alla violazione del criterio N-1 (con aumento del rischio di disalimentazione) o al mancato rispetto dei limiti consentiti per i valori della tensione nei nodi della rete.

Per quanto riguarda la qualità del servizio le esigenze derivano dalla necessità di alimentare la rete AT di subtrasmissione e di distribuzione da punti baricentrici rispetto alle aree di carico, riducendo le perdite di trasmissione, migliorando i profili di tensione ed evitando il potenziamento di estese porzioni di rete AT, con evidente beneficio economico e ambientale. Generalmente problemi legati alla qualità del servizio sono individuabili anche nelle connessioni caratterizzate da un'unica alimentazione e/o da schemi di impianto ridotti. Le criticità derivanti da questo tipo di connessioni possono essere di due tipi:

- *Criticità strutturali*, ovvero legate alla struttura del collegamento dell'impianto dell'utente alla rete;
- *Criticità di esercizio*, ovvero legate alla modifica topologica della rete prodotta da smagliature o da assetti radiali talvolta necessari per evitare il superamento dei limiti di portata delle linee o valori troppo elevati delle correnti di corto circuito.

In tale ambito, è utile ricordare la delibera n. 341/07 "Regolazione della qualità del servizio di trasmissione per il periodo di regolazione 2008-2011", che introduce meccanismi di incentivi/penalità in relazione alla qualità del servizio reso.

Una prima area critica è rappresentata dalla zona Nord-Est del Paese dove è concreto il rischio di degrado della sicurezza d'esercizio della rete di trasmissione ad altissima tensione, con maggiori criticità nell'alimentazione in sicurezza dei carichi dell'area in caso di fuori servizio di elementi della rete di trasmissione.

Particolare attenzione deve essere posta inoltre alle aree delle città di Milano e Torino dove, a causa dell'incremento dei carichi non correlata alla localizzazione di nuove centrali di produzione, non sarà possibile, con la rete attuale, garantire la necessaria sicurezza di alimentazione delle utenze elettriche locali. È quindi necessario intervenire per aumentare l'affidabilità della rete e diminuire la probabilità di energia non fornita.

Un'altra area che presenta criticità è il nord della Toscana, in particolare la porzione di rete AAT che alimenta Firenze, dove severe limitazioni di esercizio interessano l'elettrodotto a 380 kV "Poggio a Caiano – Tavarnuzze – Calenzano".

Critica risulta inoltre l'area di Brindisi, caratterizzata da impianti non più adeguati a gestire in sicurezza la potenza prodotta nell'area e dove anche la flessibilità di esercizio risulta limitata.

Per quanto riguarda la qualità del servizio, sono di seguito elencate le diverse aree nelle quali le esigenze di continuità dell'alimentazione elettrica e di affidabilità del sistema di trasmissione rendono opportuno lo sviluppo della rete.

In Liguria la rete di subtrasmissione in AT, che alimenta la città di Genova e al contempo trasporta le ingenti potenze prodotte dal locale polo di generazione termoelettrica, non garantisce in prospettiva adeguati livelli di continuità e affidabilità del servizio, considerata la rilevanza del carico servito e i limiti di esercizio e le condizioni di vetustà degli impianti.

In Piemonte l'area compresa tra Asti ed Alessandria presenta le maggiori criticità: la rete a 132 kV è spesso critica in funzione della notevole potenza richiesta ed è caratterizzata da lunghe linee di portata limitata.

Problemi simili si presentano anche nell'area a sud di Milano, dove le trasformazioni AAT/AT nelle stazioni esistenti e la rete AT (essenzialmente di distribuzione) non garantiscono la necessaria riserva per l'alimentazione del carico in aumento.

Nel Veneto, a causa dell'elevato carico elettrico, sono possibili problemi per l'alimentazione del carico in sicurezza nelle province di Treviso, Vicenza, Padova, Trento e Venezia, in quanto le esistenti stazioni di trasformazione sono prossime alla saturazione e non saranno in grado di alimentare in sicurezza la rete AT.

Anche in Emilia Romagna si è osservato un aumento dei carichi, in particolare nelle province di Modena e Reggio Emilia, con un eccessivo impegno delle trasformazioni nelle stazioni esistenti, già attualmente prossime alla saturazione. Analogamente nelle aree tra la Versilia e la Garfagnana nonché tra le province di Firenze e Arezzo sono presenti rischi di sovraccarico delle linee esistenti, caratterizzate da un'insufficiente capacità di trasporto.

L'area metropolitana di Roma è interessata da considerevoli problematiche associate alla limitata portata delle linee e alla carenza di infrastrutture che impongono un esercizio non ottimale della rete (con potenziali rischi di disalimentazione dei carichi) causando ripercussioni sulla qualità del servizio e sulla sicurezza locale. Tra i nuovi interventi per la qualità previsti nel Piano di Sviluppo 2009 nell'area di Roma ci sono il "Potenziamento rete AT tra Terni e Roma" e gli "Sviluppi di rete sulla direttrice Villavalle-Popoli".

Nelle regioni Marche, Abruzzo e Molise, prevalentemente lungo la costiera Adriatica, sono previsti notevoli carichi destinati a crescere negli anni futuri, che comporteranno, già nel breve periodo, l'esercizio della rete al limite della sicurezza, con possibili conseguenze sulla qualità del servizio (rischi di fuori servizio di linee o trasformatori). Analoghe problematiche interessano l'area della provincia di Perugia.

In Campania i problemi locali sono legati principalmente alla mancanza di punti di alimentazione della rete a 220 e 150 kV in un'ampia area a est del Vesuvio. Tale area è caratterizzata da una significativa densità di carico e, a causa dell'incremento della domanda di energia e dell'invecchiamento della rete, si sono assottigliati i margini di esercizio in sicurezza, con un concreto rischio di disservizi e disalimentazioni di utenza.

In Puglia, la rete di trasmissione è caratterizzata da un alto impegno delle macchine nelle stazioni di trasformazione. Particolarmente critiche risultano l'area in provincia di Bari, caratterizzata da un carico industriale in aumento, e l'area in provincia di Lecce.

In Basilicata le criticità di rete sono dovute essenzialmente alla scarsa capacità di trasporto della rete in AT (soggetta a rischi di sovraccarico per consistenti transiti di energia dovuti alla produzione degli impianti eolici), in particolare in uscita dalla stazione di trasformazione 380/150 kV di Matera (attualmente l'unica della Regione) ed ai livelli non ottimali di qualità del servizio nell'area di Potenza.

In Calabria sono prevedibili impegni delle linee AT prossimi alla saturazione e problemi di continuità e qualità del servizio nella parte meridionale della regione, attualmente alimentata dalla sola stazione di Rizziconi.

Infine in Sicilia le porzioni di rete sulle quali si prevedono livelli inadeguati di qualità del servizio sono essenzialmente la fascia costiera orientale, l'area di Messina, l'area di Palermo e l'area a sud-est di Trapani, alcune caratterizzate peraltro da un'elevata densità di carico elettrico. Tra i nuovi interventi per la qualità previsti nel Piano di Sviluppo 2009 nell'area di Palermo ci sono la "Nuova stazione 220 kV di Noto", la "Nuova stazione 220 kV di Piana degli Albanesi" ed il "Riassetto rete 220 kV area Agrigento".

2.6 Pianificazione coordinata fra Gestori di Rete Europea (ENTSO-E)

La rete europea è divisa in cinque regioni sincrone e nelle cinque organizzazioni relative: NORDEL, BALTSO, UKTSOA, ATSOI e UCTE (**Figura 35**). Ciascuna di queste organizzazioni realizza un coordinamento fra i Gestori coinvolti, sia in merito all'attività operativa che di pianificazione di nuovi investimenti. L'UCTE (Union for the Coordination of Transmission of Electricity), l'associazione di 24 Gestori di Rete Trasmissione in Europa continentale coordina il funzionamento e lo sviluppo della rete di Trasmissione elettrica europea dal Portogallo alla Polonia e dai Paesi Bassi alla Romania ed alla Grecia, è suddivisa in 5 gruppi:

- Central South (IT, FR, CH, DE, SL, AT);
- South Est (IT, HR, BA, ME, RS, MK, GR, BG, RO);
- South West (PT, ES, FR);

- Central West (BE, NL, FR, DE, LU);
- Central East (PL, CZ, DE, AT, HU, SK, RO);

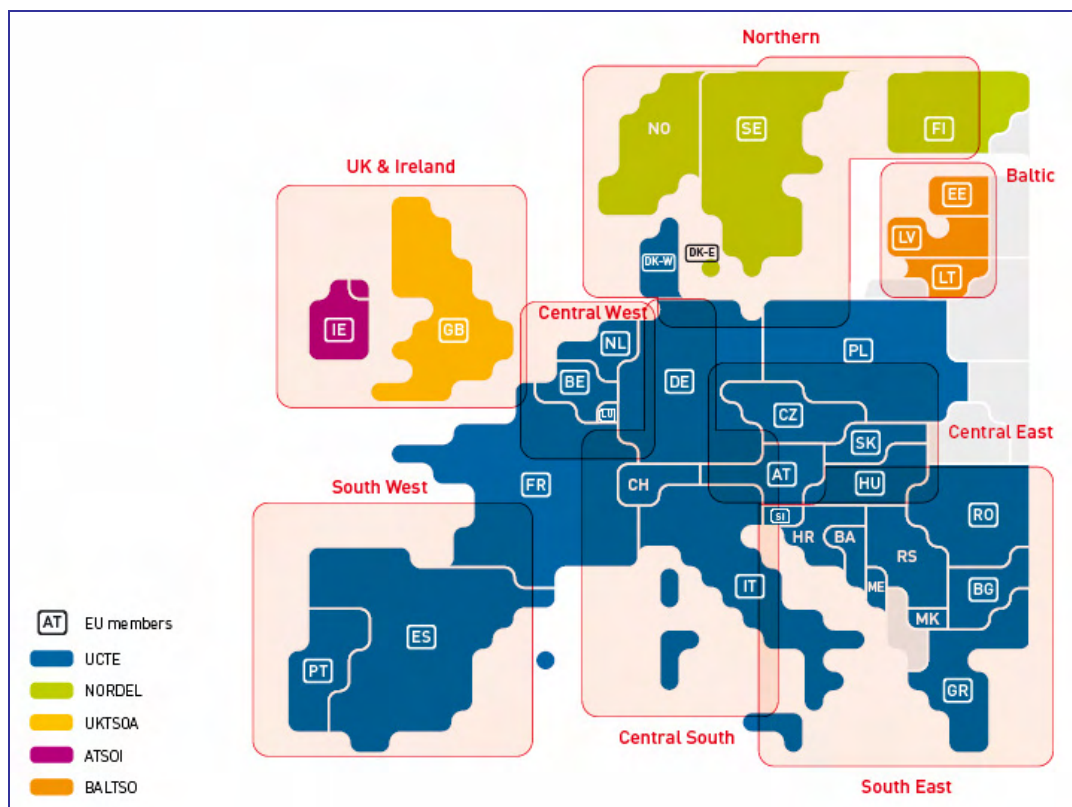


Figura 35 - Organizzazione dei Gestori di rete Europei (fonte: UCTE)

Il 2008 ha segnato una data importante per la pianificazione coordinata tra i Gestori di rete membri dell'UCTE (dal 2009 ENTSO-E, costituitosi in data 19 dicembre 2008) in quanto il 3 Giugno 2008 è stato pubblicato per la prima volta il "Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione UCTE".

Il documento costituisce la pronta risposta da parte dell'UCTE all'attuazione del "3rd Energy Package" così come prevista dalla Commissione Europea che si è posta l'obiettivo di affrontare le problematiche energetiche reali sia sotto il profilo della sostenibilità e delle emissioni dei gas serra che dal punto di vista della sicurezza dell'approvvigionamento e della dipendenza dalle importazioni, senza dimenticare la competitività e la realizzazione effettiva del mercato interno dell'energia.

Per rendere disponibile una capacità di trasmissione sufficiente alla domanda e integrare i mercati nazionali, la Commissione Europea ha individuato la necessità di una pianificazione coordinata dello sviluppo della rete di trasmissione europea: "...gli operatori delle reti avrebbero bisogno di pianificazione coordinata a lungo termine dello sviluppo dei sistemi al fine di programmare gli investimenti e tenere sotto controllo gli sviluppi delle capacità delle reti di trasmissione. Questi piani di sviluppo dovranno porsi in una prospettiva sufficientemente di lungo periodo (ad esempio, almeno dieci anni) in modo da consentire l'identificazione tempestiva delle lacune in materia di investimento, in particolare per quanto riguarda le capacità transfrontaliere...".

Quindi per rispondere agli obiettivi europei di politica energetica, la rete di trasmissione deve essere sviluppata ponendosi gli obiettivi di incrementare la sicurezza e permettere un uso più efficiente della generazione e minimizzare i costi complessivi del sistema.

Lo sviluppo della rete di trasporto è influenzato principalmente da due parametri: il consumo e la generazione. Se il consumo dovrebbe seguire un tasso di crescita piuttosto contenuto come conseguenza di politiche di efficienza energetica, la generazione sarà fortemente influenzata dallo sviluppo delle fonti di energia rinnovabile e dal rinnovamento di vecchi impianti termici. Risulta infatti che i progetti già presentati ai Gestori di rete per i prossimi 10 anni dovrebbero portare ad un aumento netto di capacità installata, in ambito UCTE, di circa 220 GW (inclusi 80 GW di energia eolica); mentre per il consumo nello stesso periodo sono previsti circa 90 GW, questo sbilanciamento potrebbe mettere in dubbio alcune iniziative di produzione incrementando l'incertezza nel dimensionamento della rete.

D'altra parte i lunghi tempi necessari alla autorizzazione e realizzazione di nuove linee elettriche di trasmissione (dai 7 ai 10 anni) rendono necessario prevedere in anticipo le possibili congestioni e definire proposte di sviluppo più robuste e flessibili

Il Piano di sviluppo della rete di trasmissione è un'indagine degli investimenti che i Gestori di rete dei paesi membri dell'UCTE hanno approvato o stanno considerando. La maggior parte di questi investimenti già sono stati presentati nei piani di sviluppo dei rispettivi Gestori.

Di seguito vengono illustrati in **Figura 36** i principali interventi in ambito europeo che maggiormente influenzano la capacità di interconnessione Italiana; gli interventi vengono suddivisi nell'ambito dei due gruppi: Central South Regional Forum, nel quale l'Italia svolge la funzione di coordinatore, e il South East Regional Forum, nella quale l'Italia è membro.

2.6.1 Central South Regional Forum

Sono membri del Central South Regional Forum oltre all'Italia (che svolge il ruolo di coordinatore): la Francia (FR), la Svizzera (CH), la Germania (DE), la Slovenia (SL) e l'Austria (AT). I principali interventi di interconnessione riguardano le seguenti frontiere:

Italia - Francia: installazione di un dispositivo di controllo dei flussi di potenza (PST) sulla rete 220 kV presso la stazione italiana di Camporosso; un nuovo collegamento in corrente continua tra Piosasco (IT) e Grande'Île (FR).

Sono altresì allo studio alcuni rinforzi di rete tra Francia e Svizzera, infatti attualmente i flussi di potenza tra i due Paesi dipendono in maniera consistente sia dalla produzione idroelettrica nelle Alpi e che dallo scambio sul confine Italiano:

Italia - Svizzera: sono allo studio diversi progetti, che coinvolgono anche investitori privati, per incrementare la capacità di scambio sulla frontiera.

Italia - Austria: potenziamento direttrice Lienz (AT) – Cordignano (IT), progetto già riconosciuto tra i Progetti di Interesse Comuni individuati nell'ambito del programma comunitario "Reti trans europee nel settore dell'Energia Elettrica (TEN-E)", con Decisione 1364/2006/CE; è allo studio un nuovo collegamento con la futura stazione di Nauders (AT).

Altri progetti, più a lungo termine, coinvolgono Francia, Austria e Italia e riguardano l'utilizzo dei corridoi Europei per il trasporto su rotaia da sfruttare per realizzare nuovi collegamenti elettrici (cfr. Tunnel del Brennero).

Italia – Slovenia: dopo l'installazione presso la stazione elettrica 220 kV di Padriciano (IT) del PST per la gestione in sicurezza della frontiera 220 kV Italia – Slovenia, è prevista per il 2010 l'installazione di un analogo dispositivo sul livello 380 kV presso la stazione Slovena di Divacca; potenziamento della capacità di interconnessione Italia – Slovenia attraverso un nuovo collegamento 380 kV "Udine Ovest (IT) – Okroglo (SI)", progetto, già riconosciuto tra i Progetti di Interesse Comuni individuati nell'ambito del programma comunitario "Reti trans europee nel settore dell'Energia Elettrica (TEN-E)", con Decisione 1364/2006/CE.

Tra le possibili interconnessioni con Paesi non membri UCTE, è prevista un nuovo collegamento in corrente continua tra Tunisia e la regione Siciliana.

2.6.2 South East Regional Forum

Rispetto alla Frontiera dell'Est Europa, oltre al già previsto nuovo collegamento Italia – Slovenia è previsto in particolare un nuovo progetto di interconnessione con il Montenegro.

Italia – Montenegro: nuovo collegamento in corrente continua tra il nodo Italiano di Villanova ed il Montenegro (futuro nodo di Tivat), il pieno utilizzo del collegamento è garantito anche dagli sviluppi interni previsti nell'area dei Balcani.

Sono ancora in fase di studio preliminare un possibile collegamento con la Croazia e con l'Albania.

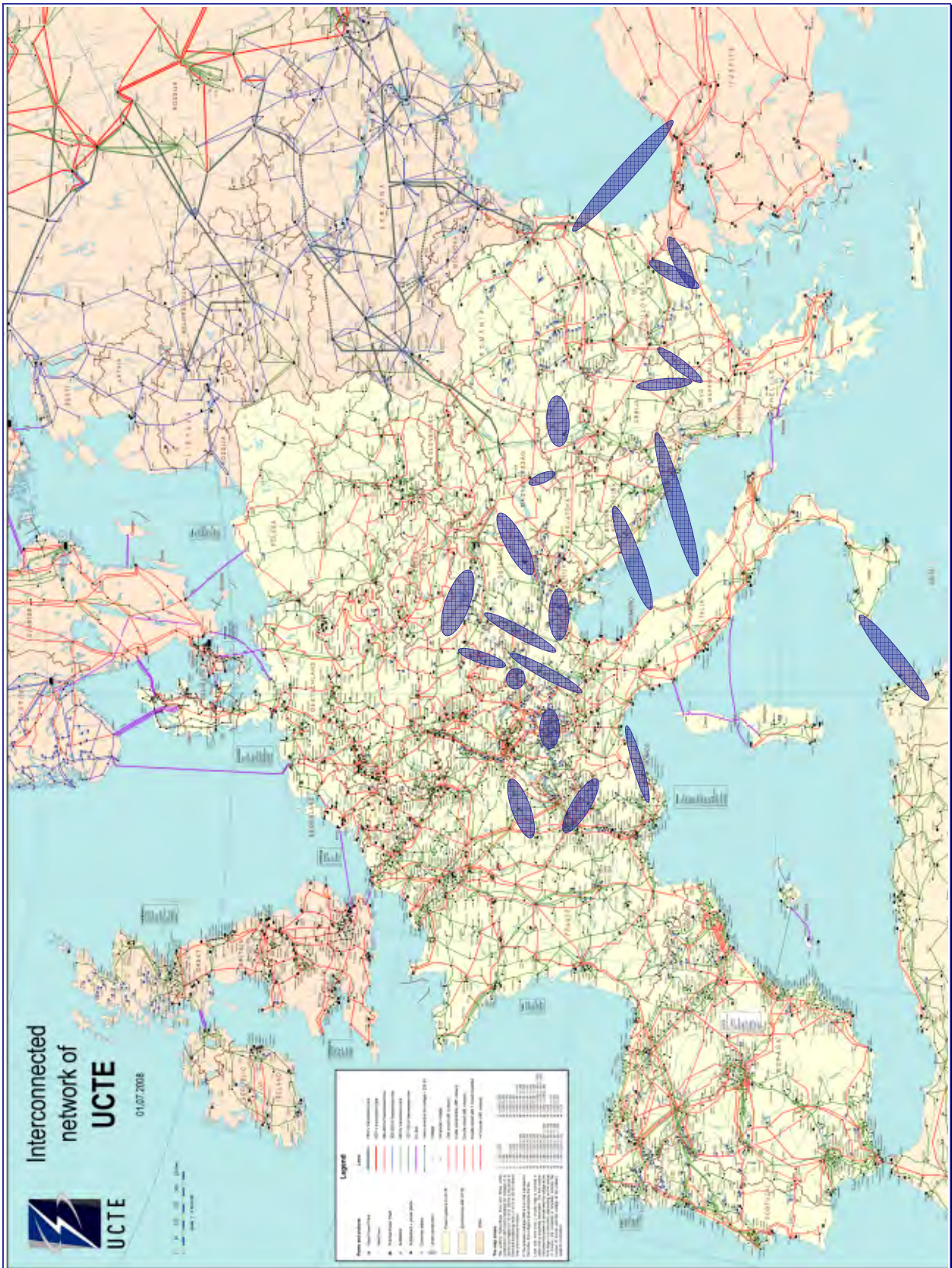


Figura 36 - Principali interventi di interconnessione Europa – Centro Sud (fonte: UCTE)

3 Nuovi interventi di sviluppo

3.1 Premessa

Il presente capitolo descrive sinteticamente le nuove attività di sviluppo della RTN pianificate in risposta alle principali criticità di rete attuali e future evidenziate nel **Capitolo 2**.

Le azioni di sviluppo programmate consistono in interventi di espansione o di evoluzione della rete, con conseguenti variazioni dello stato di consistenza, determinati da esigenze funzionali al servizio di trasmissione. Esse in generale comportano una variazione della capacità di trasporto o di interconnessione ed estensione geografica della rete ottenuta con il potenziamento o la realizzazione ex novo di elementi della RTN²⁵.

Per minimizzare i possibili rischi dovuti alle incertezze sulla localizzazione e l'ordine di merito delle produzioni e circa le interconnessioni private con l'estero, vengono individuati vari scenari possibili di funzionamento del sistema elettrico cercando di selezionare soluzioni di sviluppo caratterizzate dal più elevato possibile livello di flessibilità e polivalenza, intese cioè come la migliore capacità di adattamento della rete alle diverse possibilità di evoluzione del sistema elettrico nei diversi scenari.

Mantenendo ferma l'esigenza di assicurare in ogni caso il rispetto delle condizioni di sicurezza di esercizio della rete di trasmissione, le diverse alternative di sviluppo sono inoltre verificate dal punto di vista tecnico-economico confrontando i costi stimati di realizzazione²⁶ dell'intervento con i relativi benefici in termini di riduzione degli oneri complessivi di sistema, al fine di massimizzare il rapporto benefici/costi.

Tali valutazioni tengono conto, dove possibile, dei rischi di disalimentazione delle utenze, della possibilità di incrementare la capacità di interscambio con l'estero, dei costi delle congestioni di rete, del prevedibile andamento del mercato elettrico, delle perdite di trasmissione.

Ulteriori elementi di valutazione delle soluzioni di sviluppo sono correlati all'opportunità di razionalizzare le esistenti reti in altissima (AAT) e alta tensione (AT), alla riduzione dell'impatto ambientale dei nuovi impianti e al rispetto delle esigenze di interoperabilità delle reti elettriche.

Come caso particolare si ricordano le stazioni di trasformazione AAT/AT che offrono la possibilità di ottenere un impatto ambientale complessivamente minore e un rapporto benefici/costi vantaggioso, rispetto a soluzioni di sviluppo alternative che richiederebbero il potenziamento di estese porzioni di rete AT per garantire analoghi livelli di qualità e sicurezza di alimentazione delle utenze.

In generale si cerca di adottare soluzioni tecnologiche che consentano di sfruttare al meglio i corridoi infrastrutturali identificati per accogliere i nuovi interventi di sviluppo e potenziare la capacità garantita di quelli esistenti, valutandone caso per caso i potenziali benefici e gli eventuali svantaggi/rischi.

Per maggiori dettagli sui criteri utilizzati si rimanda ai precedenti Piani di Sviluppo e al Codice di rete²⁷.

3.1.1 Classificazione temporale delle attività di sviluppo

In base all'orizzonte temporale in cui si collocano, gli interventi di sviluppo presenti nel Piano possono essere suddivisi in due categorie:

- interventi previsti nel breve-medio termine, per i quali viene in generale indicata la data stimata di completamento delle opere;

²⁵ Nel Piano e nell'allegato non sono invece riportati gli interventi in rete che non costituiscono vera e propria attività di sviluppo della RTN, come ad esempio le ricostruzioni legate ad obsolescenza di impianti che non introducano incremento di consistenza, di potenzialità o flessibilità della RTN.

²⁶ Le voci di costo includono non solo i costi sostenuti da TERNA o dagli altri titolari di RTN, ma anche i costi eventualmente sopportati dagli altri operatori coinvolti nella realizzazione delle opere di sviluppo (ad es. nei casi di programmi di razionalizzazione che investono anche porzioni di reti di distribuzione).

²⁷ Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete - cap.2.

- interventi di lungo termine.

Tale suddivisione riflette da un lato l'importanza e l'urgenza della realizzazione delle nuove infrastrutture della RTN programmate in risposta alle criticità di rete già manifeste o attese nei prossimi anni, dall'altro l'effettiva possibilità di giungere al completamento delle opere nell'intervallo di tempo in questione.

In generale alcuni interventi di sviluppo - tendenzialmente quelli programmati da più tempo - sono ritenuti più urgenti, poiché in caso di mancata o ritardata realizzazione degli stessi potrebbe determinarsi uno stato di criticità per la RTN già nel **breve-medio periodo**. Considerate anche le difficoltà di natura autorizzativa connesse alla realizzazione dei nuovi impianti di trasmissione, il periodo individuato per la realizzazione di tale categoria di interventi è riferito in generale al prossimo quinquennio.

Altri interventi di sviluppo, funzionalmente analoghi ai precedenti ma considerati meno urgenti soprattutto dal punto di vista della sicurezza, rispondono a esigenze della RTN di più lungo respiro con una visione che abbraccia un arco temporale di **lungo periodo**, esteso sino al limite del prossimo decennio. In alcuni casi, tali attività sono espresse attraverso proposte di interventi meno definite nel dettaglio e caratterizzate da una maggiore flessibilità in relazione alla loro adattabilità nel territorio.

3.1.2 Classificazione degli interventi di sviluppo

Nei paragrafi che seguono, i nuovi interventi di sviluppo sono stati inoltre raggruppati in base alle principali esigenze che li hanno determinati e ai benefici prevalenti attesi con la realizzazione degli stessi (**Figura 37**), quali:

- la riduzione delle congestioni e il miglioramento della sicurezza;
- il potenziamento della rete nel Mezzogiorno;
- il miglioramento della qualità del servizio;

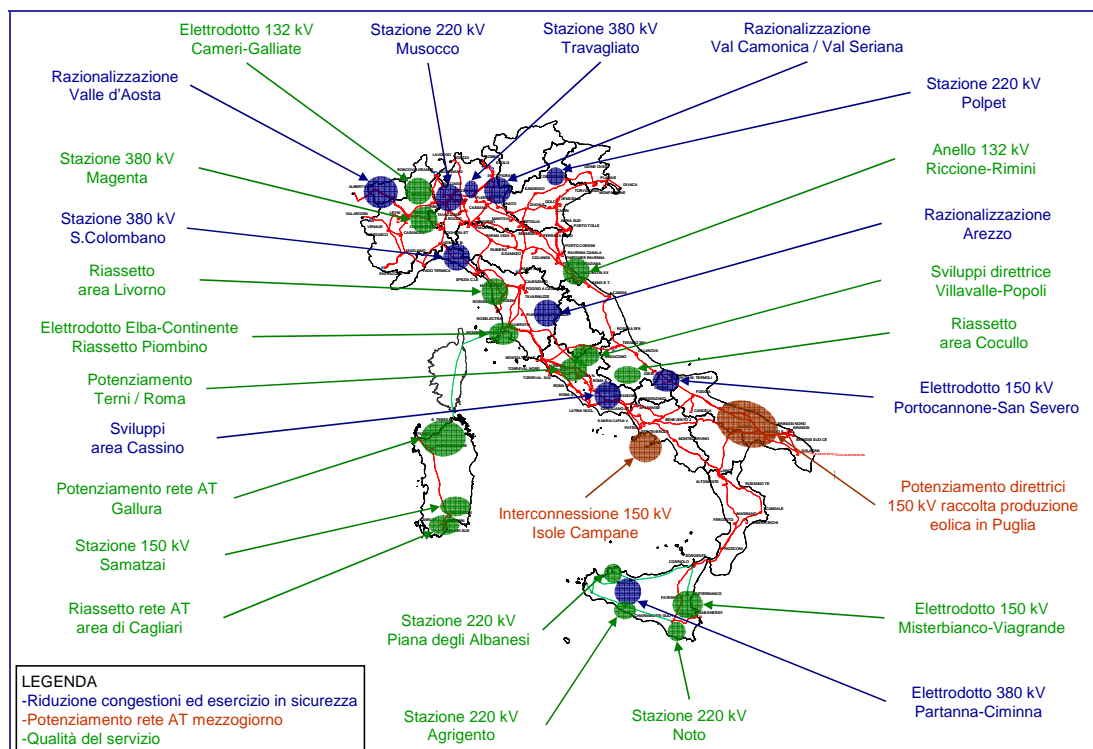


Figura 37 - Principali nuovi interventi di sviluppo del Piano di Sviluppo 2009

Risulta tuttavia importante precisare che tale attribuzione non descrive in maniera esaustiva le motivazioni e i benefici associati alle diverse attività di sviluppo, potendo molto spesso il singolo intervento rivestire una valenza molteplice (spesso le valutazioni effettuate per una determinata soluzione di sviluppo trovano riscontro in più di una tipologia di benefici) e variabile nel tempo in relazione anche al mutare delle condizioni al contorno e dei relativi scenari ipotizzati nell'analisi previsionale.

Come accennato, le nuove attività di sviluppo riportate in questa sezione, sono state descritte in dettaglio, insieme a tutti gli altri interventi programmati, nell'**Allegato**, ordinate geograficamente per aree regionali, come di seguito elencato:

- Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria;
- Lombardia;
- Trentino Alto Adige, Veneto e Friuli Venezia Giulia;
- Emilia Romagna e Toscana;
- Marche, Umbria, Lazio, Abruzzo e Molise;
- Campania, Puglia, Basilicata e Calabria;
- Sicilia;
- Sardegna.

Nell'**Allegato**, nell'ambito di ciascun area territoriale, gli interventi sono stati ordinati per livello di tensione e secondo le principali tipologie di seguito specificate:

- Stazioni elettriche: riguardano non solo la realizzazione di nuove stazioni elettriche, ma anche il potenziamento e l'ampliamento di stazioni esistenti mediante l'incremento della potenza di trasformazione (installazione di ulteriori trasformatori o sostituzione dei trasformatori esistenti con macchine di taglia maggiore) o la realizzazione di ulteriori stalli o di intere sezioni per la connessione di nuovi elettrodotti (della RTN, di altri gestori o di operatori privati) o di nuove utenze. A tali attività si aggiunge poi, ove ritenuto necessario, l'installazione di particolari dispositivi per la regolazione dei flussi (PST) o per la stabilizzazione dei profili di tensione (SVC) che possono, in alcuni casi, garantire un esercizio più sicuro del sistema. Generalmente la realizzazione di nuove stazioni di trasformazione o il potenziamento di stazioni esistenti trova giustificazione nella necessità di adeguare la RTN alle maggiori richieste di potenza dei carichi connessi, mentre l'ampliamento o la realizzazione di stazioni elettriche di smistamento è legata al soddisfacimento delle richieste di nuove connessioni o alla necessità di incrementare la magliatura della rete per mitigare o risolvere le eventuali congestioni.
- Razionalizzazioni: l'obiettivo assegnato a Terna di promuovere la tutela ambientale ("Disciplinare di Concessione" di cui al D.M. del 20/04/2005) si attua in particolar modo attraverso le razionalizzazioni, che consistono in interventi complessi che coinvolgono contemporaneamente più elementi di rete e che spesso prevedono la dismissione di alcune porzioni di RTN. Le razionalizzazioni si mettono in atto generalmente a seguito della realizzazione di grandi infrastrutture (stazioni o elettrodotti) quali opere di mitigazione ambientale o a seguito di attività di rinnovo impianti, ma possono derivare anche da istanze avanzate da Enti locali o da altri soggetti qualificati.
- Elettrodotti e raccordi: questi interventi di sviluppo consistono nella costruzione di nuovi collegamenti fra due o più nodi della rete o nella modifica di elettrodotti esistenti, allo scopo di effettuare potenziamenti o ricostruzioni finalizzati all'eliminazione di eventuali congestioni di rete. In particolare si definiscono raccordi brevi tratti di linea elettrica che costituiscono prolungamenti di elettrodotti esistenti, di norma legati a connessioni, a razionalizzazioni di rete o modifiche di assetto, quando ad esempio si realizza un collegamento che connette fra loro porzioni di due distinti elettrodotti.

3.2 Interventi per la riduzione delle congestioni e miglioramento della sicurezza della rete

Di seguito sono riportate in sintesi le nuove attività previste funzionali alla riduzione delle congestioni sulla rete di trasmissione (cfr. **paragrafi 2.3.2 e 2.5.2**) e che rivestono una particolare rilevanza dal punto di vista delle esigenze di miglioramento della sicurezza per il servizio di trasmissione e per il sistema elettrico (cfr. **paragrafi 2.2.1, 2.5.1 e 2.5.4**).

Le principali attività di sviluppo sono programmate con l'obiettivo di garantire anche in futuro la copertura in sicurezza del fabbisogno nazionale, in quanto consentono, attraverso il rinforzo di particolari sezioni critiche di rete, di ridurre o rimuovere alcuni vincoli che condizionano o condizioneranno il funzionamento di impianti di generazione nuovi ed esistenti, rendendo così disponibili ulteriori quantitativi di potenza indispensabili per il soddisfacimento della domanda di energia del paese.

Alcuni degli interventi pianificati e descritti nel paragrafo corrente, incrementano anche la sicurezza locale, risolvendo i problemi sulla rete relativi alle seguenti occorrenze:

- violazioni del criterio N-1 di sicurezza, con probabile aumento del rischio di disalimentazione del carico a seguito di disservizi sulla rete;
- mancato rispetto dei limiti statici consentiti per i valori della tensione nei nodi della rete.

Razionalizzazione Valle d'Aosta

Al fine di migliorare significativamente l'utilizzo della capacità di trasporto dalla Svizzera verrà ricostruita la direttrice 220 kV "Avisé – Villeneuve – Chatillon" (intervento già previsto nei precedenti piani). Al tempo stesso è prevista una razionalizzazione della rete AT nella regione Valle d'Aosta risolvendo alcune criticità che limitano l'esercizio in sicurezza dalla rete.

Stazione 380 kV S.Colombano (GE)

Con l'obiettivo di migliorare la flessibilità di esercizio ed incrementare l'affidabilità e la continuità del servizio saranno realizzati presso la Stazione 220 kV di S.Colombano i lavori necessari al riclassamento a 380 kV anche realizzando due brevi raccordi in classe 380 kV per l'eventuale connessione della stazione alla rete 380 kV.

Nuova SE 220 kV Musocco (MI)

Al fine di far fronte all'aumento di carico dell'area urbana di Milano - anche in considerazione del prossimo evento "Expo 2015" - e ridurre l'impegno delle trasformazioni AAT/AT dei nodi di Baggio e Ospiate - è prevista la realizzazione di una nuova sezione 220 kV in prossimità dell'esistente impianto CP Musocco di proprietà del Distributore Locale.

Razionalizzazione rete AT Val Camonica/Val Seriana (BG)

Per consentire il pieno sfruttamento - anche in condizioni di rete non integra - della produzione idroelettrica della Val Seriana è prevista la realizzazione del nuovo collegamento 132 kV tra il nodo elettrico di Piancamuno e la porzione di rete a 132 kV in Val Seriana, la cui criticità strutturale influenza negativamente anche la qualità del servizio.

Stazione 380 kV Travagliato (BS)

Al fine di rimuovere i vincoli di trasporto sulla sezione 380 kV dell'impianto di Travagliato, che contribuisce alla riduzione della capacità di trasporto sugli elettrodotti a 380 kV "Travagliato – Chiari" e "Travagliato – Flero", è previsto il potenziamento della sezione 380 kV di Travagliato.

Stazione 220 kV Polpet (BL)

Per consentire il pieno sfruttamento delle centrali idroelettriche dell'alto Bellunese, anche in condizioni di rete non integra, è prevista la realizzazione di una sezione 220 kV presso l'attuale stazione 132 kV di Polpet.

Razionalizzazione di Arezzo

L'area di carico compresa fra le stazioni in AAT di S.Barbara, Pietrafitta, Arezzo C e Pian della Speranza presenta criticità di esercizio in sicurezza della rete. L'intervento prevede la realizzazione di una nuova Stazione 380/220/132 kV e un nuovo elettrodotto 380 kV "S.Barbara – Monte S.Savino" consentendo di razionalizzare le infrastrutture elettriche presenti nell'area.

Potenziamento elettrodotto 150 kV “Portocannone – San Severo”

In considerazione della richiesta di connessione di un impianto eolico nel comune di San Martino in Pensilis (CB) è prevista la realizzazione di una nuova stazione di smistamento 150 kV e gli interventi necessari a superare le limitazioni alla produzione della centrale.

Sviluppi di rete nell'area di Cassino (FR)

In relazione alle richieste di incremento di potenza avanzata dall'utente Fiat di Cassino e di connessione di un termovalorizzatore in località Taverna, saranno realizzate due stazioni di smistamento a 150 kV ed un nuovo elettrodotto 150 kV incrementando la sicurezza di esercizio e risolvendo al contempo alcuni T rigidi presenti nell'area.

Elettrodotto 380 kV Partanna - Ciminna

Al fine di garantire l'approvvigionamento di energia, l'economicità e la continuità del servizio di trasmissione in Sicilia e considerando la realizzazione del nuovo collegamento tra la rete tunisina e quella siciliana, sarà realizzato un nuovo collegamento a 380 kV tra le stazioni elettriche di Partanna e di Ciminna.

3.3 Interventi di potenziamento della rete nel Mezzogiorno

La pianificazione del sistema elettrico nazionale ha l'obiettivo di esaminare i necessari interventi di sviluppo per adeguare la rete alla crescita della generazione e all'incremento dei carichi sul territorio, consentendo il raggiungimento di adeguati livelli di sicurezza di esercizio e di qualità del servizio. Pertanto, particolare attenzione va rivolta alla rete di subtrasmissione a 132-150 kV in quanto preposta ad alimentare i carichi delle aree urbane attraverso le cabine primarie 132-150 kV/MT. Il sistema elettrico nel Sud Italia risente di una scarsa magliatura della rete a livello 150 kV, formata da lunghe arterie di subtrasmissione. Tale sistema è caratterizzato, quindi, da perdite lungo la rete AT e da scarsi livelli di qualità del servizio di fornitura dell'energia elettrica.

Tra le criticità di maggior rilievo emerse nell'ultimo biennio si segnala l'elevato rischio di mancata copertura del fabbisogno delle isole della Regione Campania, per il quale si rende opportuno il potenziamento dell'interconnessione al sistema elettrico nazionale. Inoltre si segnalano elettrodotti in AT a più di due estremi, ossia linee sulle quali sono collegati impianti in derivazione rigida (derivazione da un elettrodotto esistente di un tronco di linea o di un trasformatore con il solo interruttore nell'estremo lato utente). Tali situazioni rappresentano un vincolo di esercizio sulla rete di subtrasmissione tale da non garantire, in determinate condizioni di generazione e carico, la sicurezza e la continuità della fornitura di energia, in particolare nel caso di manutenzione anche su un singolo elemento di rete, al quale è associato un rischio elevato di energia non fornita per eventuali indisponibilità di alcuni elementi. Inoltre si segnala che visti gli elevati tassi di crescita dei consumi e l'ingente richiesta di connessione alla rete a 150 kV di nuovi impianti di generazione da fonte eolica, si aggrava il rischio di non garantire adeguati margini di sicurezza dell'esercizio della rete.

Da ciò emerge che il sistema del Sud Italia risulta caratterizzato da uno scarso livello di magliatura, da linee obsolete, scarsamente affidabili e/o con capacità di trasporto inadeguata. Si segnala che le attuali problematiche di sicurezza della rete 150 kV si ripercuotono sulla qualità e continuità del servizio: infatti, nel meridione si registrano tassi di indisponibilità degli elementi superiori alla media nazionale ed un valore elevato di energia non fornita (ENF).

Nel seguito si analizzano i principali interventi di sviluppo previsti nel Sud Italia per risolvere le suddette criticità.

Interconnessione a 150 kV delle isole campane

La copertura del fabbisogno delle isole di Capri, Ischia e Procida non è adeguata sia per problemi strutturali legati a carenze della rete di distribuzione (limitata capacità di trasporto degli attuali collegamenti) sia per la mancanza di approvvigionamenti di risorse energetiche efficienti. In particolare l'isola di Capri non dispone di una riserva di alimentazione dal continente ed è alimentata esclusivamente da una centrale termica di vecchia generazione. L'intervento prevede la chiusura dell'anello a 150 kV di alimentazione delle isole campane attraverso la realizzazione di elettrodotti in cavo 150 kV e due nuove SE 150 kV migliorando la qualità e la continuità del servizio.

Potenziamento direttrici a 150 kV per la raccolta di produzione eolica in Puglia

Al fine di limitare i rischi di sovraccarico sulla rete a 150 kV interessata dal trasporto di energia prodotta dagli impianti eolici esistenti è pianificato il potenziamento di porzioni della rete a 150 kV, interessate dalla connessione di nuovi impianti di produzione.

Interventi per favorire la produzione delle fonti rinnovabili nel Sud Italia

Al fine di permettere lo sfruttamento delle produzioni delle fonti rinnovabili sono previsti rinforzi strutturali della RTN necessari a limitare il rischio di congestioni, anche quando questi siano riconducibili alla connessione di nuovi impianti di generazioni. Pertanto tali rinforzi sono finalizzati a migliorare la dispacciabilità degli impianti esistenti e a consentire la connessioni di ulteriori impianti futuri (cfr. **paragrafo 4.3**). In particolare, nelle regioni del Sud Italia sono previste nuove stazioni di trasformazione a 380/150 kV per la raccolta e lo smistamento della generazione degli impianti da fonte eolica in via di realizzazione. Pertanto oltre alle stazioni già previste nei precedenti PdS, saranno realizzati nuovi impianti nel comune di Ariano Irpino, Manfredonia e Torre Maggiore. In aggiunta a tale impianto è emersa nel corso del 2008 l'esigenza di nuovi ulteriori stazioni di trasformazione di connessione di nuovi parchi eolici che hanno presentato regolare richiesta di allacciamento alla RTN. In particolare sono ipotizzate nuove stazioni in Puglia, Campania, Basilicata, Calabria e Sicilia; per tali impianti sarà definita con i titolari degli impianti eolici la relativa localizzazione. Non si esclude inoltre che qualora la rete non fosse adeguata a connettere alla RTN l'ingente taglia dei parchi, si renderebbe necessario il potenziamento dei collegamenti a 380 kV.

3.4 Qualità del servizio

Nel seguente paragrafo sono descritte in sintesi le principali attività atte prevalentemente a migliorare la qualità e la continuità del servizio nelle aree di rete maggiormente critiche sotto questi aspetti, come evidenziato nei **paragrafi 2.2.2 e 2.5.4**.

Si tratta anche di interventi che consentono di prelevare potenza dalla rete AAT e di immetterla sulla rete AT di trasmissione e di distribuzione per lo più in punti baricentrici rispetto alle aree di carico in costante crescita, riducendo così le perdite di energia in rete, migliorando i profili di tensione nei punti di prelievo, con notevoli benefici ambientali.

Elettrodotto 132 kV Cameri - Galliate

La direttrice a 132 kV Mercallo – Cameri – Galliate alimenta i carichi presenti nell'area di Novara. Nell'ottica di garantire il pieno sfruttamento della direttrice è prevista la ricostruzione dell'elettrodotto 132 kV Mercallo – Cameri.

Stazione 380 kV Magenta (MI)

Al fine di aumentare l'affidabilità, la sicurezza e la flessibilità di esercizio della rete elettrica nell'area compresa tra le stazioni 380 kV di Turbigo e di Baggio è prevista una nuova sezione 380 kV presso l'esistente impianto 220 kV di Magenta.

Potenziamento rete AT in Gallura

Al fine di incrementare l'affidabilità e la sicurezza dell'alimentazione dell'area di carico della Sardegna Nord-Orientale (Gallura), è prevista l'installazione di due batterie di condensatori da 54 MVar (eventualmente da 75 MVar) presso gli impianti di ENEL Distribuzione di Palau e Olbia e la rimozione della limitazione di portata sull'elettrodotto 150 kV "Aglientu – Viddalba".

Riassetto rete AT nell'area di Cagliari

Al fine di migliorare l'affidabilità e aumentare i margini di continuità del servizio di trasmissione è stata programmata la chiusura dell'anello 150 kV di alimentazione della città di Cagliari tramite la realizzazione di un collegamento in cavo fra le CP di S.Gilla e Portocanale.

Stazione 150 kV Samatzai (CA)

Al fine di garantire la necessaria affidabilità ed incrementare la qualità del servizio sarà realizzata una nuova SE 150 kV presso l'area dell'utente Samatzai.

Anello 132 kV Riccione - Rimini

La sicurezza di esercizio della rete AT che alimenta prevalentemente i carichi dei comuni di Rimini e Riccione non è garantita nella stagione estiva. Per superare tali criticità è prevista la realizzazione di un nuovo elettrodotto 132 kV "S.Martino in XX - Rimini Sud" ed uno smistamento 132 kV che consenta di razionalizzare le infrastrutture esistenti.

Potenziamento rete AT tra Terni e Roma

L'esercizio in sicurezza della rete 150 kV a nord-est di Roma è attualmente compromesso dalla presenza di numerosi T rigidi. È previsto un riassetto della rete funzionale al superamento degli attuali vincoli che costringono un assetto smagliato della rete e non consentono il pieno sfruttamento della capacità degli elettrodotti.

Riassetto rete area Cocullo

Allo scopo di migliorare la qualità del servizio nell'area di Sulmona sarà realizzato un breve raccordo tra la stazione di Cocullo e l'attuale derivazione rigida della linea 150 kV "Collarmeale - Sulmona - S.Angelo".

Sviluppi di rete sulla direttrice Villavalle - Popoli

In considerazione della necessità di garantire la sicurezza di esercizio e la continuità del servizio saranno realizzati alcuni interventi di sviluppo lungo la direttrice Villavalle - Popoli che prevede il declassamento a 150 kV di un elettrodotto e la realizzazione di due stazioni 220 kV e 150 kV.

Elettrodotto 132 kV Elba – Continente e riassetto rete area di Piombino

Al fine di garantire la piena affidabilità di alimentazione del carico dell'Isola d'Elba ed incrementare la qualità del servizio nell'area di Piombino che potrebbe essere compromessa dalle utenze industriali attualmente connesse, è prevista la realizzazione di una nuova Stazione 380 kV funzionale sia alla connessione del cavo di interconnessione Elba – Continente, sia al riassetto della rete AT nell'area di Piombino.

Riassetto rete area di Livorno

La rete nell'area di Livorno potrebbe presentare criticità di esercizio nel breve termine aggravate dalle richieste di connessione di nuove centrali pervenute nel corso del 2008. Di conseguenza sarà realizzata una nuova stazione di smistamento 132 kV alla quale saranno raccordati alcuni elettrodotti 132 kV afferenti con l'obiettivo di preservare le funzionalità del polo produttivo di Livorno e adeguare il livello di qualità del servizio agli standard attuali.

Elettrodotto 150 kV "Misterbianco - Viagrande"

Al fine di garantire la necessaria sicurezza di esercizio e la continuità del servizio di alimentazione della costa ionica tra Messina e Catania è prevista la realizzazione della linea 150 kV "Misterbianco - Viagrande".

Stazione 220 kV Piana degli Albanesi (PA)

Al fine di migliorare la continuità del servizio sulla rete a 150 kV che alimenta la zona di Palermo è programmata la realizzazione di una nuova Stazione Elettrica 220/150 kV a sud di Palermo, realizzata in classe 380 kV ed esercita a 220 kV. La nova SE sarà collegata alla SE di Ciminna con una nuova linea 220 kV, in entra-esce ad una delle terne della d.t. 220 kV "Bellolampo - Caracoli" ed alla locale rete AT.

Stazione 220 kV Agrigento

Al fine di consentire una maggiore qualità e continuità del servizio è prevista la realizzazione di una nuova Stazione Elettrica 220/150 kV nell'area ad ovest di Agrigento, realizzata in classe 380 kV ed esercita a 220 kV. La nuova SE sarà collegata in entra-esce ad una delle terne della d.t. 220 kV "Partanna – Favara" ed alla locale rete AT.

Stazione 220 kV Noto (RG)

Al fine di consentire una maggiore qualità e continuità del servizio è prevista la realizzazione di una nuova Stazione Elettrica 220/150 kV nell'area ad ovest di Ragusa, realizzata in classe 380 kV ed esercita a 220 kV. La nuova SE sarà collegata in entra-esce ad una delle terne della d.t. 220 kV "Melilli - Ragusa" ed alla locale rete AT.

Piano di rifasamento della rete

La corretta gestione del sistema elettrico nel suo complesso impone che, rispetto al fabbisogno previsto, oltre un'adeguata riserva di potenza attiva di generazione, sia programmato anche un sufficiente margine di potenza reattiva disponibile, sia in immissione che in assorbimento.

Infatti, in determinate situazioni (cfr. **paragrafo 2.2.3**), la copertura dei margini di reattivo potrebbe non essere sufficientemente garantita dai soli generatori in servizio (attuali o futuri). Tale evenienza può dipendere da svariate cause, tra cui le principali sono correlate al verificarsi dei seguenti fenomeni:

- importazioni di potenza attiva senza per contro importazioni di potenza reattiva²⁸;
- transiti di potenza che si instaurano sulle linee a 380-220 kV della rete di trasmissione e che determinano, nel loro complesso, un comportamento della stessa come un ulteriore carico aggiuntivo di tipo induttivo o capacitivo, secondo le zone e le situazioni;
- limiti di produzione/assorbimento massimo di reattivo da parte dei principali generatori connessi alla rete AAT.

Inoltre, per sfruttare al meglio la capacità di trasmissione della rete esistente e per ottenere minori perdite di trasporto, è opportuno che la potenza reattiva sia prodotta il più possibile vicino ai centri di consumo.

Ne segue che, anche a livello di pianificazione, si rende necessario verificare se, nelle due situazioni estreme in cui si può venire a trovare il sistema - e cioè di massima e di minima richiesta nazionale - sussistano sufficienti margini di generazione/assorbimento di potenza reattiva. Tale verifica viene condotta con riferimento allo scenario di breve periodo, in quanto:

- in tale contesto risulta possibile individuare con sufficiente confidenza la struttura del sistema di produzione e trasmissione di riferimento;
- per l'installazione degli eventuali condensatori/reattori che si rendono necessari, sono richiesti tempi medi contenuti.

Installazione di condensatori

Con l'aumento previsto del carico (caratterizzato negli ultimi tempi anche da "fattori di potenza" mediamente più bassi, dovuti alla sempre maggiore diffusione degli impianti di condizionamento dell'aria) soprattutto in corrispondenza della stagione estiva, e gli attesi aumenti dei livelli di importazione, si rende necessario adeguare i corrispondenti livelli di rifasamento della RTN.

Le nuove installazioni necessarie nel breve-medio termine²⁹ corrispondono a un totale di circa 750 MVar e risultano distribuite sul territorio nazionale come di seguito:

²⁸ È infatti noto che il transito di potenza reattiva sui collegamenti transfrontalieri deve essere, per quanto possibile, ridotto al minimo. Ciò al fine del rispetto delle regole UCTE ed anche per massimizzare la possibilità di importazione.

²⁹ Alcune batterie potranno essere installate solo in un secondo tempo, in quanto previste in stazioni future attualmente nel piano di lungo periodo.

- Zona Nord e Centro-Nord: circa 350 MVAR nelle aree Sud-Est di Torino, Milano Nord-Est, Vicenza, Treviso e Modena;
- Zona Centro: circa 100 MVAR nelle aree Lazio meridionale e fascia costiera medio-adriatica;
- Zona Sud: circa 150 MVAR in Campania (a nord e a sud di Napoli);
- Isole: circa 150 MVAR nelle aree di Catania, Caltanissetta e Sassari.

Il piano ottimale di installazione dei nuovi condensatori, che prevede l'inserimento della nuova potenza reattiva sulle sezioni a 132-150 kV (batterie da 54 MVAR l'una) di stazioni AAT/AT, interesserà le stazioni (9 stazioni esistenti, facenti parte della RTN, e 5 future) di seguito specificate:

- stazioni esistenti: Casanova (TO), Cislago (VA), Carpi Fossoli (MO), Latina (LT), Garigliano (CE), Caltanissetta e Codrongianos (SS);
- stazioni future: nuova stazione nell'area industriale di Vicenza³⁰, Vicenza Monteviale (VI), nuova stazione in provincia di Macerata³¹, S.Sofia (CE)³² e nuova stazione nell'area a est del Vesuvio³³.

Per quanto concerne la tempistica, sono considerate urgenti le installazioni su stazioni esistenti, mentre per quelle su stazioni future, dovranno essere ovviamente coordinate con i tempi di costruzione delle stesse.

La distribuzione geografica delle nuove risorse necessarie sul sistema AAT riflette direttamente lo scenario previsto nel breve-medio periodo. Infatti le nuove installazioni riguardano:

- nodi dell'area Nord e Centro-Nord con elevata densità di carico, previsto in aumento;
- porzioni di rete, nell'Italia centrale e centro-meridionale, distanti sia dai poli di produzione dell'area Nord che da quelli del Sud;
- altre aree del Paese caratterizzate invece da carenza (attesa almeno per i prossimi 5-6 anni) di risorse di generazione rispetto al fabbisogno di potenza reattiva localmente richiesto.

L'installazione della nuova potenza capacitiva sulla RTN apporterà i seguenti principali benefici:

- garantirà un sufficiente margine di riserva sulla generazione di potenza reattiva, necessaria a coprire l'aumento del fabbisogno futuro in potenza reattiva di tipo induttivo;
- garantirà migliori margini di tensione sui morsetti MT dei generatori al fine di prevenire possibili fenomeni di instabilità dovuti alla perdita di elementi di primaria importanza per la sicurezza del sistema elettrico nazionale (es. generatori di grossa taglia e/o elettrodotti fortemente impegnati);
- consentirà di ridurre mediamente le perdite in potenza alla punta sulla RTN.

Si evidenzia infine che sono state comunque effettuate analisi di sensibilità allo scopo di valutare se e come le realizzazioni, previste in un orizzonte di più lungo periodo, di futuri impianti di generazione autorizzati e/o di rinforzi di rete a 380 kV, potessero influenzare i risultati ottenuti. A conclusione di tali analisi si è riscontrata ancora la sostanziale validità del presente piano di rifasamento, con la conferma dei benefici complessivi dello stesso.

³⁰ Si tratta della stazione inserita nella Delibera CIPE n. 121 del 21.12.2001, con il nome di "Stazione a 380 kV di Montecchio (VI)".

³¹ Si tratta della stazione inserita nella Delibera CIPE n. 121 del 21.12.2001, con il nome di "Stazione a 380 kV di Abbadia (MC)".

³² Il banco di condensatori deve essere collegato a S. Sofia, sulla sez. a 150 kV ancora da realizzare.

³³ Si tratta della stazione inserita nella Delibera CIPE n. 121 del 21.12.2001, con il nome di "Stazione a 380 kV di Striano (NA)".

Installazione di reattanze di compensazione

La necessità di provvedere all'installazione di nuova potenza reattiva di tipo induttivo (reattori) è una problematica che si è affacciata solo di recente nella gestione del sistema AAT, anche a seguito dei problemi di sicurezza del sistema elettrico che si sono evidenziati nel corso degli ultimi anni.

Infatti nelle ore di bassissima richiesta³⁴ di energia elettrica le tensioni sulla rete AAT tendono a raggiungere valori pericolosi a causa dello scarso impegno delle linee. In tali occasioni dell'anno è necessario provvedere, con opportune manovre di esercizio, al contenimento degli effetti derivanti sulla rete. Tali azioni, che prevedono l'apertura di alcune linee e la riduzione del normale livello di magliatura della rete, comportano tuttavia una diminuzione dei margini di stabilità e affidabilità del sistema elettrico, oltre che un aggravio dei costi relativi all'approvvigionamento di risorse sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento.

Come risposta alle problematiche di esercizio esposte, sono previsti opportuni interventi nel Piano di Sviluppo della RTN, per consentire, anche in ore vuote, un esercizio maggiormente magliato della rete in AAT.

In particolare, è in programma l'installazione di nuovi banchi di reattanze trasversali direttamente sulle sezioni AAT degli impianti seguenti:

- 200 MVar nella nuova sezione a 380 kV della stazione di Casellina (FI);
- 400 MVar (n.2 da 200 MVar) nelle stazioni 380 kV dell'alto Lazio;
- 200 MVar nella stazione a 380 kV di Scandale (KR);
- 75 MVar nella stazione a 220 kV di Partinico (PA).

I notevoli benefici in termini di incremento dei livelli di sicurezza e stabilità del sistema elettrico associati alle soluzioni pianificate sono state confermate (anche in termini di dislocazione e di priorità d'intervento) da simulazioni e analisi di sensibilità effettuate su scenari di breve-medio periodo. In particolare si è rilevato che, in seguito all'installazione prevista di nuova potenza induttiva sulla RTN, anche nelle condizioni di minima richiesta annua le tensioni si manterranno al di sotto della soglia massima di 420 kV con un sufficiente margine di sicurezza.

Infine non si può escludere la possibile esigenza di ulteriori installazioni, per le quali sono richieste verifiche supplementari sulla base degli scenari futuri che si andranno a determinare.

3.5 Ulteriori ipotesi di sviluppo allo studio

Ulteriori possibilità di sviluppo, determinate principalmente da esigenze endogene della RTN, dall'import o dall'evoluzione del parco produttivo, richiedono ulteriori approfondimenti e, per essere completamente definite, si devono consolidare le ipotesi alla base delle decisioni da prendere. Pertanto queste possibilità non rientrano ancora nei programmi di intervento e quindi non sono state riportate nell'**Allegato**.

Riclassamento a 380 kV di direttrici 220 kV esistenti

Nella ricerca di sinergie con infrastrutture esistenti e lo sfruttamento di corridoi energetici presenti sono allo studio attività finalizzate alla ricostruzione di linee a 220 kV al livello superiore di 380 kV.

Tali interventi, consentirebbero di rimuovere alcune congestioni interzonali, come ad esempio il riclassamento a 380 kV della "Vignole – S.Colombano – Avenza" e della "Villavalle – Roma Nord", ed intrazonali, come la direttrice Cassano – Ric Ovest (in occasione anche del nuovo collegamento autostradale di connessione tra le città di Brescia e Milano BRE-BE-MI) o "Dugale – Stazione 1" sfruttando infrastrutture esistenti ed evitare l'asservimento di nuove aree territoriali.

³⁴ In alcune giornate festive il fabbisogno nazionale notturno può scendere anche al di sotto del 40% rispetto alla punta massima.

In linea con questa strategia si inserisce l'obiettivo di migliorare la gestione dei livelli di tensione sulla rete rilevante abbandonando il concetto di rete a tre livelli, a favore di un modello di rete a due livelli: il 380 kV deputato alla funzione di trasmissione e il 150 kV a quella di subtrasmissione.

Installazione di SVC per la stabilizzazione dei profili di tensione

Nel breve-medio periodo lo sviluppo del parco produttivo potrebbe determinare delle criticità dal punto di vista del dispacciamento economico e possibili violazioni delle condizioni di sicurezza del sistema elettrico, soprattutto per quanto riguarda i vincoli di tensione. Queste nuove problematiche vanno a sommarsi alle consuete necessità di controllo del profilo della tensione nelle ore di basso carico, dove i ridotti transiti e la riduzione della generazione tendono naturalmente ad incrementare la tensione sulla rete.

Al fine di far fronte a queste problematiche è allo studio la possibilità di utilizzare, ove ritenuto necessario, dei dispositivi di controllo rapidi della tensione quali STATCOM o SVC.

Rinforzi rete AAT in Liguria

In relazione al potenziamento del polo di produzione di Vado Ligure (SV), sono allo studio adeguati interventi di rinforzo della rete primaria della Liguria che, sfruttando le opportunità di ricostruzione o riclassamento al livello di tensione 380 kV di impianti esistenti eserciti a 220 kV, consentano di superare i rischi di sovraccarico delle direttrici a 380 kV da Vado L. verso Torino e soprattutto verso La Spezia.

Razionalizzazione dei sistemi elettrici della Valchiavenna

Nell'ambito del Comitato di Sorveglianza istituito presso il Ministero delle Attività Produttive (oggi Ministero dello Sviluppo Economico) per il monitoraggio della realizzazione delle attività di razionalizzazione correlate all'elettrodotto di interconnessione "San Fiorano - Robbia", proseguono anche le attività di analisi - da parte della Provincia di Sondrio, degli Enti locali e dei proprietari di rete coinvolti - di un elenco di interventi di razionalizzazione della rete di trasmissione della Valchiavenna, potenzialmente interessata da una nuova linea di interconnessione a 380 kV con la Svizzera.

Nuova stazione di trasformazione AAT/AT in Lombardia

La concentrazione di carico compresa nell'area tra Como e Milano rende necessario l'inserimento di un nuovo punto di alimentazione dal 380 kV. È stato pertanto avviato uno studio specifico per l'individuazione di una zona baricentrica rispetto ai carichi dell'area su cui realizzare una nuova stazione di trasformazione a 380/132 kV.

Razionalizzazione dei sistemi elettrici dell'alta Val d'Adige

È stato completato lo studio per la razionalizzazione del sistema elettrico che interessa il territorio della Val d'Adige, con la definizione preliminare di un sistema integrato in AAT che, sfruttando anche la futura linea di interconnessione attraverso il Tunnel di base del Brennero, contribuisca a:

- aumentare la qualità dell'alimentazione dell'area interessata dall'intervento, mediante il trasporto in sicurezza della produzione idroelettrica locale e della potenza importata;
- diminuire i costi di esercizio e di manutenzione e le perdite di trasmissione;
- diminuire la superficie di territorio assoggettata a servitù di elettrodotto, con conseguenti benefici economici e ambientali.

Lo studio si è focalizzato sulla rete AAT del territorio delle Province di Trento e di Bolzano, individuando gli elettrodotti - soprattutto sul livello 220 kV - che possono essere eliminati e/o sostituiti da nuove direttrici a 380 kV, con conseguente vantaggio in termini di occupazione di territorio.

Sono inoltre state definite le esigenze elettriche di future stazioni, principalmente sul livello 380 kV, che devono svolgere funzioni di raccolta della produzione delle centrali idroelettriche (collocate specie sul 220 kV) e/o quelle di alimentazione dei carichi locali (soprattutto sul livello 132 kV).

Lo studio ha individuato sul nodo 380 kV di Nave il possibile punto di aggancio del futuro sistema di trasporto a 380 kV del Trentino Alto Adige con gli impianti della Lombardia e le analisi hanno inoltre evidenziato l'opportunità di potenziare le esistenti dorsali AAT verso la rete veneta.

Direttrice AAT di collegamento fra le dorsali Adriatica e Tirrenica

Alla luce dell'incremento della capacità produttiva nella zona Sud imputabile a centrali termoelettriche tradizionali e/o a impianti di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, è allo studio la possibilità di interconnettere le dorsali AAT di trasmissione adriatica e tirrenica incrementando la sicurezza di esercizio della rete e al contempo un migliore bilanciamento dei transiti in potenza.

Stazione 380/150 kV Teramo

Al fine di garantire anche nel lungo periodo una maggiore sicurezza di alimentazione del carico dell'area di Teramo, è allo studio la possibilità di prevedere nell'esistente stazione a 380 kV di Teramo l'installazione dello stadio di trasformazione 380/132 kV e la realizzazione di una sezione a 132 kV, a cui collegare opportunamente la locale rete di distribuzione a 132 kV. Anche la sezione a 380 kV della stazione dovrà essere pertanto ampliata, prevedendo gli stadi primari dei nuovi ATR, oltre a quelli già programmati necessari per il nuovo collegamento a 380 kV "Fano – Teramo".

Rinforzi rete AAT in Basilicata

In relazione al possibile ulteriore sviluppo del parco di generazione in Calabria e Basilicata, con particolare riguardo alle fonti rinnovabili, sono allo studio adeguati interventi di rinforzo della rete primaria della Basilicata che consentano di superare i rischi di sovraccarico delle direttrici a 380 kV da Laino a Montecorvino.

Rinforzi rete AAT tra Calabria e Campania

In relazione al possibile ulteriore sviluppo del parco di generazione nelle regioni del Sud Italia, con particolare riguardo alle fonti rinnovabili, sono allo studio adeguati interventi di rinforzo della rete primaria al fine di adeguare il sistema elettrico ed evitare congestioni che potrebbero condizionare le nuove iniziative. Pertanto è allo studio un rinforzo di rete tra la Calabria e la Campania che permetta di trasmettere l'energia dai futuri poli produttivi localizzati in Calabria verso l'area fortemente deficitaria della Campania. Tra le soluzioni ipotizzate non si esclude il ricorso alla tecnologia HVDC.

Rinforzi rete AT a nord di Catania

In relazione all'incremento dei carichi nell'area nord-orientale della Sicilia è allo studio il declassamento dell'elettrodotto 220 kV "Misterbianco - Sorgente" e la predisposizione di adeguati raccordi alle esistenti cabine primarie al fine di garantire un'adeguata magliatura della rete AT.

Interconnessioni delle principali isole di Sicilia

Tra le esigenze di sviluppo negli scenari futuri si rileva la necessità di migliorare la qualità e la continuità del servizio di alcune isole minori della Sicilia, caratterizzate da assenza di alimentazione dalla rete del continente e dalla scarsa affidabilità dei sistemi di generazione isolana. Sono in corso studi per valutare l'opportunità di interconnettere alla RTN del continente alcune isole minori, in particolare della Regione Siciliana, per le quali le caratteristiche morfologiche, la presenza di un sistema di distribuzione locale e la vicinanza al continente permettano una fattibilità tecnica del collegamento sottomarino.

Interconnessione con Malta

È allo studio l'interconnessione tra il sistema elettrico della Sicilia con l'isola di Malta, per il quale è in corso di definizione uno studio di fattibilità tra i gestori di rete dei rispettivi paesi.

Rifacimento del collegamento Sardegna – Corsica – Italia (SA.CO.I)

Su richiesta del gestore di rete corso (EDF) è stato avviato un gruppo di lavoro con lo scopo di verificare per il collegamento Sardegna – Corsica – Italia (SA.CO.I) possibili sviluppi futuri nel medio-lungo termine.

Sviluppo sulla frontiera Austriaca

Di concerto con gli operatori austriaci TIWAG- Netz e APG Verbund saranno avviati gli studi di fattibilità tecnica per una possibile nuova interconnessione per incrementare la capacità di scambio di potenza e l'integrazione della rete nazionale e austriaca, la nuova interconnessione si collegherà lungo la direttrice Premadio – Glorenza – Castelbello, su quest'ultimi impianti, di recente acquisizione, saranno valutati i necessari adeguamenti agli standard usuali.

3.6 Acquisizione di elementi di rete esistenti nell'ambito RTN

Il MAP (oggi MSE) con il Decreto del 23 dicembre 2002, ha inteso estendere la possibilità di ampliare l'ambito della rete di trasmissione nazionale non solo con elementi di rete conseguenza diretta di interventi di sviluppo della Rete stessa, ma anche con elementi di rete non facenti parte della RTN come ad esempio elementi di rete di distribuzione, reti RFI, impianti in alta tensione di proprietà di produttori, utenti, e così via.

Nel Codice di Rete³⁵, in conformità con quanto previsto dall'art. 2 del decreto, si chiarisce che *“il Gestore definisce e inserisce eventuali future proposte di acquisizione di elementi di rete esistenti nel Piano di Sviluppo [...]”*.

3.6.1 Predisposizione della proposta di ampliamento della RTN

La procedura operativa per l'ampliamento dell'ambito RTN, descritta nel Codice di Rete, prevede che le proposte di ampliamento, preventivamente concordate da Terna con i soggetti proprietari e/o aventi la disponibilità dei beni coinvolti, vengano riportate nel PdS e inviate al MSE, per la verifica di conformità, attraverso l'approvazione del Piano.

3.6.2 Criteri per l'acquisizione di elementi di rete nell'ambito RTN

I criteri generali utilizzati nella scelta degli elementi di rete da proporre per l'acquisizione sono quelli di seguito delineati.

Gli elementi di rete da inserire nell'ambito sono stati determinati in modo da migliorare le attività di gestione, esercizio e manutenzione, o situazioni che possano creare ostacoli o lentezze nello sviluppo della rete in AT.

Si è cercato pertanto, attraverso le attribuzioni di ambito, di risolvere quelle situazioni in cui ad esempio un intervento di sviluppo misto (che coinvolge cioè la rete di trasmissione e una o più reti di distribuzione) porti a una commistione di proprietà e di competenza.

Collegamento a lavori di sviluppo della RTN

Gli elementi oggetto di proposta sono di norma correlati a interventi di sviluppo che scaturiscano da esigenze coordinate e concordate tra Terna e altri gestori; come accennato queste proposte di acquisizione sono individuate al fine di evitare che sovrapposizioni di competenze tra diversi gestori di rete, possano provocare impedimenti o ritardi nell'autorizzazione e realizzazione di interventi di sviluppo o difficoltà di gestione della rete in seguito all'entrata in servizio delle opere previste.

In tal modo si cerca di superare le difficoltà che si sono già incontrate nella gestione dello sviluppo coordinato delle reti interoperanti con la RTN, favorendo un accordo tra le parti che individui una soluzione di comune soddisfacimento, per favorire il migliore funzionamento del sistema elettrico.

Mantenimento o ripristino di direttrici di trasmissione

La scelta degli elementi di rete da acquisire nell'ambito della RTN sarà effettuata anche in modo da mantenere le direttrici di trasmissione, e/o ripristinarle all'occorrenza, qualora dei lavori sulle reti ne abbiano compromesso l'integrità o la continuità.

³⁵ Codice di Rete, Cap. 2, paragrafo 2.7 “Aggiornamento dell'ambito della RTN”.

3.6.3 Proposte di acquisizione nella RTN di elementi di rete esistenti

A valle dell'accordo siglato in data 19 Dicembre 2008 per la cessione a Terna della rete di energia elettrica in alta tensione di ENEL Distribuzione - nell'ipotesi di perfezionamento del contratto di cessione - vengono riportate nell'**Allegato 2**, gli sviluppi rete su impianti di ENEL Distribuzione in corso di autorizzazione o realizzazione e comunque non ancora in esercizio, che Terna propone di inserire nell'ambito della RTN.

Nella **Tabella 7** che segue sono, inoltre, riportati gli elementi di rete esistenti di cui Terna propone l'acquisizione nell'ambito della RTN, così come previsto dell'Articolo 2 del Decreto MAP del 23 dicembre 2002. Tali acquisizioni sono state preventivamente concordate con i soggetti che hanno la disponibilità degli impianti.

La successiva modifica dell'ambito della RTN, con inclusione degli elementi di rete di cui alla **Tabella 7**, potrà avvenire in seguito al conferimento a Terna degli asset in questione da parte dei soggetti che ne hanno attualmente la disponibilità, fermo restando che la remunerazione corrisposta ai Titolari per gli elementi di rete che saranno inclusi nell'ambito della RTN, sarà conforme alla normativa vigente.

Terna altresì sta valutando la possibilità di allargare l'ambito della rete nazionale a porzioni di rete AT non facenti parte della RTN per sfruttare le sinergie con la rete di trasmissione.

Tabella 7 - Elementi di rete esistenti da acquisire nell'ambito della RTN

Elettrodotti nella regione Basilicata/Calabria				
Denominazione Linea		Tensione	Titolare	km terna
1° estremo	2° estremo	[kV]		
Italcementi Castrovillari	Italcementi Matera	150	Italgen	125
Italcementi Castrovillari	Coscile ³⁶	150	Italgen	2
Italcementi Castrovillari	Castrovillari ³⁶	150	Italgen	2
Elettrodotti nella regione Emilia Romagna				
FS Riccione	FS Cesena	132	RFI	39,6
FS Riccione	S.Marino all.	132	RFI	18,7
FS Riccione	Riccione	132	RFI	2,6
FS Riccione	FS G.Cattolica	132	RFI	16,1
Stazioni nella regione Veneto				
Impianto		Tensione	Titolare	
		[kV]		
Sezionatori TRA e TRB della Stazione III		220	EDISON	
Stazioni nella regione Calabria				
Italcementi Castrovillari		150	Italcementi	

³⁶ Tratto in doppia terna.

3.6.4 **Proposte di dismissione di elementi di rete dall'ambito della RTN**

Infine in **Tabella 8** sono elencati gli elementi di rete di cui Terna propone la dismissione dalla RTN in quanto non più funzionali al servizio di trasmissione dell'energia elettrica.

Analogamente al caso di ampliamento dell'ambito della RTN, Terna provvederà a dismettere dalla RTN gli elementi di rete di cui alla **Tabella 8** previo conferimento degli elementi di rete in questione alle Società interessate all'acquisizione.

Tabella 8 - Elementi in servizio da dismettere dalla RTN

Stazioni nella regione Emilia Romagna		
Denominazione impianto	Tensione [kV]	Titolare
Ferrara	220-132	Terna

4 Risultati attesi

La pianificazione dello sviluppo del sistema di trasmissione è chiamata a rispondere alle molteplici esigenze che progressivamente si presentano nella gestione della rete. Il presente Piano di Sviluppo rappresenta un compromesso tecnico-economico-ambientale, poiché si propone di conciliare al meglio, da un lato le primarie esigenze di approvvigionamento e gestione in sicurezza del sistema elettrico nazionale, dall'altro l'obiettivo di ridurre il più possibile i vincoli di rete a favore del libero scambio di energia tra le varie aree del Paese, garantendo nel contempo il rispetto delle esigenze ambientali e sociali.

Come già rappresentato nel **paragrafo 2.5**, le numerose simulazioni, effettuate su diversi scenari limite, hanno evidenziato, anche nell'immediato futuro, l'accentuarsi di alcuni fenomeni già presenti sulla rete attuale.

Al contrario, il protrarsi di queste tendenze, senza un'adeguata risposta, potrebbe condurre a limitazioni nell'approvvigionamento e negli scambi di potenza, col rischio di non coprire il fabbisogno alla punta con sufficienti margini di riserva, riducendo peraltro l'efficienza della rete, con perdite complessive molto elevate e con il rischio di una significativa riduzione del livello di qualità del servizio.

Altro elemento non trascurabile, con gli interventi previsti, è il mantenimento a livelli accettabili delle perdite sulla rete di trasmissione. Tale risultato è ancor più rilevante se si considerano gli incrementi previsti sia del fabbisogno che della generazione.

I risultati che si attendono con la realizzazione del Piano vanno da una parte a limitare i vincoli (attuali e futuri) di utilizzo e gestione della rete, dall'altra a incrementare la qualità della rete stessa, migliorandone le caratteristiche strutturali e l'efficienza.

In seguito vengono presentati i principali risultati attesi a fronte del completamento delle opere previste nel Piano, osservando tuttavia la compresenza di altri benefici non quantificabili, ma comunque correlati allo sviluppo del sistema di trasmissione, non ultimi il rispetto dell'ambiente e il sostegno al mercato dell'energia elettrica con un valido supporto allo sviluppo economico del Paese.

4.1 Incremento della consistenza della RTN

La valutazione della consistenza delle attività di sviluppo programmate, che si traduce in aumento della capacità di trasporto della rete esistente, consente di evidenziare nel modo più immediato la portata delle attività previste nel Piano in termini di impegno realizzativo e di impatto sulla rete.

Al riguardo, si osserva che, in particolare nell'ultimo decennio, principalmente a causa delle difficoltà di carattere autorizzativo, l'attività di realizzazione di nuovi elettrodotti nel nostro Paese ha subito un forte rallentamento, ponendo lo sviluppo della rete in ritardo rispetto alla crescita dei volumi transitati su di essa. Il tasso di utilizzo della rete rappresenta un indicatore dell'adeguamento della consistenza della rete alla domanda di energia elettrica ed è definito come il rapporto tra i consumi ed i chilometri di linea realizzati. Nell'ultimo trentennio i valori del tasso di utilizzo in Italia hanno segnato un trend in costante crescita, mentre la media dei Paesi europei UCTE è rimasta pressoché invariata, a dimostrazione del ritardo italiano rispetto all'Europa.

Con la realizzazione degli interventi previsti di sviluppo sarà possibile ridurre gli attuali livelli di impegno della rete, a vantaggio della sicurezza ed efficienza del servizio di trasmissione.

Infatti risultano complessivamente programmate 111 nuove stazioni, mentre la capacità di trasformazione si incrementerà di oltre 22.400 MVA.

Si stima inoltre che la consistenza della rete a 380 kV aumenterà di circa 4.100 km³⁷, quella a 220 kV si ridurrà di circa 1.280 km, di cui una parte sarà riclassata a 380 kV ed una parte sarà riutilizzata a 132 - 150 kV. Per quanto riguarda la rete di trasmissione a 132 - 150 kV, la sua consistenza a seguito di nuove realizzazioni programmate aumenterà di circa 1.770 km (inclusi i declassamenti dal 220 kV). Complessivamente, tenuto conto di tutti i livelli di tensione, le attività di sviluppo in programma comporteranno un incremento della consistenza della rete di trasmissione nazionale di circa 4.590 km.

Nella **Tabella 9** che segue è riportato un riepilogo delle attività di sviluppo previste sulla RTN ripartite in interventi a medio termine, a lungo termine e per livello di tensione.

Tabella 9 - Riepilogo interventi sulla RTN suddiviso per livelli di tensione

	380-500 kV	220 kV	120-150 kV	Totale
Nuove stazioni [n.ro]				
<i>medio termine</i>	39	25	49	111
<i>lungo termine</i>	20	14	46	80
	19	11	3	31
Potenza di trasformazione [MVA]				
<i>medio termine</i>	19.950	2.340	168	22.458
<i>lungo termine</i>	15.950	610	18	16.578
	4.000	1.730	150	5.880
Elettrodotti [km di terne]				
<i>medio termine</i>	4.102	-1.289	1.778	4.591
<i>lungo termine</i>	1.877	-776	1.912	3.013
	2.225	-513	-134	1.578

4.2 Incremento della capacità di importazione dall'estero

Le analisi mostrano che, a completamento delle opere previste nel Piano di Sviluppo di medio termine, la capacità di importazione alla frontiera settentrionale vedrebbe un incremento di circa 500 MW, peraltro con un sensibile aumento della sicurezza di esercizio, in particolare sul versante Nord-Est. A tale valore si sommerà l'incremento di capacità dovuta ad alcuni interconnector privati nell'anno 2009 (cfr. **Allegato 1 Connessioni alla RTN**).

Nel lungo periodo, il programma realizzativo degli studi e degli interventi delle opere di interconnessione previste allo stato attuale nel Piano di Sviluppo, risulta strettamente legato a quello degli interconnector privati, con una possibile sovrapposizione e/o rimpiazzamento di interventi sulla rete AAT (si veda in proposito il D.M. del 21 ottobre 2005 che stabilisce che: "non sono ammissibili richieste di esenzione [...] per linee inserite nel Piano di Sviluppo della rete di trasmissione nazionale e non avviate a realizzazione nel corso di quattro anni dalla data di primo inserimento, salvo esplicita rinuncia da parte di Terna.").

Le analisi preliminari mostrano che, ipotizzando una realizzazione combinata di interconnessioni previste nel PdS e interconnector privati, nel lungo periodo la capacità di importazione alla frontiera settentrionale potrebbe crescere ulteriormente di un valore compreso tra i 3.000 e i 4.000 MW.

³⁷ Compresi i km di rete a 220 kV trasformati a 380 kV.

Estendendo inoltre l'osservazione alle altre frontiere elettriche della penisola e delle isole maggiori, potrà risultare fattibile nel lungo periodo la realizzazione di interconnessioni in cavo sottomarino HVDC con paesi balcanici e Nord Africa, con un incremento di import stimabile di ulteriori 2.000-2.500 MW, sempre che vengano completate le opere di sviluppo della RTN previste e/o allo studio nello stesso arco temporale. Si segnala infine nel breve periodo l'incremento della capacità di interconnessione con l'Albania a seguito della realizzazione della linea di interconnessione privata Brindisi Sud – Babica.

4.3 Riduzione delle congestioni e dei poli produttivi limitati

Le analisi di rete effettuate, al fine di definire i rinforzi di rete necessari a rimuovere possibili limitazioni di produzione e a ridurre le potenziali congestioni createsi con la connessione dei nuovi impianti, hanno consentito di individuare e programmare interventi di sviluppo della RTN particolarmente significativi dal punto di vista della sicurezza di copertura del fabbisogno (cfr. **par. 2.5.1**).

Si stima che il complesso degli interventi previsti garantirebbe la riduzione di potenziali o esistenti vincoli di produzione quantificabile approssimativamente in circa 3.000 - 5.000 MW di maggiore contributo alla punta (in funzione delle centrali che verranno via via realizzate), incrementabili di ulteriori 3.000 MW circa nell'ipotesi massima di completa realizzazione di tutte le centrali al momento autorizzate.

In particolare (fatte salve le limitazioni a livello di zona riportate nella **Tabella 10**) la realizzazione degli interventi di sviluppo permetterà di ridurre le limitazioni dei poli di produzione presenti nell'attuale struttura zonale del mercato elettrico italiano:

- le limitazioni della produzione delle centrali di Monfalcone e Torviscosa, corrispondenti alla attuale zona Monfalcone, risulteranno notevolmente ridotte grazie agli interventi previsti nell'area del Triveneto: elettrodotto "Udine O. – Redipuglia" e futuro elettrodotto di interconnessione con la Slovenia;
- a seguito del potenziamento dell'elettrodotto "Foggia – Benevento", della realizzazione del raddoppio della direttrice adriatica e dei raccordi di Candela, le limitazioni del polo di Foggia, le cui produzioni attualmente sono possibili solamente in regime di teledistacco, verranno sensibilmente ridotte consentendo lo sfruttamento delle centrali ad esso afferenti;
- la realizzazione degli interventi di sviluppo della rete primaria in Calabria, permetterà di incrementare di circa il 50% la produzione degli impianti appartenenti al polo di produzione della Calabria, mentre la realizzazione dell'elettrodotto "Montecorvino – Avellino Nord" permetterà il trasporto di tale potenza verso i centri di consumo della Campania; le limitazioni residue risultano essere trascurabili su base annua.

Gli interventi di sviluppo previsti nel presente piano consentiranno inoltre un significativo incremento dei limiti di transito tra le zone di mercato; permettendo così di migliorare l'affidabilità della rete e di ridurre la frequenza di separazione del mercato.

Nella **Tabella 10** sono riportati gli incrementi attesi dei limiti di transito inter-zonali nell'orizzonte di Piano di medio termine, con riferimento alla situazione diurna invernale.

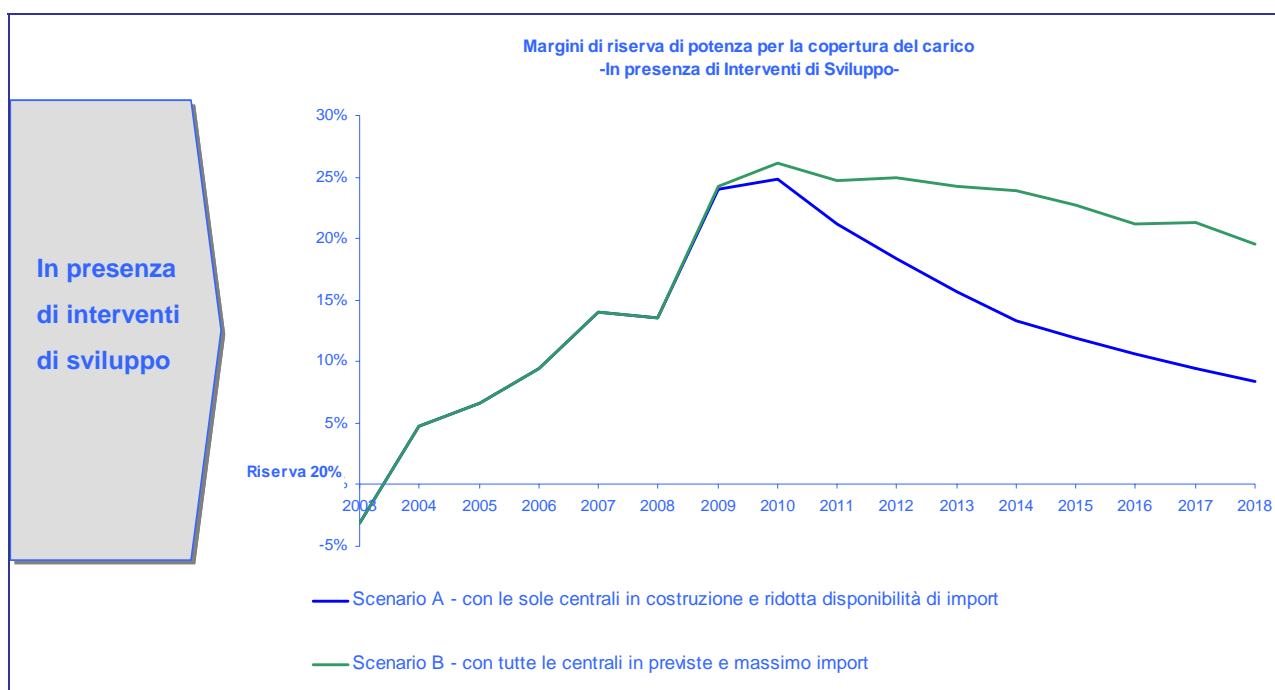
L'attuazione del Piano di Sviluppo renderà quindi possibile un maggiore utilizzo della capacità produttiva per la copertura in sicurezza del fabbisogno nazionale.

Nella **Figura 38** è rappresentata la proiezione dei margini di riserva disponibili fino al 2018, individuata negli stessi scenari di produzione ed import descritti nel **paragrafo 2.5.1**, considerando in questo caso completati gli interventi di sviluppo pianificati.

Tabella 10 - Incremento dei principali transiti tra zone di mercato [MW]

Sezione inter-zonale	2009	con sviluppo
Nord - Centro Nord	3.700	+400
Centro Nord - Centro Sud	1.300 ³⁸	+300
Sud - Centro Sud ³⁹	3.900	+1.000
Sicilia - Sud	600	+900
Sud - Sicilia	100	+ 1.000
Sardegna - Continente/Corsica	350	+ 800

Analizzando il grafico si può osservare che la copertura del fabbisogno con adeguati margini di riserva sarebbe garantita in tutto il periodo di Piano. I margini di riserva potrebbero risultare limitati oltre il 2018 nello scenario minimo (scenario A), caratterizzato dalla presenza delle sole centrali attualmente in fase di costruzione e da una limitata disponibilità di import alla frontiera nord. Il problema non è causato tuttavia da una carenza strutturale della rete di trasmissione (in quanto, con la realizzazione degli interventi di sviluppo le congestioni potenziali sarebbero tutte risolte), ma riguarderebbe la carenza di capacità produttiva in quanto non tutte le centrali oggi autorizzate risulterebbero disponibili. L'attuazione del Piano di Sviluppo permetterebbe comunque di posticipare, rispetto alla situazione descritta al **paragrafo 2.5.1**, la riduzione dei margini ottenibili con gli impianti di generazione attualmente in cantiere.

**Figura 38 - Margini di riserva di potenza per la copertura del carico**

Nello scenario massimo (scenario B - nel quale la disponibilità di import è quella massima e tutte le centrali autorizzate contribuiscono alla copertura del carico) invece, non si evidenziano problemi di riserva, e con gli sviluppi di rete previsti risultano superate anche le residue criticità di copertura del fabbisogno.

³⁸ Valore inferiore del profilo di attivazione del vincolo di scambio CN-CS.

³⁹ Con la delibera 116/08, l'AEEG ha approvato la nuova configurazione della zona Sud e Centro sud.

Valutazione dell'impatto dello sviluppo della RTN sulle congestioni in un mercato elettrico liberalizzato

Con la liberalizzazione del settore della produzione di energia elettrica, la determinazione della taglia e dell'ubicazione dei nuovi impianti di generazione non scaturisce più da un processo di pianificazione integrato. Ciò può determinare un'evoluzione del parco di generazione non sufficientemente legata allo sviluppo del sistema di trasmissione che, a sua volta, può comportare una riduzione di efficienza del mercato elettrico in termini di maggiore impatto dei vincoli di trasmissione (congestioni) sull'esito del mercato.

Tra le diverse metodologie presenti oggi in letteratura per l'analisi di tali fenomeni, Terna ha utilizzato un indice chiamato *Weighted Transmission Loading Relief (WTLR)*⁴⁰ che permette di fornire un'indicazione sull'impatto che la connessione di un impianto di produzione ha sul sistema di trasmissione, evidenziando le aree in cui nuova potenza installata contribuisce ad alleviare le congestioni (WTLR negativi) e quelle in cui la rete elettrica non è adeguata a sostenere nuove iniziative nel campo della generazione elettrica (WTLR positivi). Una volta calcolati i WTLR, è possibile ricavare da questi una rappresentazione grafica.

L'analisi condotta consiste, quindi, nella valutazione dell'impatto sulla rete 380/220 kV della nuova capacità produttiva prevista e gli effetti dei principali interventi di sviluppo nel medio e nel lungo termine. Attraverso il confronto diretto delle due mappe che rappresentano la situazione prima e dopo il potenziamento della rete di trasmissione, è possibile avere un'indicazione dell'efficacia dei rinforzi di rete in esame in termini di riduzione delle congestioni e il conseguente miglioramento della sicurezza del sistema e dell'efficienza del mercato.

In **Figura 39** sono riportati i risultati ottenuti dall'analisi svolta sul medio termine (2013/2014) in assenza e in presenza dei programmati interventi di sviluppo. La situazione al Sud peggiora sensibilmente per effetto della presenza di una consistente porzione (circa 60%) della nuova capacità produttiva prevista nel medio termine, in particolare nella zona compresa fra la Puglia, la Campania e la Calabria (cfr. **paragrafo 2.4.3**). E' di minore entità rispetto a quest'ultima, ma altrettanto significativa ai fini di una gestione efficace del sistema, la congestione evidenziata nell'area della regione Piemonte.

I valori più elevati in assoluto si collocano nell'area dei poli produttivi di Brindisi e Foggia, mentre quelli minori corrispondono ai nodi della rete a 380 kV della Campania e nell'area Nord Est del paese.

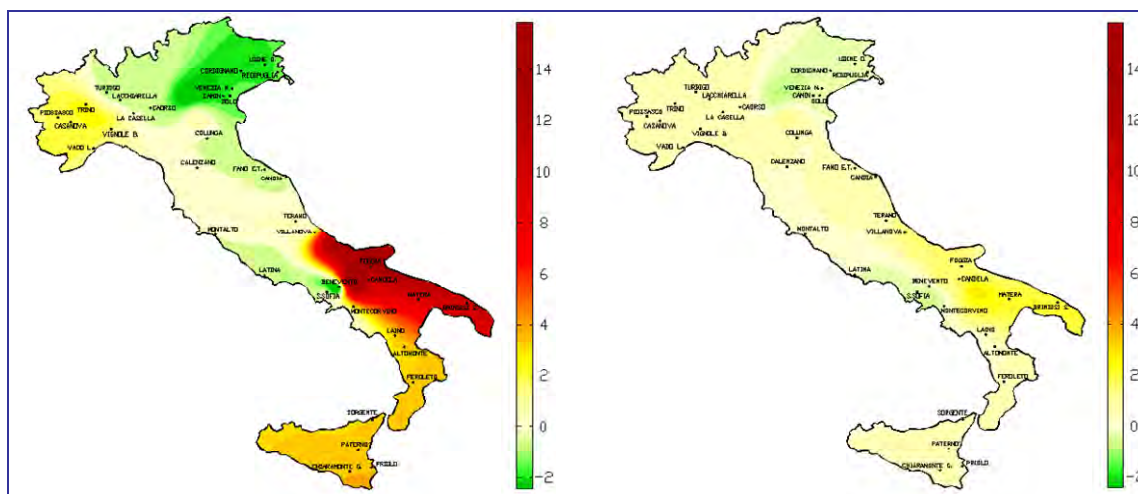


Figura 39 - Analisi nel medio termine dell'indice WTLR in assenza (sinistra) ed in presenza (destra) dei programmati interventi di sviluppo

L'inserimento dei principali interventi di sviluppo previsti nel medio termine determina una generale riduzione delle congestioni nell'area Sud dell'Italia e nel Piemonte.

⁴⁰ Indicatore dell'impatto dell'iniezione di potenza attiva in un nodo sui vincoli operativi del sistema di trasmissione.

Nel lungo periodo (con l'entrata in esercizio degli interventi programmati nel medio) l'ulteriore ingresso di nuovi impianti di produzione in aggiunta all'aumento del fabbisogno, determina un generale deterioramento delle condizioni di esercizio della rete, con la presenza di congestioni nell'area della Puglia e della Basilicata, anche se maggiormente contenute rispetto al medio termine. In **Figura 40** si osserva come la realizzazione degli interventi previsti per quell'orizzonte temporale consente una significativa riduzione delle congestioni rispetto alla situazione analizzata in assenza di interventi di sviluppo.

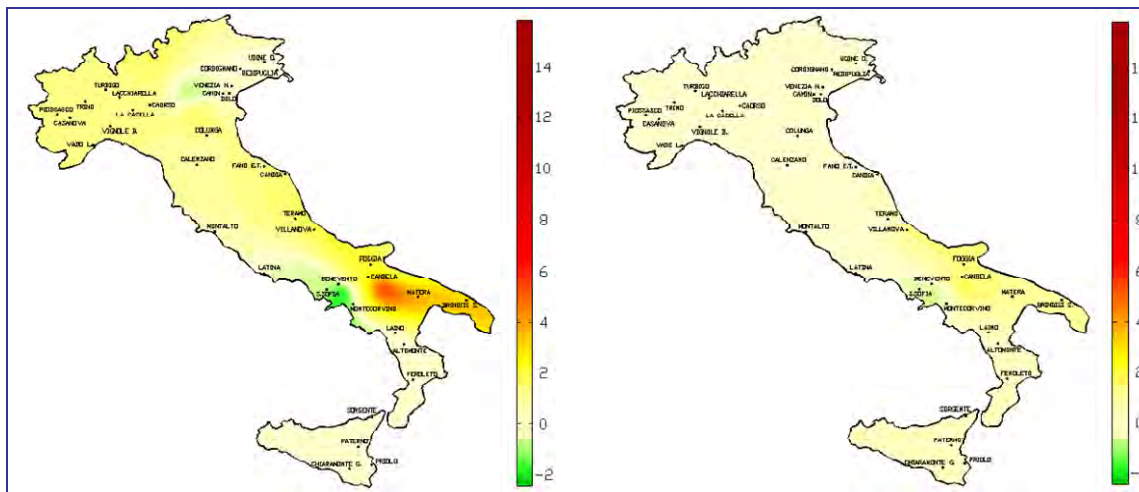


Figura 40 - Analisi nel lungo periodo dell'indice WTLR in assenza (sinistra) ed in presenza (destra) dei programmati interventi di sviluppo

L'entrata in servizio degli interventi di sviluppo consente, sia nel medio che nel lungo termine, una omogeneizzazione dei valori rilevati dell'indice WTLR, che indica uno sfruttamento del parco di produzione maggiormente efficace, e una gestione più sicura della rete di trasmissione.

4.4 Riduzione dei vincoli alla produzione da fonti rinnovabili

La generazione da fonti rinnovabili in Italia si è sviluppata in modo considerevole nel corso degli ultimi anni; in particolare la fonte eolica, che già ora costituisce una cospicua parte del parco rinnovabile, è in forte crescita nelle regioni del mezzogiorno grazie alle recenti autorizzazioni rilasciate dalle amministrazioni regionali secondo il D.Lgs. 387/03. Uno dei principali obiettivi nella pianificazione dei rinforzi della RTN è quello di favorire la produzione da fonti rinnovabili, cercando di superare gli eventuali vincoli di rete e di esercizio che rischiano di condizionare gli operatori, i quali come noto godono del diritto di priorità di dispacciamento.

Nel quadro generale del processo di pianificazione, le analisi finalizzate a individuare gli interventi di potenziamento della capacità di trasporto della RTN sono effettuate negli scenari previsionali con riferimento alle centrali esistenti e future e considerando la crescita del fabbisogno. In particolare, per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili (come gli eolici), le relative analisi di load flow per la definizione dei rinforzi della RTN sono in generale condotte nel rispetto del criterio N-1, effettuando opportune valutazioni sulla producibilità di tali tipologie di impianti (cfr. Codice di Rete, cap. 2, par. 2.3.3).

Il risultato di tale analisi ha permesso di determinare i vincoli presenti sulla rete previsionale rispetto alla produzione degli impianti eolici già esistenti e di quelli che potrebbero entrare in esercizio nei prossimi anni. I condizionamenti alla produzione eolica sono riconducibili essenzialmente a un'insufficiente capacità di trasmissione delle porzioni di rete cui sono connessi gli impianti in questione. Pertanto il principale obiettivo della pianificazione consiste nella risoluzione delle criticità sulla rete a 150 kV, normalmente preposta alla connessione degli impianti eolici, ricorrendo ove possibile alla interconnessione con la rete a 380 kV, dimensionata per una maggiore capacità di trasmissione, al fine di trasferire il surplus di energia. A tal fine è prevista la realizzazione di nuove stazioni di trasformazione 380/150 kV nei territori del Mezzogiorno.

Si riporta di seguito l'elenco dei principali interventi di sviluppo già previsti nel PdS 2008 funzionali in tutto o in parte a favorire la produzione di energia da impianti a fonti rinnovabili non programmabili. Per ciascun intervento o gruppo di interventi sono stati determinati i benefici legati alla riduzione dei vincoli, intesi come capacità di potenza da fonte eolica liberata, cioè non più soggetta a rischi di limitazione per esigenze di sicurezza della rete e del sistema elettrico.

Nel PdS 2009, oltre alle già previste stazioni di Troia (FG), Bisaccia (AV), Deliceto (FG) e Maida (CS), sono stati pianificati ulteriori impianti di raccolta di generazione eolica. Al riguardo si segnalano le stazioni 380/150 kV di Ariano Irpino (AV), Manfredonia (FG) e Torremaggiore (FG).

Tabella 11 - Principali interventi per favorire la produzione eolica

Categoria	Interventi	Potenza da fonti rinnovabili [MW]
Rinforzi di rete indirettamente funzionali alla riduzione dei vincoli di esercizio nel dispacciamento della generazione, che favoriscono la produzione da fonti rinnovabili non programmabili	Elettrodotto a 380 kV "Sorgente-Scilla-Rizziconi" e potenziamenti della rete AAT in Sicilia	1.000
	Potenziamento della capacità di interconnessione tra Sardegna e Continente e tra Sardegna e Corsica	700
Interventi di potenziamento e decongestione di porzioni di rete in AT su cui si inserisce direttamente la produzione da fonti rinnovabili non programmabili	Rinforzi della rete di trasmissione nell'area compresa tra Foggia, Benevento e Salerno	1.100

Come già accennato, dal punto di vista della rete elettrica, il Mezzogiorno e le Isole Maggiori presentano attualmente un certo grado di criticità; si tratta per lo più di aree ove, sia per la carenza di magliatura efficace della rete elettrica, sia per la presenza di generazione superiore al carico locale, esistono di fatto possibili limitazioni sulla potenza evacuabile dalle linee esistenti. È quindi comprensibile che, in presenza di criticità topologiche della rete elettrica e in assetti di rete particolari possa nascere per l'operatore la necessità di limitare la produzione anche degli impianti eolici.

Esistono, infatti, diverse motivazioni che possono determinare limitazioni all'energia eolica producibile. Al fine di garantire la sicurezza del funzionamento del sistema elettrico può risultare necessario ridurre la produzione eolica per i seguenti vincoli:

- limiti di funzionamento degli elementi di rete sia in condizioni di rete integra che in situazioni di contingenza o di manutenzione programmata;
- limiti di scambio fra le varie aree;
- livello di generazione dispacciabile tale da garantire la copertura del carico e della eventuale riserva anche in assenza di vento;
- minimo tecnico degli impianti dispacciabili in condizioni di basso carico.

In particolare si può rilevare che con l'aumento dell'eolico installato cresce anche la percentuale di produzione che potrebbe essere limitata in assenza degli interventi di sviluppo.

Al fine di approfondire i fenomeni menzionati con scenari di generazione da fonti rinnovabili non programmabile sempre più elevata, sono state condotte delle analisi tecniche per valutare il suo impatto sul sistema elettrico in termini di affidabilità del sistema stesso e sulle percentuali attese di energia eolica producibile da ridurre. Lo studio è stato anche motivato da un'esplicita richiesta dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas con delibera n.330/07.

In sintesi si evidenzia che nelle condizioni attuali della rete elettrica la possibile massima decurtazione dell'energia eolica producibile nel Continente può variare fra il 5% (per un eolico installato fino a 6.000 MW) e il 35% (con 15.000 MW di installato) dell'energia eolica potenzialmente producibile. In Sicilia le percentuali sono sostanzialmente analoghe, 5% (per un eolico installato fino a 1.000 MW) e 35% (con 5.000 MW installati). In Sardegna, invece, fino all'entrata in esercizio del nuovo collegamento con il Continente SAPEI, le percentuali sono ben più alte: 10% (per un eolico installato fino a 1.000 MW) e circa 70% (con 2.500 MW installati). Nello scenario previsionale, con la realizzazione di tutti gli interventi di sviluppo, la possibile decurtazione dell'energia eolica producibile nel Continente può variare fra l'1,5% (per un eolico installato fino a 6.000 MW) e il 12% (con 15.000 MW di installato) dell'energia eolica potenzialmente producibile. In Sicilia le percentuali sono inferiori all'1% (per un eolico installato fino a 1.000 MW) e 25% (con 5.000 MW installati); tuttavia è opportuno segnalare che la produzione potenzialmente tagliata è compresa tra il 2 e l'8% per un installato eolico tra i 2.000 e 4.000 MW, con un beneficio medio in termini di riduzione di energia eolica decurtata pari al 65% circa. In Sardegna, invece, a valle dell'entrata in esercizio del nuovo collegamento con il Continente SAPEI, le percentuali sono pari al 5% (per un eolico installato fino a 1.500 MW) e a circa 40% (con 2.500 MW installati), considerato l'elevato coefficiente di contemporaneità.

Le percentuali riportate rappresentano le massime riduzioni possibili della produzione eolica per garantire la sicurezza del sistema elettrico e tali riduzioni possono oscillare all'interno di una fascia di variabilità.

Infatti, le possibili modulazioni della generazione eolica sono correlate principalmente alla necessità di ridurre la potenza prodotta per i sovraccarichi degli elementi di rete, mentre la fascia di variabilità rappresenta la necessità di mantenere livelli minimi di produzione dispacciabile per garantire la flessibilità necessaria alla copertura del carico (diurno e notturno) e i margini di riserva normalmente richiesti per la regolazione a fronte di eventi critici.

Si osserva che tale area di "decurtazione" varia con l'orizzonte temporale considerato e può raggiungere dimensioni significative all'aumentare della percentuale di energia eolica prodotta in una singola area; questo significa che, al di sopra di una certa soglia, tutta o la maggior parte della produzione del nuovo eolico viene tagliata per mantenere la necessaria capacità di regolazione in rete; non bisogna infatti dimenticare che attualmente la generazione eolica non garantisce continuità di esercizio al deteriorarsi delle condizioni di frequenza e tensione in rete.

Tuttavia, in presenza di maggiori garanzie offerte dalla produzione eolica in termini di continuità di esercizio (si veda Allegato 17 del Codice di Rete), l'area della curva esaminata potrebbe subire una significativa riduzione legata alla contrazione della riserva garantita da generazione di tipo convenzionale. Ovviamente, per sua intrinseca natura, la fonte eolica può partecipare ad eventuali regolazioni soltanto in riduzione della propria potenza e questo comporta comunque un limite alla sua capacità di supporto alla rete.

In conseguenza di queste considerazioni il limite superiore della curva può essere ridotto a fronte di una maggiore capacità di supporto degli eolici in rete mentre quello inferiore costituisce un obiettivo a cui tendere anche e soprattutto mediante la rimozione dei vincoli di scambio fra le aree della rete, in modo da consentire una diminuzione della quota di generazione eolica rispetto a quella convenzionale riferendola a quella di una zona più vasta.

Ne consegue pertanto che al fine di favorire un migliore sfruttamento della risorsa eolica, è necessario non solo sviluppare la rete di trasmissione del Mezzogiorno, ma anche rimuovere i vincoli di scambio tra le altre zone di mercato.

4.5 Miglioramento atteso dei valori delle tensioni

La disponibilità di nuova potenza capacitiva sulla RTN consente di compensare con un sufficiente margine di riserva l'aumento del fabbisogno futuro in potenza reattiva di tipo induttivo associato al carico (in particolare durante l'estate, per il diffuso utilizzo di impianti di condizionamento dell'aria) e di stabilizzare i profili di tensione, migliorando l'efficienza e la sicurezza di esercizio della RTN.

Il presente paragrafo descrive i benefici attesi nel medio periodo a seguito degli interventi programmati di installazione di apparati di rifasamento (condensatori), in termini di miglioramento dei valori di tensione sui nodi della rete a 380 kV.

Al riguardo, le simulazioni effettuate hanno evidenziato che le tensioni sulla rete saranno contenute nel range 385 ÷ 410 kV, ancora più ristretto rispetto al $\pm 5\%$ di 400 kV previsto nel Codice di Rete⁴¹, ottenendo peraltro miglioramenti in termini di perdite di trasmissione ed economici⁴².

4.6 Incremento di affidabilità del sistema elettrico italiano

Per il sistema elettrico di trasmissione, l'affidabilità rappresenta la capacità di alimentare con continuità le utenze nel tempo. Poiché gli eventi che possono interrompere la continuità del servizio sono aleatori, è stata effettuata un'analisi di affidabilità utilizzando un approccio di tipo probabilistico; infatti, nonostante il metodo deterministico, pur permettendo di individuare le congestioni e criticità prevedibili, non consente di stimarne l'entità e la frequenza di occorrenza data la difficoltà di ipotizzare a priori le relazioni tra produzione, carico ed indisponibilità degli elementi di rete.

Attraverso questo tipo di analisi è possibile di conseguenza fornire indicazioni su base annua degli indici di affidabilità, quali l'energia non fornita (EENS), la probabilità di non riuscire a far fronte al picco di domanda (LOLP) e la durata di tale probabilità (LOLE), evidenziandone le principali cause:

- insufficiente generazione del sistema (Lack of Power);
- insufficiente generazione in alcune parti del sistema (Lack of Interconnection);
- limitazioni di portata di elettrodotti e trasformatori (Line Overload);
- formazione di porzioni di rete isolate (Network Splitting).

Al fine di valutare l'impatto degli interventi di sviluppo sulla rete 380/220 kV è stata pertanto effettuata una analisi affidabilistica; sono stati confrontati due diversi scenari di sviluppo corrispondenti ad uno scenario di base, che rappresenta il sistema elettrico italiano nel medio-lungo termine senza i principali interventi di sviluppo, ed uno scenario ottimale⁴³, in cui sono stati considerati disponibili gli interventi di sviluppo già pianificati.

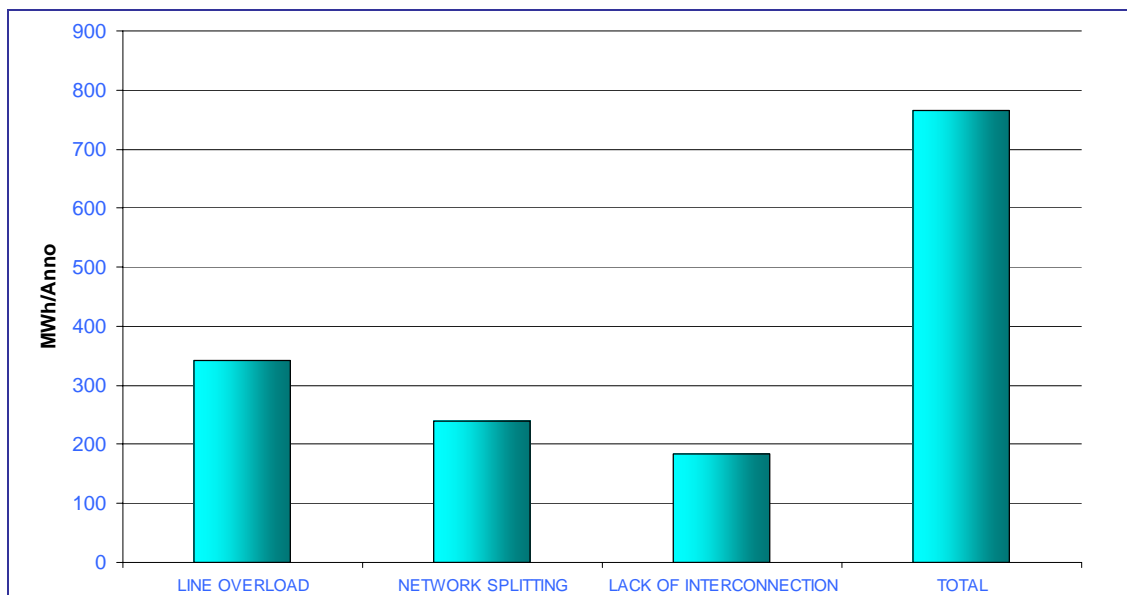


Figura 41 - Riduzione ENF scenario base/ottimale, suddivisa per cause [MWh/anno]

⁴¹ Nel Codice di Rete (cap. 1, par. 1B.3.2) si specifica che la tensione deve essere contenuta nell'intervallo del $\pm 10\%$ rispetto al valore nominale in condizioni normali o di allarme, nell'intervallo del $\pm 15\%$ in condizioni di emergenza o di ripristino. Inoltre, per il livello di tensione nominale di 380 kV, la tensione è contenuta per il 95% del tempo nell'intervallo del $\pm 5\%$ rispetto al valore nominale.

⁴² È stata stimata una riduzione delle perdite alla punta di circa 10 MW sulla sola rete AAT.

⁴³ I principali interventi nello scenario ottimale sono quelli relativi alla rete 380 kV.

Pur partendo da un valore di Energia Non Fornita pressoché in linea con quanto usualmente considerato come riferimento per un sistema elettrico avanzato (10^{-5} del fabbisogno totale), l'inserimento dei principali interventi di sviluppo determina una riduzione dell'Energia Non Fornita di circa 800 MWh/anno rispetto allo scenario base, migliorando tutti gli indici affidabilistici dello scenario base (cfr. **Figura 41**).

Si sottolinea il fatto che in nessuno dei due scenari si è presentato un problema di insufficiente disponibilità di potenza (Lack of Power), in virtù dello sviluppo della capacità produttiva nell'orizzonte di piano (cfr. **paragrafo 2.4.3**) e la maggiore capacità di importazione dall'estero. La riduzione dell'Energia Non Fornita è legata rispettivamente a una diminuzione dei sovraccarichi delle linee (circa il 45%), ad una riduzione dei fenomeni di network splitting (30% circa) ed alla perdita di interconnessione tra zone (25% circa).

In **Tabella 12** sono riportati i valori dell'indice LOLP - suddivisi per le possibili cause - confrontati con quelli di riferimento, rispetto ai quali si mantengono al di sotto.

Tabella 12 - LOLP Loss of Load Probability

Scenario ottimale		
	Valori riferimento	LOLP
LACK OF POWER	0,01	0
LINE OVERLOAD	0,01	0,0037
LACK OF INTERCONNECTION	0,01	0,0017
NETWORK SPLITTING	0,01	0,0012

La realizzazione di tutti gli interventi di sviluppo, determina infine una riduzione di circa il 10% dell'indice LOLE [h/anno], rispetto allo scenario privo di interventi di sviluppo.

4.7 Riduzione delle perdite di trasmissione e delle emissioni di CO₂

Uno degli obiettivi della gestione del sistema elettrico nazionale è quello del recupero di efficienza. Le implicazioni che ne derivano non sono solo riconducibili al concetto di qualità tecnica, ma soprattutto in vista di uno scenario liberalizzato che preveda incentivi e premi per il suo raggiungimento, anche a quello di efficienza economica.

I benefici del recupero di energia sono infatti associati a molteplici vantaggi:

- portano a una migliore e più sicura gestione del sistema elettrico nazionale, in primis per il comparto della trasmissione ma anche, come "effetto cascata", per la distribuzione e la fornitura;
- migliorano l'efficienza economica degli impianti e assicurano un minore impatto ambientale del settore energetico.

In relazione a quest'ultimo aspetto, si stima che, con l'entrata in servizio degli interventi previsti nel presente Piano di Sviluppo, la diminuzione delle perdite alla punta possa raggiungere un valore di potenza di 200 MW, cui corrisponde una riduzione delle perdite di energia nella rete valutata in circa 1.200 GWh/anno. Ipotizzando che questa diminuzione coincida con un effettivo risparmio di combustibile fossile, è possibile ritenere che detti interventi possano avere come valore aggiunto anche una diminuzione di emissioni di CO₂ che oscilla fra 500.000 e 600.000 tonnellate annue.

Alle stime qui riportate si includono i benefici ottenibili, mediante la riduzione delle congestioni di rete, dalla sostituzione di impianti con rendimenti più bassi (tipicamente a olio) necessari per vincoli di rete, con produzioni più efficienti da fonti energetiche meno costose (ad esempio il gas). Tali benefici sono quantificabili in una riduzione delle emissioni di CO₂ fino a 3.600.000 tonnellate annue.

4.8 Scambi energetici nel medio/lungo periodo

Attraverso uno studio su base probabilistica del sistema elettrico a 380 kV e 220 kV italiano sono stati individuati i flussi di energia attesi tra le diverse aree del sistema di trasmissione italiano ipotizzabili all'anno 2013⁴⁴ (Figura 42).

L'analisi è stata condotta con un programma di simulazione che utilizza la tecnica Montecarlo che permette di calcolare gli indicatori di affidabilità di un sistema composito di generazione e trasmissione simulando un anno di funzionamento del sistema. Il programma permette di caratterizzare il funzionamento del sistema dal punto di vista affidabilistico, compiendo una valutazione economica del dispacciamento tenendo conto delle perdite Joule in rete e distinguendo le cause che possono determinare un distacco di carico (insufficiente generazione nel sistema, ovvero rischio di potenza; insufficiente generazione in alcune parti del sistema, ovvero insufficiente interconnessione; vincoli del sistema di trasmissione al flusso di potenza; scarso livello di magliatura del sistema).

L'analisi ha consentito anche di determinare l'effetto delle limitazioni di rete allo sfruttamento ottimale delle risorse di generazione e fornisce una valutazione delle perdite annue di energia nelle differenti configurazioni analizzate, permettendo di quantificare i vantaggi che derivano dallo sviluppo della rete di trasmissione.

Le valutazioni sono state eseguite considerando la realizzazione degli interventi di sviluppo presenti nel Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale.

Le analisi effettuate hanno evidenziato che il Centro Nord risulta essere la zona maggiormente deficitaria in termini percentuali (la produzione locale soddisfa solo un terzo circa della domanda locale), mentre la zona Nord è quella maggiormente deficitaria in termini assoluti (circa 60 TWh), beneficiando in primis del contributo dell'importazione dall'estero per la copertura del fabbisogno.

Complessivamente gli scambi di energia mostrano due flussi predominanti che sono diretti dalla zona estera e dai poli di produzione di Foggia e Brindisi verso le zone centrali del sistema italiano. Questo scenario di scambi differisce rispetto a quello attuale soprattutto per quanto riguarda:

- lo scambio netto di energia tra le zone Centro Sud e Sud che attualmente si attesta intorno a 6 TWh/anno verso la zona Centro Sud contro i 18 TWh/anno stimati al 2013;
- gli scambi tra la Sicilia e la zona Sud, per la quale è prevedibile un'inversione del flusso.

La realizzazione degli interventi di sviluppo programmati determina un migliore utilizzo delle risorse di generazione, aumentando la produzione per quelle più convenienti a scapito di quelle di fascia media. In particolare si può osservare:

- un aumento della produzione nella zona Nord, determinato prevalentemente dall'uso maggiore delle risorse più convenienti;
- una riduzione complessiva della produzione di impianti di fascia media nelle zone Centro Nord e Centro Sud;
- un aumento della produzione maggiormente economica della zona Sud e dei poli di produzione limitati.

Tali effetti sono associabili principalmente ai benefici legati alla realizzazione degli interventi che permettono di incrementare i limiti di scambio tra le zone Nord e Centro Nord (elettrodotto 380 kV "Colunga – Calenzano"), tra le zone Sud e Centro Sud e la produzione dei poli limitati dell'area Sud (raddoppio della dorsale adriatica, elettrodotti a 380 kV "Montecorvino – Benevento", "Foggia – Benevento" ed interventi di razionalizzazione in Calabria) e tra la Sicilia e la zona Sud (elettrodotto 380 kV Sorgente-Rizziconi).

⁴⁴ Il fabbisogno considerato è relativo alla sola rete 380-220 kV.

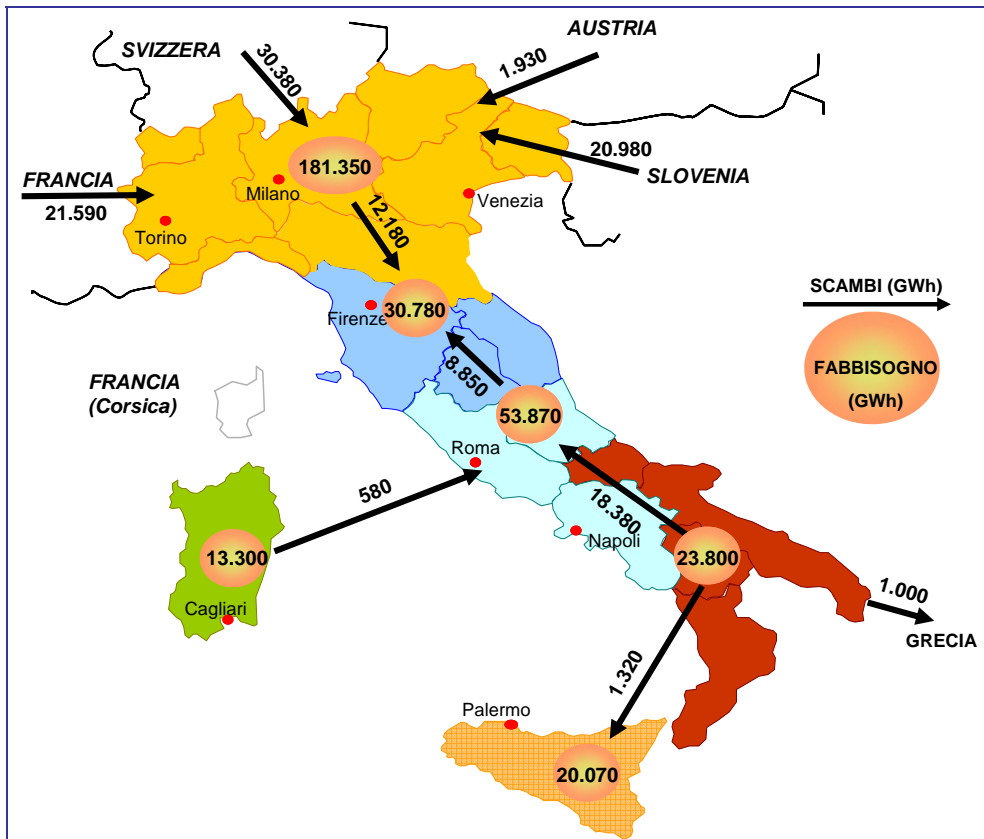


Figura 42 - Flussi di energia attesi nel medio lungo periodo

5 Il quadro normativo di riferimento

5.1 Riferimenti normativi di base

La Concessione delle attività di trasmissione e dispacciamento

Il D.M. 20 aprile 2005, recante Concessione delle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale, prevede, all'articolo 9, che Terna predisponga, al fine di assicurare uno sviluppo della RTN in linea con le necessità di copertura della domanda di energia elettrica e di svolgimento del servizio, entro il 31 dicembre di ciascun anno, nel rispetto degli specifici indirizzi formulati dal Ministero per lo sviluppo economico, un piano di sviluppo, contenente le linee di sviluppo della RTN, definite sulla base:

- dell'andamento del fabbisogno energetico e della previsione della domanda da soddisfare nell'arco di tempo preso a riferimento;
- della necessità di potenziamento delle reti di interconnessione con l'estero;
- della necessità di ridurre al minimo i rischi di congestione interzonali;
- delle richieste di connessione alla RTN formulate dagli aventi diritto;
- delle eventuali richieste di interventi sulla RTN formulate dalle società proprietarie o aventi la disponibilità di porzioni della medesima RTN.

Il Ministero verifica, entro i successivi sessanta giorni, la conformità del piano di sviluppo alle norme di legge, agli indirizzi del Ministero stesso delle attività produttive e agli obiettivi della Concessione, formulando, se del caso, le opportune modifiche e integrazioni. Decorso i suddetti sessanta giorni in assenza di osservazioni, il piano si intende approvato.

Il Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della rete e il Comitato di consultazione

Il “Codice di Rete di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della Rete” (di seguito “Codice di Rete”), emanato in attuazione del DPCM 11 maggio 2004, disciplina i rapporti tra Terna e gli utenti della rete, con riferimento alle attività di connessione, gestione, pianificazione, sviluppo e manutenzione della rete di trasmissione nazionale, nonché di dispacciamento e misura dell'energia elettrica.

Il Codice di Rete trova applicazione nei rapporti tra Terna e gli utenti della rete a partire dal 1° novembre 2005.

Attraverso il Codice, anche la regolamentazione delle attività di sviluppo e pianificazione della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) è inquadrata nel nuovo contesto di riunificazione di proprietà e gestione, pur tenendo conto della attuale presenza di proprietari di rete diversi dal soggetto risultante dalla unificazione.

Il Codice di rete contiene altresì le regole generali di funzionamento del Comitato di Consultazione degli utenti⁴⁵ (di seguito “Comitato”), un organo tecnico istituito ai sensi del DPCM 11 maggio 2004, comprendente i rappresentanti delle principali categorie di utenti della Rete, con il compito di aggiornare le regole contenute nel Codice di Rete ed agevolare la risoluzione delle eventuali controversie derivanti dall'applicazione delle regole stesse.

Tra le generali competenze del Comitato, previste dal Codice di Rete, vi è anche quella di esprimere pareri non vincolanti sui criteri generali per lo sviluppo della rete, lo sviluppo e la gestione delle interconnessioni, la difesa della sicurezza della rete.

⁴⁵ Composto da sette membri con carica triennale.

Le funzioni del Comitato sono state ampliate anche a seguito del provvedimento 14542 dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato in data 4 agosto 2005 sulle operazioni di concentrazione relative all'acquisizione da parte di Cassa Depositi e Prestiti della quota del capitale sociale di Terna. In virtù di tale decisione al Comitato spetta in via transitoria il compito di rendere il proprio parere, sia pur non vincolante, sul Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale predisposto annualmente da Terna.

Iter autorizzativo del Piano di Sviluppo

A decorrere dall'approvazione del PdS relativo all'anno 2008, la procedura di approvazione del PdS viene così sinteticamente riassunta:

1. nel corso dell'anno il Comitato di Consultazione può richiedere a Terna informazioni ed eventuale documentazione relative all'attuazione del PdS dell'anno precedente e allo stato di avanzamento delle attività per la predisposizione del PdS per l'anno successivo;
2. entro il 15 ottobre di ogni anno con riferimento all'approvazione del PdS per l'anno successivo, Terna S.p.A rende disponibili al Comitato di Consultazione la documentazione illustrativa delle nuove esigenze di sviluppo proposte, nonché, ove esistenti, degli eventuali scenari alternativi di sviluppo determinati anche dall'attuazione del precedente piano, e tutte le informazioni tecnico-economiche alla base delle scelte effettuate;
3. nell'ambito della Valutazione Ambientale Strategica (VAS) viene avviata la fase di scoping (fase "preliminare" introdotta dal D.Lgs. 152/06, come modificato) volta a determinare la portata e il livello di dettaglio delle informazioni da includere nel Rapporto ambientale;
4. il Comitato di Consultazione esprime sul PdS il proprio parere non vincolante, adeguatamente motivato;
5. entro il 10 novembre di ogni anno, Terna invia al Comitato di Consultazione il progetto definitivo del PdS unitamente ad una relazione sullo stato di attuazione del vigente PdS ed una relazione in cui viene dato conto, se del caso, delle motivazioni per le quali si è ritenuto discostarsi dal parere del Comitato di Consultazione di cui al punto 4;
6. entro i venti giorni successivi al ricevimento dei documenti di cui al punto 5, il Comitato di Consultazione esprime il proprio parere in merito al progetto definitivo del nuovo PdS ed alla verifica dello stato di attuazione del PdS vigente;
7. il progetto del PdS viene sottoposto al CdA di Terna, corredato dall'eventuale parere del Comitato di Consultazione e da una relazione delle strutture tecniche di Terna in cui viene dato conto, se del caso, delle motivazioni per le quali si è ritenuto di discostarsi dal parere del Comitato di cui al punto 6, nonché delle osservazioni del Comitato di Consultazione sullo stato di attuazione del PdS dell'anno in corso. Il CdA di Terna entro il 31 dicembre di ogni anno delibera il PdS, in conformità dell'art. 9 della Convenzione di Concessione di cui al D.M. 20 aprile 2005, tenendo in considerazione il parere del Comitato di Consultazione e motivando i casi in cui se ne discosta.
8. nell'ambito della VAS, ai sensi del vigente D.Lgs. 152/06, come modificato, si svolge la "fase di consultazione pubblica" di 45 giorni, con deposito del Rapporto Ambientale, della Sintesi non tecnica e della proposta di Piano presso province e regioni interessate ed invio alle autorità ambientali e paesaggistiche. Al termine della consultazione si apre "l'attività istruttoria" presso il Ministero dell'Ambiente che ha 90 giorni per esprimere un parere motivato sul Piano di sviluppo e sul Rapporto Ambientale, di concerto con il Ministero dei Beni culturali.

Il processo si conclude entro i successivi 60 giorni con l'approvazione del piano da parte del Ministero dello Sviluppo economico, ai sensi del Decreto di Concessione 20 aprile 2005.

Legge n. 239/04 di riordino del settore energetico

Con riferimento alla costruzione ed esercizio degli elettrodotti facenti parte della rete nazionale di trasporto dell'energia elettrica, la legge stabilisce che, trattandosi di attività di preminente interesse statale, sono soggette a un'autorizzazione unica, rilasciata dal Ministero dello sviluppo economico di concerto con il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e previa intesa con la regione o le regioni interessate, *“la quale sostituisce autorizzazioni, concessioni, nulla osta e atti di assenso comunque denominati previsti dalle norme vigenti, costituendo titolo a costruire e ad esercire tali infrastrutture in conformità al progetto approvato”*.

Nell'ambito del procedimento unico:

- il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio provvede alla valutazione di impatto ambientale e alla verifica della conformità delle opere al progetto autorizzato;
- il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti ha competenze in merito all'accertamento della conformità delle opere alle prescrizioni delle norme di settore e dei piani urbanistici ed edilizi.

“L'autorizzazione comprende la dichiarazione di pubblica utilità, indifferibilità ed urgenza dell'opera, l'eventuale dichiarazione di inamovibilità e l'apposizione del vincolo preordinato all'esproprio dei beni in essa compresi, conformemente al decreto del Presidente della Repubblica 8 giugno 2001, n. 327, recante il testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia di espropriazione per pubblica utilità. Qualora le opere comportino variazione degli strumenti urbanistici, il rilascio dell'autorizzazione ha effetto di variante urbanistica.”

Opere prioritarie per le quali è resa possibile l'utilizzazione degli strumenti previsti dalla Legge 443/2001 (c.d. Legge Obiettivo)

Nella realizzazione di grandi opere infrastrutturali, un aspetto critico è rappresentato dalla incertezza dei tempi necessari ad espletare le procedure di autorizzazione, sia a livello nazionale che locale. Affinché gli interventi di rilevanza strategica per il Paese possano essere realizzati nei tempi previsti e possano avere la massima efficacia, è assolutamente necessario che le autorizzazioni vengano rilasciate in tempi definiti e certi.

Tale necessità è stata recepita dalla Legge n. 443/01, detta “Legge obiettivo”, ed in particolare dalle disposizioni attuative contenute nel Decreto legislativo n. 163/06, che ha abrogato il Decreto Legislativo 190/02.

Con i suddetti provvedimenti, il legislatore ha posto tra gli obiettivi prioritari da perseguire lo sviluppo della rete di trasmissione nazionale di energia elettrica, il riequilibrio socio-economico tra le aree del territorio nazionale, la creazione di un mercato europeo dell'energia, da realizzarsi potenziando le interconnessioni con l'estero tra gli obiettivi prioritari da perseguire.

L'intero procedimento autorizzativo, coordinato dal Ministero delle Infrastrutture, prevede l'approvazione finale da parte del CIPE e si conclude entro 190 giorni dalla presentazione del progetto (art. 179 del Decreto legislativo n.163/06).

La Legge Obiettivo ha previsto che l'individuazione delle opere definite “strategiche e di preminente interesse nazionale” sia operata, di intesa con le singole Regioni interessate, a mezzo di un Programma aggiornato annualmente da inserire nel Documento di Programmazione Economica e Finanziaria, predisposto da Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti previo parere del CIPE ed intesa della Conferenza Unificata Stato - Regioni – Autonomie locali. La programmazione delle infrastrutture si inserisce così, nell'ambito dell'intero documento di programmazione economico finanziario nazionale.

5.2 Provvedimenti di recente emanazione

Tra i provvedimenti rilevanti si segnala:

- la conversione del Decreto legge 29 novembre 2008, n. 185 “Misure urgenti per il sostegno a famiglie, lavoro, occupazione e impresa e per ridisegnare in funzione anti-crisi il quadro strategico nazionale” pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 280 del 29-11-2008 - Supplemento Ordinario n. 263. Il decreto legge prevede, rinviando a successivi provvedimenti, l'introduzione di modifiche al modello di mercato elettrico attuale, per quanto attiene sia al mercato dell'energia sia al mercato dei servizi.

*Delibera n. 330/07*⁴⁶

Con tale provvedimento l'Autorità ha definito le condizioni per la gestione della priorità di dispacciamento relativa ad impianti di produzione da fonti rinnovabili in situazioni di criticità del sistema elettrico nazionale, con particolare riferimento alla produzione di energia da fonte eolica, ponendo in capo a Terna una serie di adempimenti conseguenti.

In particolare la delibera ha stabilito che:

- Terna predisponesse un'integrazione al Codice di rete per specificare le condizioni di attivazione, totali o parziali, delle disposizioni di cui all'appendice 6 alla norma CEI 11-32;
- trasmettesse all'Autorità e al Ministero dello sviluppo economico un rapporto contenente i presupposti delle proposte, le contromisure necessarie al mantenimento della sicurezza nonché la eventuale necessità di adeguamento degli impianti eolici esistenti;
- trasmettesse all'Autorità un rapporto contenente determinate valutazioni in ordine alla prevedibilità delle immissioni di energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili.

Inoltre, nel caso in cui Terna richieda azioni di modulazione, esclusivamente per esigenze di mantenimento della sicurezza di funzionamento del sistema, la delibera prevede che venga riconosciuto al produttore un determinato corrispettivo pari al prodotto tra il prezzo di vendita dell'energia nel mercato del giorno prima e la quantità di energia non prodotta per effetto della modulazione in quel determinato periodo.

*Delibera ARG/elt n. 98/08*⁴⁷

Con tale provvedimento l'Autorità ha verificato positivamente la proposta di integrazione al Codice di rete recante le condizioni di attivazione delle disposizioni di cui all'Appendice 6 alla norma CEI 11-32 in materia di impianti eolici (allegato A.17 al Codice di rete).

In particolare l'allegato A.17 al Codice di rete, sulla base di quanto previsto nella norma CEI 11-32, regola la prestazione da parte degli impianti di produzione da fonte eolica dei seguenti servizi:

- distacco o riduzione della potenza immessa in rete;
- insensibilità agli abbassamenti di tensione;
- regolazione della potenza attiva;
- regolazione della potenza reattiva;
- inserimento graduale della potenza immessa in rete.

La delibera prescrive che l'allegato A.17 si applica limitatamente agli impianti eolici che, alla data di entrata in vigore della delibera medesima (25 luglio 2008), non siano ancora entrati in esercizio e, per i quali, non sia ancora stata accettata la soluzione tecnica minima di dettaglio di cui alla deliberazione n. 281/05.

⁴⁶ Condizioni per la gestione della priorità di dispacciamento relativa ad impianti di produzione da fonti rinnovabili in situazioni di criticità del sistema elettrico nazionale.

⁴⁷ Verifica del Codice di trasmissione e di dispacciamento in materia di condizioni per la gestione della produzione di energia elettrica da fonte eolica.

Al contempo l'Autorità ha richiesto a Terna un rapporto recante gli esiti della ricognizione tecnica degli impianti eolici attualmente in esercizio o che abbiano già accettato la soluzione tecnica minima di dettaglio e per i quali risulterebbe necessario procedere ad adeguamenti impiantistici.

Terna, in esito alla ricognizione, ha inviato tale rapporto sulla base delle indicazioni pervenute ai produttori interessati.

Delibera ARG/elt n. 99/08⁴⁸

Con Delibera ARG/elt n.99/08 l'Autorità ha adottato il Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione (testo delle connessioni attive – TICA). In unico testo l'Autorità ha raccolto le disposizioni per la connessione degli impianti di produzione a tutte le reti aventi obbligo di connessione di terzi siano esse BT, MT, AT e AAT. Per quanto riguarda la connessione alla RTN è fatto salvo sostanzialmente, tranne alcuni specifici aspetti, l'impianto della regolamentazione attualmente in vigore per i produttori (delibera n.281/05). In particolare il TICA:

- ridefinisce le modalità di determinazione del corrispettivo di connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi in alta tensione individuando un meccanismo di riparto dei costi proporzionale ai benefici conseguiti da tutti i produttori per effetto di realizzazione di opere corrispondenti a soluzioni tecniche minime potenzialmente idonee ad arrecare beneficio a terzi;
- prevede la possibilità per il soggetto richiedente la connessione di indicare un punto preferenziale per la connessione che dovrà essere preso a riferimento nell'ambito dell'elaborazione della soluzione per la connessione, fermi restando i vincoli di funzionamento in sicurezza del sistema elettrico esistente;
- prevede un sistema di indennizzo automatico a carico del gestore di rete, in caso di ritardi nella messa a disposizione del preventivo per la connessione e della soluzione tecnica minima di dettaglio, rispetto ai tempi indicati nelle modalità e condizioni contrattuali.

Delibera ARG/elt n. 116/08⁴⁹ (Nuova struttura zonale)

Con delibera ARG/elt n.116/08 l'Autorità ha parzialmente approvato la proposta di Terna di suddivisione della rete rilevante in zone per il periodo 2009-2011, così come previsto dall'art. 15 della delibera n. 111/06. La nuova suddivisione della rete rilevante entrerà in vigore dal 1° gennaio 2009 e si distingue da quella in vigore fino a tutto il 2008 essenzialmente per l'eliminazione della zona Calabria.

La delibera inoltre prescrive a Terna l'invio all'Autorità per l'approvazione entro il 30 giugno 2009 di una proposta di aggiornamento della suddivisione della rete rilevante in zone per il periodo 2010-2011 relativa alla sola porzione di rete rilevante compresa nella attuale zona Nord.

Delibera ARG/elt n. 188/08

Con la delibera ARG/elt n. 188/08 l'Autorità ha aggiornato, per l'anno 2009, le tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica e delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione, introducendo un meccanismo di premi/penalità ad accesso facoltativo in base al quale Terna potrebbe vedersi riconosciuta l'extra remunerazione già nella fase di "lavori in corso" per determinate opere ritenute strategiche dall'Autorità.

La stessa delibera prevede un effetto, per così dire di mitigazione, del rischio connesso alla diminuzione dei consumi. L'Autorità ha infatti previsto che Terna entro il 31 marzo 2009 possa scegliere se avvalersi o meno del meccanismo di garanzia che contiene il rischio per Terna. In caso di attivazione del meccanismo e per la restante parte del periodo regolatorio, vale a dire fino al 2011:

⁴⁸ Condizioni economiche e procedurali per l'erogazione del servizio di connessione.

⁴⁹ Approvazione parziale della proposta di Terna di suddivisione della rete rilevante in zone per il periodo 2009-2011.

- nel caso di volumi inferiori a consuntivo rispetto a quelli utilizzati per le tariffe 2009, l'Autorità integrerà la remunerazione di Terna per la quota parte dei volumi eccedente una franchigia dello 0,5%;
- nel caso di volumi superiori a consuntivo a quelli utilizzati per le tariffe 2009, richiederà a Terna la restituzione del maggior guadagno per la quota parte dei volumi eccedente una franchigia dello 0,5%.

Delibera ARG/elt n. 189/08

Con tale delibera l'Autorità ha aggiornato per l'anno 2009 il corrispettivo a copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento di Terna, fissandolo a 0,014c€/kWh.

Delibera ARG/elt n. 203/08⁵⁰

Con tale delibera l'Autorità ha modificato la delibera n. 111/06, recante condizioni per l'erogazione del servizio di dispacciamento di merito economico, anche introducendo alcune disposizioni vevoli per l'anno 2009. Le principali novità riguardano:

- la possibilità di partecipazione delle unità di consumo al mercato di aggiustamento e la contestuale soppressione della piattaforma per la contrattazione bilaterale;
- l'eliminazione della possibilità per Terna di presentare offerte integrative sul mercato del giorno prima;
- la riduzione della franchigia per le offerte dei consumatori.

Deliberazione ARG/elt 205/08

Tale delibera prevede che Terna realizzi e gestisca un database mediante il quale censire tutti gli impianti di produzione di energia elettrica connessi direttamente o indirettamente alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi. Il database, denominato CENSIMP, deve avere il contenuto minimo di informazioni specificato nell'Allegato A alla delibera stessa. A seguito della registrazione in CENSIMP Terna dovrà rilasciare a ciascun impianto, nonché alle sezioni e ai gruppi di cui l'impianto dovesse comporsi, un codice identificativo univoco che deve soddisfare una serie di requisiti di cui all'art. 6 della delibera.

Deliberazione ARG/elt 206/08

Con la delibera ARG/elt 206/08 l'AEEG ha modificato la delibera n. 351/07 introducendo un meccanismo incentivante legato all'attività di approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento. La variabile per misurare la prestazione oggetto dello schema di remunerazione incentivante è stata individuata nei volumi delle risorse approvvigionate da Terna sul MSD. In particolare Terna è incentivata nel 2009 a ridurre i volumi approvvigionati sul MSD rispetto a quanto approvvigionato nel 2008: Tale remunerazione aggiuntiva è quantificata al massimo in 40 milioni di euro in corrispondenza di una riduzione di almeno il 13% dei volumi rispetto a quelli del 2008.

Legge 24 Dicembre 2007, n. 244⁵¹

Con la Finanziaria 2008 sono state introdotte alcune disposizioni in merito alla connessione degli impianti e trasmissione dell'elettricità da fonti rinnovabili (art. 2, commi 164-166).

In primis si afferma che *“il gestore di rete connette senza indugio e prioritariamente alla rete gli impianti che generano energia elettrica da fonti rinnovabili che ne facciano richiesta, nel rispetto delle direttive impartite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas”*.

⁵⁰ Approvazione parziale della proposta di Terna di suddivisione della rete rilevante in zone per il periodo 2009-2011.

⁵¹ Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (legge finanziaria 2008).

Con riferimento all'oggetto di tali direttive, la Finanziaria introduce ulteriori elementi cui la regolazione dell'Autorità dovrà mirare alla definizione:

- *“f-ter) delle procedure di risoluzione delle controversie insorte fra produttori e gestori di rete con decisioni, adottate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, vincolanti fra le parti;*
- *f-quater) dell'obbligo di connessione prioritaria alla rete degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, anche nel caso in cui la rete non sia tecnicamente in grado di ricevere l'energia prodotta ma possano essere adottati interventi di adeguamento congrui;*
- *f-quinquies) degli interventi obbligatori di adeguamento della rete di cui alla lettera f-quater) includano tutte le infrastrutture tecniche necessarie per il funzionamento della rete e tutte le installazioni di connessione, anche per gli impianti per autoproduzione, con parziale cessione alla rete dell'energia elettrica prodotta”.*

Infine, si prevede che *“il Ministro dello sviluppo economico è autorizzato ad emanare, con proprio decreto, misure e linee di indirizzo tese a promuovere e realizzare gli adeguamenti della rete elettrica ulteriori che risultino necessari per la connessione ed il dispacciamento dell'energia elettrica generata con impianti alimentati da fonti rinnovabili”.*

Quadro normativo sulla protezione dai campi elettrici e magnetici

Tra i provvedimenti rilevanti di recente emanazione si segnala l'avanzamento del quadro normativo inerente la *“Legge quadro sulla esposizione ai campi elettromagnetici”* del 22 febbraio 2001 n.36:

- i) decreto del Ministero dell'Ambiente 29 maggio 2008 (Gazzetta Ufficiale n. 160 del 5 luglio 2008) sulla metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto degli elettrodotti;
- ii) decreto del Ministero dell'Ambiente del 29 maggio 2008 (Gazzetta Ufficiale n. 153 del 2 luglio 2008) sulle procedure di misura e valutazione per la determinazione del valore di induzione magnetica utile ai fini della verifica del non superamento del valore di attenzione (10 μ T) e dell'obiettivo di qualità (3 μ T).

Metodologia di calcolo per la definizione delle fasce di rispetto

Il riferimento normativo costituito dal DPCM 8 luglio 2003 (uno dei due decreti attuativi della Legge 22 febbraio 2001, n. 36) dispone che, per la protezione da possibili effetti a lungo termine, non deve essere superato il valore di attenzione di 10 μ T (art. 3, secondo comma) da intendersi come mediana dei valori nell'arco delle 24 ore giornaliere nelle normali condizioni di esercizio, mentre nella progettazione di nuovi elettrodotti, l'obiettivo di qualità di 3 μ T (art. 4) da intendersi come mediana dei valori nell'arco delle 24 ore giornaliere nelle normali condizioni di esercizio.

Per quanto riguarda l'ampiezza delle fasce di rispetto in prossimità degli elettrodotti il citato DPCM 8 luglio 2003, all'art. 6, stabilisce che *“...l'APAT, sentite le ARPA, definirà la metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto con l'approvazione del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio...”*. Lo stesso articolo del citato DPCM stabilisce altresì che *“i gestori provvedono a comunicare i dati per il calcolo e l'ampiezza delle fasce di rispetto ai fini delle verifiche delle autorità”*.

E' stato adottato il decreto da parte del Ministero dell'Ambiente 29 maggio 2008 (Gazzetta Ufficiale n.160 del 5 luglio 2008) sulla metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto degli elettrodotti.

In sintesi il decreto prevede che il calcolo delle fasce di rispetto (porzioni di territorio all'interno delle quali non è possibile la realizzazione di nuove costruzioni) avvenga sulla base della portata in corrente in servizio normale ai sensi della norma CEI 11-60 e dell'obiettivo di qualità.

Terna dovrà fornire ai Comuni l'ampiezza delle fasce di rispetto e i dati per il calcolo delle stesse (art. 6).

5.3 Provvedimenti in corso di predisposizione

Tra i provvedimenti rilevanti dei quali si attende l'adozione si segnalano:

- il disegno di legge AS 1195 (ex AC 1441 ter) “Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia” in cui sono delineate azioni di politica energetica del Governo.

Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia

Il disegno di legge, approvato dalla Camera ed attualmente all'esame del Senato, reca numerose disposizioni programmatiche in materia di energia, tra cui la delega al Governo in materia di energia nucleare, l'istituzione dell'Agenzia per la sicurezza nucleare e la creazione della borsa del gas gestita dalla società Gestore del Mercato Elettrico SpA.

Per Terna sono di diretto impatto le modifiche introdotte con riferimento alla disciplina autorizzativa vigente per la rete elettrica di trasmissione nazionale, e segnatamente:

- sono previste modalità semplificate per la realizzazione degli interventi su impianti esistenti consistenti in: operazioni di manutenzione per le quali nessuna autorizzazione sarà necessaria e piccole varianti dei tracciati e delle stazioni (per le quali sarà sufficiente la Denuncia di Inizio Attività) entro la soglia di 1,5 km e per tutti gli interventi che non richiedono aumenti della cubatura degli edifici;
- sono introdotte norme di coordinamento tra lo sviluppo delle linee elettriche e la costruzione di nuove centrali, ai sensi della legge 55/02, che sanciscono la contestualità dell'autorizzazione della nuova capacità di generazione con i necessari e connessi rinforzi di rete;
- è chiarita l'efficacia della misura di salvaguardia, di cui alla legge 239/04, che si traduce nella sospensione della facoltà per i Comuni di rilasciare permessi di costruzione nelle aree potenzialmente impegnate dalle opere in progetto fino a che non si sia concluso il procedimento autorizzativo della linea elettrica;
- è chiarito l'esonero dall'obbligo di valutazione di impatto ambientale regionale per gli elettrodotti in cavo.

Il provvedimento prevede inoltre la priorità di dispacciamento per l'energia nucleare prodotta sul territorio nazionale subito dopo quella prodotta da impianti che utilizzano fonti energetiche rinnovabili.

Con il decreto legge 112/08, convertito con modifiche dalla legge 133/08, sono già state introdotte altre novità in materia di energia, segnatamente, si tratta della futura adozione di uno strumento di programmazione e pianificazione energetica nazionale (Strategia energetica) e della intenzione del Governo di convocare una Conferenza dell'energia per il 2009.

Completamento del quadro normativo sulla protezione dai campi elettrici e magnetici

Il quadro normativo previsto dalla Legge 22 febbraio 2001, n. 36 (“Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici”), sarà completato con l'emanazione:

- del DPCM sui criteri di predisposizione del Piano di risanamento, così come dispone l'art. 4, comma 4 della stessa Legge.

Decreto sui criteri di predisposizione del Piano di risanamento

Al riguardo, un ulteriore contributo interpretativo soprattutto di tipo procedurale, è stato fornito nel corso del 2004 dalla citata Legge n. 239, sul “*Riordino del settore energetico, nonché deleghe al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia*”. Tale provvedimento, in particolare per quanto riguarda la presentazione da parte dei gestori di rete dei Piani di Risanamento degli elettrodotti, precisa che il termine di un anno (stabilito dalla Legge n. 36/2001) decorre dall'emanazione del Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri che dovrà fissare i criteri per la predisposizione di tali Piani, cioè dall'effettivo completamento del quadro normativo.

Il DPCM sui criteri di predisposizione del Piano di risanamento individuerà le priorità d'intervento, i tempi di attuazione e le modalità di coordinamento degli interventi riguardanti più Regioni, con riferimento alle migliori tecnologie disponibili in relazione alle implicazioni di carattere economico e sanitario.

Solo a valle della emanazione del DPCM, come pure precisato dalla Legge 239/2004 (art.1 comma 28), i gestori saranno in condizione di predisporre i piani di risanamento degli elettrodotti, in conformità ai criteri esplicitati nel decreto medesimo.

5.4 Il processo di pianificazione integrata

La direttiva 2001/42/CE del Parlamento europeo e del Consiglio concernente la valutazione degli effetti di determinati piani e programmi sull'ambiente, nota anche come "direttiva VAS" (Valutazione Ambientale Strategica), estende l'obbligo di valutazione ambientale ai processi di pianificazione e programmazione, in precedenza limitato alla Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) dei singoli progetti con potenziali impatti ambientali.

La VIA agisce necessariamente a un livello del processo decisionale che risente di decisioni già prese in ambito pianificatorio e programmatico; la direttiva VAS è volta ad intervenire a monte di tali decisioni, con l'obiettivo di "garantire un elevato livello di protezione dell'ambiente e di contribuire all'integrazione di considerazioni ambientali all'atto dell'elaborazione e dell'adozione di piani e programmi [...] che possono avere effetti significativi sull'ambiente" (cfr. art.1 direttiva 2001/42/CE).

La VAS si configura come un processo integrato con l'intero ciclo di vita del piano o programma, dalle prime fasi fino alla fase di attuazione e gestione, ma dotato di alcuni momenti procedurali propri, tra i quali l'elaborazione di un rapporto ambientale, che documenta le modalità con cui la dimensione ambientale è stata integrata nel piano/programma, richiamando, tra l'altro, le alternative individuate, la stima dei possibili effetti significativi sull'ambiente, le eventuali misure di mitigazione, le misure di monitoraggio (allegato I della direttiva 2001/42/CE). Pur essendo la VAS di competenza dell'ente che predispose il piano, l'autoreferenzialità del processo viene limitata dall'individuazione e consultazione obbligatoria dei settori del pubblico e delle autorità con competenze ambientali in fase di elaborazione del piano.

Queste caratteristiche della VAS richiedono che il processo sia trasparente, documentato, ripercorribile e con elevati livelli di concertazione e partecipazione.

Un approccio di questa natura rappresenta una preziosa opportunità per superare preventivamente le criticità che si verificano nei processi decisionali e nell'attuazione degli interventi.

Per garantire lo sviluppo del sistema elettrico che il Paese richiede, Terna si trova a dover affrontare la complessità delle procedure autorizzative degli impianti elettrici, che spesso richiedono il complesso coordinamento tra varie istituzioni a livello centrale e locale e che incontrano difficoltà sempre crescenti.

Date queste considerazioni, negli ultimi anni Terna ha intrapreso un percorso per la definizione e applicazione volontaria delle modalità con le quali introdurre la VAS nel processo di pianificazione della RTN, nell'ambito del quale sono stati coinvolti Ministeri e Regioni. Agli accordi siglati negli anni precedenti, si è aggiunto il Protocollo di Intesa tra Terna e le Regioni Abruzzo (nel 2007), Puglia e Molise (nel 2008). Sono ancora in corso di definizione i Protocolli di Intesa con le Regioni Friuli-Venezia Giulia, Liguria, Lazio e la Provincia autonoma di Bolzano.

Prima del 2008	Regioni Piemonte, Calabria, Emilia-Romagna, Lombardia, Sicilia, Campania, Basilicata, Umbria, Toscana, Marche, Sardegna, Abruzzo e Provincia autonoma di Trento
Nel 2008	Regioni Puglia e Molise
In via di definizione	Friuli-Venezia Giulia, Liguria, Lazio e Provincia autonoma di Bolzano

A partire dal 31 luglio 2007 è entrata in vigore la Parte II del D.Lgs. 152/06, avente ad oggetto le "Procedure per la valutazione ambientale strategica (VAS), per la valutazione d'impatto ambientale (VIA) e per l'autorizzazione ambientale integrata (IPPC)", successivamente modificata dal Decreto Legislativo 4/2008, entrato in vigore a febbraio 2008.

Con Decreto del Presidente della Repubblica n. 90/2007 di riordino del Ministero dell'Ambiente è stata istituita la Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale cui sono assegnate le competenze in materia di VAS e di VIA, anche per le opere strategiche di cui alla Legge n. 443/01.

La Commissione, infatti, accorpa la Commissione per la valutazione di impatto ambientale, istituita ai sensi dell'articolo 18, comma 5, della legge 11 marzo 1988, n. 67, e successive modificazioni, e la Commissione speciale per la valutazione di impatto ambientale, istituita ai sensi dell'articolo 184, comma 2, del decreto legislativo 12 aprile 2006, n. 163.

Tra le funzioni della Commissione figurano *“le attività tecnico istruttorie per la valutazione ambientale strategica dei piani e programmi la cui approvazione compete ad organi dello Stato, in attuazione di quanto previsto dalla direttiva 2001/42/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 27 giugno 2001”*, inoltre la commissione *“esprime il proprio parere motivato per il successivo inoltrare al Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare che adotta il conseguente provvedimento”*.

Per ulteriori dettagli e maggiori approfondimenti relativi alle “Procedure per la valutazione ambientale strategica” (VAS), si rimanda al Rapporto Ambientale.

edizione 2009

***Dettaglio degli interventi previsti
nel Piano di Sviluppo della RTN***

Gli interventi di sviluppo sono stati aggregati geograficamente per aree regionali o pluriregionali:

- Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria;
- Lombardia;
- Trentino Alto Adige, Veneto e Friuli Venezia Giulia;
- Emilia Romagna e Toscana;
- Marche, Umbria, Lazio, Abruzzo e Molise;
- Campania, Puglia, Basilicata e Calabria;
- Sicilia;
- Sardegna.

In base alla tipologia l'intervento si classifica come:

Elettrodotti: questi interventi di sviluppo consistono nella costruzione di nuovi collegamenti fra due o più nodi della rete o nella modifica/ricostruzione di elettrodotti esistenti, allo scopo di effettuare potenziamenti finalizzati all'eliminazione di eventuali congestioni di rete.

Razionalizzazioni: si tratta di interventi complessi che coinvolgono contemporaneamente più elementi di rete e che spesso prevedono la dismissione di alcune porzioni di RTN. Queste si mettono in atto generalmente a seguito della realizzazione di grandi infrastrutture (stazioni o elettrodotti) quali opere di mitigazione ambientale o a seguito di attività di rinnovo/riassetto impianti, ma possono derivare anche da istanze avanzate dalle Amministrazioni locali.

Stazioni: questi interventi di sviluppo riguardano non solo la realizzazione di nuove stazioni elettriche, ma anche il potenziamento e l'ampliamento di stazioni esistenti mediante l'incremento della potenza di trasformazione (installazione di ulteriori trasformatori o sostituzione dei trasformatori esistenti con macchine di taglia maggiore) o la realizzazione di ulteriori stalli o di intere sezioni per la connessione di nuovi elettrodotti (anche per distributori o operatori privati) o di nuove utenze; generalmente la realizzazione di nuove stazioni di trasformazione o il potenziamento di stazioni esistenti trova giustificazione nella necessità di adeguare la RTN alle maggiori richieste di potenza dei carichi connessi, mentre l'ampliamento o la realizzazione di stazioni elettriche di smistamento è legata al soddisfacimento delle richieste di nuove connessioni o alla necessità di incrementare la magliatura della rete per mitigare o risolvere le eventuali congestioni.

Per ogni opera viene anche proposta una data di entrata in servizio, questa rappresenta la migliore stima in merito al completamento delle attività propedeutiche e tengono conto di:

- condivisione preventiva con gli Enti locali della migliore soluzione localizzativa;
- tempi autorizzativi stimati;
- tempi di coordinamento con Terzi qualora i lavori coinvolgono soggetti terzi quali altri Operatori Esteri, Società di distribuzione o produzione;
- tempi tecnici standard in funzione della tipologia di intervento.

Infine, in merito alla rappresentazione grafica che accompagna la descrizione di alcuni interventi, si riporta di seguito la legenda usualmente adottata:

Tabella 13 - Legenda

<i>Elementi d'impianto</i>	<i>In esercizio</i>	<i>Programmati</i>	<i>Linee elettriche</i>	<i>In esercizio</i>	<i>Programmate</i>
Centrale Idroelettrica	■	▣	Linea aerea RTN a 380 kV	—	- - - -
Centrale Termoelettrica	■	▣	Linea aerea non RTN a 380 kV	—	- - - -
Centrale Geotermoelettrica	■	▣	Linea aerea RTN a 220 kV	—	- - - -
Centrale Eolica	■	▣	Linea aerea non RTN a 220 kV	—	- - - -
Stazione AAT a 380 kV RTN	●	○	Linea aerea RTN a 150 kV	—	- - - -
Stazione AAT a 220 kV RTN	●	○	Linea aerea RTN a 132 kV	—	- - - -
Stazione AAT non RTN	●	○	Linea aerea non RTN a 150-132 kV	—	- - - -
Stazione AT a 150 kV	●	○	Linea aerea RTN in doppia terna a 380 kV	—	- - - -
Stazione AT a 132 kV	●	○	Linea aerea non RTN in doppia terna a 380 kV	—	- - - -
Stazione AT non RTN o Cabina Primaria	●	○	Linea aerea RTN in doppia terna a 220 kV	—	- - - -
Stazione F.S.	●	○	Linea aerea non RTN in doppia terna a 220 kV	—	- - - -
Utenza Industriale	●	○	Linea aerea RTN in doppia terna a 150 kV	—	- - - -
			Linea aerea RTN in doppia terna a 132 kV	—	- - - -
			Linea aerea non RTN in d. t. a 150-132 kV	—	- - - -
			Linea in cavo RTN a 380 kV	—	- - - -
			Linea in cavo non RTN a 380 kV	—	- - - -
			Linea in cavo RTN a 220 kV	—	- - - -
			Linea in cavo non RTN a 220 kV	—	- - - -
			Linea in cavo RTN a 150 kV	—	- - - -
			Linea in cavo RTN a 132 kV	—	- - - -
			Linea in cavo non RTN a 150-132 kV	—	- - - -
			Dismissione linea a 380 kV	—	- - - -
			Dismissione linea a 220 kV	—	- - - -
			Dismissione linea a 150-132 kV	—	- - - -

REGIONI

Piemonte, Valle d’Aosta e Liguria



Consumi Regionali

La domanda complessiva di energia dell'area in esame nel 2007 è di circa 34.500 GWh (27.100 GWh in Piemonte, 980 GWh in Valle d'Aosta e 6.400 GWh in Liguria).

Nel Piemonte i consumi del settore industriale e terziario (coprono il 57% e 23% del totale) crescono ciascuno di poco meno dell'1%, mentre nel domestico diminuiscono del 2% (17% del totale).

In Liguria la domanda si è lievemente ridotta nel settore industriale e domestico (coprono rispettivamente il 26% e 28% del fabbisogno totale), mentre nel terziario (circa il 44% del totale) si registra meno dell'1% di crescita.

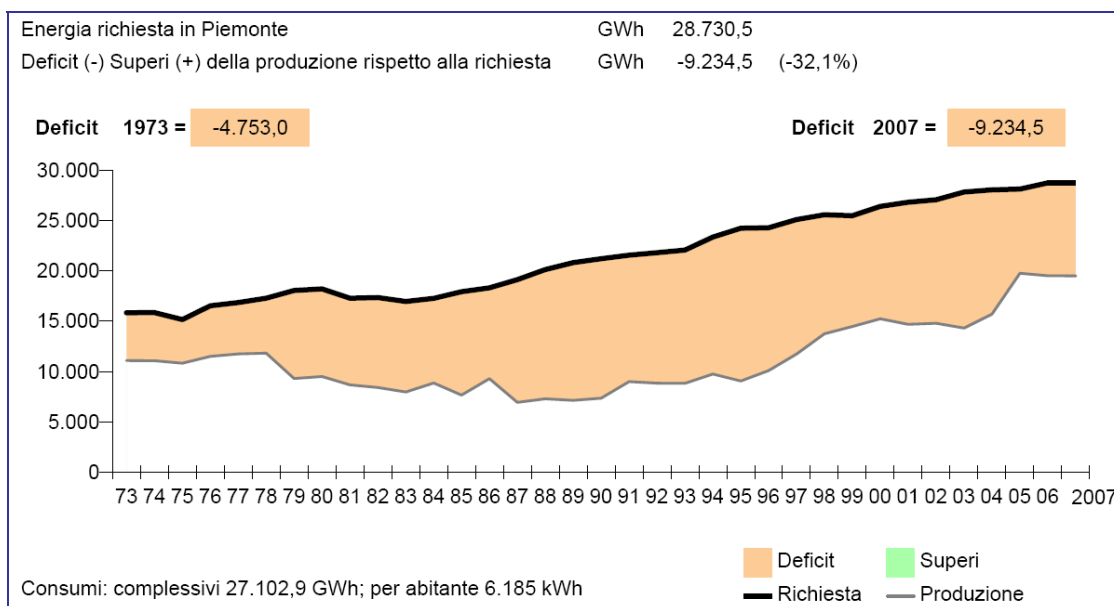
Anche in Valle d'Aosta i consumi si riducono di poco più del 2% nel settore industriale e terziario a fronte di un incremento di poco meno del 2% nel terziario (rappresenta poco più del 23% del totale).

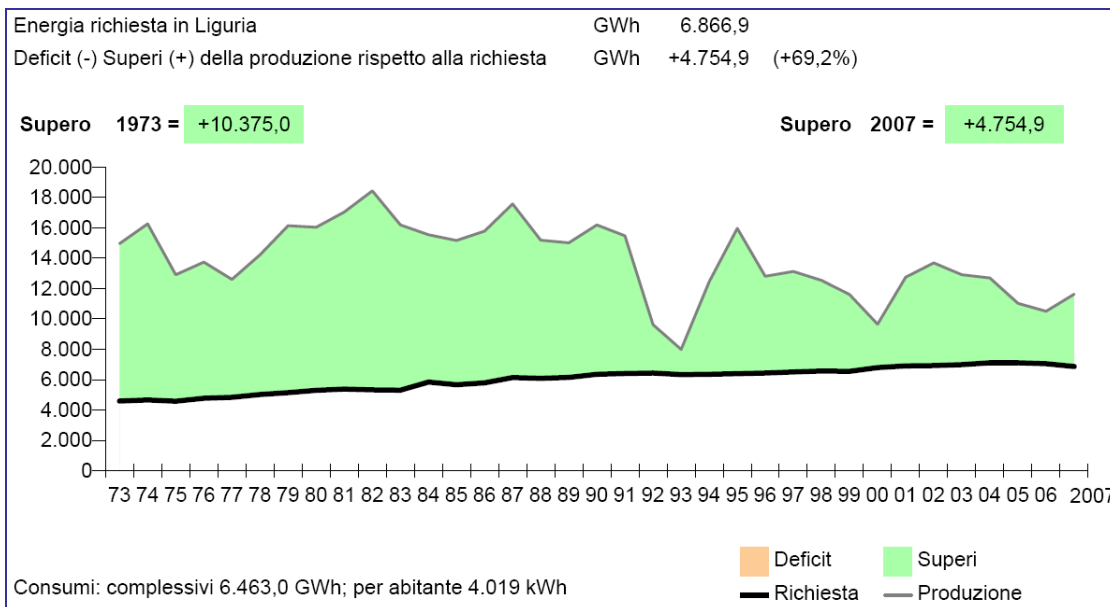
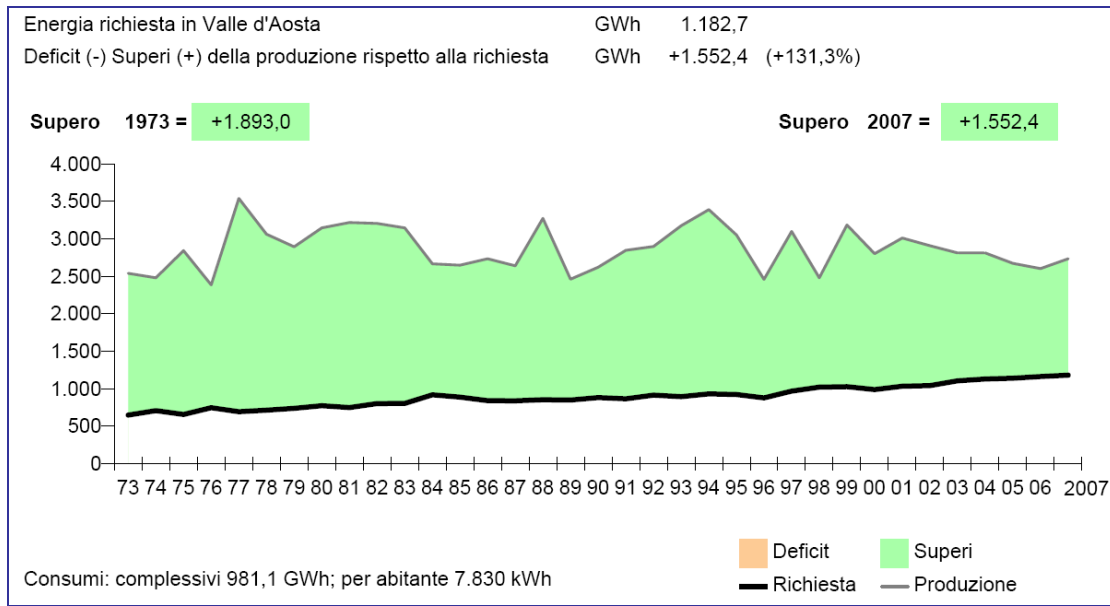
Produzione Regionale

In Piemonte la produzione di energia elettrica è costituita per il 28% da centrali idriche e per il 69% da termoelettriche, mentre, in Valle d'Aosta si produce energia elettrica esclusivamente da fonte idrica ed in Liguria quasi esclusivamente da fonte termoelettrica.

Bilanci energetici regionali

La produzione di energia elettrica nella regione Piemonte non è sufficiente a coprire la domanda e pertanto circa il 32% del proprio fabbisogno è coperto dagli scambi, mentre Valle d'Aosta e Liguria producono energia elettrica in esubero rispetto al fabbisogno.



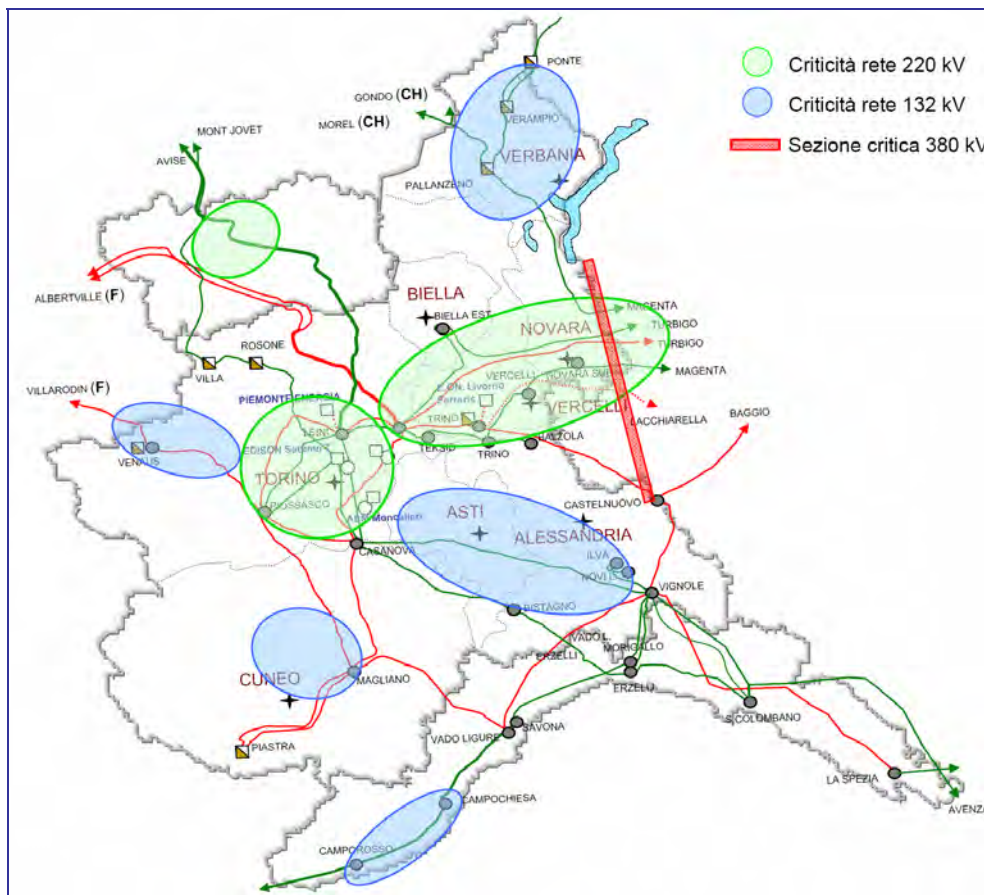


Stato della rete

Il notevole deficit di energia evidenziato dalla regione Piemonte - che al 2007 registrava un saldo negativo di oltre 9.000 GWh - ed i contestuali fenomeni di trasporto verso la Lombardia della potenza importata dall'estero (dalla Svizzera e principalmente dalla Francia) possono causare, già allo stato attuale, notevoli problemi di sicurezza di esercizio, prevalentemente in relazione al rischio di indisponibilità di elementi di rete primaria (condizione N-1) che conseguentemente possono determinare sovraccarichi sulle direttrici 380 e 220 kV tra Torino e Milano e nelle isole di carico della rete 132 kV interessate da parallelismo con la rete primaria.

Tale condizione di insufficiente capacità di trasporto sulla sezione Ovest/Est si è aggravata con l'entrata in esercizio di nuova capacità produttiva nell'area (Leynì, Moncalieri, Livorno Ferraris).

Altre criticità relative alla rete a 220 kV sono evidenziabili nella città di Torino - i cui elettrodotti sono ormai sottodimensionati in relazione all'accresciuta domanda di potenza - e nella Valle d'Aosta, ove la notevole produzione idroelettrica e l'import dalla Svizzera possono subire severe limitazioni a causa della inadeguatezza della rete.



Relativamente alla rete a 132 kV, l'area della Val d'Ossola, in funzione della produzione idroelettrica locale, presenta problemi di sovraccarico e di corretta gestione delle isole di esercizio, mentre nelle isole di carico a 132 kV subito a ridosso delle interconnessioni con la Francia, i problemi sono legati alla eventuale indisponibilità della rete primaria.

Inoltre, le province di Asti ed Alessandria segnalano forti criticità dovute ad una carente immissione di potenza dalla rete primaria, così come nel Cuneese sono assai evidenti i rischi di disalimentazione e di insoddisfacente qualità del servizio.

La rete AAT/AT nella Valle d'Aosta presenta alcune criticità legate alla presenza di T rigidi e di inadeguata capacità di trasporto della potenza in import dall'estero che potrebbero compromettere sicurezza di esercizio e qualità del servizio.

Oltre alle risultanze dell'esercizio precedentemente descritte, gli studi di rete condotti in assetto di rete previsionale, individuano altre porzioni di rete dove, a seguito dell'aumento del fabbisogno stimato o della prevista entrata in servizio di nuove centrali autorizzate, potrebbero verificarsi violazioni dei limiti di funzionamento a rete integra (violazioni in condizioni N) o in condizioni di indisponibilità di uno o più elementi di rete (violazioni N-1). È da tali analisi che emergono le altre esigenze di rete che concorrono alla definizione degli interventi di sviluppo.

Nuove connessioni alla RTN

Si riportano di seguito le richieste di connessione pervenute nel corso del 2008 suddivise per tipologia (centrali di produzione da fonte rinnovabile e/o convenzionale autorizzate, cabine primarie, utenze passive e merchant lines) per ciascuna delle quali viene riportata la soluzione di connessione proposta e la migliore stima della data di entrata in servizio che tenga conto dei tempi necessari al completamento delle necessarie opere di rete.

Tipologia	Nome impianto	Soluzione di Connessione	Data
C.le a RSU	TRM S.p.A.	In antenna 220 kV alla nuova stazione 220 kV da inserire in doppia antenna a 220 kV tra le stazioni di Grugliasco e Sud Ovest.	2010
Cabina primaria	Verampio (VB) di ENEL Distribuzione	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 132 kV della RTN.	Da definire
Cabina primaria	Ponte (VB) di ENEL Distribuzione	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 132 kV della RTN.	Da definire
Cabina primaria	Alessandria Sud (AL) di ENEL Distribuzione	È prevista la delocalizzazione dell'attuale CP in un nuovo sito.	Da definire
Utenza passiva	Silfab SpA	In antenna 132 kV alla stazione 132 kV Montestrutto	Da definire

Nuove esigenze di sviluppo rete

Razionalizzazione Valle d'Aosta

anno: 2012

Disegno allegato: Razionalizzazione Valle d'Aosta

Al fine di migliorare significativamente l'utilizzo della capacità di trasporto dalla Svizzera sui collegamenti a 220 kV "Riddes – Avise" e "Riddes – Valpelline", verrà ricostruita (in classe 380 kV ed esercita a 220 kV) e potenziata la direttrice a 220 kV "Avise - Villeneuve - Chatillon", che attualmente costituisce una limitazione di rete.

L'intervento consentirà, successivamente alla data indicata, di razionalizzare la rete 132 kV nella Valle d'Aosta consentendo, oltre ad una significativa riduzione dell'impatto ambientale, la risoluzione dei T rigidi presenti sulla rete AT ed incrementando di conseguenza la sicurezza e la qualità del servizio.

In particolare saranno realizzati i seguenti interventi:

- la nuova stazione di smistamento 132 kV S.Pierre alla quale saranno raccordate le centrali idroelettriche Chavonne e Aymaville (soluzione del T rigido) nonché la linea 132 kV per Villeneuve ed un nuovo collegamento 132 kV verso la nuova SE Aosta (quest'ultimo consentirà la connessione in entra-esce della CP Aosta Ovest);
- la nuova stazione di smistamento 132 kV Aosta alla quale saranno raccordati gli impianti Delta Cogne, Ponte Pietra e Praoil nonché il sopraccitato nuovo collegamento;
- la nuova stazione 220/132 kV Villefranche che sarà connessa in entra-esce all'elettrodotto 220 kV "Valpelline – Leynì";
- un raccordo 220 kV per la connessione della centrale idroelettrica Quart alla SE Villefranche;
- i raccordi 132 kV per la connessione degli attuali impianti IC Fenis e Nus (soluzione del T rigido) alla SE Villefranche;

A valle del completamento dei lavori saranno demoliti i tratti di elettrodotti a 132 kV non più necessari.

L'intervento, grazie alla realizzazione di alcune varianti degli attuali tracciati, consentirà anche una significativa riduzione dell'impatto ambientale, migliorando alcune aree fortemente antropizzate a ridosso degli stessi elettrodotti.

Inoltre, allo scopo di garantire, anche in particolari condizioni di criticità, un'adeguata capacità di trasformazione, presso l'impianto di Chatillon (AO) verranno sostituiti i due attuali ATR 220/132 kV da 100 MVA con altrettanti da 160 MVA.

Stato di avanzamento dell'opera: L'intervento "Avise-Villeneuve", autorizzato il 26/02/2008 (n.239/EL-83/47/2008), è stato completato. È in corso la fase concertativa con gli enti locali in particolare nell'area di Aosta per quanto concerne la ricostruzione dell'elettrodotto "Villeneuve-Chatillon".

Stazione 380 kV S. Colombano (GE)

anno: da definire

Con l'obiettivo di migliorare la flessibilità di esercizio ed incrementare l'affidabilità e la continuità del servizio, verrà ricostruita in doppia sbarra 380 kV l'attuale sezione 220 kV della stazione di S. Colombano (GE), predisponendola per la connessione alla vicina linea 380 kV "Vignole – La Spezia". A tal fine saranno dunque realizzati raccordi a 380 kV in luogo degli attuali a 220 kV in doppia terna.

Elettrodotti 132 kV Mercallo - Cameri e Cameri - Galliate

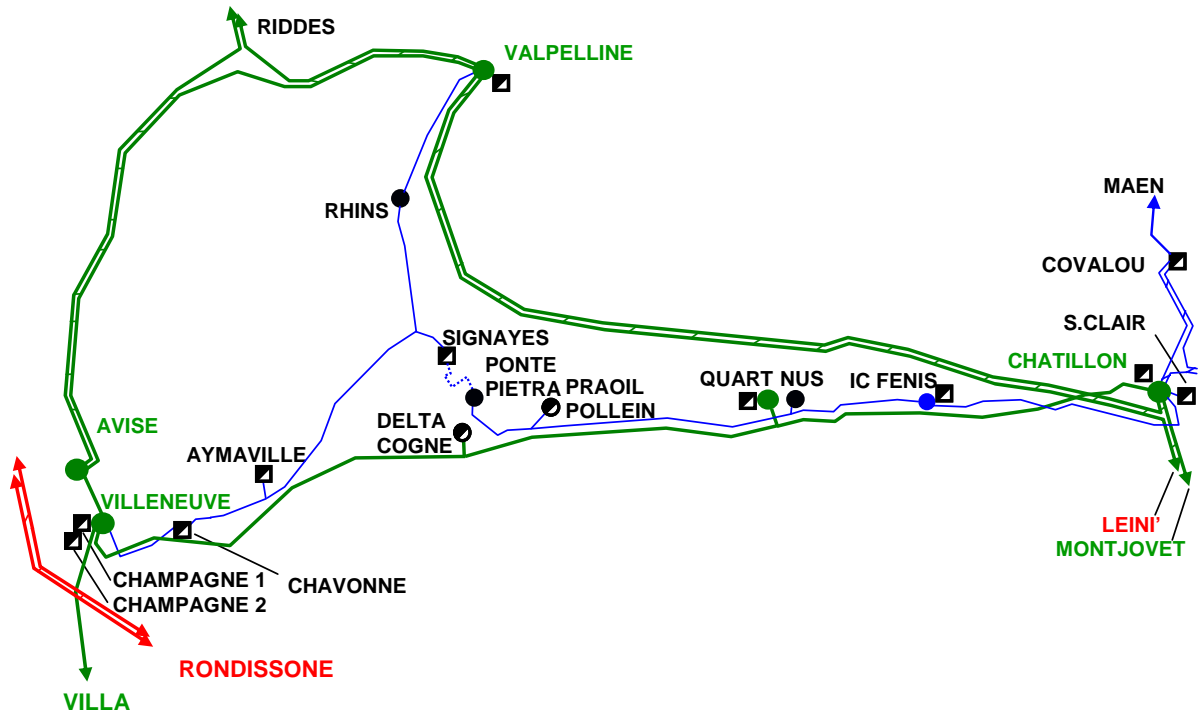
anno: da definire

Nell'ottica di garantire il pieno sfruttamento della direttrice a 132 kV Mercallo – Cameri – Galliate che alimenta i carichi presenti nell'area di Novara, e rimuovere i vincoli di trasporto degli attuali collegamenti, saranno ricostruiti gli elettrodotti a 132 kV "Mercallo – Cameri" e "Cameri – Galliate", incrementando la sicurezza di esercizio e la qualità del servizio.

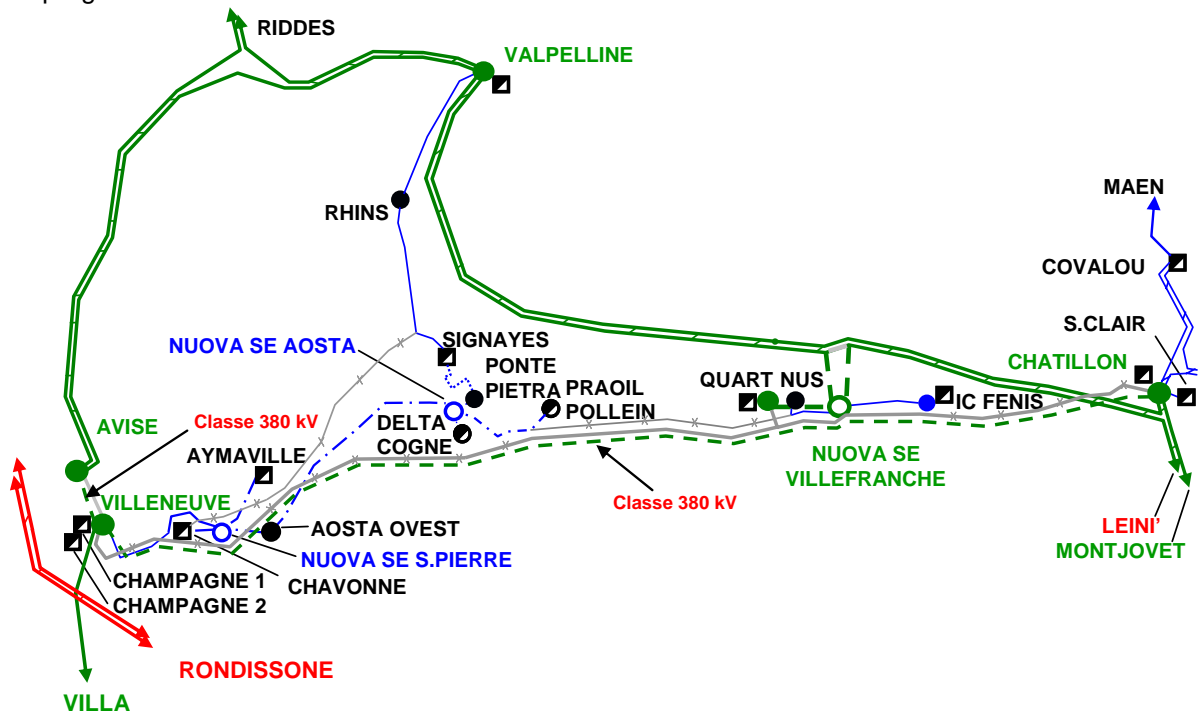
Disegni

Razionalizzazione Valle d'Aosta

Assetto iniziale

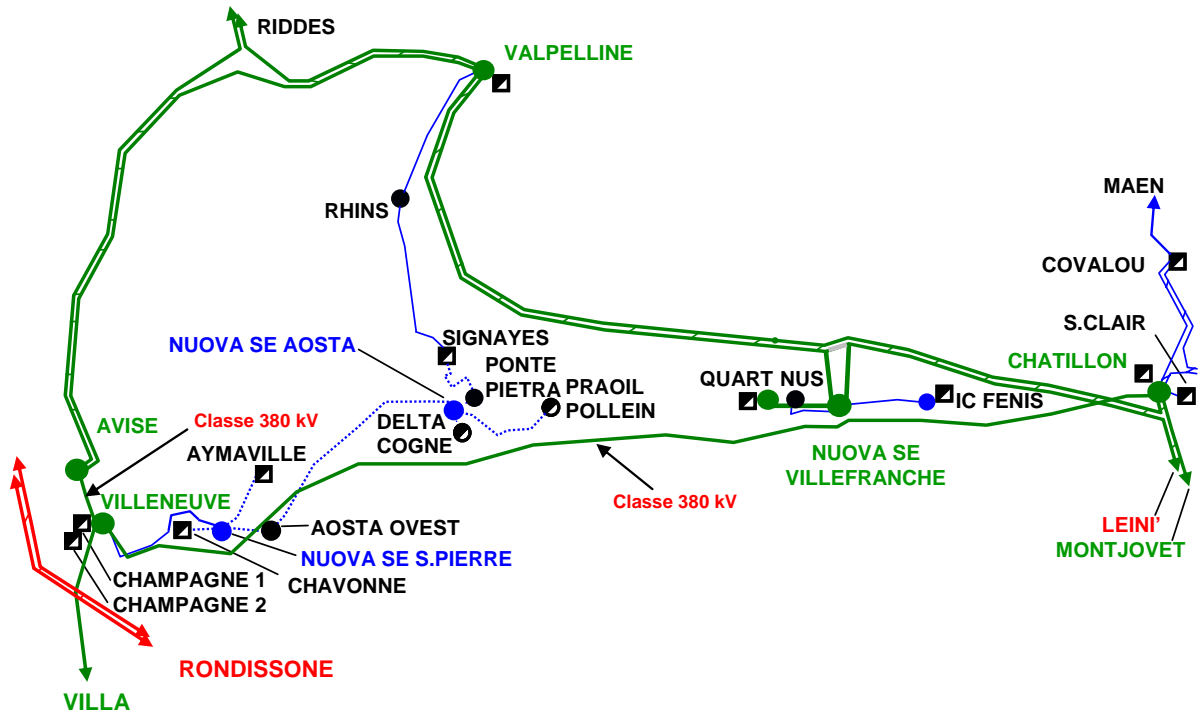


Lavori programmati



Razionalizzazione Valle d'Aosta

Assetto finale



REGIONE

Lombardia



Consumi Regionali

La richiesta di energia nel 2007 è stata di circa 70,5 TWh con una crescita rispetto al 2006 del 2,5% circa. Il tasso di crescita medio annuo registrato nel periodo tra il 1997 ed il 2007 è stato pari al 2,5%.

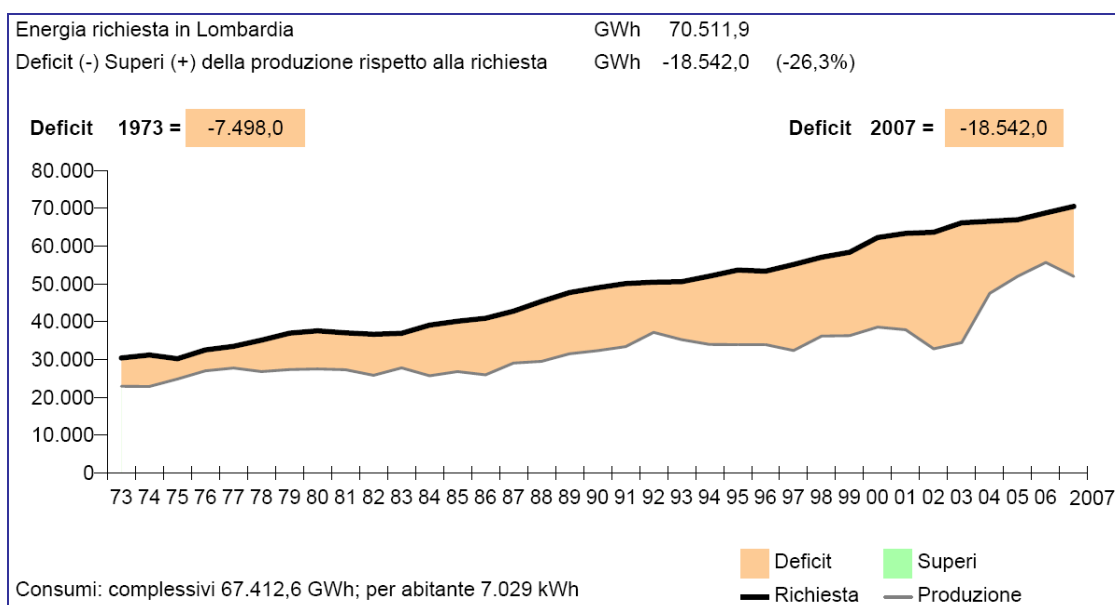
I consumi di energia registrati sono stati costituiti per il 56% dal settore industriale, per il 26% dal settore terziario, per il 17% da consumi domestici ed il restante 1% dall'agricoltura. Il settore che ha mostrato la crescita maggiore rispetto al 2006 è il terziario con un aumento del 3.7%.

Produzione Regionale

La produzione netta di energia elettrica nel 2007 è stata pari a 54,1 TWh trainata per più dell'80% dagli impianti termoelettrici tradizionali seguiti dall'idroelettrico con il 17%.

Bilanci energetici regionali

La regione Lombardia ha registrato una situazione di deficit produttivo. Tale situazione è andata peggiorando nel corso degli anni '90 e dei primi anni del 2000, per poi attenuarsi nel corso degli ultimi quattro anni.



Stato della rete

Sono di seguito rappresentate in forma schematica le aree di maggiore criticità sulla rete di trasporto.

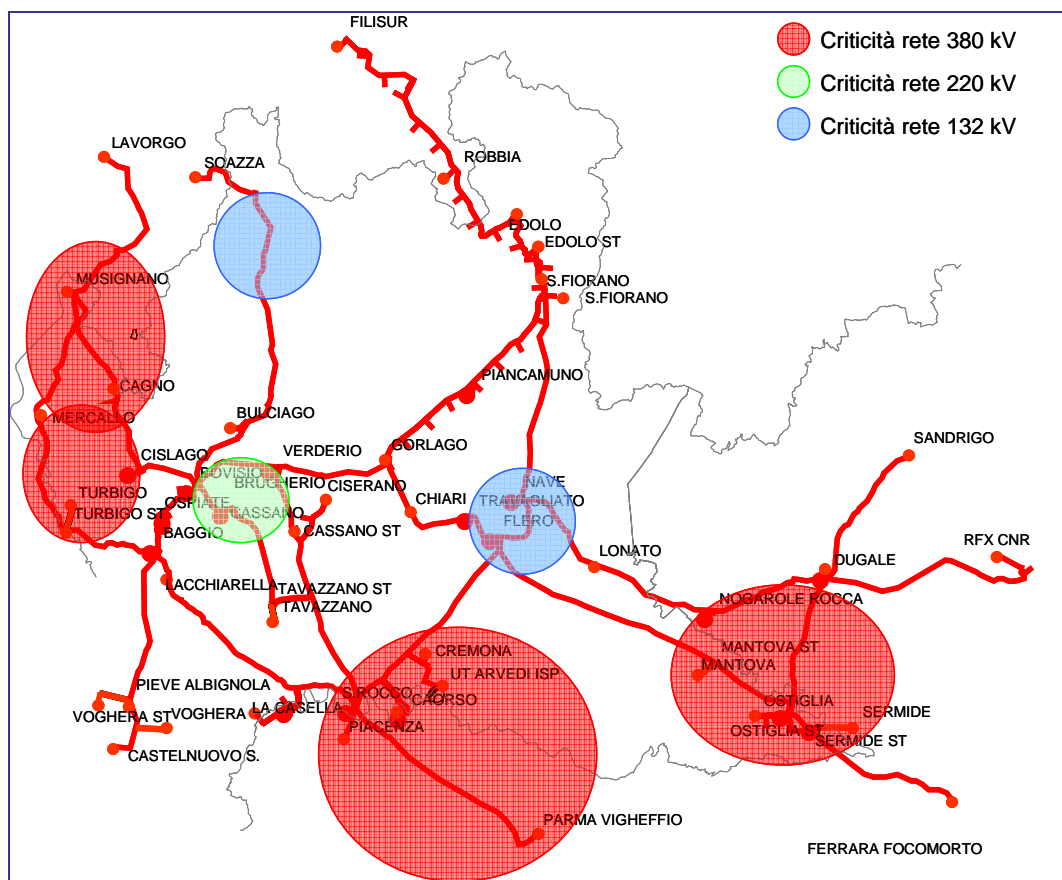
Su rete a 380 kV, si conferma critica la sezione tra il Piemonte e Lombardia. Tale criticità è connessa ai flussi di potenza in direzione Ovest-Est, incrementati a fronte dell'entrata in servizio delle nuove centrali realizzate in Piemonte, e alle quali si somma la produzione dei poli di produzione di Roncovalgrande, Turbigo e Tavazzano.

Dall'analisi del comportamento del mercato, risulta frequentemente congestionata la sezione Nord-Centro Nord a causa della localizzazione non uniforme delle varie tipologie delle unità di produzione al Nord e al Centro del Paese, che si riflettono sulle strategie di offerta e di vendita da parte dei produttori.

Si segnala il forte utilizzo della direttrice "La Casella – Caorso" prossima ormai ai limiti di sicurezza.

Particolare attenzione deve essere posta all'area metropolitana della città di Milano dove si concentrano più del 30% dei consumi dell'intera regione e ad alcune aree della rete 220 kV non è possibile garantire la sicurezza in condizioni di rete non integra. Ulteriori rinforzi si renderanno necessari in vista del prossimo evento EXPO2015.

In merito alla rete a 132 kV si sottolineano, in particolare, le criticità della rete di trasporto nel bresciano riconducibili alla consistente presenza di una forte utenza industriale in prossimità della stessa città, che causano una forte sollecitazione delle trasformazioni nelle stazioni elettriche di Flero, Nave e Travagliato.



Nuove connessioni alla RTN

Si riportano di seguito le richieste di connessione pervenute nel corso del 2008 suddivise per tipologia (centrali di produzione da fonte rinnovabile e/o convenzionale autorizzate, cabine primarie, utenze passive e merchant lines) per ciascuna delle quali viene riportata la soluzione di connessione proposta e la migliore stima della data di entrata in servizio che tenga conto dei tempi necessari al completamento delle necessarie opere di rete.

Tipologia	Nome impianto	Soluzione di Connessione	Data
Cabina primaria	VULCANO	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla RTN	Da definire
Cabina primaria	MAZZANO	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla RTN	Da definire
Utenza passiva	Valsir S.p.A. (7,2 MVA)	Attuale derivazione della RTN (ex utenza Falck) sarà collegata alla CP Vobarno	Da definire
SE Savona	Lombardia	In entra esce alla linea 220 kV Ric. Sud – Ric- Ovest	Da definire
SE Comasina	Lombardia	In entra esce alla linea 220 kV Sesto Torretta - Ospiate	Da definire

Tipologia	Nome impianto	Soluzione di Connessione	Data
CP Bovisa	Lombardia	Presumibilmente in antenna alla nuova SE Musocco	Da definire
CP Baggio	Lombardia	Presumibilmente in entra-esce alla linea Cesano - Seguro	2015
CP Rogoredo (MI)	Lombardia	In entra-esce alla linea a 132 kV "Vaiano Valle – Bolgiano"	2010

Nuove esigenze di sviluppo rete

Stazione 380 kV Magenta (MI)

anno: da definire

Al fine di aumentare l'affidabilità, la sicurezza e la flessibilità di esercizio della rete elettrica nell'area compresa tra le stazioni 380 kV di Turbigo e di Baggio è prevista una nuova sezione 380 kV presso l'esistente impianto 220 kV di Magenta, con le relative trasformazioni e brevissimi raccordi all'elettrodotto 380 kV "Turbigo – Baggio". Successivamente sarà valutata la possibilità di un riassetto della rete AT afferente.

Stazione 380 kV Travagliato (BS)

anno: da definire

In considerazione dei vincoli che riducono le prestazioni di trasporto degli elettrodotti a 380 kV "Travagliato – Chiari" e "Travagliato – Flero" rispetto ai possibili standard di funzionamento, la sezione 380 kV di Travagliato sarà potenziata mediante sostituzione delle apparecchiature con altre di caratteristiche superiori.

Stazione 220 kV di Mincio (BS)

anno: 2012

In considerazione dei valori di corto circuito previsti in corrispondenza della sezione 132 kV di Mincio è in programma l'adeguamento delle apparecchiature dell'impianto mediante sostituzione con altre di caratteristiche superiori oltre alla già prevista installazione del trasformatore 220/132 kV.

Nuova SE 220 kV Musocco (MI)

anno: 2014

Disegno allegato: Nuova SE 220 kV di Musocco

Nell'ambito del Piano di Razionalizzazione della rete di alimentazione della città di Milano, al fine di far fronte all'aumento di carico dell'area urbana di Milano - anche in considerazione del prossimo evento "Expo 2015" - è prevista la realizzazione di una nuova sezione 220 kV in prossimità dell'esistente impianto CP Musocco di proprietà del Distributore Locale.

La nuova SE sarà dotata di opportune trasformazioni 220/132 kV ed inserita in entra-esce all'esistente collegamento 220 kV "Baggio – Porta Volta"; si prevede inoltre un ulteriore raccordo a 132 kV sulla linea "Amsa Figino – Novate".

Contestualmente, al fine di aumentare l'affidabilità e la sicurezza della rete anche in condizioni di rete non integra sarà realizzato un nuovo collegamento in cavo a 220 kV fra la nuova SE di Musocco e la sezione 220 kV della SE 380 kV di Ospiate.

Infine, sarà valutata la necessità di adeguare l'impianto Ricevitrice Nord agli standard usuali di sicurezza e affidabilità.

Razionalizzazione rete AT Val Camonica/Val Seriana (BG)

anno: da definire

Per consentire il pieno sfruttamento - anche in condizioni di rete non integra - della produzione idroelettrica della Val Seriana è prevista la realizzazione del nuovo collegamento 132 kV tra il nodo elettrico di Piancamuno e l'impianto di Dossi. Tale collegamento, che unirà la rete AT della Val Cavallina con la rete AT della Val Seriana, garantirà un significativo aumento dell'affidabilità di alimentazione dei carichi locali.

Il collegamento, almeno parzialmente, potrebbe essere realizzato mediante potenziamento di infrastrutture esistenti.

Disegni

Nuova SE 220 kV di Musocco

Assetto iniziale

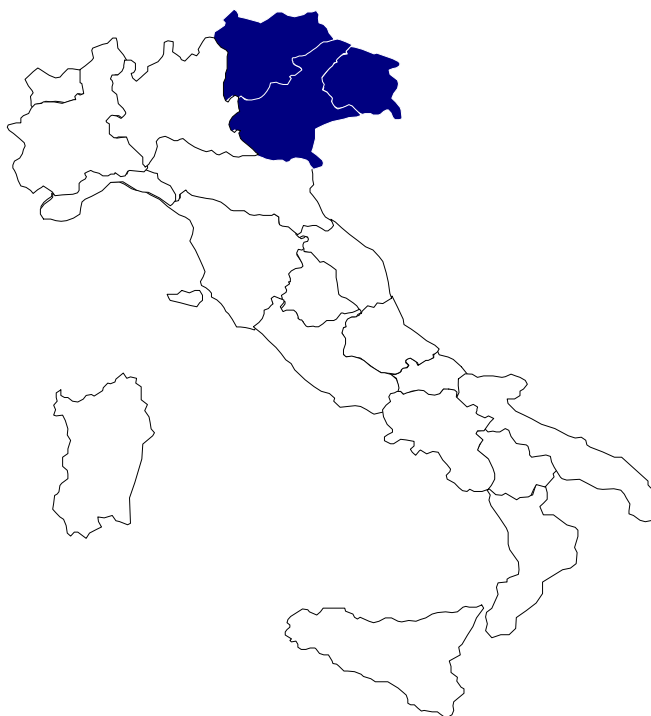


Assetto finale



REGIONI

**Veneto, Trentino Alto Adige e
Friuli Venezia Giulia**



Consumi Regionali

Veneto

L'energia richiesta nel 2007 ha raggiunto complessivamente 32,7 TWh, in particolare i consumi sono stati così ripartiti per il 57% nel settore industriale, per il 24% dal settore terziario (che ha registrato un incremento rispetto al 2006 pari al 5%), il 17% uso domestico e 2% agricoltura.

Trentino Alto Adige

La richiesta di energia nel 2007 ha raggiunto 6,7 TWh; i consumi di energia, complessivamente invariati rispetto all'anno precedente, sono stati ripartiti per il 41% nel settore industriale (che ha registrato una contrazione del 7% rispetto all'anno 2006) per il 37% nel settore terziario, il 19% uso domestico, il rimanente nell'uso agricolo.

Friuli Venezia Giulia

La richiesta di energia nel 2007 è stata pari a 10,7 TWh; in particolare i consumi per categoria sono stati ripartiti nel settore industriale per circa 64%, nel terziario per il 21% mentre la restante percentuale è costituita da consumi domestici (14%) ed agricoltura (1%).

Produzione Regionale

Non si registrano significative variazioni nel comparto produttivo di nessuna delle tre regioni.

Veneto

La produzione netta di energia elettrica nel 2007 è stata circa 17,78 TWh, trainata da termico tradizionale per circa l'82%.

Trentino Alto Adige

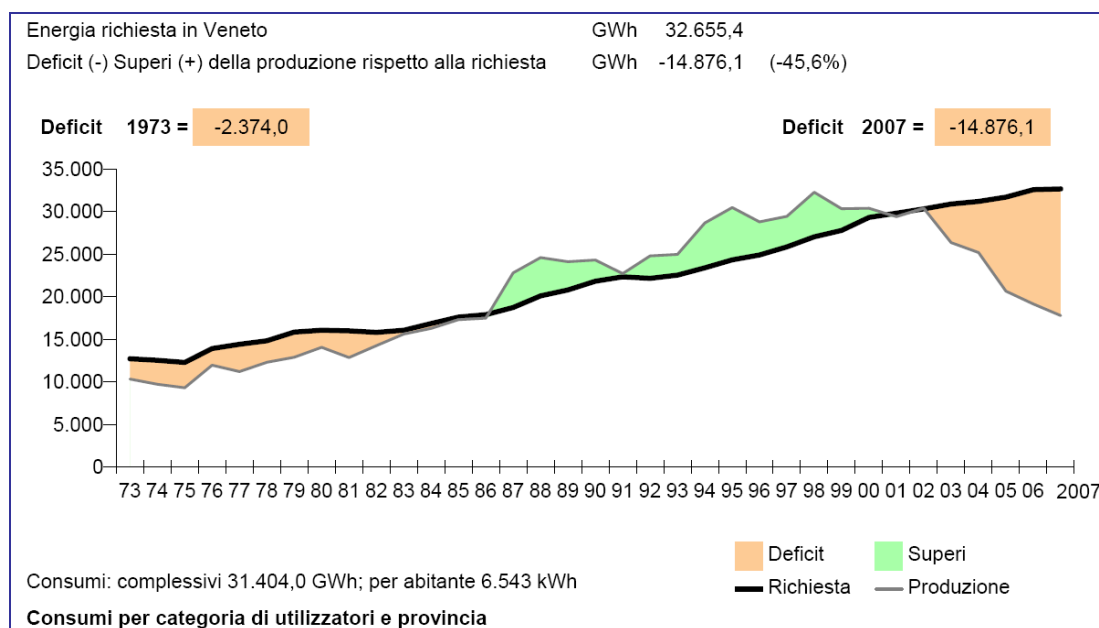
La produzione netta di energia elettrica nel 2007 è stata circa 7,6 TWh, determinata quasi nella sua totalità dagli impianti idroelettrici.

Friuli Venezia Giulia

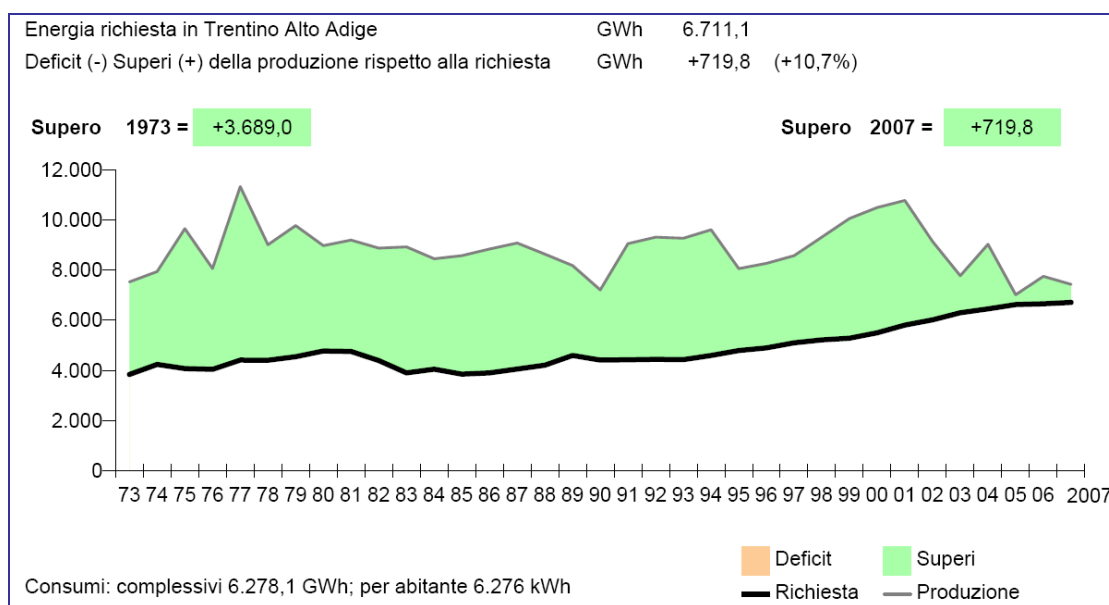
La produzione netta di energia elettrica nel 2007 è stata circa 11,4 TWh, trainata dal termoelettrico tradizionale per oltre l'80%.

Bilanci energetici regionali

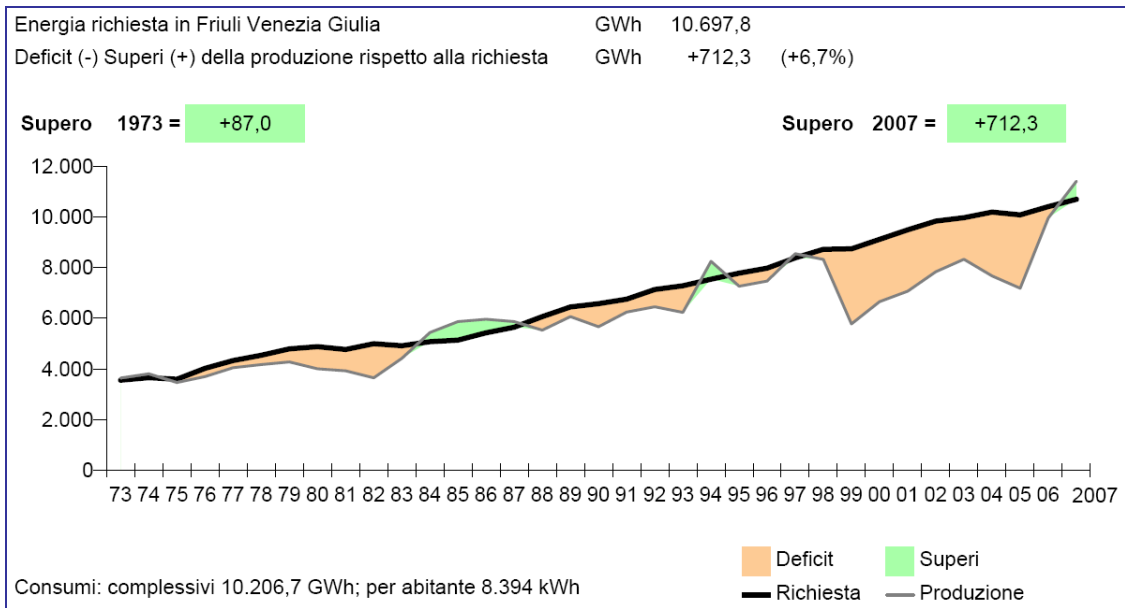
La totalità della domanda di energia della regione Veneto è stata coperta interamente dalla produzione locale a partire dal 1987 fino al 2001 come si evince dalla curva storica dei bilanci energetici regionali. Dopo il 2001 la crescita della produzione interna non è stata più in grado di sostenere l'aumento della richiesta generando un deficit che è cresciuto in maniera quasi costante fino al 2007.



Situazione nettamente differente rispetto a quella del Trentino Alto Adige che negli ultimi trent'anni ha sempre registrato bilanci positivi, grazie all'ingente parco idroelettrico installato. Si nota comunque che il surplus di produzione ha subito negli ultimi sette anni una sensibile riduzione.

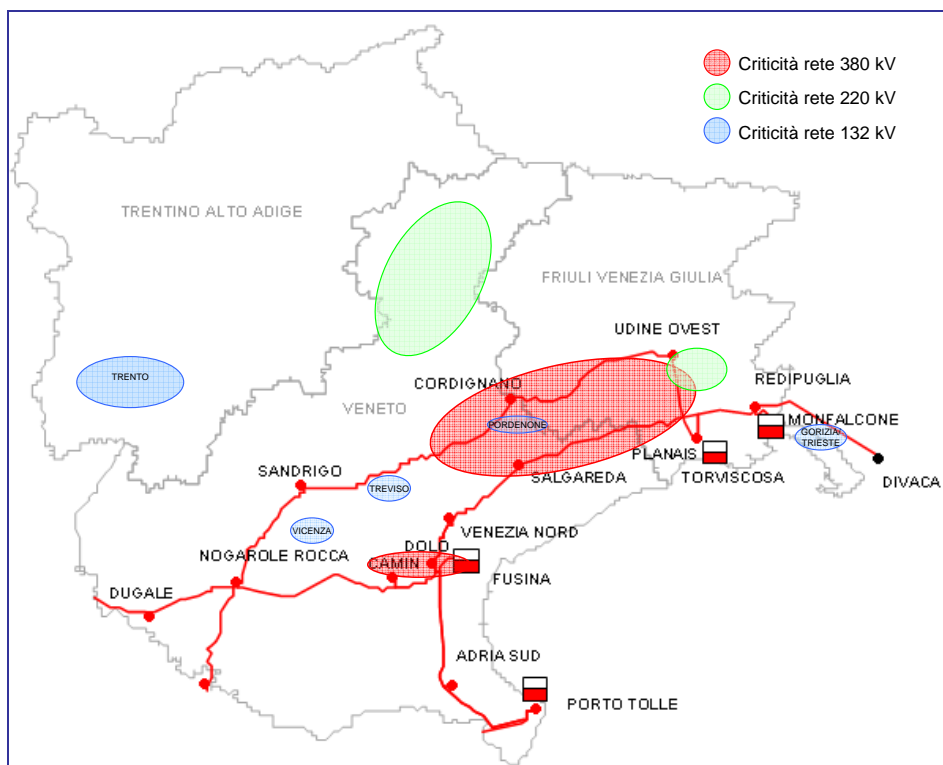


La regione del Friuli Venezia Giulia ha mostrato negli ultimi dieci anni una situazione di deficit produttivo modificando un trend di sostanziale equilibrio fra richiesta e produzione, con piccolissime oscillazioni. Il passaggio fra il 2006 e il 2007 ha visto una inversione della situazione con un moderato surplus della produzione.



Stato della rete

Nella figura successiva si evidenziano le principali criticità della rete elettrica nelle regioni Trentino Alto Adige, Veneto e Friuli Venezia Giulia.



La rete a 380 kV si compone di un ampio anello a 380 kV che si chiude ad Ovest nella stazione di Dugale (VR) e ad Est, nella regione Friuli Venezia Giulia, nella stazione di Planais (UD). La scarsa magliatura della rete ad altissima tensione (380 kV) già attualmente determina situazioni critiche, in termini di profili di tensione e di transiti di flussi di potenza prossimi ai limiti di sicurezza, specialmente sulla rete a 132 kV soprattutto in caso di fuori servizio accidentale o programmato di uno degli elettrodotti che compongono l'anello. In tal senso si segnalano le difficoltà delle arterie 132 kV che si diramano dalla stazione di Planais ad alimentare i carichi in sicurezza e a smaltire la produzione e l'importazione. Difficoltà nel garantire l'alimentazione in sicurezza dei carichi si registrano anche nell'area di Camin con forti limitazioni nella flessibilità di esercizio della rete AT sottostante.

La rete ad alta ed altissima tensione del Friuli Venezia Giulia rappresenta una sezione critica dell'intero sistema elettrico italiano, essendo allo stato attuale caratterizzata da un basso livello di interconnessione e di mutua riserva; il transito di potenza su queste linee dipende sostanzialmente dall'importazione dall'Est Europa e dalla presenza della produzione dei gruppi termoelettrici di Monfalcone e di Torviscosa.

Relativamente alla rete a 132 kV si ravvisano criticità anche nelle porzioni ricadenti nelle province di Vicenza, Treviso e tra Gorizia e Trieste a causa della limitata portata dei collegamenti esistenti e della scarsa magliatura della rete.

Nuove connessioni alla RTN

Si riportano di seguito le richieste di connessione pervenute nel corso del 2008 suddivise per tipologia (centrali di produzione da fonte rinnovabile e/o convenzionale autorizzate, cabine primarie, utenze passive e merchant lines) per ciascuna delle quali viene riportata la soluzione di connessione proposta e la migliore stima della data di entrata in servizio che tenga conto dei tempi necessari al completamento delle necessarie opere di rete.

Tipologia	Nome impianto	Soluzione di Connessione	Data
Cabina primaria	Brennero (BZ)	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla RTN	Da definire
Cabina primaria	Glorenza (BZ)	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla RTN	Da definire
Cabina primaria	Curon (BZ)	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla RTN	Da definire
Cabina primaria	Rio Pusteria (BZ)	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla RTN	Da definire
Cabina primaria	Fontanafredda (PN)	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla RTN	Da definire
Cabina primaria	Somprade (BL)	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla RTN	Da definire
Cabina primaria	Resana (TV)	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla RTN	Da definire
Cabina primaria	Quero (BI)	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla RTN	Da definire
Cabina primaria	CP Verona S. Lucia (VR)	In entra-esce alla futura linea in cavo 132 kV "Ricevitrice Sud – C.le Chievo".	Da definire
Cabina primaria	CP Monte Crocetta (VI)	In doppia antenna alla sezione 132 kV della S.E. di Vicenza Monteviale.	2011
Cabina primaria	CP Cartigliano (VI)	In antenna alla sezione 132 kV della SE Rossano mediante l'utilizzo di un tratto di linea 220 kV esistente.	2010
Utenza passiva	Acciaierie Bertoli Safau S.p.A. (240 MVA)	In antenna 220 kV con la sezione a 220 kV della futura stazione elettrica a 380/220 kV (Udine Sud) che sarà collegata in entra-esce sulla futura linea a 380 kV "Redipuglia-Udine Ovest".	Da definire

Nuove esigenze di sviluppo rete

Razionalizzazione rete AAT/AT Pordenone (PN)

anno: da definire

Disegno allegato: Razionalizzazione rete AAT/AT Pordenone

Al fine di aumentare l'affidabilità e la sicurezza dell'area compresa tra gli impianti 220 kV di Salgareda (VE) e Somplago (UD) è prevista la realizzazione di una nuova sezione 380 kV presso l'esistente impianto 220/132 kV di Pordenone; il nuovo impianto sarà inserito in entra-esce alla linea 380 kV "Udine Ovest – Cordignano", mediante due brevi raccordi.

Contestualmente, considerate le limitazioni esistenti sulla rete a 132 kV compresa tra i nodi di trasformazione di Cordignano (TV) e Pordenone e le esigenze di sviluppo già segnalate da ENEL Distribuzione è stato studiato un nuovo assetto della rete AT finalizzato ad incrementare la sicurezza e qualità del servizio nell'area.

Il nuovo assetto di rete inoltre, prevedendo l'utilizzo di porzioni di rete esistente ed il potenziamento di altri esistenti, a parità di prestazioni elettriche, apporterà un significativo miglioramento anche in termini ambientali.

Stazione 220 kV Oderzo (TV)

anno: da definire

Presso la stazione RTN a 220 kV Oderzo, al fine di garantire l'alimentazione in sicurezza dei carichi locali, saranno potenziate due delle tre trasformazioni presenti nell'impianto attraverso l'installazione di due macchine da 63 MVA in sostituzione delle attuali da 40 MVA.

Stazione 220 kV Polpet (BL)

anno: da definire

Disegno allegato: Stazione 220 kV Polpet

La stazione di smistamento 132 kV di Polpet è funzionale a raccogliere e smistare la potenza proveniente dalle centrali idroelettriche dell'alto Bellunese verso il nodo di carico di Vellai. Per consentire il pieno sfruttamento di tale potenza, anche in condizioni di rete non integra, è prevista la realizzazione di una sezione 220 kV presso l'attuale stazione 132 kV di Polpet con potenziamento della rete AT afferente.

Tale sezione sarà raccordata mediante due brevi raccordi, ad altissima tensione, all'attuale elettrodotto 220 kV "Soverzene – Lienz" realizzando i nuovi collegamenti "Polpet – Lienz", "Polpet – Vellai" e "Polpet – Scorzè" e "Polpet -Soverzene".

Contestualmente è stato studiato e proposto un riassetto della sottostante rete a 132 kV presso i Comuni di Belluno, Ponte nelle Alpi e Soverzene; i quali si sono espressi favorevolmente rispettivamente con Delibera del Consiglio Comunale di Belluno n.75 del 19 Dicembre 2008, Delibera del Consiglio Comunale di Ponte nelle Alpi n.62 del 10 Dicembre 2008 e Delibera del Consiglio Comunale di Soverzene n.9 del 29 Novembre 2008).

Stazione 220 kV Stazione I (VE)

anno: da definire

Al fine di garantire l'alimentazione in sicurezza dei carichi locali sarà incrementata la potenza installata nella stazione 220 kV "Stazione I" sostituendo i due attuali trasformatori a 220/132 kV da 67 MVA con altro di capacità maggiore.

Contestualmente, al fine di aumentare la sicurezza del servizio elettrico sarà superata l'attuale schema di connessione a tre estremi "Villabona – Stazione I - der.Azotati" prevedendo l'entra-esce della linea sulla sezione 132 kV della stazione 220 kV "Stazione I". E' altresì previsto l'adeguamento agli standard Terna di alcune apparecchiature presso l'impianto Stazione III (precisamente i sezionatori TRA e TRB) per i quali è previsto il passaggio in ambito RTN.

Stazione 220 kV Udine N.E. (UD)

anno: da definire

La stazione 220/132 kV di Udine N.E. è inserita in entra-esce sulla direttrice "Somplago – Buia – der. ABS - Redipuglia" ed è interessata dai transiti di potenza provenienti dalla frontiera Slovena (attraverso il nodo di Redipuglia) e dalla produzione dell'impianto idroelettrico di Somplago (UD).

L'impianto è costituito attualmente da:

- una sezione 220 kV: sistema in semplice sbarra, con due stalli linea (Buia, Redipuglia) ed interconnessa con la sezione 132 kV attraverso un autotrasformatore 220/132 kV da 160 MVA;
- una sezione 132 kV costituita da un doppio sistema di sbarre in aria ed è attualmente composta da 5 stalli linea (Reana; Tavagnacco; Cividale; Udine Sud; S. Giovanni al Natisone), dallo stallo parallelo, dallo stallo secondario ATR 220/132 kV da 160 MVA e da n° 2 stalli primario TR 132/20 kV per l'alimentazione dell'attiguo reparto MT della Distribuzione.

Al fine di superare le difficoltà di manutenzione associate all'attuale stato di consistenza dell'impianto e garantire adeguati livelli di affidabilità, flessibilità e continuità del servizio, è in programma un riassetto complessivo della stazione, mediante ricostruzione del reparto 220 kV che sarà costituito da un sistema in doppia sbarra.

Stazione 220 kV Taio (TN)

anno: 2014

Al fine di incrementare la capacità di trasformazione presso la SE di Taio sarà sostituito l'attuale ATR 220/132 kV con uno nuovo da 250 MVA; contestualmente per garantire un'adeguata flessibilità di esercizio è prevista la realizzazione del parallelo sbarre sia presso la sezione 220 kV sia presso quella 132 kV, prevedendo altresì gli spazi per l'eventuale installazione di dispositivi di compensazione (cfr. Razionalizzazione 220 kV Valcamonica - Fase A1).

Elettrodotto 132 kV "Castelfranco – Castelfranco Sud" (TV)

anno: 2010

Contestualmente alla realizzazione della nuova SE 132 kV denominata Castelfranco Sud, alla quale sarà connesso anche l'UT Berco (cfr. Allegato 1 Connessioni alla RTN), saranno rimosse le attuali derivazioni rigide lungo la direttrice "Castelfranco – der. Castelfranco – der. Tombolo – C. Sampiero" e ricostruito il tratto di linea compreso tra la CP Castelfranco e la nuova CP Castelfranco Sud con conduttore di portata adeguata.

Elettrodotto 132 kV "Redipuglia – Randaccio"

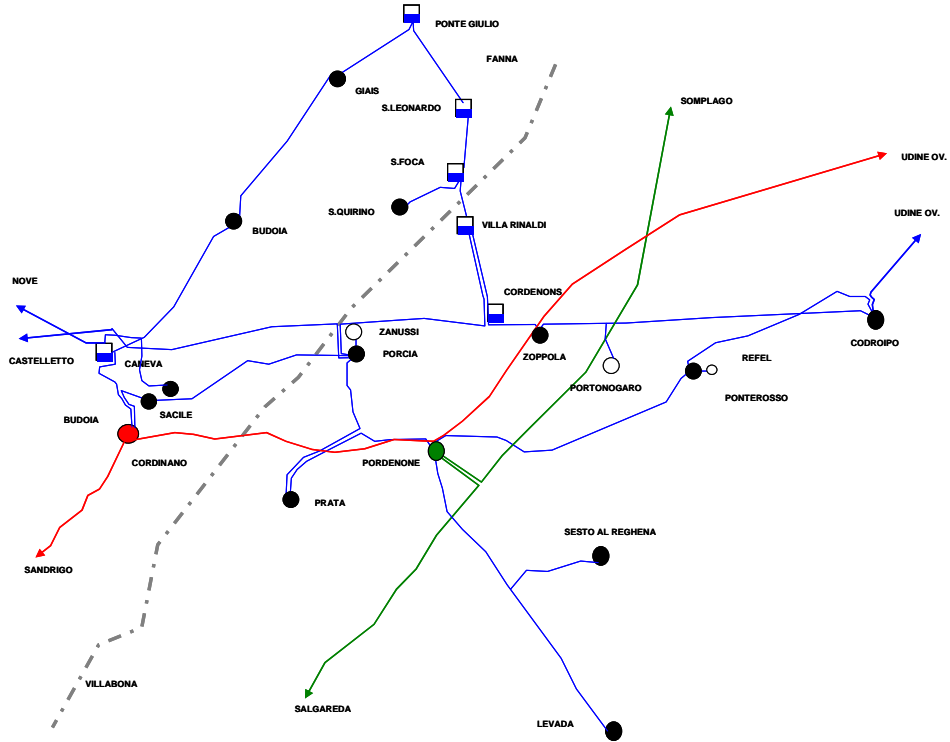
anno: da definire

Il collegamento a 132 kV "Redipuglia – Randaccio" presenta una limitata capacità di trasporto e comporta rischi di riduzione della affidabilità della rete e della qualità del servizio. Il citato elettrodotto sarà pertanto ricostruito e potenziato; contestualmente verrà superata l'attuale schema di collegamento in derivazione rigida dell'utente Cart. Burgo, che costituisce un vincolo per le attività di esercizio e manutenzione della rete di trasporto nazionale, prevedendo l'entra-esce della citata linea su una nuova stazione.

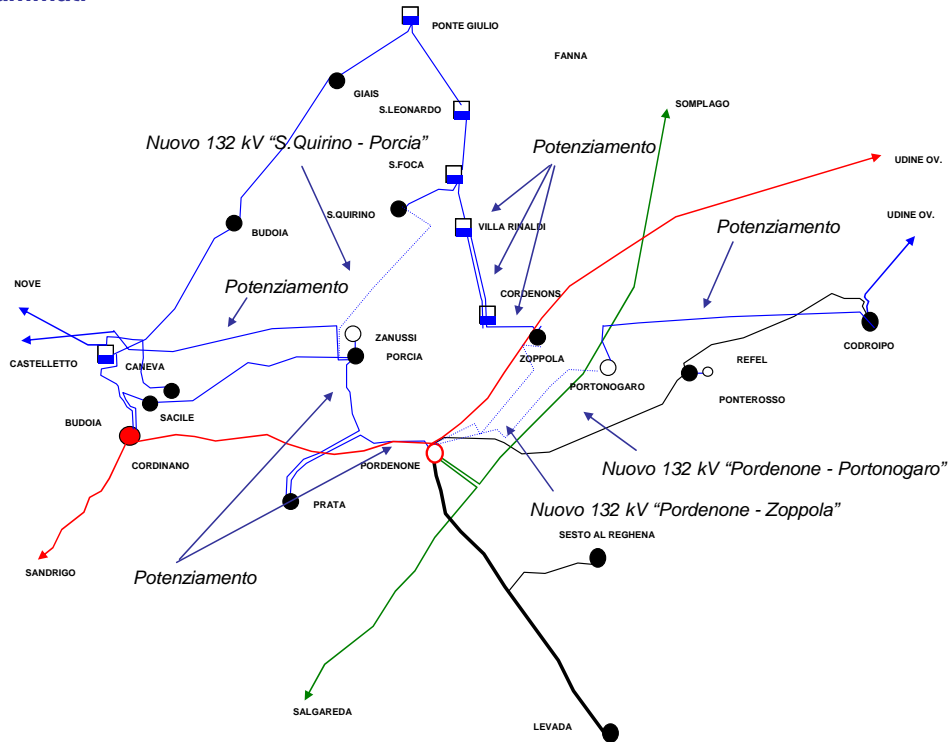
Disegni

Razionalizzazione rete AAT/AT Pordenone

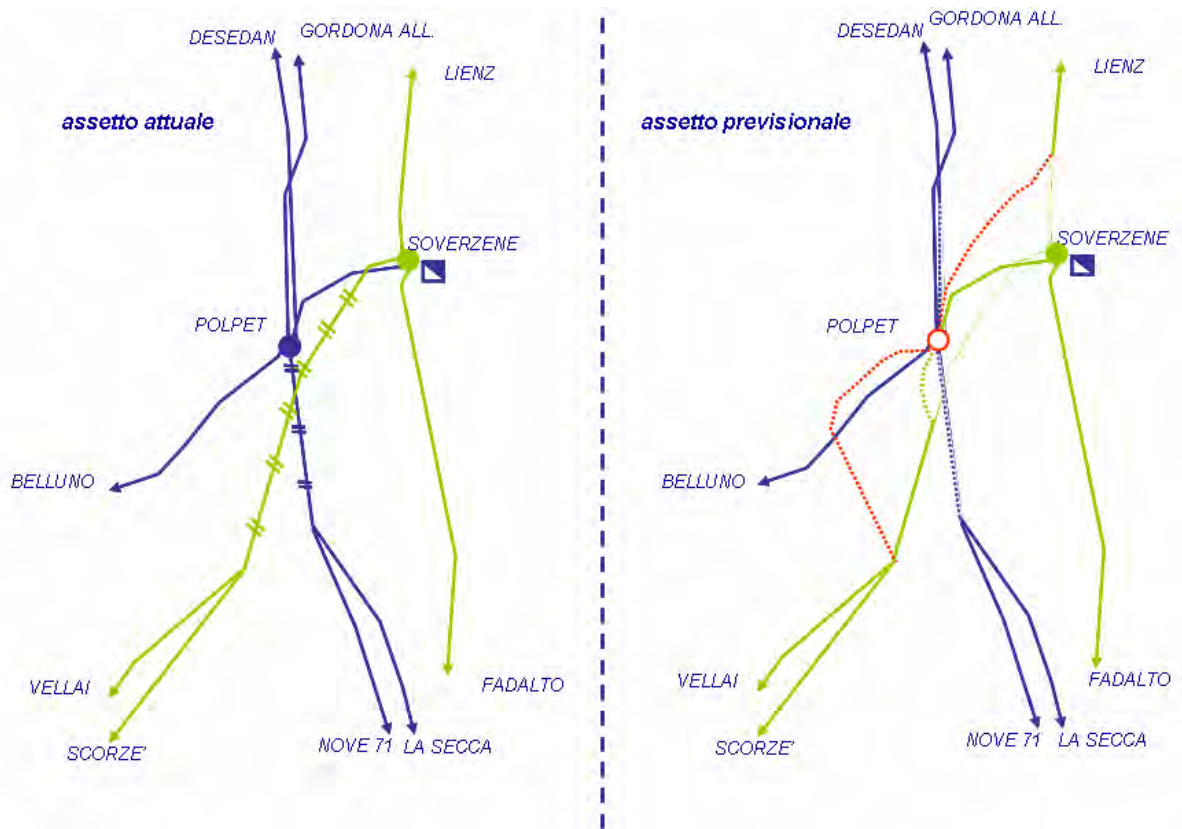
Assetto attuale



Lavori programmati



Stazione 220 kV Polpet



REGIONI

Emilia Romagna e Toscana



Consumi Regionali

La domanda complessiva di energia nel 2007 raggiunge rispettivamente per Toscana ed Emilia Romagna 20.860 e 27.730 GWh.

Rispetto all'anno precedente l'Emilia Romagna registra un incremento di poco inferiore all'1% trainato principalmente dalla crescita dei consumi nell'agricoltura e nel terziario, lasciando tuttavia all'industria il ruolo predominante nella regione (circa il 50% dei consumi nel 2007 sono imputabili al settore industriale).

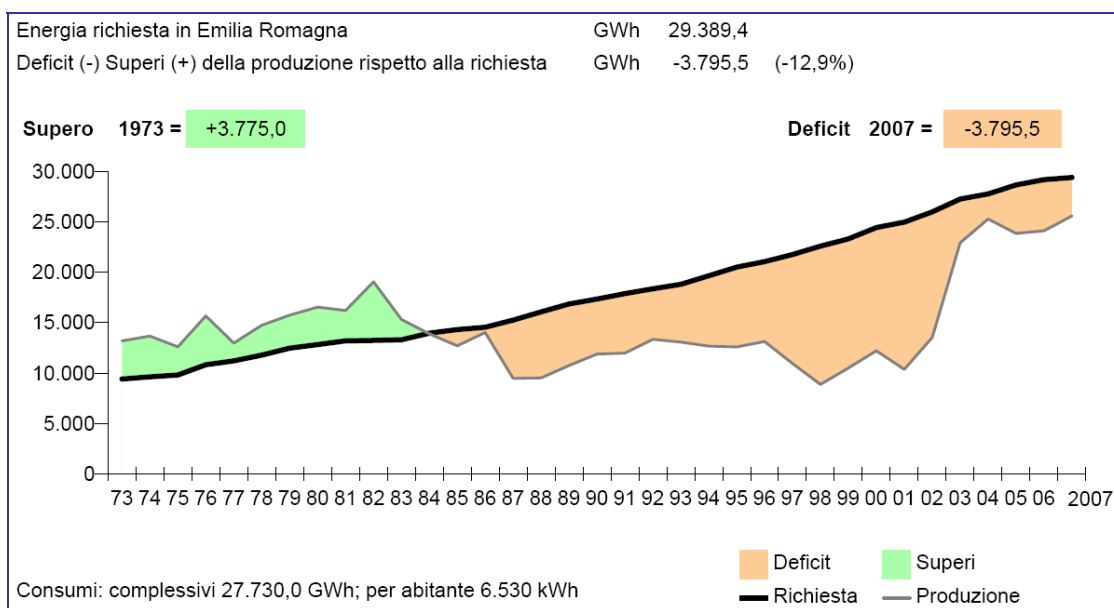
In Toscana si segnala una riduzione dei consumi (più del 2% in un anno) prevalentemente dovuta alla contrazione registrata nel settore industriale (circa - 4,6%). L'incremento di poco più dell'1% in agricoltura e circa 0,7% nel terziario non influisce sull'andamento dei consumi i quali sono imputabili, rispetto al fabbisogno regionale, per il 48% all'industria, il 30% al terziario e 21% al domestico.

Produzione Regionale

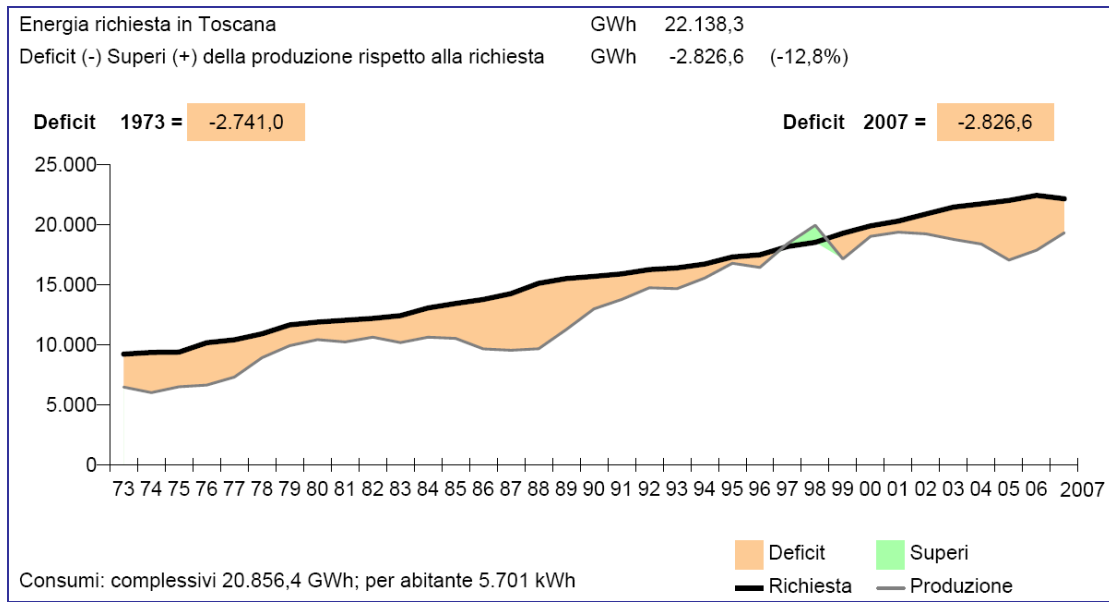
Le due regioni del centro-nord si approvvigionano di energia elettrica in modo sostanzialmente differente: l'Emilia produce circa il 92% della propria energia con centrali termoelettriche (la restante quota è coperta prevalentemente da fonti idriche e da centrali alimentate a biomassa); in Toscana circa il 70% deriva da termoelettrico, il 27% da geotermoelettrico (polo produttivo di Larderello) e il 2% circa da idroelettrico.

Bilanci energetici regionali

La produzione di energia elettrica nella regione Emilia non è sufficiente a coprire la domanda, pertanto circa il 13% del proprio fabbisogno è coperto dall'importazione.

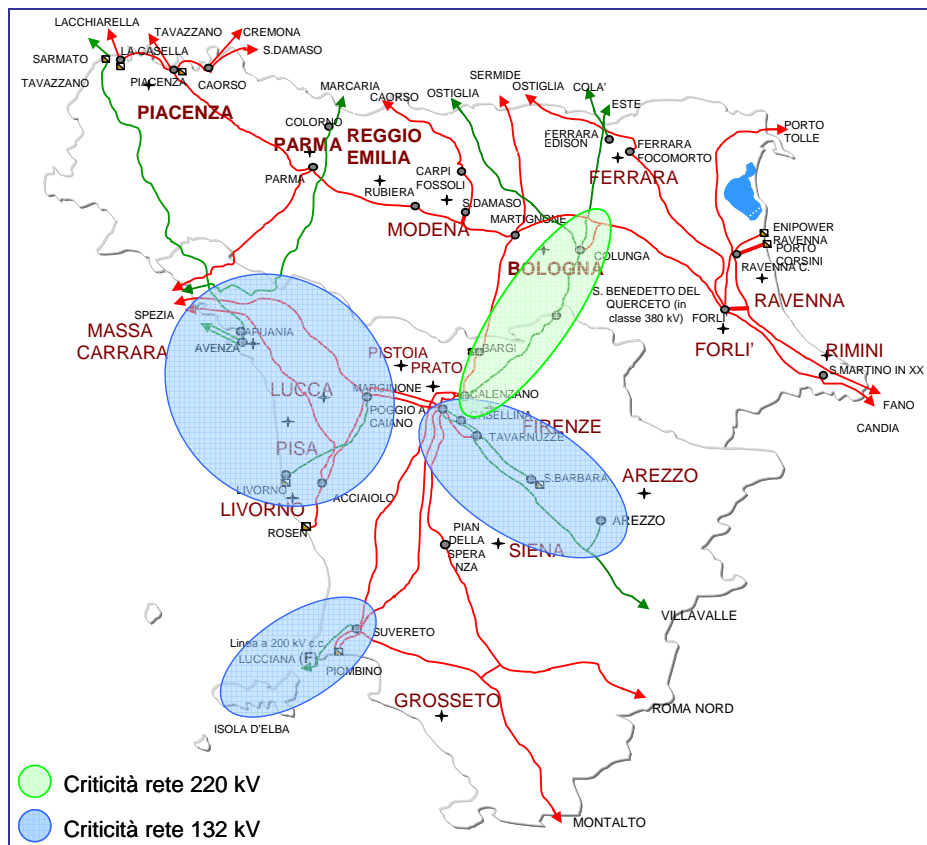


La Toscana, pur conservando negli anni le caratteristiche di regione importatrice di energia (nel 2007 circa il 13% è coperto da import), ha avuto un trend pressappoco costante, incrementando costantemente la produzione per avvicinarsi al fabbisogno.



Stato della rete

La rete elettrica presente nelle Regioni Emilia Romagna e Toscana è caratterizzata dal vincolo costituito dalla principale sezione critica dell'Italia peninsulare, che separa le aree di mercato Nord e Centro-Nord, con l'effetto di limitare l'importazione nel Centro della più economica produzione del Nord. Rispetto all'anno precedente la rendita da congestione generata da tale sezione è aumentata sensibilmente. Relativamente alla rete secondaria, risulta particolarmente critico l'esercizio in sicurezza della rete a 132 kV nelle aree comprese tra Lucca, Pisa e Massa interessando la Versilia, nonché quello della rete tra Firenze ed Arezzo, a causa dell'elevato valore del carico e della inadeguata capacità di trasporto degli elettrodotti in AT. La conseguenza è una forte penalizzazione della qualità del servizio con conseguente aumento del rischio di disalimentazione.



Altra area decisamente problematica è quella compresa tra le Province di Modena e Bologna, dove ad un'importante crescita della domanda non ha fatto seguito un altrettanto incisivo sviluppo della rete, con conseguente riduzione dell'affidabilità della fornitura ai carichi locali.

Inoltre, nell'ultimo anno, l'area di Piombino è stata interessata da numerose nuove richieste di connessione di utenti industriali; tali nuovi prelievi (nel brevissimo termine) potrebbero compromettere la sicurezza di alimentazione e la qualità del servizio nell'area.

Al fine di risolvere le condizioni di criticità sopra esposte sono stati individuati opportuni interventi di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale, che - assieme ad altri che mirano a prevenire possibili problemi su rete futura - consentiranno di garantire un'adeguata alimentazione del carico ed una migliore qualità del servizio.

Nuove connessioni alla RTN

Si riportano di seguito le richieste di connessione pervenute nel corso del 2008 suddivise per tipologia (centrali di produzione da fonte rinnovabile e/o convenzionale autorizzate, cabine primarie, utenze passive e merchant lines) per ciascuna delle quali viene riportata la soluzione di connessione proposta e la migliore stima della data di entrata in servizio che tenga conto dei tempi necessari al completamento delle necessarie opere di rete.

Tipologia	Nome impianto	Soluzione di Connessione	Data
C.le eolica	Oppimitti Costruzioni S.R.L. (PR)	In antenna a 220 kV alla nuova stazione da inserire in entra-esce alla linea 220 kV "S.Colombano - La Spezia"	Da definire
Utenza passiva	Lucchini SpA	Nuova utenza in antenna a 132 kV alla nuova stazione 132 kV da inserire in entra-esce alla linea 132 kV "Colmata-Magona"	Da definire

Nuove esigenze di sviluppo rete

Razionalizzazione di Arezzo

anno: da definire

Disegno allegato: Razionalizzazione di Arezzo

L'area di carico compresa fra le stazioni in AAT di S.Barbara, Pietrafitta, Arezzo C e Pian della Speranza presenta alcune criticità di esercizio in sicurezza della rete. Alla luce della necessità di adeguare la sezione 220 kV di Arezzo C e nell'ottica di incrementare gli scambi fra le sezioni critiche Centro Nord e Centro nel lungo termine, sarà realizzata una nuova stazione 380 kV nell'area di Monte San Savino nelle immediate vicinanze dell'elettrodotto 220 kV in doppia terna che alimenta la stazione 220 kV Arezzo C.

La nuova stazione 380 kV sarà connessa all'impianto 380 kV S.Barbara mediante un nuovo elettrodotto 380 kV "S.Barbara - Monte S.Savino" che potrà sfruttare il tracciato dell'attuale linea 220 kV "Cintoia all. – Arezzo C." permettendo in seguito di dismettere i tratti a 220 kV non più necessari.

Alla nuova stazione saranno raccordati gli elettrodotti 220 kV verso la stazione Pietrafitta e 132 kV limitrofi anche declassando a 132kV l'attuale linea 220kV in doppia terna verso Arezzo C. Si otterranno così i seguenti collegamenti:

- Elettrodotto 132 kV d.t. "M.S.Savino – Arezzo C";
- Elettrodotto 132 kV "M.S.Savino – Foiano";
- Elettrodotto 132 kV "M.S.Savino – Torrita di Siena";
- n.2 Elettrodotti 132 kV "M.S.Savino – Ambra".

L'intervento permetterà di ridurre l'impatto ambientale delle infrastrutture elettriche evitando il potenziamento di consistenti porzioni di rete (cfr. piani precedenti "Rete AT area di Arezzo"), mentre si è confermata la necessità di ricostruire la doppia direttrice 132kV Ambra-Chiusi nonché l'elettrodotto 132 kV "Pian della Speranza - Siena B" di proprietà SELF (RFI).

Elettrodotto 132 kV Elba – Continente e riassetto rete area di Piombino

anno: 2012

Disegno allegato: Piombino - Elba/Continente

Il carico dell'Isola d'Elba (prossimo ai 40 MW nei mesi estivi) non è sempre alimentato in condizioni di piena affidabilità in quanto, in caso di indisponibilità dell'unico collegamento a 132 kV in c.a. (in gran parte in cavo sottomarino) "Piombino – Tolla Alta – Cala Telegrafo – S. Giuseppe", gli esistenti cavi in MT di collegamento con il continente e la C.le Turbogas di Portoferraio non riescono a far fronte all'intera potenza necessaria nelle condizioni di punta del carico.

Sarà pertanto realizzato un secondo collegamento a 132 kV in c.a. "Isola d'Elba – Continente", anch'esso in gran parte in cavo sottomarino tripolare che conetterà la futura stazione 380 kV denominata Nuova Piombino (continente) con l'impianto di Portoferraio (Elba) che dovrà essere adeguato al fine di garantire la connessione del cavo.

La nuova stazione 380 kV è anche funzionale agli interventi di riassetto rete che si rendono necessari in risposta alle richieste di connessione dei nuovi impianti di produzione/consumo nell'area di Piombino.

Nell'ambito dei lavori di connessione Elba - Continente, la linea elettrica RTN a 132 kV "S. Giuseppe – Portoferraio" sarà ricostruita.

Considerato il previsto incremento dei carichi nell'isola ed il ridotto tempo di vita utile dei citati cavi in MT e della C.le TG (risalenti agli anni '60), l'intervento è da considerare improrogabile.

Nell'ambito dei lavori di riassetto rete nell'area di Piombino, sono previsti alcuni interventi sulla rete a 132 kV suddivisi in due pacchetti di interventi (il secondo sarà realizzato successivamente alla data indicata).

Il primo comprende:

- la nuova stazione 380 kV (denominata Cornia) connessa in entra-esce agli elettrodotti 380 kV "Piombino T. - Suvereto" nella quale saranno installati due ATR 380/132 kV da 250 MVA;
- una nuova stazione di smistamento 132 kV (denominata Populonia) funzionale alla connessione della centrale Seca da 22 MW che sarà connessa in entra-esce all'elettrodotto 132 kV "Piombino Cotone-Cafaggio";
- una nuova stazione di smistamento 132 kV funzionale alla connessione dell'utente Lucchini connessa in entra-esce all'elettrodotto 132 kV "Magona – Colmata";
- due nuovi elettrodotti 132 kV "Cornia–Colmata"; in alternativa, per la realizzazione del secondo collegamento potrà anche essere sfruttato, ricostruendolo, l'attuale connessione a T rigido della C.le Elettra, per la quale dovrà dunque essere approntato un apposito stallo.

Il secondo comprende:

- l'elettrodotto 132 kV "Suvereto - Colmata" che sarà inserito in entra-esce alla SE Populonia ed alla CP Cafaggio e, inoltre, sarà disconnesso dalla CP Colmata e raccordato alla nuova SE 132 kV (denominata Montegemoli);
- sarà demolito l'elettrodotto 132 kV "Cafaggio-Piombino Cotone" nel tratto fra gli impianti Populonia e Cafaggio;
- la messa in continuità, nel punto di incrocio, degli elettrodotti 132 kV "Suvereto – Piombino Cotone" e "Suvereto - Piombino Termica" (una terna) realizzando quindi un collegamento diretto "Suvereto - Piombino Cotone" e demolendo un tratto di elettrodotto fino alla SE Suvereto;
- l'ammazzettamento degli elettrodotti "Suvereto – Piombino Termica" nel tratto fra la SE nuova Piombino e la C.le di Piombino.

In alternativa al mantenimento della SSE Campiglia FS in antenna alla CP di Cafaggio, se ne potrà prevedere la connessione in antenna alla SE di Populonia.

Inoltre l'intervento prevede la separazione delle produzioni di Larderello da quelle di Piombino, connettendo la CP Cafaggio in entra-esce all'elettrodotto 132 kV "Suvereto – Colmata" e realizzando un nuovo raccordo di accesso a Suvereto dell'attuale linea 132 kV "Cafaggio – Lago".

Gli interventi descritti consentono di incrementare la sicurezza di alimentazione svincolandosi dalla produzione locale sulla rete AT, migliorare i profili di tensione anche in presenza di carichi industriali con elevati prelievi di potenza e ridurre le perdite evitando al contempo alcuni potenziamenti.

Entro l'anno, presso la stazione 132 kV di Lago, è previsto l'adeguamento dell'intero impianto ai nuovi valori di cortocircuito.

Stato di avanzamento dell'opera: Il processo autorizzativo (presso il MSE) per la ricostruzione della linea Porto Ferraio – San Giuseppe, avviato a Dicembre 2006 da Terna, si è concluso in data 02/12/2008 (decreto autorizzativo n.239/EL-75/76/2008). A seguito delle richieste pervenute, Terna ha variato gli interventi di sviluppo rete inizialmente previsti connettendo l'Elba al Continente con un cavo marino tra gli impianti Portoferraio e Nuova Piombino, evitando quindi i lavori di realizzazione dell'anello sull'isola.

È stata rilasciata l'autorizzazione unica [Atto Dirigenziale della Provincia di Livorno n. 132 del 4/6/07 e n.129 del 4/11/08] alla costruzione ed all'esercizio per la nuova stazione di Populonia e per i relativi raccordi a 132 kV.

Il 17 luglio 2008 è stato avviato il tavolo tecnico con la Regione Toscana.

Riassetto rete area di Livorno

anno: da definire

La rete nell'area di Livorno potrebbe presentare un aumento delle criticità di esercizio nel breve termine dovute anche alle richieste di connessione di nuove centrali pervenute nel corso del 2008.

Nell'ottica di preservare le funzionalità del polo produttivo di Livorno nel suo complesso e di adeguare il livello di qualità del servizio agli standard attuali (causato sia dalla mancanza di separazione funzionale in alcuni impianti sia dalla inadeguatezza delle apparecchiature in relazione alle nuove potenze di cortocircuito), sarà realizzata una nuova stazione 132 kV alla quale saranno raccordati alcuni elettrodotti 132 kV limitrofi.

La nuova stazione dovrà rispondere anche a future richieste di connessione di nuove centrali o di re-powering di impianti produttivi esistenti associando, a tali nuovi input, ulteriori interventi di sviluppo.

L'intervento consente di evitare l'adeguamento ai nuovi valori di corto circuito della sezione 132 kV di Livorno M. che, nel nuovo assetto di rete, resterà funzionale solo alla connessione del polo produttivo di Enel Produzione.

Anello 132 kV Riccione - Rimini

anno: 2012

Disegno allegato: Anello 132 kV Riccione - Rimini

La sicurezza di esercizio della rete AT che alimenta prevalentemente i carichi dei comuni di Rimini e Riccione non è assicurata nella stagione estiva, durante la quale i prelievi di potenza risultano elevati ed ampiamente al di sopra della capacità di trasporto in sicurezza dell'anello a 132 kV. Sarà garantita, pertanto, l'alimentazione dell'anello 132 kV Riccione/Rimini attraverso la realizzazione di un nuovo elettrodotto 132 kV "S.Martino in XX - Rimini Sud" e la ricostruzione degli elettrodotti 132 kV "S.Martino in XX - Riccione", "Riccione – Rimini Sud" e "Rimini Sud – Rimini Condotti".

Inoltre saranno superate alcune criticità di esercizio e ambientali realizzando uno smistamento 132 kV che intercetta gli elettrodotti verso le CP Riccione FS e Riccione, realizzando brevi raccordi che consentano la richiusura della CP Riccione Mare sul nuovo smistamento e sulla CP Riccione superando anche l'attuale antenna Riccione FS - Riccione Mare.

Riassetto rete di Ferrara

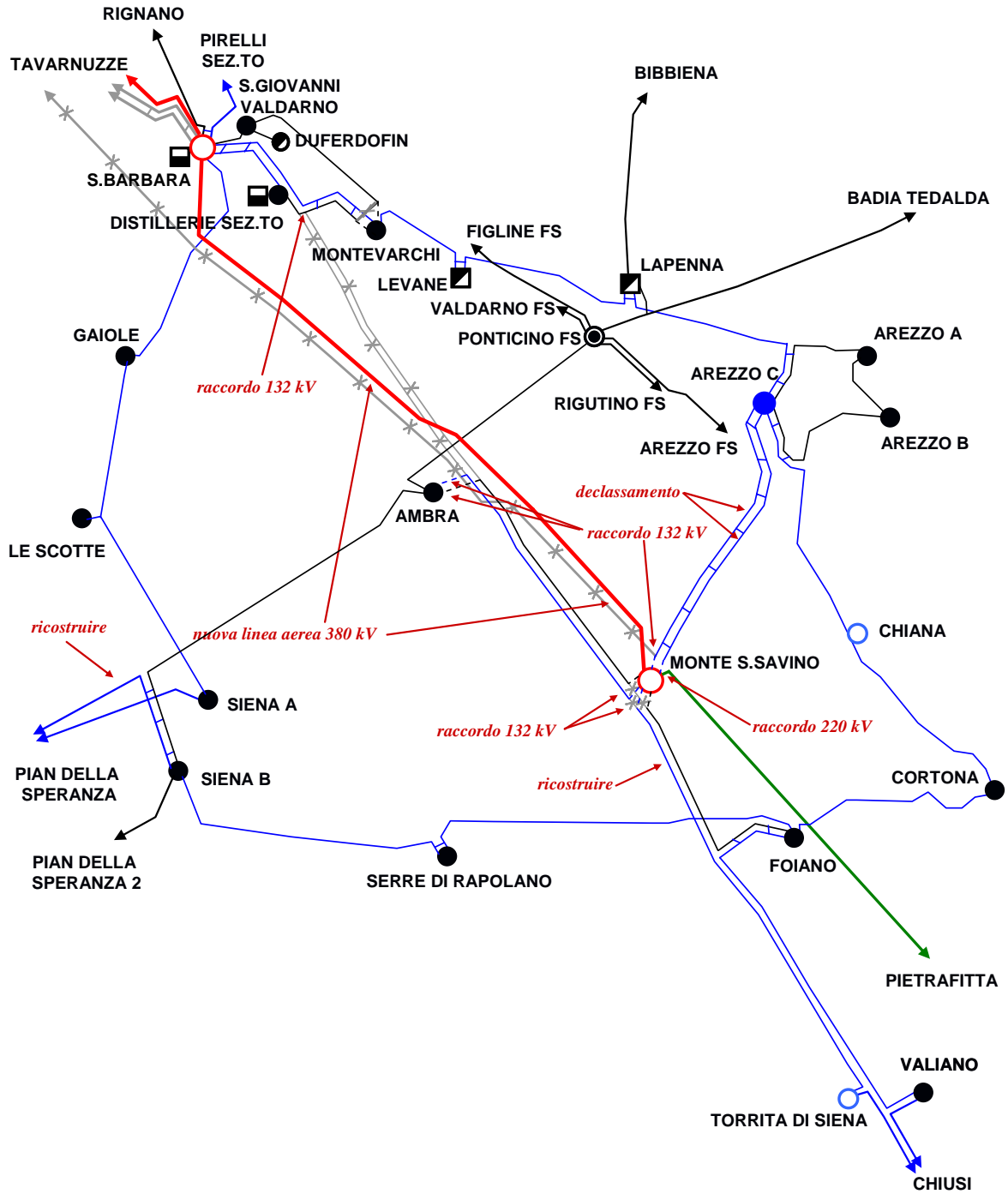
anno: da definire

Alla luce dell'evoluzione della locale rete in AT e della realizzazione della nuova stazione 380 kV Ferrara Nord, la stazione elettrica di Ferrara a 220 e 132 kV non risulta più rispondente alle esigenze di trasporto, né ad altre finalità che caratterizzano e definiscono l'appartenenza alla rete di trasmissione nazionale. Pertanto, nell'ambito del riassetto di rete previsto nell'area, l'attuale linea 220 kV "Colà – Ferrara" sarà attestata alla nuova stazione 380 kV Ferrara Nord mediante un trasformatore all'uopo dedicato con l'obiettivo di migliorare la funzionalità di tale porzione di rete.

Disegni

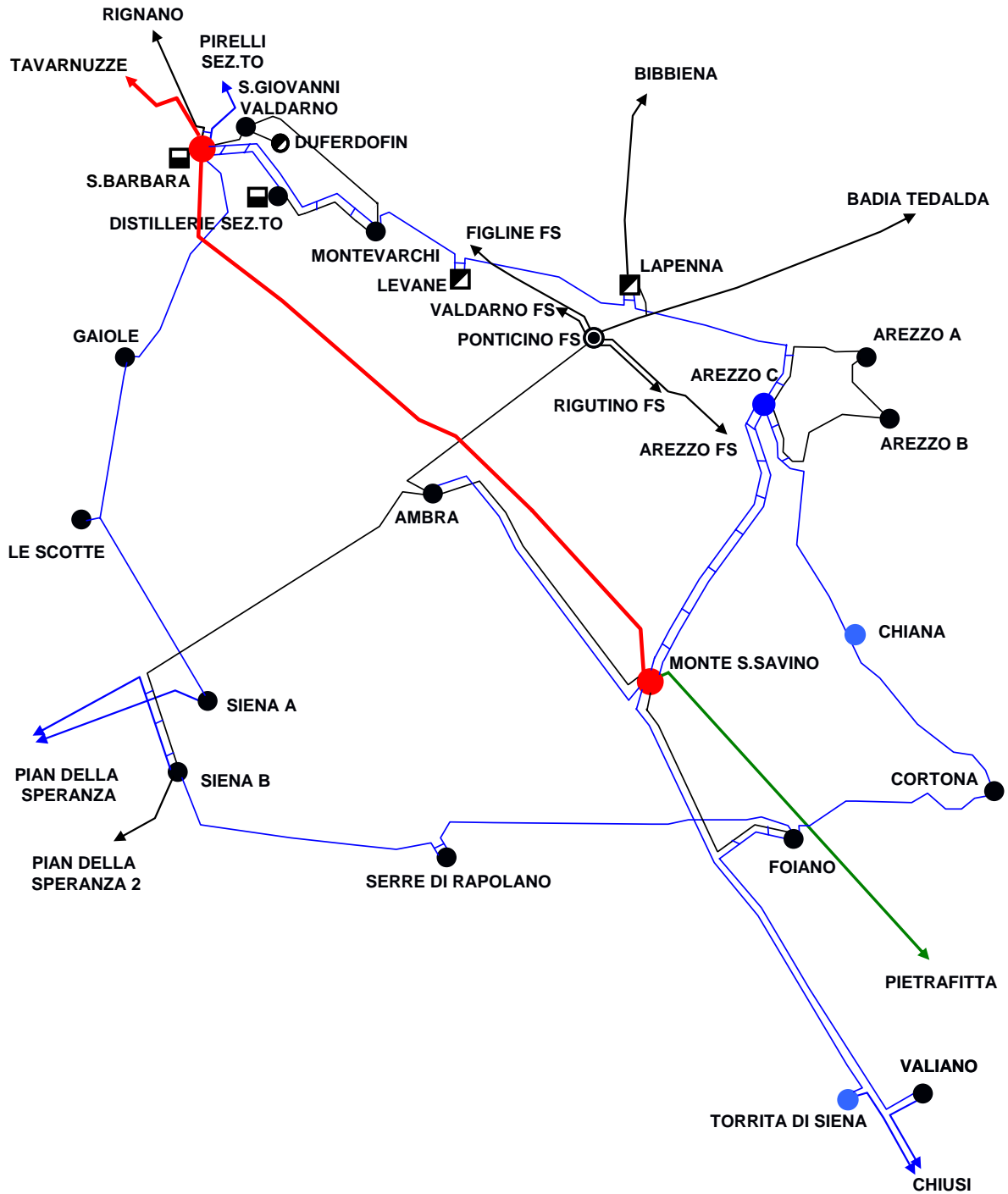
Razionalizzazione di Arezzo

Lavori programmati



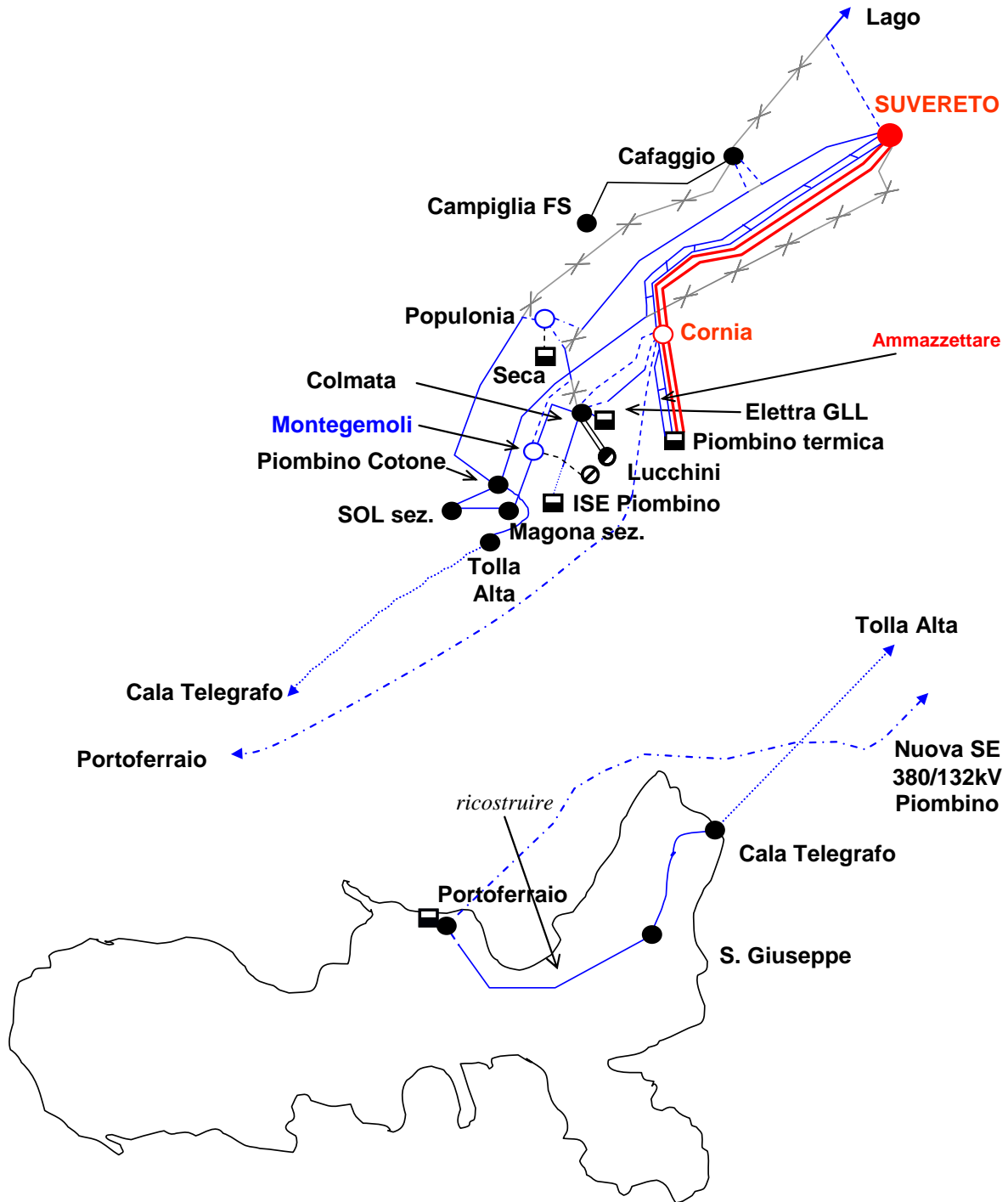
Razionalizzazione di Arezzo

Assetto finale



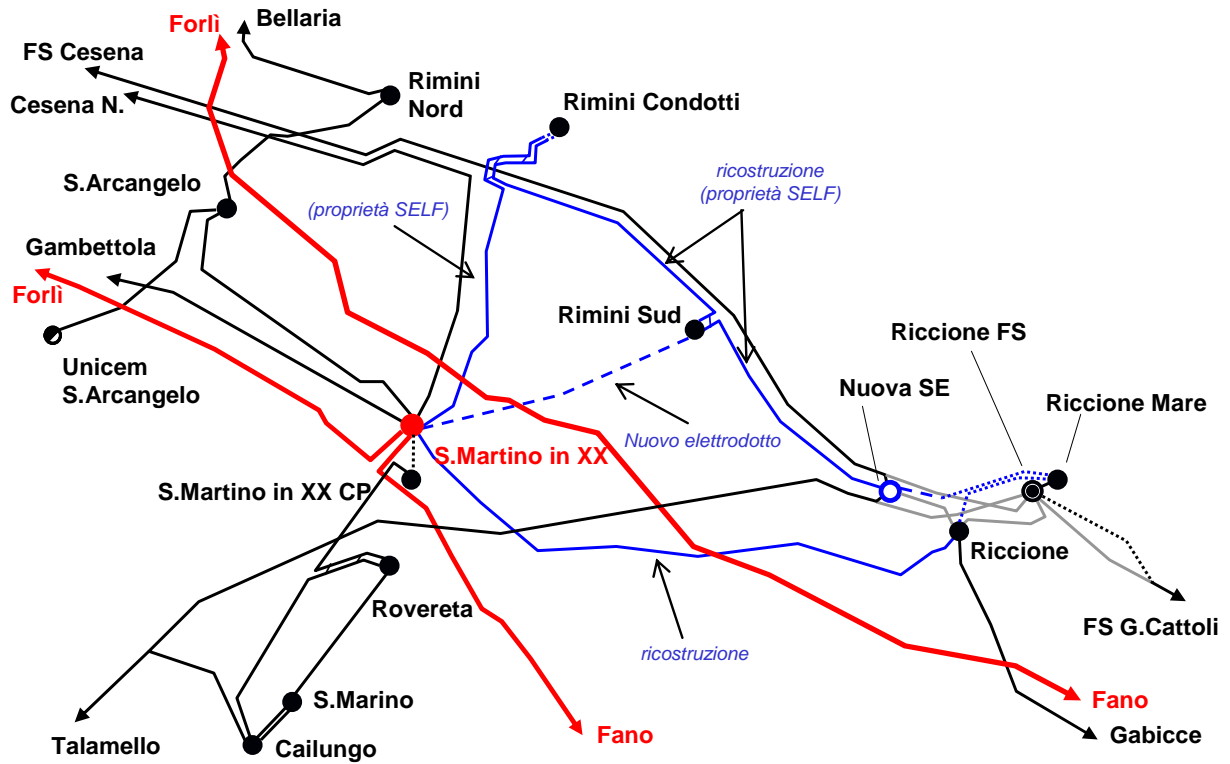
Piombino / Elba - Continente

Lavori programmati



Anello 132 kV Rimini - Riccione

Lavori programmati



REGIONI

**Marche, Umbria, Lazio, Abruzzo e
Molise**



Consumi Regionali

La domanda complessiva di energia nel 2007 raggiunge rispettivamente in Umbria 6.200 GWh, nelle Marche 7.700 GWh, nel Lazio 23.300 GWh, nell’Abruzzo 6.800 GWh e nel Molise 1.500 GWh.

In Umbria i consumi crescono poco meno del 7% (prevalentemente nel settore industriale che rappresenta più del 60% del fabbisogno). Nelle altre regioni i consumi restano pressapoco costanti (+1,5% della regione Lazio imputabile prevalentemente al terziario).

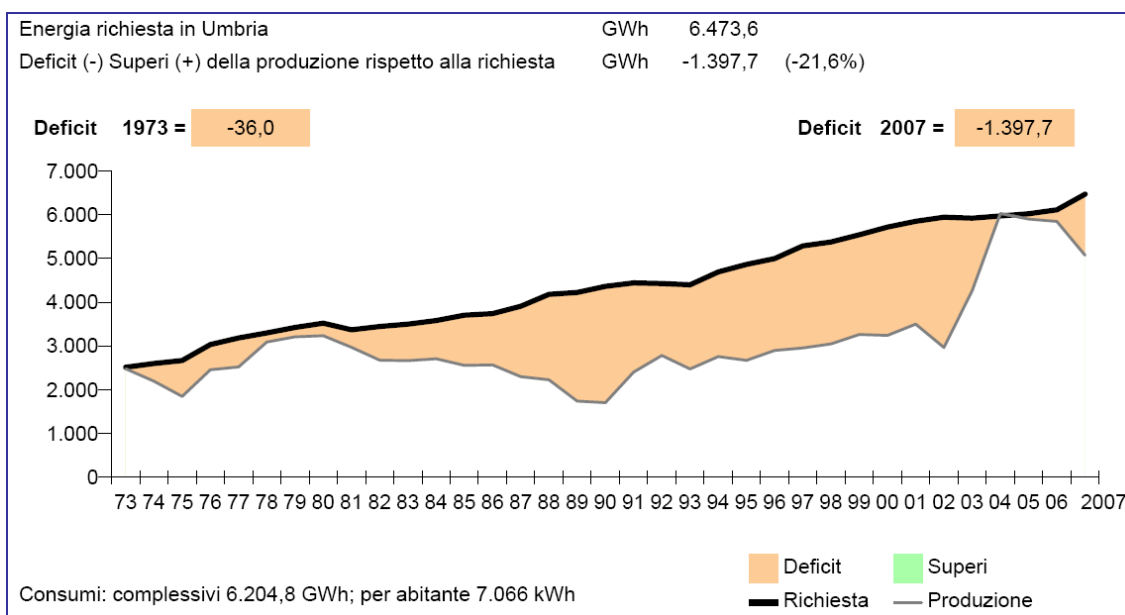
Produzione Regionale

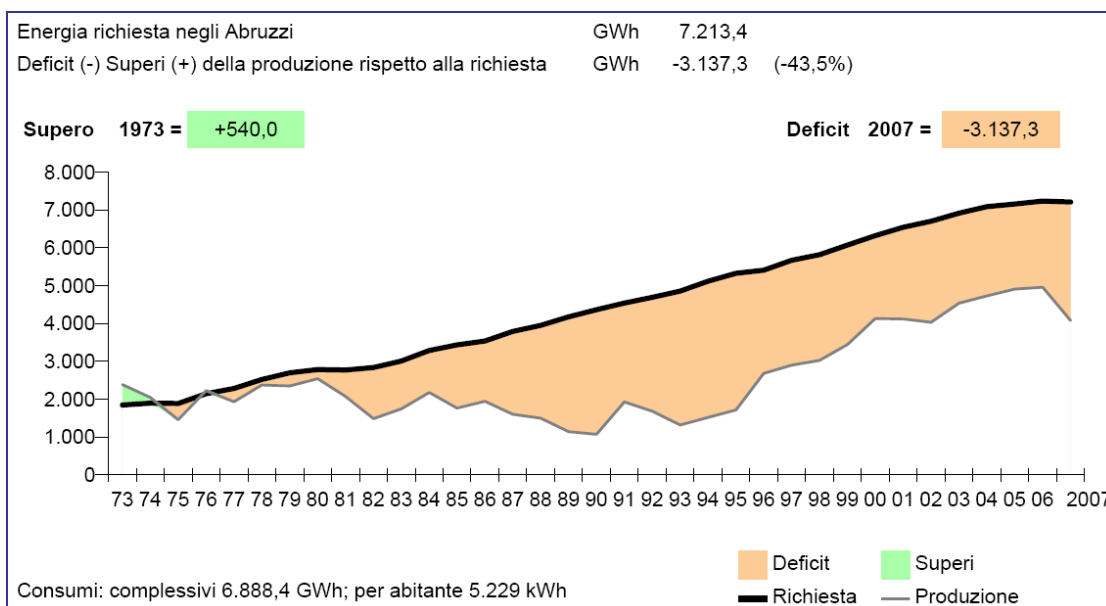
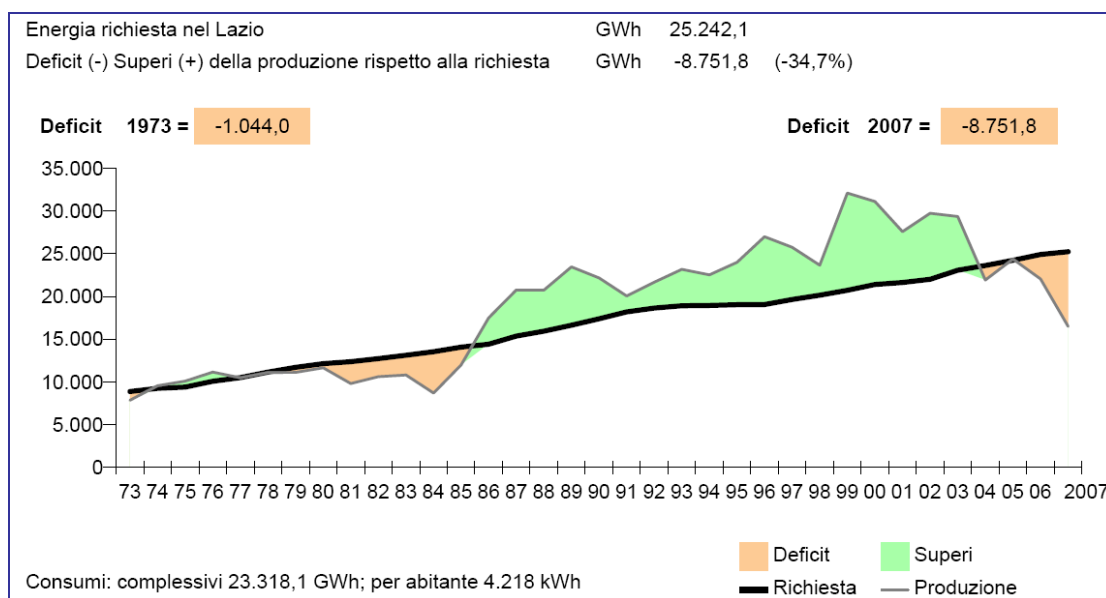
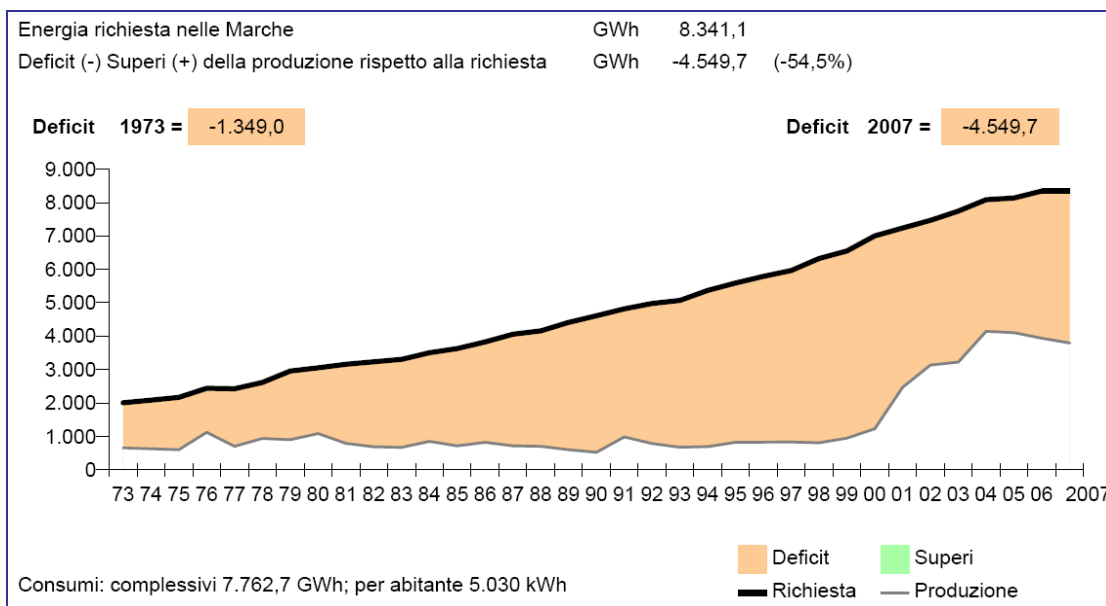
La produzione di energia elettrica è quasi esclusivamente da centrali termoelettriche ad esclusione di Umbria e Abruzzo che rispettivamente ricorrono per il 16% e 23% a fonte idrica.

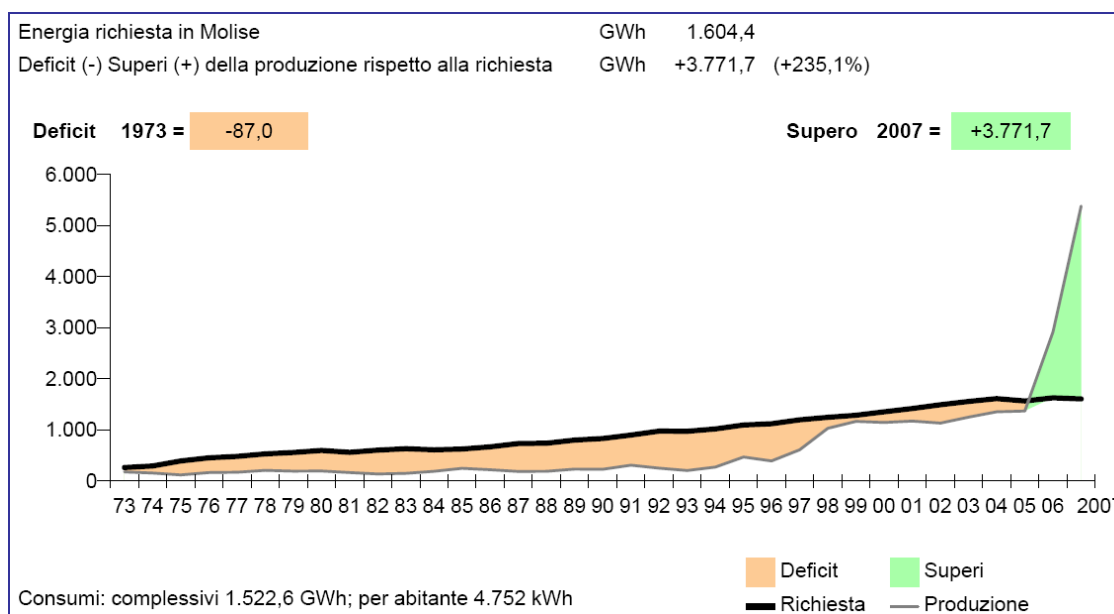
Bilanci energetici regionali

La produzione di energia elettrica nelle Marche è ampiamente deficitaria rispetto al fabbisogno regionale così come negli Abruzzi.

In Umbria, Lazio e Molise, pur considerando l’incremento del deficit fabbisogno/produzione degli ultimi due anni, il trend è pressoché lineare (l’andamento della produzione insegue la domanda).







Stato della rete

La rete elettrica in altissima ed alta tensione presente nelle Regioni Marche, Umbria, Lazio, Abruzzo e Molise, evidenzia diversi punti critici, dovuti sia a carenze infrastrutturali, sia a limitazioni dei componenti che la caratterizzano.

È possibile individuare quattro macro aree particolarmente critiche per l'esercizio:

- Costiera Adriatica;
- Rete umbra;
- Area metropolitana di Roma;
- Interno Abruzzo.

Costiera Adriatica

La zona compresa tra la SE di Fano (Marche) e la SE di Larino (Molise) è caratterizzata da un incremento dei carichi nel periodo estivo e dall'impossibilità di esercire la rete in assetto magliato a causa delle ridotte portate dei conduttori delle linee esistenti. Inoltre si aggiungono anche i problemi legati alle recenti entrate in servizio di diverse centrali concentrate in prossimità della costiera Adriatica centro-meridionale. La nuova immissione di potenza ha avuto come logica conseguenza l'aumento dei transiti di potenza sulla rete AAT della costiera Adriatica, dove però è presente un unico collegamento da Foggia a Fano, fatta eccezione per la trasversale che da Villanova (Pescara) arriva a Villavalle (Terni). Questo si ripercuote sulla sottostante rete AT creando non pochi problemi all'esercizio, che si aggravano notevolmente in caso di eventi sulla linea a 380 kV "Rosara – Teramo". Quanto detto, comporta l'adozione di assetti di esercizio di tipo radiale che riducono l'affidabilità e la qualità del servizio e, in alcune situazioni, la necessità di limitare o distaccare dei gruppi di produzione.

Rete umbra

In questa porzione di rete, le problematiche sono simili a quelle presenti nella fascia Adriatica con l'aggravante costituita dalla notevole lunghezza di alcuni collegamenti in AT. Le zone maggiormente coinvolte sono quelle della provincia di Perugia e quelle limitrofe alla SE di Cappuccini. In quest'ultima zona alcuni problemi sono legati anche allo scarso contributo garantito dalla rete RFI, i cui elettrodotti presentano notevoli vincoli operativi.

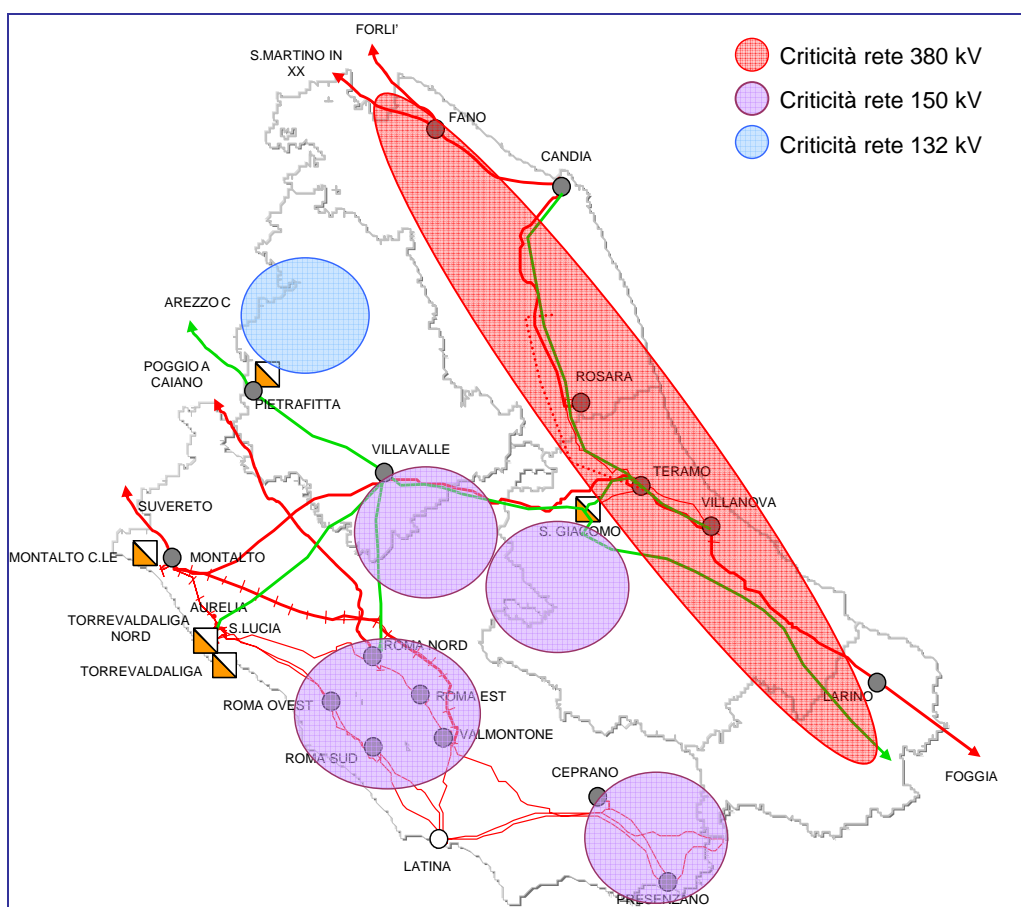
Area Metropolitana di Roma

Nell'Area Metropolitana di Roma la carenza d'infrastrutture e la limitata portata delle linee esistenti si ripercuotono sulla qualità del servizio, condizionato dall'esercizio di tipo radiale della rete di distribuzione, con conseguente riduzione della sicurezza di alimentazione dei carichi. Inoltre, l'incremento dei carichi nel comune di Roma necessita di nuovi punti di immissione di potenza nella rete AAT e AT.

Interno Abruzzo

Le zone evidenziate per le maggiori criticità sono in particolare quelle in provincia di L'Aquila, dove il problema è legato sostanzialmente ai limiti dei componenti anche in relazione allo scenario estivo.

Le problematiche esposte in precedenza riducono inevitabilmente la qualità del servizio e pongono consistenti vincoli anche alla gestione delle indisponibilità per i lavori in rete.



Gli interventi di sviluppo già presenti nel PdS 2008 e i nuovi descritti di seguito mirano a risolvere prioritariamente le criticità evidenziate e si prefigurano come soluzioni di ampio respiro, anche in relazione all'incremento della domanda ed alla prevista evoluzione del parco produttivo.

Infine si sta procedendo, con interventi di sviluppo mirati, al superamento delle condizioni di inadeguata qualità del servizio dovuta alla presenza di T rigidi, dando priorità a quelli ritenuti più critici.

Nuove connessioni alla RTN

Si riportano di seguito le richieste di connessione pervenute nel corso del 2008 suddivise per tipologia (centrali di produzione da fonte rinnovabile e/o convenzionale autorizzate, cabine primarie, utenze passive e merchant lines) per ciascuna delle quali viene riportata la soluzione di connessione proposta e la migliore stima della data di entrata in servizio che tenga conto dei tempi necessari al completamento delle necessarie opere di rete.

Tipologia	Nome impianto	Soluzione di Connessione	Data
Utenza passiva	Fiat Powertrain Technologies SpA.	Realizzazione di un nuovo elettrodotto a 150 kV tra la CP di Serene Smistamento ed una nuova SE a 150 kV da inserire in entra-esce alla linea a 150 kV "Garigliano ST-Ceprano"	Da definire
C.le eolica	Wind Turbines Engineering 2 S.r.l.	In antenna alla stazione 150 kV Collarmeale	Da definire
C.le eolica	Windsol Srl	In antenna alla stazione 150 kV Collarmeale	2010
C.le eolica	Energia in Natura Srl.	In antenna 150 kV alla nuova stazione elettrica di smistamento da inserire in entra - esce alla linea a 150 kV "Agip Rotello - Larino".	2010
C.le eolica	New Green Energy S.r.l.	In antenna 150 kV alla nuova stazione di smistamento 150 kV da inserire in entra - esce alla linea 150 kV "Portocannone - S. Severo"	2010
C.le eolica	Andromeda Wind (ex New Energy Group S.r.l.)	In antenna 150 kV alla sezione 150 kV della stazione 380 kV Larino	2010
C.le eolica	Etruria Energy Srl	In antenna 150 kV alla nuova stazione di smistamento da inserire in entra - esce alla linea a 150 kV "Canino - S.Savino"	2010
C.le eolica	Cassipea Srl (ex Sunray Srl)	In antenna 150 kV alla stazione 380 kV di Montalto	2009/2010
C.le eolica	EALL – Energia Ambiente Laziale S.r.l.	In antenna 150 kV alla nuova stazione 150 kV da inserire in entra-esce alla linea 150 kV "Montelungo - Cassino der. Sud Europa Tissue"	Da definire
C.le eolica	Garbino Eolica S.r.l.	In antenna a 132 kV alla nuova stazione 132 kV della RTN da inserire in entra-esce alla linea 132 kV "S. Lorenzo in Campo – Sassoferrato"	Da definire

Nuove esigenze di sviluppo rete

Sviluppi di rete sulla direttrice Villavalle - Popoli

anno: da definire

Disegno allegato: Potenziamento direttrice Villavalle - Popoli

In considerazione della necessità di garantire la sicurezza di esercizio e la continuità del servizio di trasmissione, sarà realizzata una nuova stazione di smistamento presso il comune di Antrodoco (RI), eliminando il collegamento a T rigido "Cotilia – Scoppito – der. Sigillo" e riducendo l'esposizione al guasto sia della centrale di Sigillo sia della CP di Leonessa, oggi esposti anche ai guasti localizzati tra le CP di Cotilia e Scoppito. Nel contempo sarà superata la criticità costituita dal T rigido presente sull'elettrodotto 150 kV "Villavalle-Rieti La Foresta-der. Nuova Rafan(Rayon)".

Successivamente a questo intervento è prevista la richiusura della CP di Leonessa sulla SE di Villavalle, sfruttando l'asset della ex linea 220 kV "Villavalle – Provvidenza all.", in modo da risolvere completamente le criticità riscontrate sulla CP di stessa.

In via provvisoria è anche prevista l'installazione di un ATR 220/132 kV presso la CP di Pettino da collegare in derivazione rigida sulla linea a 220 kV "Popoli - Provvidenza", per garantire un'ulteriore via di alimentazione all'area e semplificare gli interventi di manutenzione sulle linee, in attesa della configurazione definitiva dell'area.

Elettrodotto 150 kV Portocannone - San Severo

anno: 2010

In considerazione della richiesta di connessione dell'utente New Green Energy per un impianto eolico da 73 MW nel Comune di S.Martino in Pensilis (CB) è prevista la realizzazione, in entra esce su tale elettrodotto, di una nuova SE di smistamento 150 kV presso il comune di S.Martino in Pensilis e la ricostruzione/potenziamento dell'elettrodotto 150 kV "Portocannone – San Severo" nel tratto tra la nuova SE e Portocannone. L'impianto di produzione sarà collegato in antenna alla nuova stazione.

Stato di avanzamento dell'opera: In data 03/07/2008 la Regione Molise (DD 48/2008) ha autorizzato il potenziamento del tratto di elettrodotto nella regione.

Sviluppi di rete nell'area di Cassino (FR)

anno: da definire

Disegno allegato: Razionalizzazione Cassino

In relazione alla richiesta di aumento di potenza avanzata dalla Fiat di Cassino si è individuata la possibilità di realizzare una nuova SE di smistamento presso il comune di Pontecorvo da collegare in entra-esce alle linee 150 kV "Ceprano – Garigliano" e "Pontecorvo – Piedimonte S.Germano". Tale stazione sarà anche collegata tramite un nuovo elettrodotto 150 kV alla CP di Piedimonte S.Germano.

Parallelamente a questo intervento è prevista un'ulteriore SE di smistamento per far fronte alla necessità di ricostruire la direttrice Cassino C.le – Montelungo ed alla richiesta di connessione alla RTN di un termovalorizzatore da 45 MVA.

La localizzazione della SE è prevista a ridosso del termovalorizzatore stesso, in località Taverna. Si prevede inoltre la dismissione della linea "Cassino C.le – Montelungo – der. Sud Europa Tissue" nei tratti Cassino C.le - Scala all. e Scala all. – Sud Europa Tissue, la ricostruzione ed il riassetto delle restanti linee per ottenere gli elettrodotti 150 kV (in doppia terna nel tratto Nuovo smistamento – Scala all.): "Nuovo smistamento – Cassino C.le", "Nuovo smistamento – Cassino CP- der. Eni Acque" sulla quale verrà realizzato l'entra-esce della Sud Europa Tissue.

Potenziamento della rete AT tra Terni e Roma

anno: da definire

Disegno allegato: Riassetto S.Lucia di Mentana

Nell'ambito di un'ottimizzazione della rete a 150 kV e di un complessivo riassetto delle ormai vetuste ed inadeguate infrastrutture elettriche presenti sulle direttrici AT Villavalle - Roma Nord / Smistamento Est, si prevede la ricostruzione ed il potenziamento delle linee 150 kV "Villavalle – ACEA Salisano" e "Fiano – Nazzano".

Inoltre, nelle aree di Stroncone (TR) e di S. Lucia di Mentana (RM), saranno rimosse le attuali criticità costituite dalla presenza di derivazioni rigide su elettrodotti di particolare rilevanza per la trasmissione di energia su lunghe distanze.

Pertanto presso Stroncone, si realizzerà un nuovo smistamento che risulterà funzionale anche alla maggiore affidabilità della rete.

Riguardo all'area di S. Lucia di Mentana, si evidenzia che l'esercizio in sicurezza della rete 150 kV a nord-est di Roma è attualmente compromesso dalla presenza di numerosi T rigidi e che tali vincoli rendono necessario un assetto smagliato della rete, che tra l'altro non consente neppure il pieno sfruttamento della capacità degli elettrodotti.

Il nuovo assetto prevede l'eliminazione dei suddetti T rigidi ed il riassetto di alcuni elettrodotti presenti tra gli impianti di Roma Nord, S. Lucia di Mentana e Acea Smistamento Est, ottenendo i seguenti collegamenti futuri:

- Elettrodotto 150 kV "Roma Nord – Acea Salisano";
- Elettrodotto 150 kV "Roma Nord – Acea Smistamento Est";
- Elettrodotto 150 kV "Guidonia – Roma Nord";
- Elettrodotto 150 kV "Carsoli - Acea Smistamento Est";
- Elettrodotto 150 kV "Ae Castelmadama – S. Lucia di Mentana";
- Elettrodotto 150 kV "S. Lucia di Mentana – Acea Smistamento Est";
- Elettrodotto 150 kV "S. Lucia di Mentana – Unicem sez."

Inoltre, presso la CP S. Lucia di Mentana saranno realizzati ulteriori due stalli 150 kV a cura di ENEL Distribuzione.

Riassetto rete area Cocullo

anno: da definire

Allo scopo di migliorare la qualità del servizio nell'area di Sulmona, sarà realizzato un breve raccordo tra la stazione di Cocullo e l'attuale derivazione rigida della linea 150 kV a tre estremi "Collarmeale – Sulmona N.I. – der. S. Angelo". Al termine dei lavori, si otterranno i collegamenti diretti "Collarmeale – Sulmona N.I." e "Cocullo – S. Angelo".

Stazione 380 kV Larino

anno: da definire

In relazione al notevole aumento dell'impegno delle trasformazioni presenti attualmente nella stazione di Larino, è prevista l'installazione di un nuovo ATR 380/150 kV da 250 MVA. In tale contesto di sviluppo e di incremento della generazione da fonte rinnovabile prevista nell'area del Campobassano, sarà anche necessario ampliare l'attuale sezione AT predisponendola all'esercizio a tre sistemi separati e prevedendo la disponibilità di nuovi stalli linea per le future connessioni.

Stazione 380 kV Aurelia

anno: 2011

Le attività in programma comprendono tra l'altro l'adeguamento del sistema di sbarre e degli stalli a 380 kV. Inoltre, per consentire il controllo delle tensioni della rete AAT durante le ore di basso carico, sarà installato un banco di reattanze da 200 MVar.

Stazione 380 kV Montalto

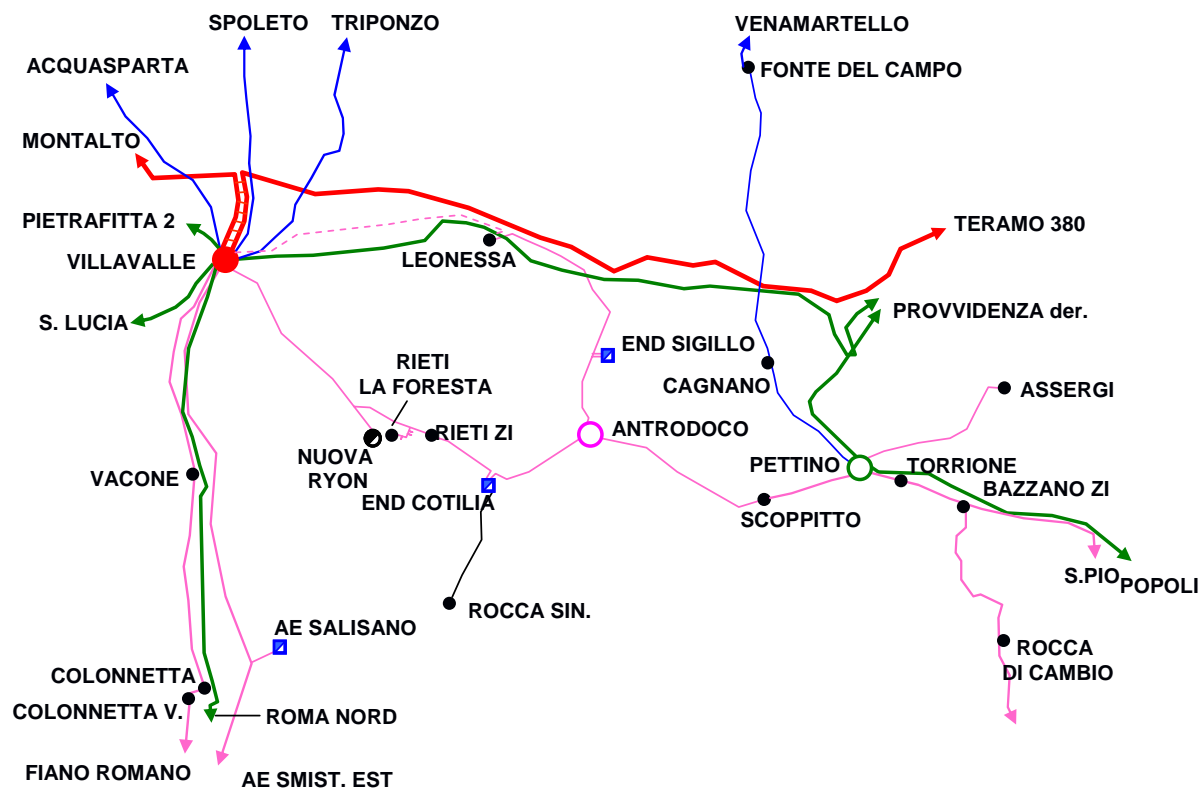
anno: 2011

È previsto l'adeguamento del sistema di sbarre a 380 kV e di tutti gli stalli esistenti ai nuovi valori di corto circuito. Inoltre, per consentire il controllo delle tensioni della rete AAT durante le ore di basso carico, sarà installato un banco di reattanze da 200 MVar.

Disegni

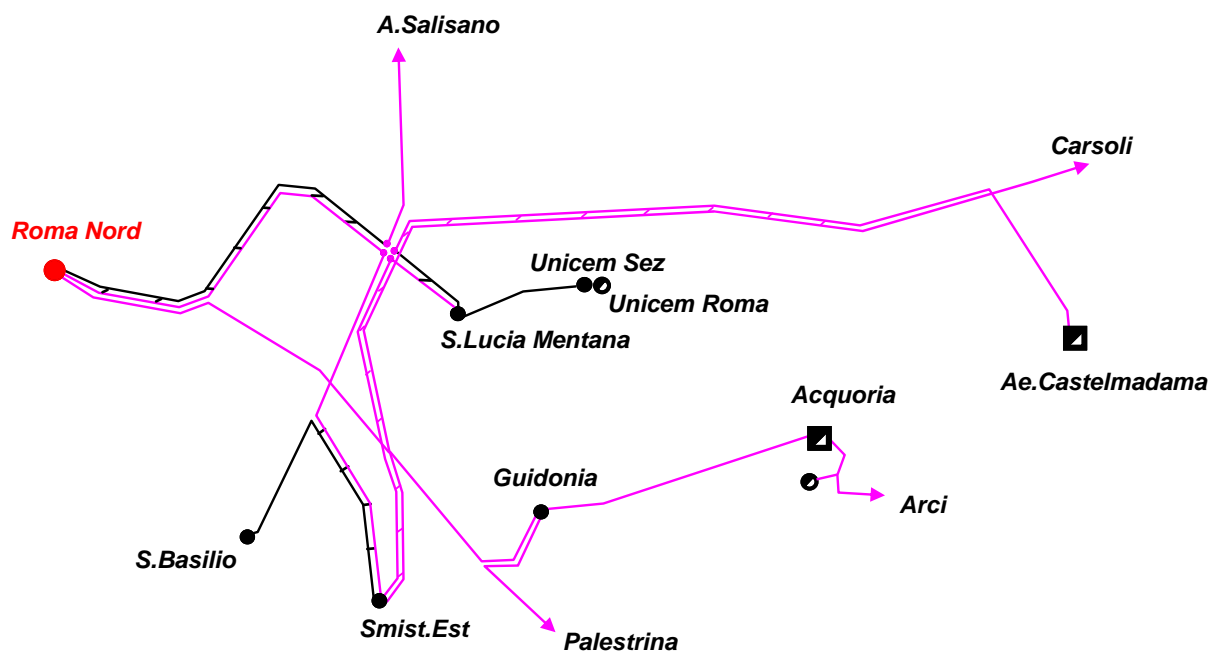
Potenziamento direttrice Villavalle - Popoli

Lavori programmati



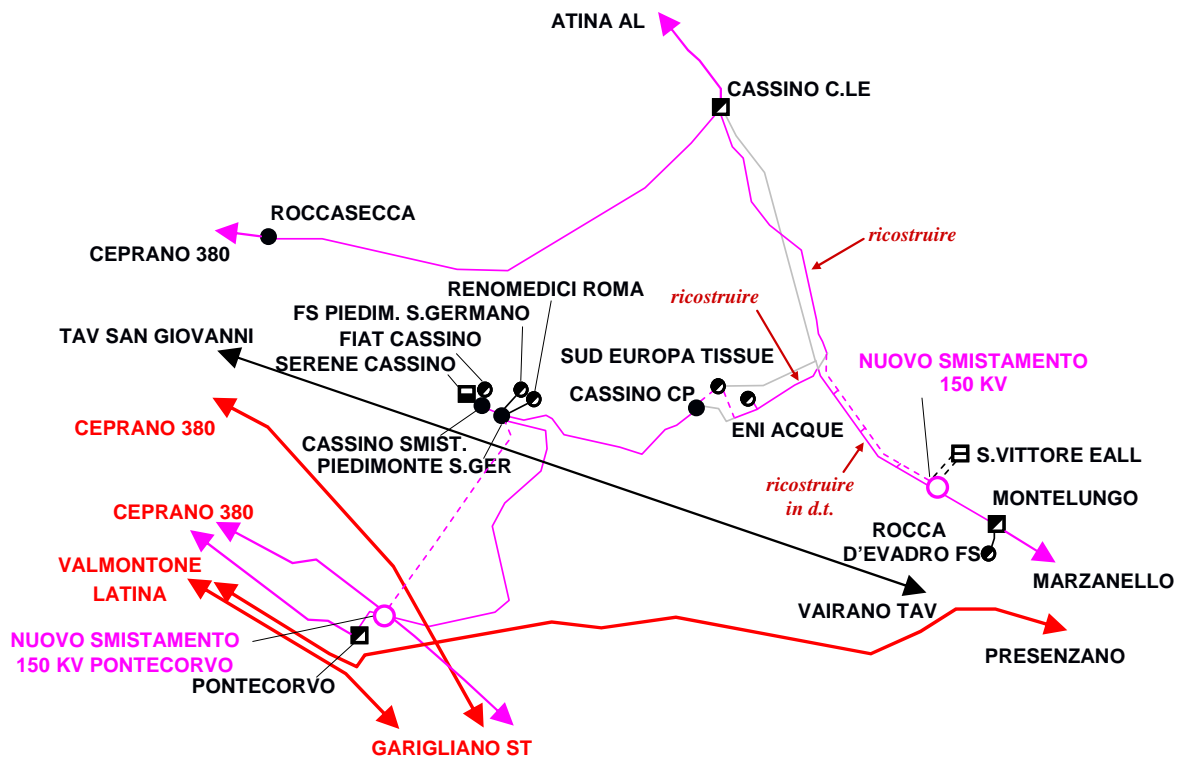
Riassetto S.Lucia di Mentana

Lavori programmati



Razionalizzazione Cassino

Lavori programmati



REGIONI

**Campania, Puglia, Basilicata e
Calabria**



Consumi Regionali

Campania

La domanda complessiva di energia elettrica nell'anno 2007 è stata di 18.667 GWh con un leggero incremento rispetto all'anno precedente. La domanda di energia è stata pressoché la stessa nei settori del terziario (33,5%), dei consumi domestici (33%) e dell'industria (32%), mentre è in leggero aumento il settore dell'agricoltura (1,5%).

Puglia

La domanda complessiva di energia elettrica in Puglia nell'anno 2007 è stata di 19.604 GWh, mantenendo lo stesso andamento rispetto all'anno precedente. La domanda di energia è stata trainata principalmente dal settore industriale (51%), dai consumi domestici (19%) e dal settore terziario (19%), infine il settore dell'agricoltura (3%).

Basilicata

L'energia totale consumata in Basilicata durante il 2007 è pari a 3.163 GWh, valore di poco inferiore al consumo registrato nell'anno 2006. In particolare è da imputare al settore industriale il consumo regionale maggiore (57%), seguono i consumi dei settori terziario (21%) e del settore domestico (19%) ed infine i consumi legati al settore agricolo (3%).

Calabria

La richiesta complessiva di energia elettrica in Calabria nell'anno 2007 è stata di 6.281 GWh con un lieve incremento rispetto all'anno precedente. La domanda di energia è stata pressoché la stessa rispetto all'anno precedente per tutti i settori produttivi nei settori del terziario (39%), dei consumi domestici (40%) e dell'industria (19%), mentre è in leggero aumento il settore dell'agricoltura (2%).

Produzione Regionale

Campania

L'energia elettrica in Campania è generata per il 36,9% del fabbisogno elettrico da impianti tradizionali, per il 9,6% da produzione idroelettrica e per il 4% da impianti da fonte rinnovabile. Nonostante questi dati, la Campania risulta la regione italiana con il più alto deficit di produzione rispetto al fabbisogno necessario (il 60% nel 2007).

Il parco di generazione è stato potenziato per la copertura del fabbisogno regionale grazie all'entrata in esercizio delle centrali termoelettriche di Sparanise e di Teverola (+821 MW) e di nuovi impianti alimentati da fonte rinnovabile. Lo sviluppo della produzione da fonte rinnovabile negli ultimi 2 anni ha registrato un incremento pari al 7,8% della potenza installata e il dato sarà destinato ad aumentare ulteriormente.

Puglia

Il parco di generazione presente in Puglia copre per intero la richiesta di energia elettrica regionale ed il surplus prodotto viene scambiato con le altre regioni. In particolare gli impianti termoelettrici presenti producono il 181% del fabbisogno regionale, mentre la produzione da fonti rinnovabili si attesta al 6% del fabbisogno regionale.

Negli ultimi due anni si è verificata su tutto il territorio regionale una crescita del 97% della potenza installata da fonti rinnovabili, in particolare la crescita di eolici.

Basilicata

La Basilicata è una Regione fortemente importatrice di energia elettrica, la terza in Italia in termini di deficit di produzione elettrica (-51,4%). Il suo parco di generazione non riesce a produrre tanta energia da soddisfare la domanda, l'energia prodotta riesce a soddisfare solo parzialmente il fabbisogno regionale: gli impianti idrici forniscono il 10% della richiesta, gli impianti termoelettrici il 33% e le fonti rinnovabili il 5%.

Calabria

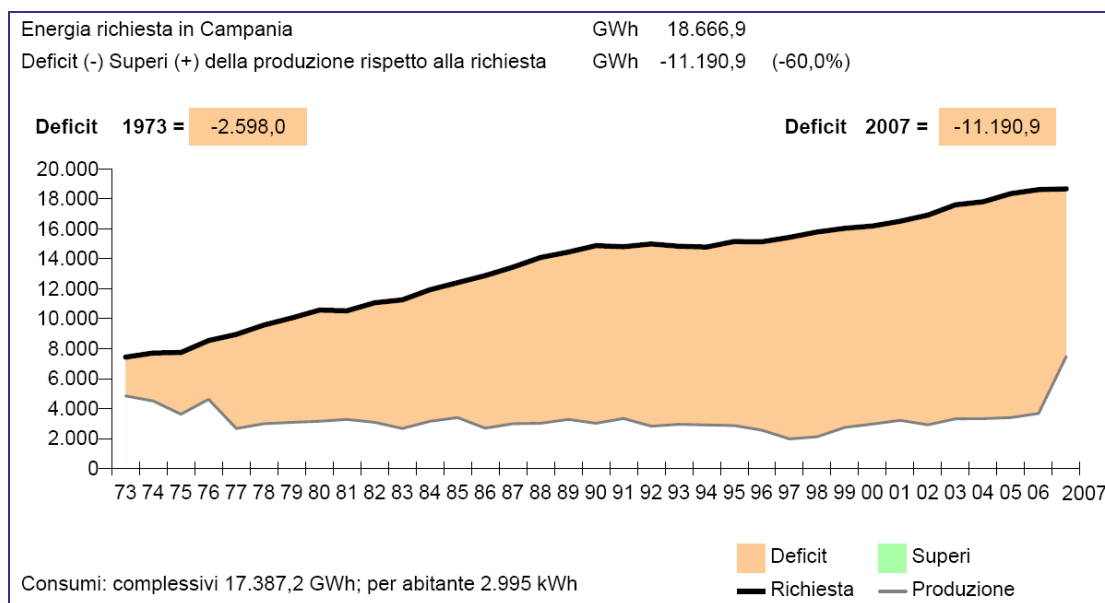
L'energia prodotta nella regione Calabria permette di soddisfare completamente il fabbisogno locale. Negli ultimi due anni, il parco di generazione ha subito notevoli cambiamenti grazie all'entrata in esercizio di nuovi impianti termoelettrici che hanno aumentato del 27% l'energia prodotta da fonte tradizionale e diminuito del 5,5% quella generata dagli impianti idrici.

Attualmente gli impianti termoelettrici sono in grado di soddisfare il 114% della richiesta, mentre gli impianti idrici ne soddisfano il 16,6%. Si prevede un ulteriore incremento del 50% della potenza termica installata sul territorio calabrese (+898 MW), dovuto all'entrata in servizio delle nuove centrali termoelettriche in realizzazione.

Bilanci energetici regionali

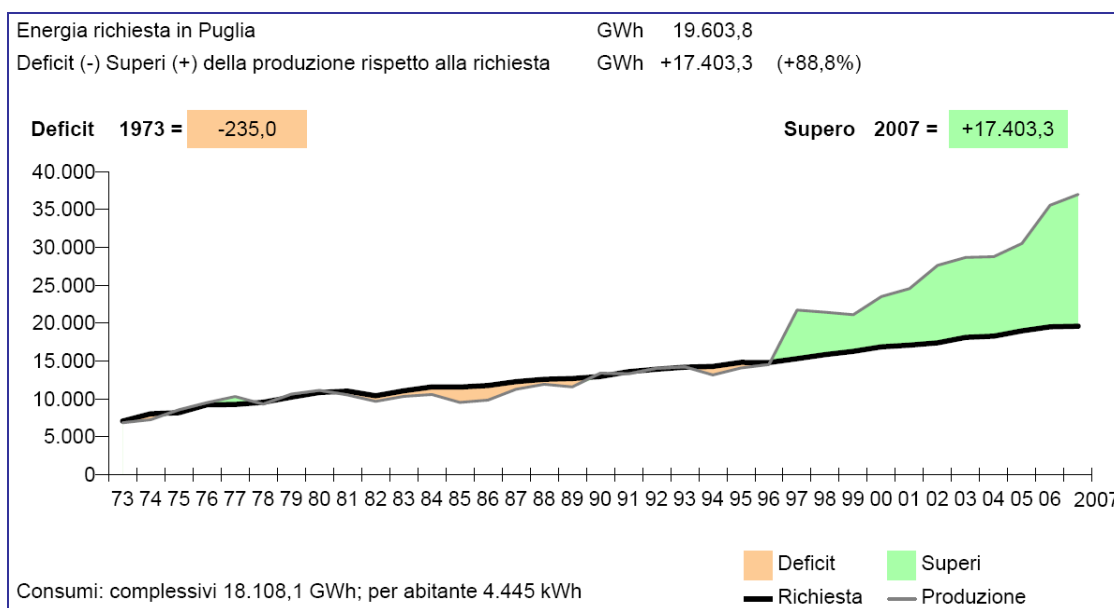
Campania

La totalità della domanda di energia non è mai stata coperta interamente dalla produzione come si evince dalla curva storica dei bilanci energetici regionali. In particolare, la curva della produzione ha avuto un andamento costante a fronte di un forte incremento della domanda nel tempo.



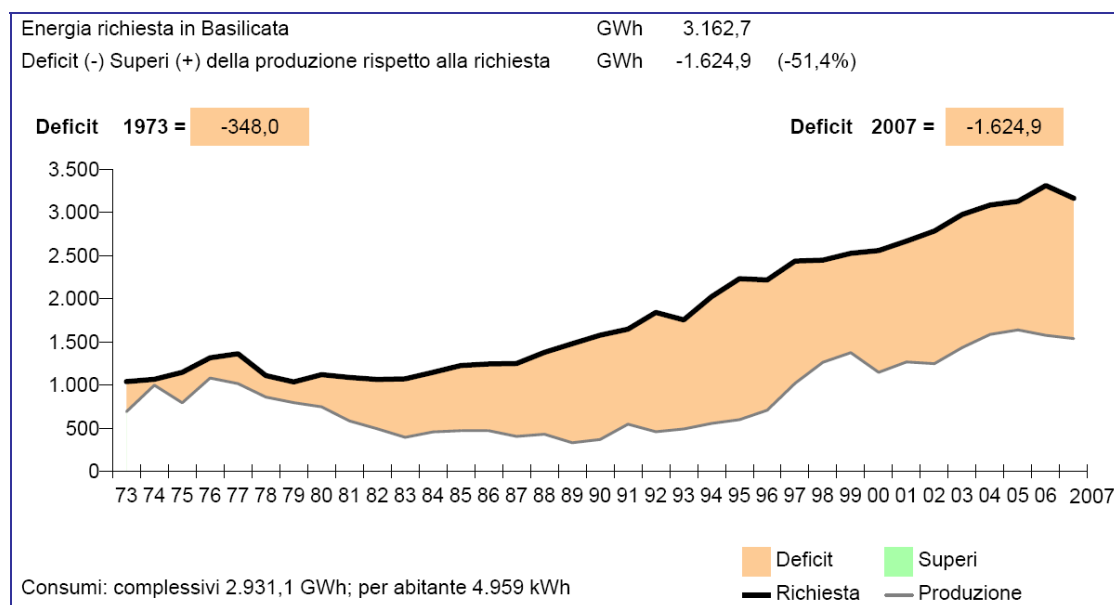
Puglia

La totalità della domanda di energia è sempre stata coperta interamente dalla produzione regionale, come si evince dalla curva storica dei bilanci energetici regionali. In particolare dal 1997 la regione ha iniziato anche ad esportare l'energia prodotta in eccesso verso le altre regioni.



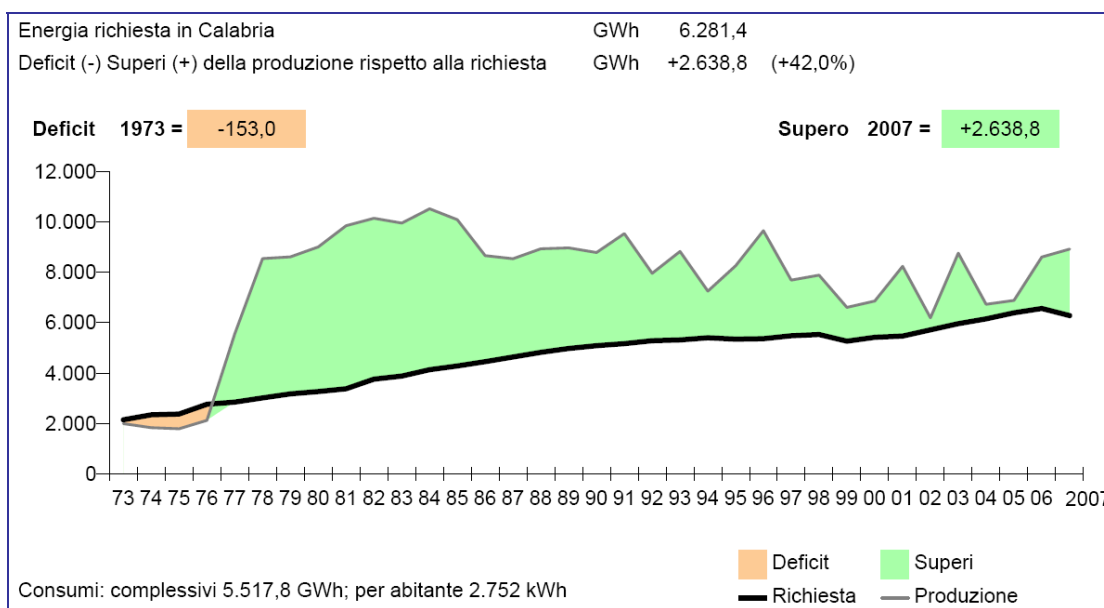
Basilicata

Il parco di generazione della Basilicata non permette di soddisfare la richiesta di energia elettrica regionale, per cui la regione è considerata una delle maggiori importatrici di energia elettrica.



Calabria

Grazie alla presenza di numerose centrali termoelettriche il bilancio dell'energia è sempre soddisfatto e la Calabria rappresenta una delle principali regioni esportatrici di energia elettrica.



Stato della rete

Lo stato della rete di trasmissione dell'area territoriale di Napoli può essere analizzato in maniera distinta in base al livello della tensione di esercizio e della configurazione della rete con cui viene gestito. L'assetto "magliato" con cui viene esercitata la rete primaria 380 e 220 kV, ossia con tutte le linee chiuse in corrispondenza dei nodi (stazioni elettriche) della rete stessa, permette di garantire la massima condizione di sicurezza della rete di trasmissione durante il normale esercizio.

L'area di carico che interessa la rete di trasmissione 150 kV dell'area territoriale di Napoli è molto vasta ed è costituita principalmente dalla rete di subtrasmissione delle regioni Campania, Puglia, Basilicata e Calabria che vengono gestite in assetto magliato per una migliore sicurezza di esercizio.

Le criticità riscontrate nell'area durante l'esercizio della RTN nell'anno 2007, hanno riguardato principalmente le trasformazioni 380/150 kV e 220/150 kV delle maggiori stazioni elettriche di trasformazione e le direttrici della rete di subtrasmissione, che in condizione di elevati transiti di potenza, sono state sedi di frequenti congestioni.

Questi sovraccarichi hanno interessato le trasformazioni delle stazioni di Bari O., Andria, Feroletto, Montecorvino e Scandale e della trasformazione 220/150 kV di Frattamaggiore. Queste criticità vengono risolte temporaneamente modificando la configurazione di esercizio delle sbarre di stazione, ma per una risoluzione definitiva è necessaria l'installazione di un ulteriore ATR nelle suddette SE e in tutti i casi per risolvere le criticità, oltre al potenziamento delle trasformazioni, è necessario potenziare le direttrici 150 che afferiscono le SE e in alcuni casi modificare l'assetto attuale di esercizio della rete locale, come per l'area di Montecorvino, di Frattamaggiore e di Feroletto.

Per quanto riguarda le problematiche riscontrate sulle direttrici principali dell'area territoriale di Napoli, l'ingente produzione collocata nei poli di Brindisi e della Calabria ha determinato elevati transiti in direzione Nord sulle dorsali adriatica e tirrenica. La risoluzione di dette congestioni richiede l'apertura delle direttrici 150 kV interessate, determinando una conseguente riduzione degli standard di sicurezza (per questo motivo si preferisce una configurazione magliata della rete).

Allo stesso modo sono presenti numerose centrali eoliche che iniettano la potenza prodotta sulla rete 150 kV; la maggior parte di questi impianti di generazione si concentrano nell'area compresa tra Foggia, Benevento ed Avellino e le consistenti produzioni concorrono a saturare la capacità di trasporto delle dorsali locali.

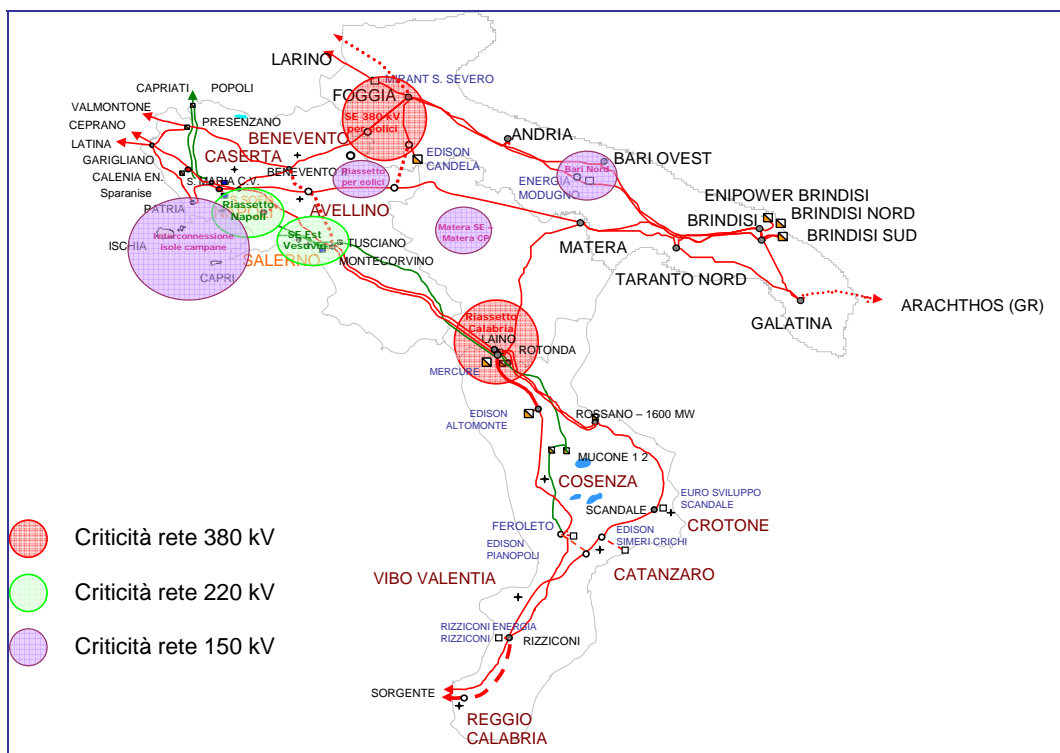
La rete 220 kV tra Napoli e Salerno, caratterizzata da elevata densità di carico, è spesso interessata da flussi di potenza in direzione Sud – Nord. Anche in questi casi si rende necessario smagliare la rete, comportando l'alimentazione radiale di impianti che alimentano la provincia di Salerno e l'hinterland di Napoli. Nella stessa area si presenta critica la direttrice 150 kV Fratta – S.Giuseppe – Scafati – Lettere – Montecorvino interessata da flussi ormai costantemente al limite della capacità di trasporto delle singole tratte.

Restano critiche le alimentazioni nella provincia di Caserta, per la presenza di linee dalla limitata capacità di trasporto, che concorrono ad aumentare le criticità registrate nella SE di S.Maria C.V., e nella città di Castellammare, per il ritardato completamento della linea 150 kV tra le CP di Castellammare e Torre Nord (a cura del Distributore locale).

Anche le direttrici 150 kV della provincia di Matera hanno fatto registrare delle criticità dovute alle limitate capacità di trasporto, la loro gestione è risolvibile modificando l'assetto di esercizio del collegamento verso Matera Nord e Matera e potenziando i collegamenti verso Matera CP ed Agri.

I profili di tensione sui nodi principali rientrano mediamente nel range prescritto dal Codice di Rete.

Tuttavia in condizioni di basso carico (ore notturne e festivi) risulta spesso necessario aprire collegamenti a 380 kV per rientrare nei valori massimi di esercibilità. Difficoltà a sostenere la tensione si presentano soprattutto nel periodo estivo per l'elevato carico reattivo e per la minore partecipazione alla regolazione di tensione delle nuove c.li a ciclo combinato rispetto ai gruppi tradizionali a vapore.



Nuove connessioni alla RTN

Si riportano di seguito le richieste di connessione pervenute nel corso del 2008 suddivise per tipologia (centrali di produzione da fonte rinnovabile e/o convenzionale autorizzate, cabine primarie, utenze passive e merchant lines) per ciascuna delle quali viene riportata la soluzione di connessione proposta e la migliore stima della data di entrata in servizio che tenga conto dei tempi necessari al completamento delle necessarie opere di rete.

Tipologia	Nome impianto	Soluzione di Connessione	Data
C.le eolica	CER Consorzio Energie Rinnovabili di Bisaccia (AV) da 26 MVA	Connessione in antenna sulla sezione 150 kV della nuova stazione di trasformazione a 380 kV di Bisaccia che sarà collegata in entra-esce alla linea a 380 kV "Matera – S. Sofia"	2011
C.le eolica	Windstrom Energia di Rocchetta S. Antonio (FG) da 60 MW	Connessione in antenna a 150 kV su nuova stazione di smistamento della RTN da inserire in entra-esce sulla linea a 150 kV "Ascoli Satriano – Melfi ind."	2009
C.le eolica	Daunia Wind di Faeto (FG) da 20 MW	Connessione in antenna a 150 kV su nuova stazione di smistamento della RTN da inserire in entra-esce sulla linea a 150 kV "Celle San Vito - Montefalcone".	2009
C.le eolica	Parco eolico di Faeto WVEH Srl (BN)	Connessione in antenna 150 kV alla nuova stazione 150 kV da inserire in entra-esce all'elettrodotto 150 kV "Celle San Vito - Montefalcone".	2009/2010
C.le eolica	Accornero SpA (BN)	Connessione in antenna 150 kV alla nuova stazione da inserire in entra-esce all'elettrodotto 150 kV "Cercemaggiore-Collessanita"	Da definire
C.le biomassa	Ferrero SpA (BN)	Connessione in entra-esce all'elettrodotto 150 kV "Goletto S. Angelo – Sturno"	2010
C.le eolica	SER Società Energie Rinnovabili di S. Agata di Puglia (FG) da 70 MW	Connessione in antenna a 150 kV su nuova stazione smistamento di Accadia	2009
C.le eolica	Gongolo Srl (AV)	Connessione in antenna 150 kV alla nuova stazione di smistamento 150 kV da inserire in entra-esce all'elettrodotto 150 kV "Ariano-Flumeri"	da definire
C.le eolica	Gemsa Energia fonti rinnovabili Srl (CZ)	Connessione in antenna 150 kV alla sezione 150 kV della nuova stazione a 380 kV di Maida collegata in entra-esce all'elettrodotto 380 kV "Rizziconi-Scandale"	2010/2011
C.le eolica	Daunia Wind S.r.l. (FG)	In antenna a 150 kV alla sezione 150 kV della futura stazione 380/150 kV di Deliceto da collegare in entra-esce alla linea 380 kV "Foggia - Candela".	2011
Cabina primaria	Nola 2 (NA)	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.	da definire
Cabina primaria	S. Valentino 2 (SA)	CP esistente in entra-esce alla linea a 220 kV "S. Valentino - Nocera", si prevede un ampliamento della sez. AT.	da definire
Cabina primaria	Interporto Maddaloni (CE) di ENEL Distribuzione	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.	da definire
Cabina primaria	Monte S. Angelo (NA) di ENEL Distribuzione	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.	da definire
Cabina primaria	Di Vittorio (NA) di ENEL Distribuzione	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.	da definire
Cabina	Bagnoli (NA) di ENEL	Sono in fase di definizione la soluzione e	da definire

Tipologia	Nome impianto	Soluzione di Connessione	Data
primaria	Distribuzione	lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.	
Cabina primaria	Palma Campania (NA) di ENEL Distribuzione	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.	da definire
Cabina primaria	Ascea (SA) di ENEL Distribuzione	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.	da definire
Cabina primaria	Acerra 2 (NA) di ENEL Distribuzione	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.	da definire
Cabina primaria	Lustra (SA) di ENEL Distribuzione	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.	da definire
Cabina primaria	Sanza (SA) di ENEL Distribuzione	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.	da definire
Cabina primaria	Celle (SA) di ENEL Distribuzione	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.	da definire
Cabina primaria	Serracapriola (FG) di ENEL Distribuzione	In sinergia con le iniziative produttive nell'area è prevista la realizzazione di una nuova CP. Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.	da definire
Cabina primaria	Ascoli Satriano Ovest (FG) di ENEL Distribuzione	In sinergia con le iniziative produttive nell'area è prevista la realizzazione di una nuova CP. Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.	da definire
Cabina primaria	Troia Ovest (FG) di ENEL Distribuzione	In sinergia con le iniziative produttive nell'area è prevista la realizzazione di una nuova CP. Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.	da definire
Cabina primaria	Lesina (FG) di ENEL Distribuzione	In sinergia con le iniziative produttive nell'area è prevista la realizzazione di una nuova CP. Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.	da definire
Cabina primaria	S. Severo Sud (FG) di ENEL Distribuzione	In sinergia con le iniziative produttive nell'area è prevista la realizzazione di una nuova CP. Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.	da definire
Cabina primaria	Amendola (FG) di ENEL Distribuzione	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.	da definire
Cabina primaria	Falconara (CS) di ENEL Distribuzione	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.	da definire
Cabina primaria	Casalotto (RC) di ENEL Distribuzione	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV	da definire

Tipologia	Nome impianto	Soluzione di Connessione	Data
		della RTN.	
Merchant Lines	Moncada Energy Group S.r.l. – Cavo 400 kV CC “Brindisi – Albania” da 500 MVA	Elettrodotto “Brindisi – Albania” 'in antenna a 400 kV c.a. sulla SE 380 kV di Brindisi Sud.	da definire ⁵²

Nuove esigenze di sviluppo rete

Interconnessione a 150 kV delle isole campane

anno: 2014

Disegno allegato: Interconnessione 150 kV isole campane

L’approvvigionamento energetico delle isole di Capri, Ischia e Procida è caratterizzato da rischi elevati di energia non servita (ENS) e da scarsi livelli di qualità del servizio di distribuzione. Inoltre, l’isola di Capri non dispone di una riserva di alimentazione dalla rete del continente ed è alimentata solamente da una centrale termica a gasolio BTZ. L’isola di Ischia è alimentata tramite un collegamento sottomarino a 150 kV tra le Cabine Primarie di Cuma (impianto ubicato ad Ovest di Napoli) e Lacco Ameno; sono inoltre in servizio alcuni elettrodotti in cavo a 30 kV che collegano la CP di Ischia alla CP di Foce Vecchia. Alla rete a 30 kV è interconnessa anche una CP che alimenta l’isola di Procida. Dal punto di vista energetico le isole di Ischia e Procida sono totalmente dipendenti dalle suddette interconnessioni, non disponendo di alcuna fonte locale di generazione. Si rileva pertanto la necessità di migliorare la qualità e la continuità del servizio mediante la realizzazione di nuovi collegamenti tra il continente e le isole mediante tre tratte in cavo marino a livello 150 kV:

Tratta 1 a

La prima tratta riguarda il collegamento a 150 kV tra la nuova SE 150 kV Capri e uno degli impianti di Torre Annunziata (probabilmente la CP di Torre Centro). È prevista la realizzazione di una nuova stazione di trasformazione 150/MT sull’isola di Capri, per ridurre al minimo le dimensioni della stazione elettrica, vista la difficoltà nel reperire superfici idonee alla realizzazione di una stazione elettrica standard con isolamento in aria, si adatterà la soluzione di una stazione elettrica modulare blindata con isolamento in gas SF6.

Tratta 1 b

La seconda fase dell’opera consiste nella realizzazione del collegamento marino tra la nuova SE 150 kV Capri e l’isola di Ischia. Questo collegamento migliorerà l’affidabilità dell’attuale collegamento del sistema isolano alla rete del continente e permetterà un esercizio in sicurezza N-1 dell’interconnessione di Capri. Le soluzioni possibili di collegamento sono l’esistente CP di Lacco Ameno, di proprietà di ENEL Distribuzione, o attraverso la connessione ad una nuova stazione da localizzare nell’isola di Ischia.

Tratta 2

La portata dell’attuale cavo a 150 kV “Cuma – Lacco Ameno” è inferiore rispetto ai futuri collegamenti e l’aumento dei consumi potrebbe rendere opportuno il raddoppio del suddetto collegamento, mediante la realizzazione di un nuovo elettrodotto a 150 kV.

La possibilità di connettere le isole campane comporterebbe i seguenti benefici per il sistema elettrico, ovvero:

- incremento della sicurezza, continuità e qualità dell’alimentazione del servizio elettrico;
- incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita;
- maggiore economicità del servizio correlata alla partecipazione del mercato elettrico, che renderebbe meno competitiva l’attuale generazione locale;
- sensibile riduzione delle emissioni inquinanti.

Stato di avanzamento dell’opera: Nel corso del 2008 sono stati avviati incontri con gli EE LL al fine di condividere l’esigenza. In data 23 Settembre 2008 si è svolto un incontro presso il Ministero dello Sviluppo Economico in cui hanno partecipato i rappresentanti di Terna, del MSE, della Regione Campania ed il sindaco di Capri dove sono stati illustrati i contenuti del progetto di fattibilità, sono state discusse le fasi ed i ruoli del processo di autorizzazione da avviarsi per la realizzazione dell’intervento.

⁵² Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 7 agosto 2008 n. 239/EL-84/62/2008.

Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione eolica in Puglia

anno: 2012

Disegno allegato: Interventi per eolici nell'area tra Campania e Puglia

Al fine di consentire l'immissione in rete in condizioni di migliore sicurezza dell'energia prodotta dai parchi eolici previsti nella zona compresa tra le regioni Puglia e Campania e nell'area limitrofa al polo di Foggia, sono in programma attività di ricostruzione della esistente rete AT, già attualmente impegnati dai transiti immessi in rete dagli impianti eolici.

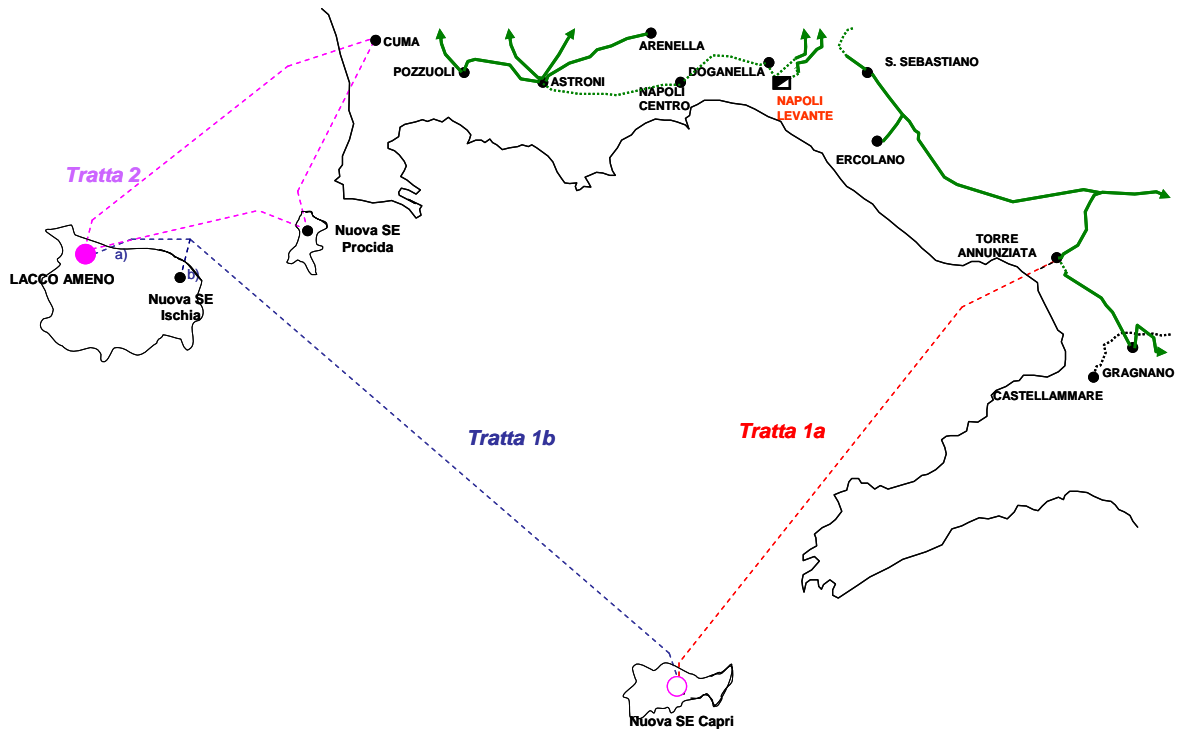
Al riguardo è prevista una nuova linea a 150 kV dalla futura stazione elettrica di Deliceto fino al Punto di Raccolta n. 3 (P.D.R. n. 3) a 150 kV di Accadia (FG). Questo comporterà il conseguente ampliamento della stazione RTN di Accadia.

Il secondo intervento nell'area limitrofa di Foggia, previsto per il 2009, consiste nella ricostruzione della linea a 150 kV "Foggia – Lucera" in modo da migliorare la capacità di trasporto.

Disegni

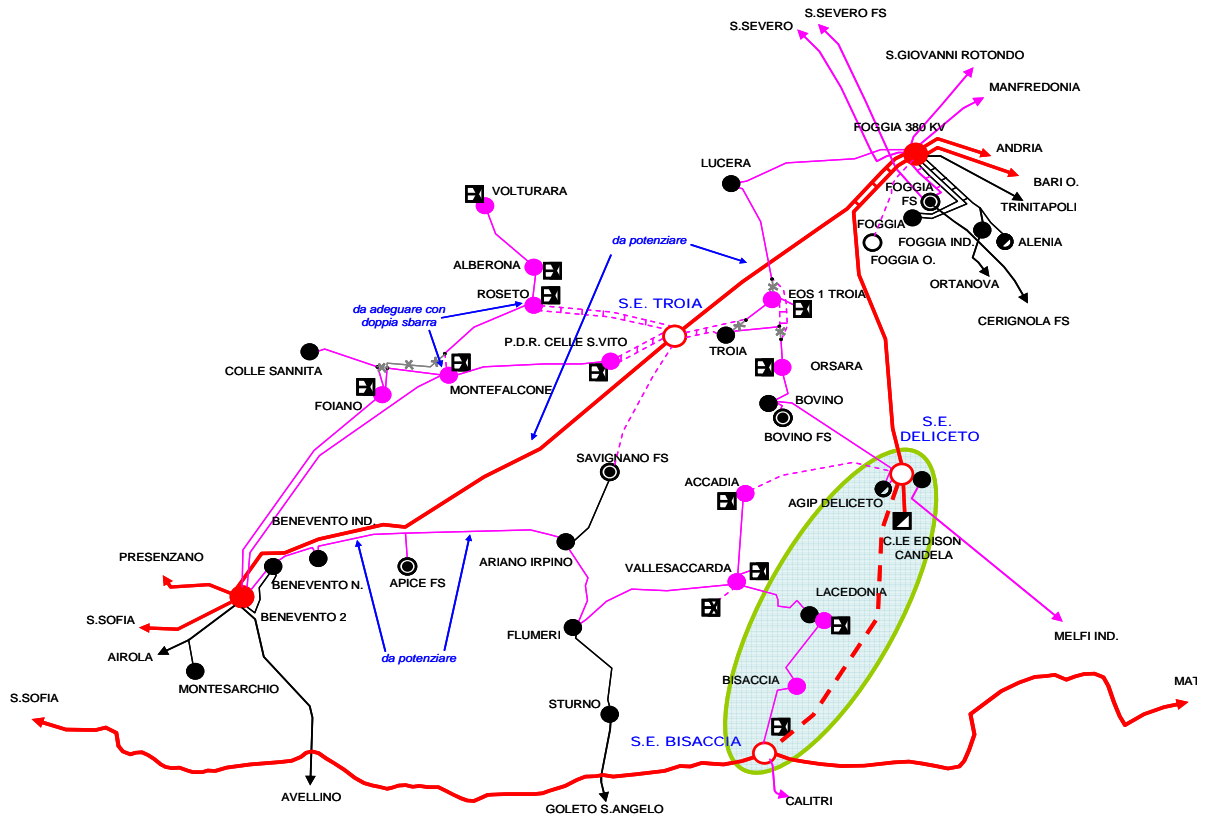
Interconnessione 150 kV delle isole campane

Lavori programmati



Interventi per eolici nell'area tra Campania e Puglia

Lavori programmati



REGIONE

Sicilia



Consumi Regionali

L'energia totale richiesta nell'anno 2007 in Sicilia è stata di 21.857 GWh, dato che conferma sostanzialmente l'andamento costante della domanda registrata nell'anno precedente con una variazione del +1,43%.

La ripartizione del fabbisogno nei diversi settori ha visto la prevalenza di quello industriale (39,2%), dei consumi domestici (31,3%), del settore terziario (27,2%) e dell'agricoltura (2,3%).

Rispetto ai consumi registrati nel 2006, i consumi legati ai diversi settori produttivi hanno evidenziato un moderato incremento, ad eccezione di quello domestico.

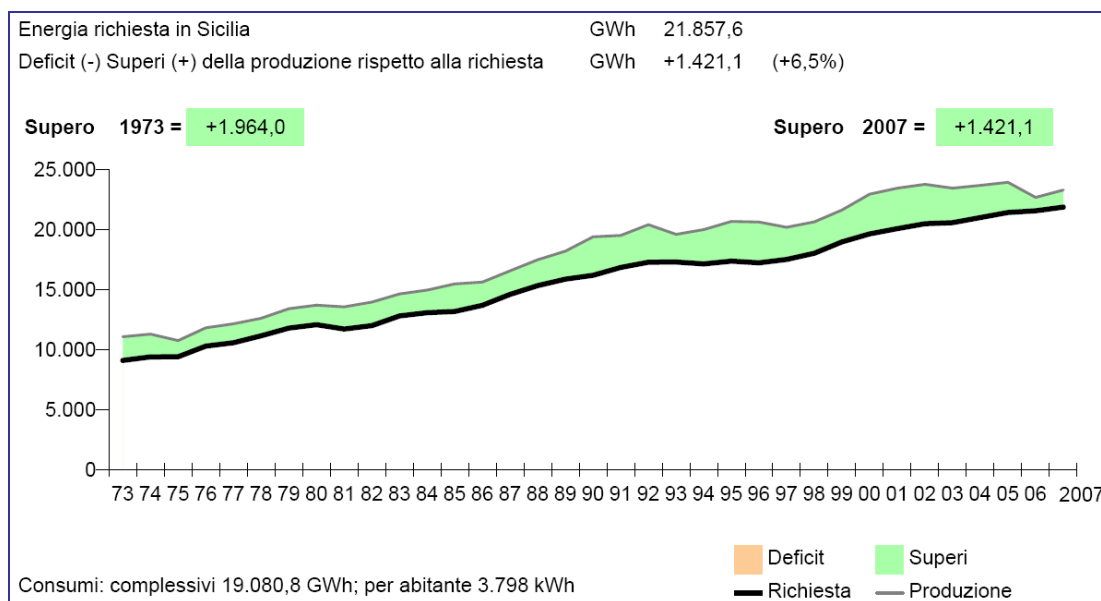
Produzione Regionale

L'energia elettrica prodotta nell'isola permette di soddisfare completamente il fabbisogno regionale. Gli impianti termoelettrici coprono la domanda regionale per il 93,8%, gli impianti da fonte rinnovabile, che consistono principalmente in impianti da fonte eolica, coprono la domanda per il 3,4%, mentre la potenza prodotta dagli impianti idroelettrici partecipa solo per il 2,8%.

Entro il 2009 è previsto un incremento della potenza installata nel sistema elettrico regionale pari a circa 1.100 MW, dovuto all'entrata in servizio delle nuove centrali eoliche in autorizzazione e/o in realizzazione, che corrisponderebbero ad un incremento del 42,5% della potenza eolica installata attualmente.

Bilanci energetici regionali

Il bilancio energetico della Sicilia è soddisfatto dalla produzione interna: la crescita della produzione interna è sempre stata proporzionale all'aumento del fabbisogno regionale, come si può evincere dal grafico riportato di seguito.



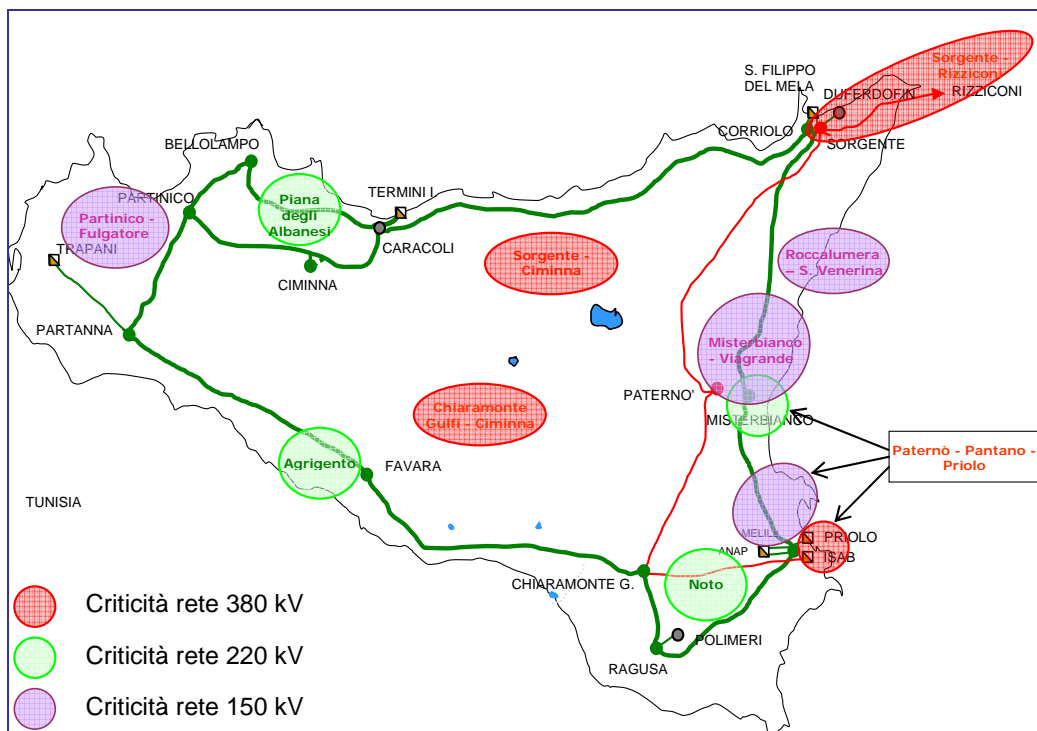
Stato della rete

Lo stato della rete di trasmissione della regione Sicilia può essere analizzato in maniera distinta in base al livello della tensione di esercizio e della configurazione della rete con cui viene gestito. L'assetto "magliato" con cui viene esercita la rete primaria 380 e 220 kV della Regione Siciliana, ossia con tutte le linee chiuse in corrispondenza dei nodi (stazioni elettriche) della rete stessa, permette di garantire la massima condizione di sicurezza della rete di trasmissione durante il normale esercizio.

La rete di subtrasmissione a 150 kV, invece, viene gestita mediante un assetto ad "isole di carico" (o ad "isole di esercizio"), più o meno estese in base alle linee considerate, ai punti di iniezione della potenza (centrali o impianti di trasformazioni dalla rete primaria) e dei carichi da alimentare in condizioni "di sicurezza N-1". L'esercizio ad isole di carico della rete a 150 kV siciliana evidenzia 4 isole di carico differenti:

- "MISTERBIANCO";
- "CORRIOLO – MELILLI – MISTERBIANCO – PATERNO' SE – SORGENTE";
- "BELLOLAMPO – CIMINNA SE – FAVARA SE – FULGATORE – PARTANNA – PARTINICO SE";
- "CARACOLI – CHIARAMONTE GULFI – FAVARA SE – MELILLI – PATERNO' SE – RAGUSA".

Le criticità che si riscontrano in queste isole sono per lo più dovute ai valori elevati del fabbisogno e vengono registrate in corrispondenza delle punte estive ed invernali.



Isola di carico MISTERBIANCO

La criticità che interessa questa isola di carico è dovuta ad un eccessivo carico che impegna la dorsale 150 kV che collega la SE di Sorgente alla SE di Misterbianco, necessaria ad alimentare la costa orientale della Sicilia compresa tra Messina e Catania. Per ragioni di sicurezza il suddetto collegamento è esercito normalmente con assetto radiale, alimentando in antenna le cabine primarie e riducendo i margini di sicurezza N-1.

Isola di carico CORRIOLO – MELILLI – MISTERBIANCO – PATERNO' SE – SORGENTE

In questa area di carico si riscontrano tre criticità distinte.

La prima riguarda gli elettrodotti di che appartengono alla RTN, che hanno fatto riscontrare problemi a causa dei loro limiti di transito. Questa criticità è stata risolta attraverso un incremento da parte di SELF dei limiti di transito di tali linee.

Altra criticità è stata riscontrata nella rete 150 kV dell'area di Messina. Il fuori servizio di un ATR nella SE di Sorgente ha determinato il sovraccarico delle linee aeree; tale criticità è stata risolta con l'installazione di un nuovo ATR nella stazione e attraverso l'esercizio della stazione su 3 sbarre differenti.

Per indisponibilità contemporanea delle due doppie terne a 220 kV “Sorgente – Misterbianco” e “Melilli – Misterbianco” si presentano disalimentazioni inevitabili nell’area di Catania per la difficoltà ad alimentare il carico soltanto attraverso la rete a 150 kV. L’intervento già ipotizzato nel Piano di Sviluppo ha l’obiettivo di aumentare la magliatura della rete dell’area di Catania e interconnettere meglio la rete a 380 kV e la rete a 150 kV nell’area della costa ionica compresa tra Catania e Messina, realizzando nuovi raccordi a 150 kV, al fine di aumentare la sicurezza di esercizio della rete in considerazione dell’elevato carico dell’area.

Isola di carico CARACOLI – CHIARAMONTE GULFI – FAVARA SE – MELILLI – PATERNO’ SE – RAGUSA

Nella ipotesi di apertura di uno dei due collegamenti realizzati in parallelo tra il gruppo a 150 kV di Priolo e la SE di Melilli, il sovraccarico derivante che si registra sull’altra linea viene gestito mediante apparecchiature automatiche che agiscono direttamente sul gruppo, riducendone la potenza prodotta. Per ovviare a questo problema, sono previsti due nuovi collegamenti tra la centrale di Priolo e la SE di Melilli.

La seconda problematica riscontrata in quest’area riguarda l’eccessivo carico che impegna la dorsale a 150 kV che collega la stazione di Melilli alla stazione di Ragusa. Per ovviare a questa criticità, è previsto nel nuovo PdS 2009 la realizzazione di una nuova stazione elettrica, che sarà collegata in entra-esce ad una delle due terne della linea 220 kV in d.t. “Melilli - Ragusa”, che permetterà una maggiore qualità e continuità del servizio della rete locale.

Nuove connessioni alla RTN

Si riportano di seguito le richieste di connessione pervenute nel corso del 2008 suddivise per tipologia (centrali di produzione da fonte rinnovabile e/o convenzionale autorizzate, cabine primarie, utenze passive e merchant lines) per ciascuna delle quali viene riportata la soluzione di connessione proposta e la migliore stima della data di entrata in servizio che tenga conto dei tempi necessari al completamento delle necessarie opere di rete.

Tipologia	Nome impianto	Soluzione di Connessione	Data
C.le eolica	MER.WIND di Alcamo (TP) da 30 MVA	Connessione in antenna a 150 kV alla sezione a 150 kV della stazione 220 kV di Partinico	2010
C.le eolica	ENERGIA EOLICA (EN.EO.) S.R.L. ex GHEZZI HOLDING di Trapani (TP) da 19,5 MVA	Connessione in antenna a 150 kV alla sezione a 150 kV della stazione di Fulgatore	2009
C.le eolica	ENPOWER 3 di Cattolica Eraclea (AG) da 43 MVA	Connessione in antenna a 220 kV alla nuova stazione di smistamento della RTN inserita in entra-esce su una delle due terne della linea 220 kV "Favara – Partanna"	2009/2010
C.le eolica	SOLARWIND S.R.L. di Caltanissetta (CL) da 35 MVA	Connessione in antenna a 150 kV alla nuova stazione da inserire in entra-esce alla linea 150 kV "Caltanissetta – Castronovo"	da definire
C.le eolica	EDISON ENERGIE SPECIALI di Messina (ME) da 30 MVA	Connessione in antenna a 150 kV alla nuova stazione. smistamento della RTN da inserire in entra-esce alla linea a 150 kV "Serra marocco All.-Troina CP"	2010
C.le eolica	SER 1 S.R.L. (gruppo API HOLDING) di Palermo (PA) da 15,3 MVA	Connessione in antenna a 150 kV alla nuova stazione smistamento della RTN da inserire in entra-esce su linea a 150 kV "Castronovo - Ciminna"	da definire
C.le eolica	AERO ROSSA S.R.L. di Agrigento (AG), Palermo (PA), Caltanissetta (CL) da 60 MVA	Connessione alla nuova stazione smistamento della RTN da inserire in entra-esce su linea a 150 kV "Castronovo – Caltanissetta SE"	da definire
C.le eolica	ENEL PRODUZIONE S.p.A di Siracusa (SR) da 14 MVA	Connessione in antenna a 150 kV con nuova stazione smistamento della RTN da inserire in entra-esce su linea a 150 kV "Sortino-Vizzini"	2010
Cabina primaria	Palazzolo Accreide (SR) di ENEL Distribuzione	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.	da definire
Cabina primaria	Biancavilla (CT) di ENEL Distribuzione	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.	da definire
Cabina primaria	Partanna (TP) di ENEL Distribuzione	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.	da definire
Cabina primaria	Piazza Armerina (EN) di ENEL Distribuzione	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.	da definire
Cabina primaria	Bolognetta (PA) di ENEL Distribuzione	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV	da definire

Tipologia	Nome impianto	Soluzione di Connessione	Data
		della RTN.	
Cabina primaria	S. Giorgio (CL) di ENEL Distribuzione	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.	da definire
Utenza passiva	RAFFINERIA DI MILAZZO S.p.A. di Messina (ME) da 95 MVA	Collegamento in antenna a 150 kV alla sezione a 150 kV della stazione 380/220/150 kV di Sorgente	da definire

Nuove esigenze di sviluppo rete

Elettrodotto 380 kV “Partanna – Ciminna”

anno: da definire

Disegno allegato: Partanna - Ciminna

In considerazione del previsto collegamento tra la Rete tunisina e la Rete siciliana e dell'elevato import di energia elettrica dal Nord Africa, sarà realizzato un nuovo collegamento a 380 kV tra le stazioni elettriche di Partanna e di Ciminna.

L'intervento è finalizzato a trasmettere la potenza importata in sicurezza, migliorando l'approvvigionamento di energia, l'economicità e la continuità del servizio di trasmissione di energia elettrica in Sicilia.

Presso l'esistente SE 220 kV di Partanna, sarà necessario realizzare una nuova sezione a 380 kV per la connessione del cavo HVDC proveniente dalla Tunisia e saranno installate tre trasformazioni 380/220 kV da 400 MVA con i relativi stalli.

Elettrodotto 150 kV “Misterbianco – Viagrande”

anno: da definire

Disegno allegato: Misterbianco - Viagrande

Per garantire la necessaria sicurezza di esercizio e di continuità di alimentazione della costa ionica compresa tra Messina e Catania, è previsto il raddoppio della dorsale a 150 kV tra le stazioni di Sorgente e Misterbianco.

Oltre alla realizzazione del collegamento a 150 kV “Roccalumera – S. Venerina all.” (cfr. “Elettrodotto 150 kV “Roccalumera – S. Venerina all.”) per il completamento della nuova dorsale, è prevista la realizzazione della linea a 150 kV “Misterbianco – Viagrande”, con relativo stallo a Misterbianco.

Stazione 220 kV Piana degli Albanesi

anno: da definire

Disegno allegato: Piana degli Albanesi

Al fine di migliorare la continuità del servizio sulla rete a 150 kV che alimenta la zona di Palermo, anche in considerazione del previsto aumento del carico elettrico nell'area urbana, è programmata la realizzazione di una nuova Stazione Elettrica 220/150 kV a sud di Palermo realizzata in classe 380 kV, esercita a 220 kV.

La nuova SE sarà collegata in entra-esce ad una delle due terne della linea 220 kV in d.t. “Bellolampo - Caracoli” e con la SE Ciminna 220 kV mediante una nuova linea 220 kV “Piana degli Albanesi - Ciminna”, quest'ultima ottenuta riclassando un tratto dell'elettrodotto 150 kV “Ciminna – Guadalami CP”.

Alla nuova stazione di trasformazione saranno inoltre raccordati due elettrodotti a 150 kV “Casuzze - Monreale” e “Casuzze – Guadalami CP” favorendo l'iniezione di potenza sulla rete AT afferente alla SE 150 kV di Casuzze.

Al fine di migliorare la sicurezza di alimentazione dei carichi sarà realizzato un nuovo collegamento a 150 kV tra la SE Bellolampo e la CP Quattroventi, in parte sfruttando un tratto dell'elettrodotto a 150 kV esistente “Bellolampo - Casuzze”, che sarà ricostruito con dei conduttori di portata più elevata e in parte realizzato in cavo.

In anticipo rispetto alla nuova stazione dovrà essere potenziata la trasformazione 150 kV/MT nella sezione 150 kV della stazione di Casuzze e adeguato il sistema di protezione e controllo dei relativi stalli.

Stazione 220 kV Agrigento

anno: da definire

Disegno allegato: Stazione 220 kV Agrigento

Al fine di consentire una maggiore qualità e continuità del servizio è prevista la realizzazione di una nuova Stazione Elettrica 220/150 kV nell'area ad ovest di Agrigento, realizzata in classe 380 kV, esercita a 220 kV. La nuova SE sarà collegata in entra-esce ad una delle due terne della linea 220 kV in d.t. “Partanna - Favara”.

La nuova SE sarà raccordata alla rete AT presente nella zona consentendo così un'ampia razionalizzazione della rete esistente mediante la dismissione di alcuni tratti di linee che attraversano l'area urbana della città di Agrigento.

Stazione 220 kV Noto

anno: da definire

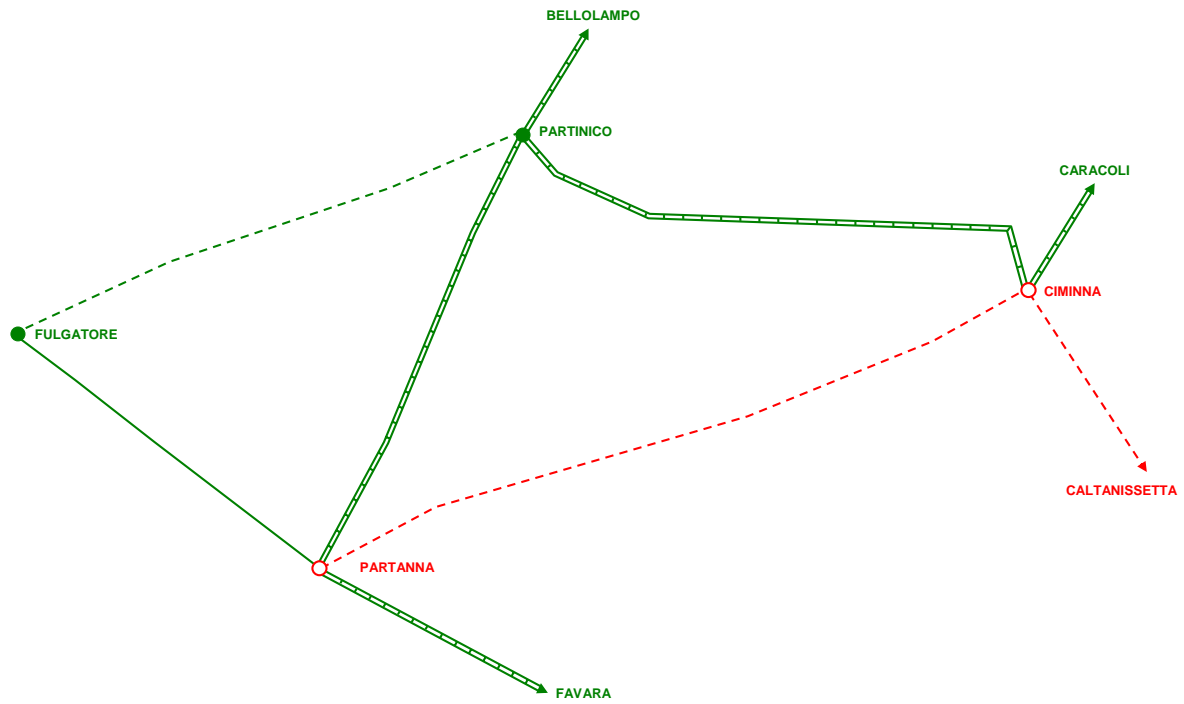
Disegno allegato: Stazione 220 kV Noto

Al fine di consentire una maggiore qualità e continuità del servizio è prevista la realizzazione di una nuova Stazione Elettrica 220/150 kV nell'area ad ovest di Ragusa, realizzata in classe 380 kV, esercita a 220 kV. La nuova SE sarà collegata in entra-esce ad una delle due terne della linea 220 kV in d.t. "Melilli - Ragusa". Alla nuova stazione di trasformazione sarà raccordato in entra-esce l'elettrodotto a 150 kV "Rosolini - Pachino" favorendo l'iniezione di potenza sulla rete AT presente nell'area compresa tra Melilli e Ragusa. Al fine di migliorare la sicurezza di alimentazione dei carichi presso la SE Ragusa 220 kV sarà potenziata la trasformazione 220/150 kV mediante la sostituzione dell'ATR n°2 da 160 MVA con uno da 250 MVA e sarà realizzato un nuovo collegamento a 150 kV tra la CP Siracusa Nord e la CP Siracusa 1, sfruttando il tratto dell'elettrodotto a 150 kV esistente "Siracusa Nord – Siracusa all.", che sarà ricostruito. Si ritiene l'intervento prioritario in considerazione dell'evidente necessità di ridurre le disalimentazioni della rete di trasmissione nazionale ai sensi della delibera n. 341/07 All. A art. 8.2.

Disegni

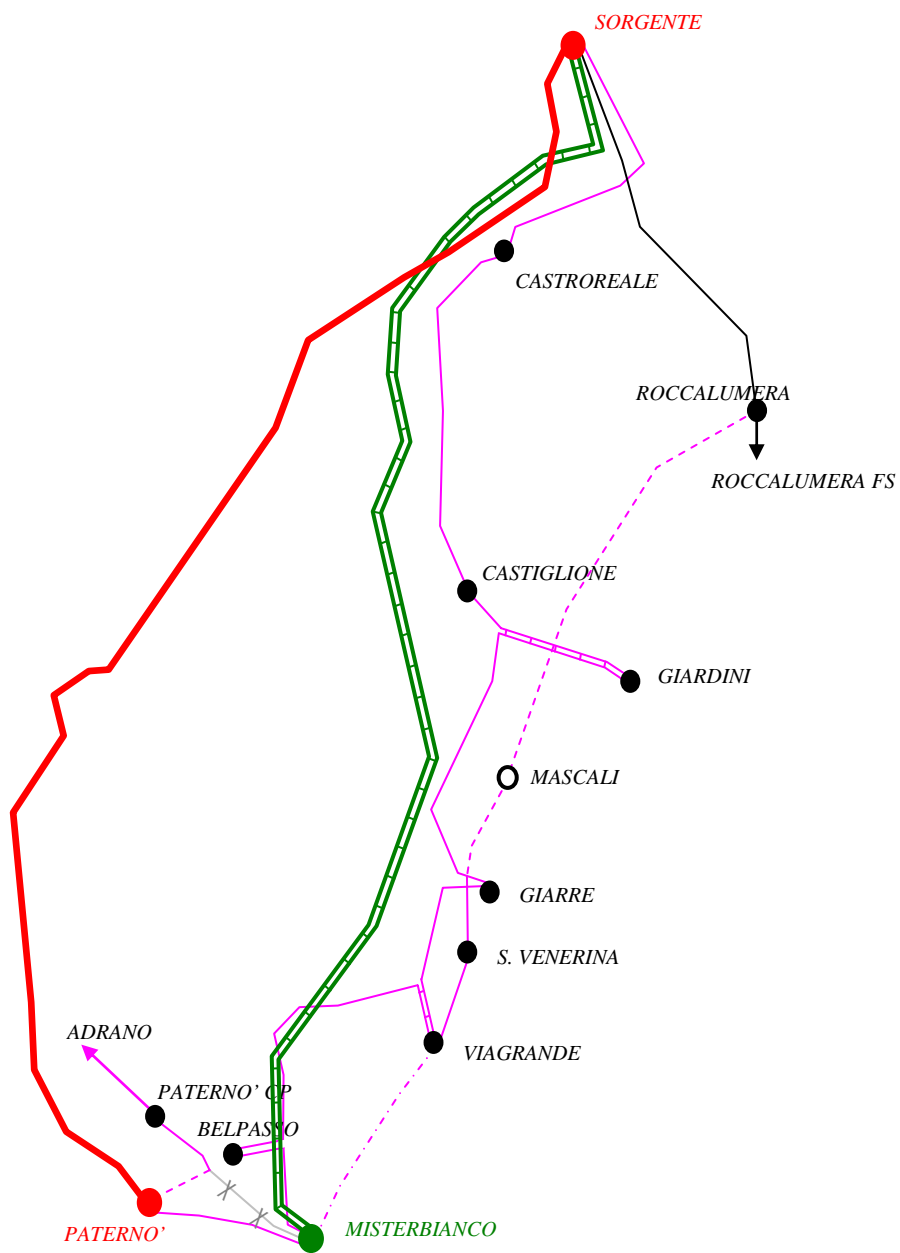
Elettrodotto 380 kV Partanna – Ciminna

Lavori programmati



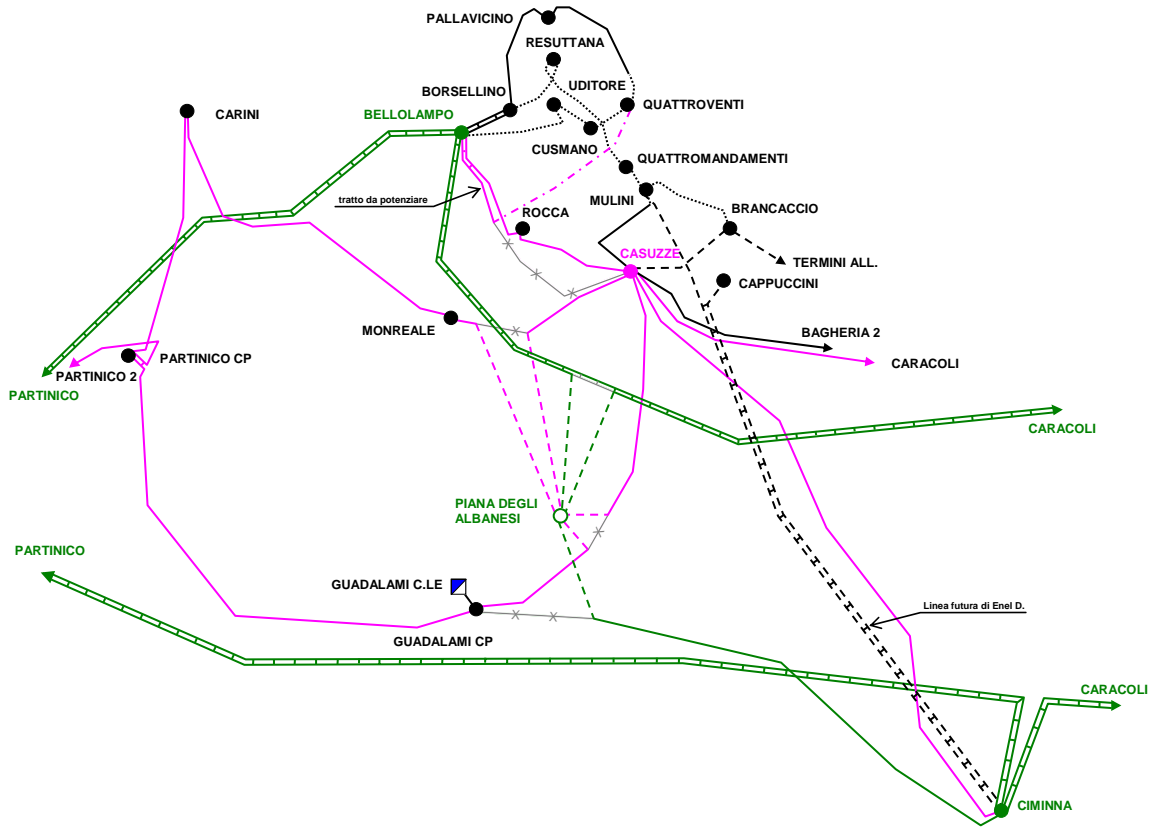
Elettrodotto 150 kV Misterbianco - Viagrande

Lavori programmati



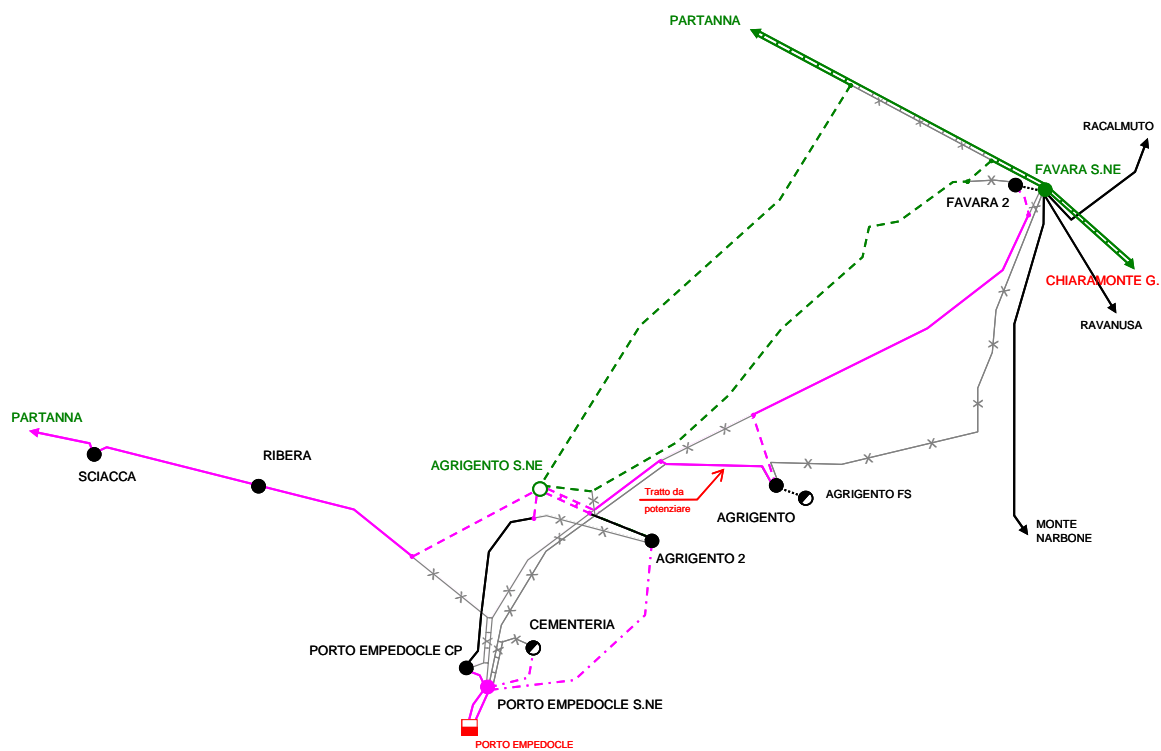
Nuova SE 220 kV Piana degli Albanesi

Lavori programmati



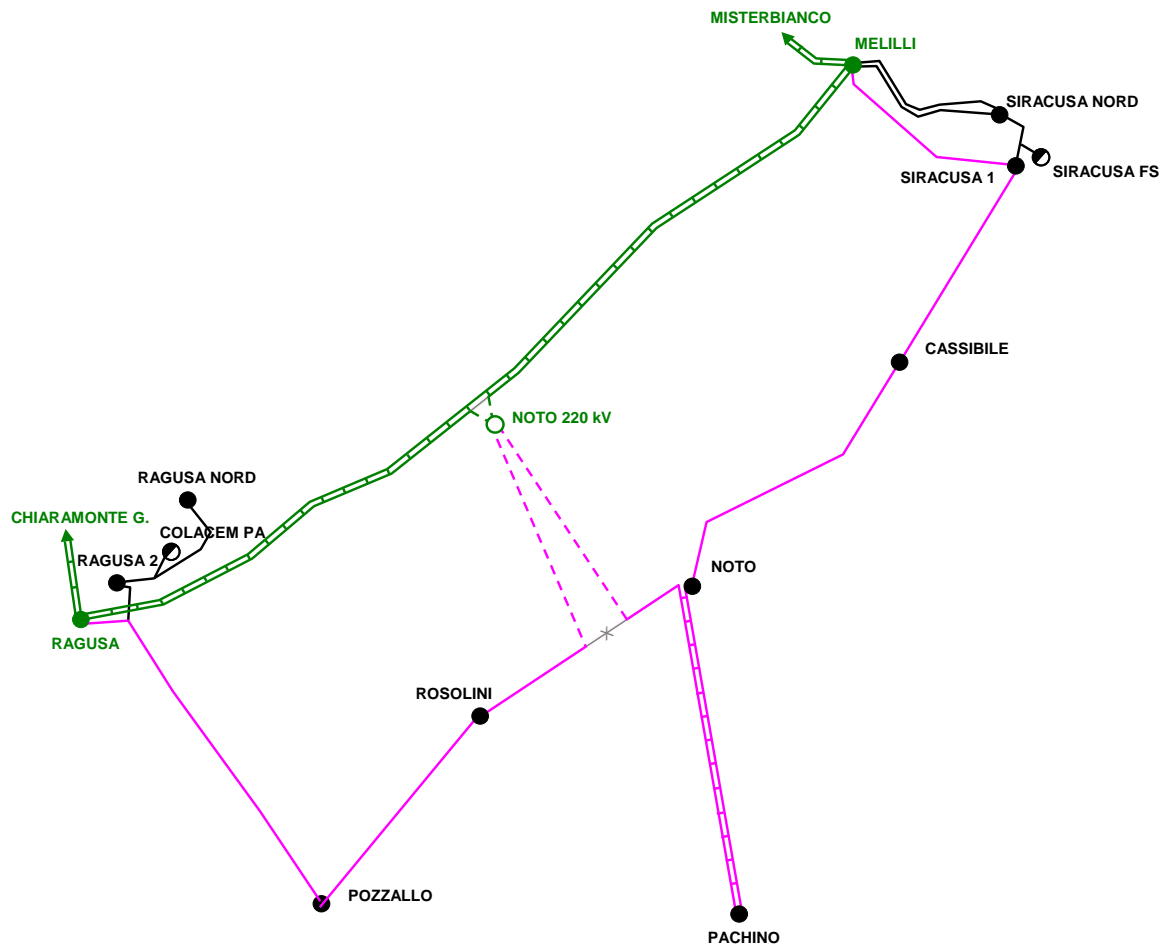
Stazione 220 kV Agrigento

Lavori programmati



Stazione 220 kV Noto

Lavori programmati



REGIONE

Sardegna



Consumi Regionali

La richiesta di energia nel 2007 ha raggiunto 12,6 GWh con una contrazione di circa l' 1% rispetto all'anno precedente.

I consumi di energia sono stati trainati principalmente dal settore industriale (60%), dal settore terziario (19%), consumi domestici (19%) ed agricoltura (2%).

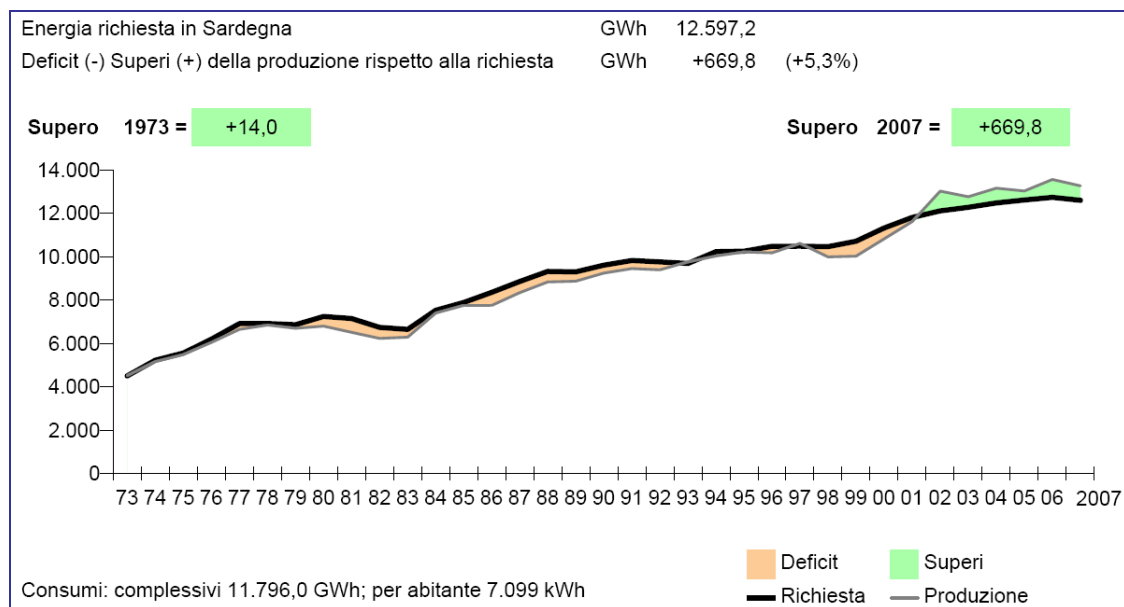
La contrazione della domanda è stata registrata nella quasi totalità dei settori con particolare evidenza del settore industriale inferiore del 5% rispetto all'anno precedente.

Produzione Regionale

L'energia elettrica in Sardegna è generata principalmente da impianti termici tradizionali (91%).

Bilanci energetici regionali

La totalità della domanda di energia è coperta interamente dalla produzione locale a partire dal 2001 come si evince dalla curva storica dei bilanci energetici regionali.



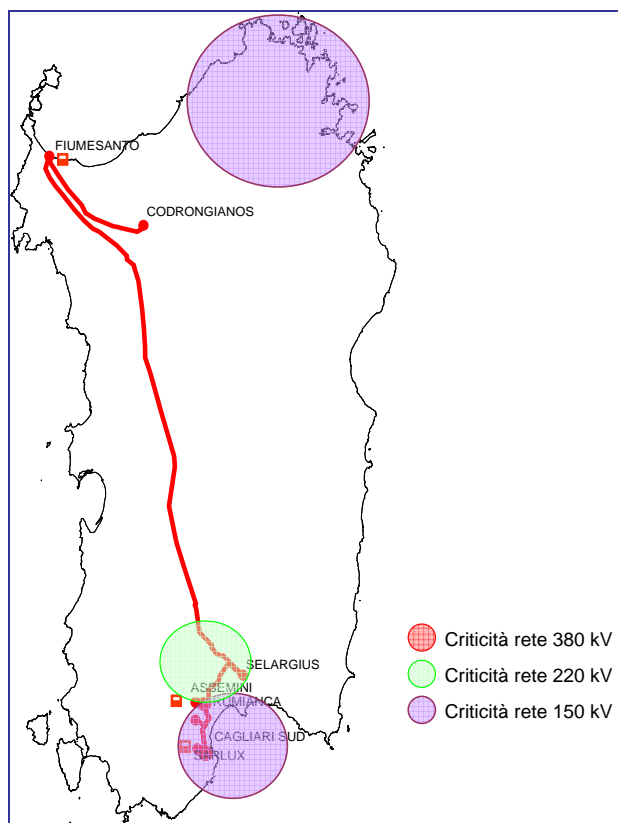
Stato della rete

L'analisi della rete nella regione Sardegna ha evidenziato le seguenti criticità sulla rete 380/220/150 kV (AAT-AT) della Rete di Trasporto Nazionale (RTN).

Nell'area Nord Occidentale, la scarsa magliatura della rete AT determina problemi di trasporto e di tensioni soprattutto nella stagione estiva caratterizzata da un sensibile incremento di carico; la stessa insufficienza della rete condiziona l'utilizzo in piena potenza del collegamento con la Corsica (SAR.CO).

Nella porzione di rete nell'area di Cagliari si conferma la necessità di incrementare l'affidabilità di esercizio e dei margini di continuità del servizio nell'area di produzione di Sarlux; in particolare risultano particolarmente sollecitate, nell'area in questione, le linee 220 kV e le due trasformazioni presso la stazione di Cagliari Sud.

Sono di seguito rappresentate in forma schematica le aree di maggiore criticità sulla rete di trasporto.



Nuove connessioni alla RTN

Si riportano di seguito le richieste di connessione pervenute nel corso del 2008 suddivise per tipologia (centrali di produzione da fonte rinnovabile e/o convenzionale autorizzate, cabine primarie, utenze passive e merchant lines) per ciascuna delle quali viene riportata la soluzione di connessione proposta e la migliore stima della data di entrata in servizio che tenga conto dei tempi necessari al completamento delle necessarie opere di rete.

Tipologia	Nome impianto	Soluzione di Connessione	Data
C.le eolica	Bonorva Wind energy s.r.l. (115 MVA)	In antenna a 150 kV su futura stazione a 150 kV da inserire in entra-esce sulla linea a 150 kV "Macomer – Cheremule"	Da definire
C.le eolica	Energia Alternativa s.r.l. (40 MVA)	In antenna sull'impianto di utenza dell'Energia Verde	Da definire
C.le eolica	Greentech Energy System A/S (99.8 MVA)	In antenna a 220 kV con nuova staz. smist. della RTN da inserire in entra-esce su linea a 220 kV "Busachi-Villasor"	2010
C.le eolica	Enel Produzione Sa' Turrina Manna 2 (66 MVA)	In antenna 150 kV alla stazione 150 kV Tula	Da definire
Cabina primaria	PALAU 2 (OT)	In entra – esce su linea 150 kV "Arzachena 2 – Palau"	2009

Nuove esigenze di sviluppo rete

Potenziamento rete AT in Gallura

anno: da definire

Disegno allegato: Potenziamento rete AT in Gallura

La rete di trasmissione della Sardegna Nord-Orientale (Gallura) è costituita da un lungo anello 150 kV comprendente una serie di cabine primarie in entra-esce, che si richiudono sulle stazioni di trasformazione di Codrongianos e Taloro. La scarsa magliatura della rete e gli elevati carichi, che si registrano specie nella stagione estiva, determinano problemi di trasporto e di profili di tensione, tali problemi si accentuano ancora di più in condizioni di rete non integra.

A tal fine è stata prevista l'installazione di due batterie di condensatori da 54 MVAR presso gli impianti di ENEL Distribuzione di Palau e Olbia.

Contestualmente, al fine di incrementare l'affidabilità e la sicurezza dell'alimentazione dell'area di carico, è prevista la rimozione della limitazione di portata sull'elettrodotto 150 kV "Aglientu – Viddalba" e lo studio di ulteriori potenziamenti sono stati avviati nella porzione di rete indicata.

Riassetto rete AT area di Cagliari

anno: da definire

Disegno allegato: Riassetto rete AT nell'area di Cagliari

Al fine di migliorare l'affidabilità e aumentare i margini di continuità del servizio di trasmissione è stata programmata la chiusura dell'anello 150 kV di alimentazione della città di Cagliari tramite la realizzazione di un collegamento in cavo fra le CP di S.Gilla e Portocanale.

Contestualmente potrà essere realizzato un riassetto delle rete AT che renderà possibile un'opera di risanamento presso l'area compresa tra lo stagno di Molentargius e di Simbirizzi del comune di Quartu con la demolizione di alcuni tratti di linee e la conseguente riduzione dell'impatto della rete elettrica sul territorio secondo come previsto nel Protocollo d'Intesa del 23 Aprile 2008 firmato con la Regione Sardegna.

Stazione 150 kV Samatzai (CA)

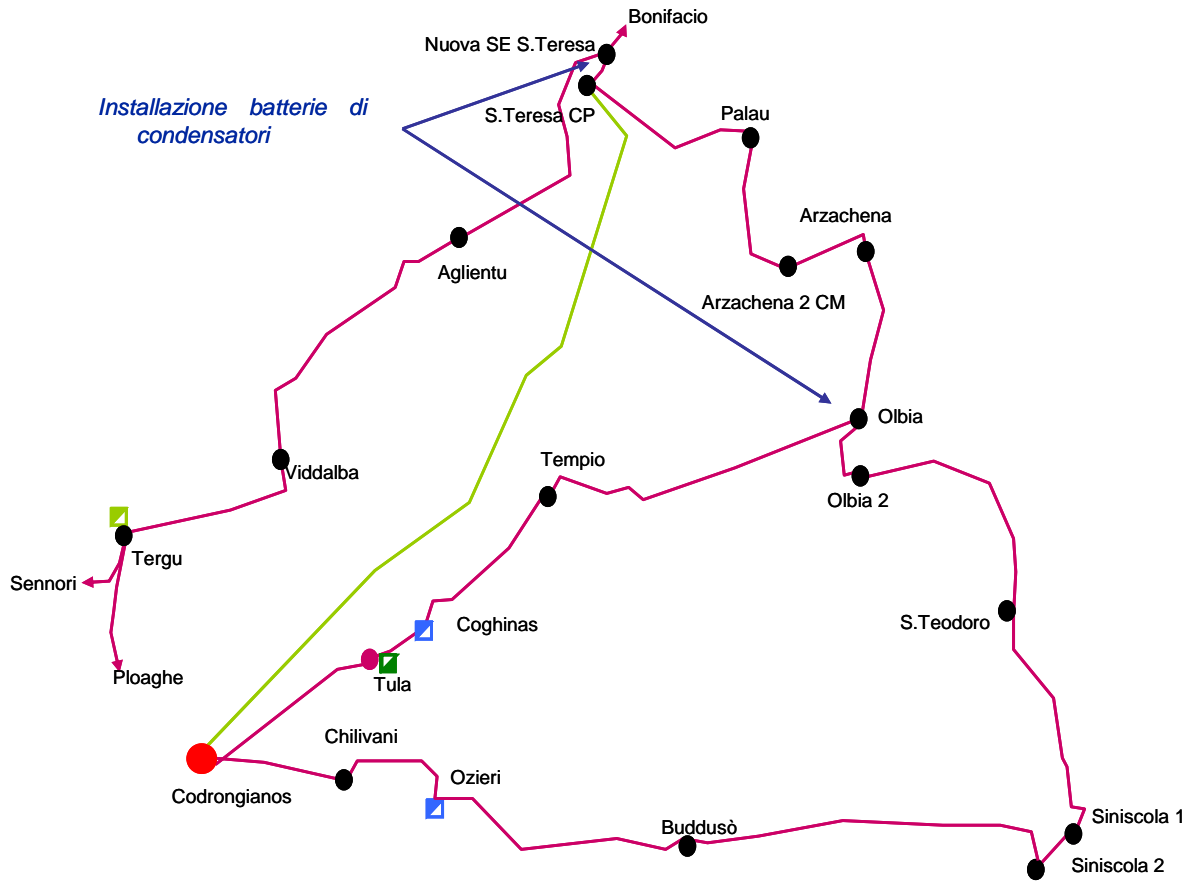
anno: da definire

Al fine di garantire la necessaria affidabilità ed incrementare la qualità del servizio nell'area, sarà superata l'attuale connessione in derivazione rigida dell'utente Samatzai mediante realizzazione di un nuovo impianto RTN in entra-esce sulla linea Villasor-Nurri; alla stessa stazione elettrica sarà collegata la linea ENEL Distribuzione "Villasor – Samatzai Smistamento" e prevista un'alimentazione per la futura CP Samatzai.

Disegni

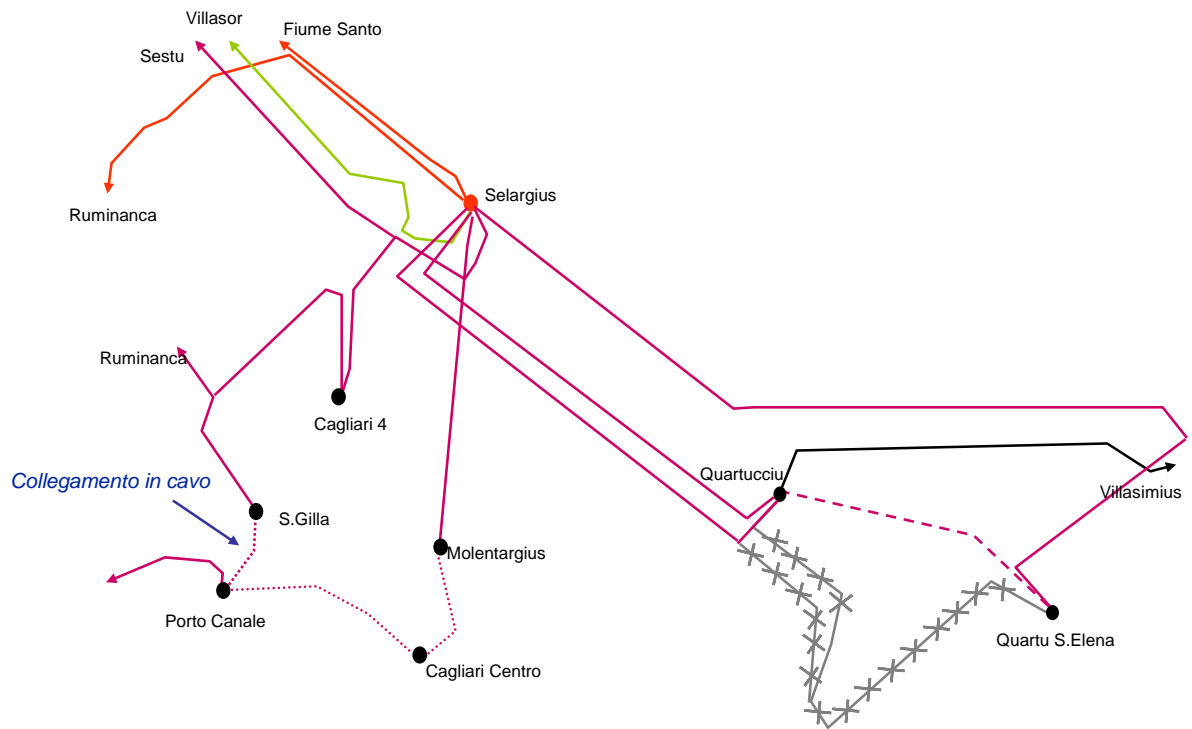
Potenziamento rete AT in Gallura

Lavori programmati



Riassetto rete AT area di Cagliari

Lavori programmati





Sezione II

Stato avanzamento Piani precedenti

1 *Introduzione*

La presente sezione ha la funzione di fornire un quadro dettagliato sullo stato di avanzamento degli interventi di sviluppo proposti nei precedenti Piani e che costituiscono un supporto integrativo alla definizione dello scenario di riferimento per i prossimi piani di sviluppo della rete di trasporto nazionale.

La Sezione II è strutturata come segue:

- nel **capitolo 2** si descrivono tutte le attività previste nei precedenti Piani completate nel corso del 2008, nonché le altre attività avviate da Terna;
- nel **capitolo 3** vengono ripercorsi i principali interventi proposti nei precedenti Piani e classificati in base ai benefici prevalenti ad essi associati;
- nel **capitolo 4** si riportano rispettivamente il dettaglio delle opere di sviluppo con la descrizione dello stato di avanzamento delle stesse;
- in **Allegato 1** sono elencate le connessioni di centrali autorizzate, utenze passive, cabine primarie e merchant line.

2 Principali attività svolte nel 2008

Il capitolo è dedicato alla descrizione delle attività di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) completate nel periodo Gennaio 2008-Dicembre 2008, in particolare vengono riportate le attività per il rilascio delle autorizzazioni alla realizzazione di interventi di sviluppo della rete concluse nel corso dell'anno e di quelle tuttora in corso; sono altresì indicati gli accordi perfezionati nel corso dell'anno che hanno effetto sulla RTN, nonché con altri Operatori di settore.

2.1 Principali interventi realizzati nel 2008

Il perseguimento degli obiettivi di sviluppo ha portato nel corso del 2008 all'entrata in servizio di nuovi impianti di trasmissione di significativa importanza per il funzionamento della RTN, quali:

C.le IVPC POWER 3 e 8 S.r.L. (CZ)

Mar 2008

Sono entrati in servizio i gruppi dell'impianto IVPC 3 (70,2 MW) e IVPC 8 (14,8 MW) connessi in antenna alla SE 150 kV Foiano.

C.le Hydro Electrique La Clavalite' (AO)

Apr 2008

L'impianto (complessivi 24 MW) è attualmente connesso in antenna a 132 kV su nuova stazione di smistamento della RTN in entra-esce alla linea a 132 kV "Ponte Pietra – Chatillon" con derivazione Nus.

Stazione 380 kV Priolo (SR)

Mag 2008

È entrata in servizio la nuova SE a 380 kV di Priolo inserita in entra-esce all'elettrodotto 380 kV "Chiaromonte Gulfi – C.le ISAB".

Stazione 220 kV Cimego (TN)

Mag 2008

Sono state messe in continuità le linee 132 kV "La Rocca – Cimego" e "Cimego – Storo", attività propedeutica alla dismissione della sezione 132 kV di Cimego.

Stazione 220 kV Verampio (VB)

Mag 2008

Sono entrati in servizio il nuovo ATR 220/132 kV da 250 MVA e il TR 220/MT kV da 90 MVA.

Elettrodotto 380 kV "Mendrisio (CH) - Cagno (IT)"

Giu 2008

È entrata in servizio la nuova Merchant-line a 380 kV "Cagno – Mendrisio" transitoriamente in derivazione rigida sulla linea "Cagno – Cislago"; in soluzione definitiva sarà connessa in antenna alla nuova stazione elettrica di Cagno in corso di realizzazione.

Stazione 380 kV Sorgente

Giu 2008

È stato installato il nuovo ATR 220/150 kV da 250 MVA.

Stazione 220 kV Magenta (MI)

Giu 2008

Presso la SE di Magenta è entrata in servizio la nuova trasformazione 220/132 kV dedicata all'alimentazione del sistema ad alta velocità ed è stata realizzata una nuova sezione 132 kV per la connessione degli impianti TAV di Greggio e Sedriano.

C.le ACEA Electrabel Produzione SpA (SA)

Giu 2008

L'impianto (complessivi 28,9 MW) è attualmente connesso in derivazione alla linea RTN 150 kV "Campagna – Contursi".

C.le IVPC di Marcellinara (CZ)

Giu 2008

L'impianto (complessivi 12,75 MW) è connesso in antenna alla SE Marcellinara collegata in entra-esce alla linea 150 kV "Amato – Catanzaro2".

Stazione 380 kV Ostiglia (MN)

Lug 2008

È entrato in servizio presso la SE 380 kV di Ostiglia un nuovo stallo 132 kV per la connessione della CP Bigarello di proprietà ENEL Distribuzione.

Stazione 380 kV Palo del Colle (BA)

Lug 2008

È entrata in servizio la SE 380 kV di Palo del Colle (BA), la SE, inserita in entra-esce alla linea 380 kV "Bari Ovest – Foggia", è destinata a raccogliere la produzione della centrale termoelettrica da 800 MW di Modugno (BA).

Stazione 380 kV Bari Ovest

Lug 2008

È stata installata la batteria di condensatori da 54 MVAR.

Stazione 380 kV Carpi Fossoli

Lug 2008

È entrata in servizio la batteria di condensatori da 54 MVAR.

Stazione 220 kV Fratta

Lug 2008

È entrato in servizio il nuovo ATR 220/150 kV da 160 MVA.

Stazione 150 kV Troia Monte Calvello

Lug 2008

È stata realizzata la nuova stazione 150 kV connessa in entra-esce all'elettrodotto 150 kV "Lucera – Troia CP".

C.le Termini Imerese (PA)

Lug 2008

È entrato in servizio il nuovo turbogas di Termini Imerese di proprietà ENEL Produzione; il gruppo, la cui potenza nominale è 140 MVA, è collegato in antenna alla sbarra 150 kV della SE di Caracoli.

Stazione 380 kV La Casella (PC)

Ago 2008

È entrato in servizio presso la SE 380 kV di La Casella la nuova sbarra a 132 kV ed i due nuovi stalli a 132 kV con attestata le linee per C.le La Casella TAG 1 e TAG 2.

Razionalizzazione 132 kV area di Lucca

Ago 2008

È entrato in servizio il nuovo tratto di elettrodotto 132 kV di 4 km "S.Pietro a Vico – Vinchiana". Con questo intervento si completa il potenziamento della linea e, in base agli accordi previsti nel Protocollo di Intesa con la Regione Toscana e gli Enti Locali, saranno demoliti 11 km di linea 132 kV.

Stazione 132 kV Arco (TN)

Ago 2008

È entrata in servizio la nuova sezione di Arco e realizzato l'ampliamento per la connessione dell'autoproduttore AG-Power di Riva del Garda.

CP Barga (LU)

Ago 2008

È entrata in servizio la nuova CP di ENEL Distribuzione in entra-esce alla linea a 132 kV "Torrite – Pian Rocca".

CP Aica (BZ)

Ago 2008

È entrata in servizio la nuova CP di ASM Bressanone in entra-esce alla linea a 132 kV "Prati di Vize-Bressanone".

CP Chiana (AR)

Ago 2008

È entrata in servizio la nuova CP di ENEL Distribuzione in entra-esce alla linea a 132 kV “Cortona-Arezzo C”.

C.le Iride Energia SpA

Ago 2008

Sono terminati i lavori in stazione per la connessione dell'impianto in antenna 220 kV alla SE 220 kV Moncalieri.

Elettrodotto 150 kV Matera – Matera CP

Set 2008

Sono stati ultimati i lavori di sviluppo sull'elettrodotto 150 kV.

Elettrodotto 132 kV “Chievo – Verona Sud”

Sett 2008

È entrato in servizio il nuovo collegamento in cavo “Chievo – Verona Sud”, della lunghezza di 12 km; primo dei lavori previsti nell'ambito della Razionalizzazione 220 kV di Bussolengo (VR).

Elettrodotto 132 kV “ENI Raffineria VE – Pilkington”

Sett 2008

È stato completato il potenziamento del collegamento a 132 kV tra ENI Raffineria e l'UT Pilkington.

Razionalizzazione 132 kV area di Lucca

Ott 2008

Sono entrati in servizio gli elettrodotti 132 kV “Lucca Giannotti – S.Pietro a Vico”, “Lucca Ronco – Filettole” e “Decimo – Lucca Ronco”.

CP Interporto (RM)

Ott 2008

È entrata in servizio la nuova CP di ENEL Distribuzione in entra-esce alla linea a 150 kV “Acea Raffinerie Roma Porto”.

C.le Carlentini 2 (SR)

Ott 2008

L'impianto di ENEL GEM (complessivi 14,45 MW) è entrato in servizio nell'assetto transitorio. La centrale sarà collegata in antenna alla nuova SE di Sortino, da inserire in entra-esce alla linea 150 kV “CP Sortino – SE Vizzini”.

CP Montagna

Ott 2008

Sono terminati i lavori di connessione dell'impianto in entra-esce alla linea 150 kV “Lucera – Altopiano”.

Elettrodotto 220 kV “Avise - Villeneuve”

Nov 2008

È entrato in servizio il nuovo elettrodotto 220 kV Avise – Villeneuve. L'elettrodotto è stato costruito in classe 380 kV, in previsione di un futuro riclassamento delle linee della Val d'Aosta, e sostituisce un vecchio elettrodotto che verrà demolito. L'intervento ha consentito, anche una significativa riduzione dell'impatto ambientale, risanando alcune aree diventate fortemente antropizzate a ridosso del vecchio elettrodotto.

Stazione 380 kV La Spezia

Nov 2008

È entrato in servizio presso la SE 380 kV di La Spezia il nuovo collegamento in cavo a 380 kV che collega lo stallo linea di Acciaolo alle nuove sbarre consentendo di eliminare le limitazioni di portata del collegamento. Contestualmente è entrata in esercizio anche la nuova sezione 132 kV sulla quale verranno progressivamente traslate le linee 132 kV oggi collegate alla vecchia sezione.

Stazione 380 kV S.Lucia

Dic 2008

È entrato in servizio il secondo ATR 380/150 kV da 250 MVA e gli stalli relativi.

Elettrodotto 220 kV “Marcaria - Bussolengo”

Dic 2008

Sono stati completati i raccordi a 220 kV funzionali alla connessione della costruenda stazione elettrica Ponti sul Mincio (BS).

Elettrodotto 150 kV Lauria - Rotonda

Dic 2008

Sono stati ultimati i lavori di sviluppo sull'elettrodotto 150 kV.

CP Terramaini

Dic 2008

È entrata in servizio la nuova CP di ENEL Distribuzione in entra-esce alla linea a 150 kV "Selargius-Molentargius".

C.le FRI – EL S.r.l. di Grottole (MT)

Dic 2008

Sono entrati in servizio i gruppi dell'impianto eolico FRI – EL S.r.l. ubicati nel comune di Grottole (MT) e connessi in antenna alla SE 150 kV Grottole di Terna.

CP Sassello

Dic 2008

Sono terminati i lavori di connessione dell'impianto in entra-esce alla linea 132 kV “Vetri Dego – c.le Spigno”.

CP Gebbione

Dic 2008

Sono terminati i lavori di connessione dell'impianto in entra-esce alla linea 150 kV “Reggio Pondera – Reggio ind.le”.

CP Moncalieri

Dic 2008

Sono terminati i lavori di connessione dell'impianto in antenna alla stazione 220 kV Moncalieri.

C.le Ecoenergia Campania Srl (AV)

Dic 2008

Le attività relative alla connessione della c.le in antenna 150 kV alla stazione 150 kV di Bisaccia sono state completate.

C.le Fibe di Acerra (NA)

Dic 2008

Le attività relative alla connessione della c.le in antenna alla stazione 220 kV di Acerra sono state completate. È prevista l'entrata in esercizio del termovalorizzatore nel corso dell'anno 2009.

2.2 Studi ultimati nel corso del 2008

Nel corso del 2008 sono stati completati i seguenti studi:

Studio per l'installazione di un PST sulla linea a 220 kV di interconnessione tra Italia e Francia

Nel corso del 2008 è stato completato lo studio di fattibilità per l'installazione di un Phase Shifting Transformer sulla linea a 220 kV di interconnessione tra l'Italia e la Francia. In collaborazione con il TSO Francese RTE, Terna ha analizzato gli scenari critici di riferimento sia sulla rete attuale che previsionale e pertanto ha dimensionato il PST con l'obiettivo di regolare i flussi di potenza tra i due Paesi su tale linea. L'intervento garantirà il pieno sfruttamento della linea con un significativo incremento degli scambi di energia. Al contempo sarà garantita l'alimentazione dei carichi sia sul lato Italia che su quello Francese. Il dispositivo di regolazione dei flussi sarà installato nella stazione a 220 kV di Camporosso in Liguria.

Studio di interconnessione Italia - Montenegro

Nell'ambito degli studi per l'interconnessione con i Balcani, è stato completato lo studio di fattibilità dell'interconnessione tra l'Italia ed il Montenegro. Il collegamento viene previsto come cavo sottomarino HVDC 500 kV che permetterà il trasporto di energia tra la futura stazione montenegrina Tivat e la stazione a 380 kV di Villanova. La capacità di trasporto sarà pari a 1000 MW, utilizzabile sia in importazione che in esportazione. Sul versante italiano, la possibilità di avere un collegamento elettrico diretto con la regione

balcanica, caratterizzata da ingenti risorse idriche e di lignite, offrirebbe benefici in termini di maggiore sicurezza ed efficienza degli approvvigionamenti del sistema elettrico nazionale, diversificazione delle fonti e aumento della concorrenza nel mercato italiano.

Studi di interconnessione con la Slovenia

È stato concluso lo studio per la realizzazione di una nuova linea di interconnessione a 380 kV tra Italia e Slovenia necessaria ad aumentare l'import in sicurezza dalla frontiera Nord-Orientale dell'Italia. Lo studio ha valutato la fattibilità di tale intervento che prevede la realizzazione di un nuovo collegamento tra le stazioni di Udine Ovest ed Okroglo (SLO), che consentirà tra le altre cose di rimuovere le attuali limitazioni sulla linea a 380 kV "Redipuglia-Divaca".

L'intervento è stato oggetto di studio congiunto tra il gestore di rete sloveno (ELES) e Terna in base all'accordo firmato nel febbraio 2004 dalle due società; per l'importanza strategica che tale intervento riveste, era stato inserito, con la decisione 1364/2006/CE, tra i Progetti di Interesse Comune individuati nell'ambito del programma comunitario "Reti transeuropee nel settore dell'Energia Elettrica (TEN E)".

2.3 Iter autorizzativi conseguiti nel 2008

Nel periodo Gennaio 2008 – Dicembre 2008, sono state conseguite le autorizzazioni per i seguenti interventi di sviluppo:

Tabella 1 - Autorizzazioni conseguite nel 2008

Interventi autorizzati L.239/04¹	Opera Piano di Sviluppo	Regione	Data
Linea a 132 kV "C.s. Villa di Tirano - CP Villa di Tirano"	Razionalizzazione 220 kV Alta Valtellina (Fase A2)	Lombardia	11/02/2008
Nuova S.E. a 220/132 kV di "Castegnere" e raccordi agli elettrodotti a 220 kV "Cittadella-Este" T. 22.268 ; "Dugale-Marghera 1a" T.22.209	Stazione 220 kV Castegnere (VI)	Veneto	26/02/2008
Collegamento in cavo interrato 132 kV "Grosotto - Lovero - CP Villa di Tirano" e "Stazzona - C.S. Villa di Tirano" e relativi adeguamenti delle stazioni a 132 kV di Grosotto, Lovero e di Stazzona.	Razionalizzazione 220 kV Alta Valtellina (Fase A2)	Lombardia	26/02/2008
Elettrodotto 220 kV Avise-Villeneuve	Razionalizzazione Valle d'Aosta	Val 'Aosta	26/02/2008
Raccordi 150 kV alla CP Primavalle	Riassetto area metropolitana di Roma	Lazio	12/03/2008
Linea a 220 kV "Glorenza - Cesano" T. 226 intervento tratta "Valdidentro-Bormio" (SO)	Razionalizzazione 220 kV Alta Valtellina (Fase A2)	Lombardia	09/04/2008
Trasformazione in cavo con totale interrimento dell'elettrodotto aereo a 132 kV "Villa di Tirano - Campocologno (CH)"	Razionalizzazione 220 kV Alta Valtellina (Fase A2)	Lombardia	18/04/2008
Variante in cavo interrato all'elettrodotto 132 kV "Boretto-S. Ilario"	Razionalizzazione 132 kV Area Reggio Emilia	Emilia Romagna	13/05/2008
Collegamento a 220 kV all'esistente elettrodotto "Candia-Montorio der. Rosara" alla CP Abbadia	Elettrodotto 380 kV "Fano – Teramo"	Marche	04/07/2008
Ricostruzione dell'elettrodotto AT 150 kV Alanno- Bolognano-Bussi-Popoli CP	Elettrodotto 150 kV "Popoli – Alanno"	Abruzzo	24/09/2008

¹ L.239/04, "Riordino del settore energetico, nonche' delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia"

<i>Interventi autorizzati L.239/04¹</i>	<i>Opera Piano di Sviluppo</i>	<i>Regione</i>	<i>Data</i>
Linea a 220 kV "Taio - Cedegolo", T. 202 interventi di interrimento nel tratto "Temù (BS) - Passo Tonale "	Razionalizzazione 220 kV Valcamonica (Fase A1)	Lombardia	10/10/2008
Rifacimento tronchi terminali elettrodotti AT 220 kV di connessione tra RTN e la futura Centrale Termoelettrica "Napoli Levante"	Riassetto rete a 220 kV città di Napoli	Campania	10/10/2008
Nuovo elettrodotto a 220 kV in cavo interrato "SE Grugliasco - SE132 kV Salvemini (ex Sud Ovest)" (anticipo della "Grugliasco - To Ovest"); Nuova SE di Gerbido e raccordi (Comuni Torino e Grugliasco)	Razionalizzazione 220 kV città di Torino	Piemonte	10/10/2008
Trasformazione in cavo 132 kV "Temù - Taio" e "Temù - Cogolo CP"	Razionalizzazione 220 kV Valcamonica (Fase A1)	Lombardia	10/10/2008
Elettrodotto 380 kV "Ittiri – Codrongianos" e nuova SE Ittiri	Elettrodotto 380 kV "Ittiri – Codrongianos"	Sardegna	31/10/2008
Raccordi CP a 132 kV "S.Liberato" all'elettrodotto "Attigliano-Nera Montoro",	CP S.Liberato	Umbria	12/11/2008
Variante in cavo interrato linea 132 kV "S.Fiorano – Sellero"	Razionalizzazione 220 kV Valcamonica (Fase A1)	Lombardia	02/12/2008
Ricostruzione della linea a 132 kV "Crevola Toce - Domodossola - Calice"	Razionalizzazione 132 kV Val d'Ossola Nord	Piemonte	02/12/2008
Elettrodotto 132 kV "Porto Ferraiolo – San Giuseppe"	Elettrodotto 132 kV Elba – Continente e riassetto rete area di Piombino	Toscana	02/12/2008
Nuova SE 380/150 kV di Troia	Stazioni 380 kV di raccolta di impianti eolici nell'area tra Foggia e Benevento	Puglia	19/12/2008
Elettrodotti 220 kV "Roma Nord – Tiburtina" e "Tiburtina – Piazza Dante"	Riassetto area metropolitana di Roma	Lazio	19/12/2008

In data 31/07/08 è stato altresì autorizzato dalla Reg.Sicilia il seguente iter regionale: Elettrodotto 150 kV SE Ricevitrice di Paternò – CP Paternò.

Si segnala altresì la voltura in favore di Terna del Decreto di Autorizzazione relativo alla "Linea di interconnessione in cavo interrato a 150 kV "Tirano – Campocologno".

Al sensi del D.Lgs. 387/03 sono state inoltre autorizzati i seguenti interventi sulla rete di trasporto nazionale:

Tabella 2 - Autorizzazioni di interventi sulla rete di trasporto nazionale

<i>Interventi autorizzati L.387/03²</i>	<i>Regione</i>	<i>Data</i>
Greentech Energy System A/S Collegamento in antenna a 220 kV con nuova staz. smist. della RTN da inserire in e.e. su linea a 220 kV "Busachi-Villasor"	Sardegna	13/07/2005 ³
Connessione alla RTN dell'impianto di produzione da fonte eolica da 70 MVA della Società Energie Rinnovabili (SER) S.p.A In antenna a 150 kV con la stazione di smistamento a 150 kV di Accadia	Puglia	02/05/2006 ³

² Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità".

³ Non presenti nei precedenti Piani di Sviluppo

Interventi autorizzati L.387/03²	Regione	Data
Connessione alla RTN dell'impianto eolico da 20 MVA della Daunia Faeto S.r.l.	Puglia	31/10/2007 ³
Connessione alla RTN dell'impianto di generazione da fonte eolica da 42 MW della Società ENPOWER 3 Collegamento in antenna a 220 kV con una delle due terne della Favara Partanna	Sicilia	18/12/2007 ³
Connessione alla RTN dell'impianto di generazione da fonte eolica 60 MW della Società AERO-ROSSA S.r.l in e.e. su linea a 150 kV "Castronovo-Caltanissetta S.ne" proprietà Terna	Sicilia	19/12/2007 ³
Connessione alla RTN dell'impianto di generazione da fonte eolica della Società WINDSOL da 28 MW nuova stazione elettrica a 150 kV in doppia sbarra, alla quale verranno collegati gli elettrodotti a 150 kV "Collarme Sez. - Acea Castel Madama", "Collarme Sez. - Collarme CP", "Collarme Sez. - Cocullo B. (Terna Nord)", "Collarme Sez. - Acea S. Angelo der. Sulmona NI" (Terna Sud)	Abruzzo	13/01/2008
Connessione alla RTN dell'impianto di generazione da fonte eolica della Società Wind Turbines Engineering 2 da 28 MW nuova stazione elettrica a 150 kV in doppia sbarra, alla quale verranno collegati gli elettrodotti a 150 kV "Collarme Sez. - Acea Castel Madama", "Collarme Sez. - Collarme CP", "Collarme Sez. - Cocullo B. (Terna Nord)", "Collarme Sez. - Acea S. Angelo der. Sulmona NI" (Terna Sud)	Abruzzo	29/01/2008
Connessione alla RTN dell'impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile da 37,89 MVA della Società MER.WIND S.r.l in antenna con sezione a 150 kV della stazione a 220 kV di Partinico	Sicilia	31/01/2008
Connessione alla RTN dell'impianto di generazione da fonte eolica da 19,5 MW della Società Energia Eolica	Sicilia	28/02/2008
Connessione alla RTN dell'impianto di generazione da fonte eolica della Società NEW ENERGY GROUP da 39 MW Collegamento in antenna a 150 kV con la sezione a 150 kV della stazione 380 kV di Larino.	Molise	03/04/2008
Connessione alla RTN dell'impianto eolico da 115 MVA di BONORVA WIND ENERGY S.r.l. in e-e sulla linea a 150 kV"Macomer - Cheremule"	Sardegna	08/05/2008
Connessione alla RTN dell'impianto di generazione da fonte eolica da 42 MW della Società Solarwind S.r.l. in antenna a 150 kV su nuova stazione da inserire in e-e sulla linea Caltanissetta - Castronovo	Sicilia	12/05/2008
Connessione alla RTN dell'impianto eolico da 60 MVA di Windstrom Energia S.r.l., In antenna a 150 kV sulla S.E. a 150 kV di Pisciole	Puglia	07/06/2008
Connessione alla RTN dell'impianto eolico da 40 MVA di Faeto WVEH " S.r.l. in antenna a 150 kV con una nuova stazione a 150 kV da inserire in entra-esce sulla linea a 150 kV Celle San Vito - Montefalcone	Campania	10/06/2008
Connessione alla RTN dell'impianto di generazione da fonte eolica della Società ENERGIA IN NATURA da 50 MW in antenna a 150 kV su una nuova stazione elettrica di smistamento da inserire in entra - esce sulla linea a 150 kV "Agip Rotello - Larino".	Molise	19/06/2008
Connessione alla RTN dell'impianto di generazione da fonte eolica da 15,3 MW della Società SER 1 S.r.l. in antenna a 150 kV con nuova staz. smist. della RTN da inserire in e.e. su linea a 150 kV "Castronovo -Ciminna"	Sicilia	20/06/2008
Connessione impianto di produzione da fonte eolica da 30 MW della società EDISON ENERGIE SPECIALI SpA Collegamento in antenna a 150 kV con nuova staz. smist. della RTN da inserire in e.e. su linea a 150 kV "Serra marocco All.-Troina CP"	Sicilia	25/06/2008
Impianto RSU (45 MVA) di EALL - ENERGIA AMBIENTE LAZIALE S.r.l. In antenna con nuova stazione di smistamento a 150 kV della RTN da inserire in e-e alla linea 150 kV "Montelungo - Cassino Der. Sud Europa Tissue".	Lazio	30/06/2008
Impianto eolico NEW GREEN ENERGY S.r.l. (70 MVA) in antenna a 150 kV su una nuova S.E. di smistamento in doppia sbarra da inserire in entra - esce sulla linea 150 kV "Portocannone - S. Severo" previo ripotenziamento della stessa con conduttore in AA 585mmq	Molise	03/07/2008

Interventi autorizzati L.387/03²	Regione	Data
Connessione alla RTN dell'impianto di generazione da fonte eolica da 60 MW della Società Etruria Energy, in antenna a 150 kV su una nuova stazione elettrica di smistamento da inserire in entra - esce sulla linea a 150 kV "Caninoi - S.Savino"	Lazio	04/08/2008
Connessione alla RTN dell'impianto di generazione fotovoltaico da 24 MW della Società Sunray S.r.l., da ubicare nel Comune di Montalto di Castro (VT) In antenna a 150 kV sulla sezione a 150 kV della stazione 380 kV di Montalto	Lazio	04/08/2008
Connessione alla RTN dell'impianto eolico da 12 MVA di Accornero SpA in antenna a 150 kV con una nuova stazione a 150 kV da inserire in entra-esce sulla linea a 150 kV "Cercemaggiore - Colle Sannita"	Campania	05/09/2008
Impianto eolico 10 MVA Gongolo Srl, In antenna a 150 kV con una nuova stazione di smistamento a 150 kV da inserire in entra - esce sulla linea a 150 kV "Ariano - Flumeri".	Campania	23/09/2008
Impianto eolico 108 MVA di Gemsa Energia Fonti Rinnovabili Srl In antenna a 150 kV con la sezione a 150 kV della stazione a 380 kV che sarà collegata in entra-esce sulla "Rizziconi-Scandale"	Calabria	26/09/2008
Impianto a biomasse da 24 MVA della società Ferrero SpA in entra - esce alla linea a 150 kV "CP Goletto S.Angelo - CP Sturmo" di ENEL Distribuzione e richiusura dell'anello a 150 kV verso la S.E. di Castelnuovo di Conza con realizzazione di una linea a 150 kV della RTN.	Campania	13/10/2008
Connessione alla RTN dell'impianto eolico da 14 MVA della ENERGIA ALTERNATIVA S.R.L. In antenna sull'impianto di utenza dell'Energia Verde	Sardegna	2008
Connessione alla RTN dell'impianto di generazione da fonte eolica della Società OPPIMITTI COSTRUZIONI da 20 MVA, in antenna a 220 kV con nuova staz. smist. della RTN da inserire in e.e. su linea a 220 kV "Scolombano - La Spezia"	Emilia Romagna	16/10/2008
Impianto RSU (78 MVA) di TRM SpA in antenna a 220 kV su una nuova stazione di smistamento da inserire in doppia antenna a 220 kV tra le stazioni di Grugliasco e Sud Ovest.	Piemonte	2008
Connessione alla RTN dell'impianto di generazione da fonte eolica dell'impianto da 74 MW Daunia Wind S.r.l. (FG), in antenna a 150 kV alla sezione 150 kV della futura stazione 380/150 kV di Deliceto da collegare in entra-esce alla linea 380 kV "Foggia - Candela"	Puglia	12/12/2008

2.4 Iter autorizzativi in corso

Relativamente agli interventi di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale sono stati avviati nel corso del 2008 i seguenti iter autorizzativi presso le Autorità preposte:

Tabella 3 - Iter autorizzativi avviati nel 2008

Interventi avviati L.239/04⁴	Regione	Data
Elettrodotti 220 kV "Sangone - Salvemini", "Salvemini - TO Ovest", "Sangone - TO Sud"	Piemonte	02/01/2008
Elettrodotto a 150 kV in cavo interrato tra le SE Cagliari Sud e Rumianca ed opere connesse	Sardegna	14/01/2008
Nuova SE 380/150 kV di Lattarico (CS) e raccordi 380 kV alla linea "Feroletto -SE di Altomonte"	Calabria	17/01/2008
Raccordi interrati dalla CP Fusignano alla linea 132 kV "Colunga-Ravenna Canala"	Emilia Romagna	28/01/2008

⁴ L.239/04, "Riordino del settore energetico, nonche' delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia"

<i>Interventi avviati L.239/04⁴</i>	<i>Regione</i>	<i>Data</i>
Ricostruzione dell'elettrodotto a 132 kV "Cerreto Castello-Biella Est", n.529, in provincia di Biella	Piemonte	11/02/2008
Nuova S.E. a 220 kV Salvemini, nel comune di Torino	Piemonte	09/04/2008
Stazione elettrica 380/150 kV di Avellino Nord e raccordi aerei	Campania	30/05/2008
Linea a 132 kV "Peschiera-Vaiano Valle - Snam S.Donato M.se"	Lombardia	24/06/2008
Variante in cavo interrato all'esistente elettrodotto a 220 kV "Mucone 2 Rotonda der. Mucone 1" in Comune di Aciri	Calabria	08/07/2008
Sezione a 150 kV nella S.E. di Palo del Colle e raccordi alla rete a 150 kV	Puglia	16/07/2008
Nuova stazione di smistamento a 132 kV di "Caorso-Fossadello" e relativi raccordi (UT SAIB)	Lombardia	18/07/2008
Stazione elettrica 380/220/132 kV di Volpago	Veneto	21/07/2008
Nuovi raccordi 150 kV in cavo interrato alla CP Tarsia (CS) dalla linea 150 kV "Aciri – Cammarata"	Calabria	22/07/2008
Nuovo elettrodotto a 220 kV in cavo interrato "Gadio-Porta Volta"	Lombardia	04/08/2008
Elettrodotto a 132 kV "Vinchiana –S.Pietro al Vico" n.511 – Variante in località a Croce in Comune di Lucca	Toscana	26/08/2008
Linea 132 kV Flero S.Zeno (UT San Zeno Acciai - Duferco SpA)	Lombardia	15/10/2008
Raccordi alla nuova SE 132 kV e raccordi sulla "Cernusco-Verderio" (UT FOMAS)	Lombardia	17/10/2008
Elettrodotto 380 kV "Udine Ovest – Redipuglia" e nuova SE Udine Sud	Friuli Venezia Giulia	13/11/2008
Elettrodotto 380 kV d.t. "Trino – Lacchiarella"	Piemonte Lombardia	09/12/2008
Raccordi 132 kV all'elettrodotto 132 kV "Terricciola – Cecina der. Saline"	Toscana	17/12/2008
Elettrodotto 150 kV "Matera – Matera CP"	Basilicata	29/12/2008
Elettrodotto 150 kV "Corato – Bari Ind.2"	Puglia	29/12/2008

Sono altresì stati avviati i seguenti iter (non in L.239/04):

<i>Altri interventi avviati</i>	<i>Regione</i>	<i>Data</i>
Ingressi alla Stazione di Cislago	Lombardia	28/05/2008
Elettrodotto 132 kV "Istrago – Spilimbergo"	Friuli Venezia Giulia	26/08/2008
Realizzazione della connessione in entra-esce della CP Mussomeli alla linea elettrica 150 kV SE Caltanissetta – CP Castronovo, nel Comune di Mussomeli C.da Polizzello in Prov.di Caltanissetta.	Sicilia	28/08/2008
Raccordi 132 kV alla CP Vezzano	Trentino Alto Adige	19/12/2008

Inoltre, sono ancora in fase di completamento presso le Autorità preposte gli iter autorizzativi delle seguenti opere di sviluppo:

Tabella 4 - Iter autorizzativi in corso

<i>Interventi</i>	<i>Regione</i>	<i>Data</i>
Stazione a 380/132 kV in provincia di Treviso	Veneto	24/03/2003
Elettrodotto 132 kV "Vellai - Scorzè"	Veneto	23/10/2004
Nuovi raccordi a 150 kV all'esistente stazione elettrica di "Vallesaccarda", in Comune di Anzano (FG)	Campania	26/05/2006
Elettrodotto 380 kV Sorgente – Scilla – Rizziconi	Calabria/Sicilia	20/12/2006
Elettrodotto 380 kV Foggia - Benevento II	Puglia-Campania	28/12/2006
Nuovi raccordi in cavo interrato alla CP Ionadi (VV) dalla linea 150 kV "Feroletto - Gioia T. Ind.le c.d. Francavilla A."	Campania	22/06/2007
Raccordi 132 kV dell'elettrodotto 132 kV "Parma V.-San Quirico" alla CP "SPIP"	Emilia Romagna	02/07/2007
Raccordo tra gli elettrodotti a 380 kV "Marginone – Poggio a Caiano" e "Poggio a Caiano – Calenzano"	Toscana	31/07/2007
Variante alla derivazione a 220 kV all'utente RIVA ACCIAIO (già "allacciamento Galtarossa") nei comuni di Verona e S. Giovanni Lupatoto	Veneto	16/10/2007
Ricostruzione collegamento 220 kV "Monfalcone – Padriciano"	Friuli Venezia Giulia	29/11/2007
Nuovo assetto linee del Vomano 220 kV	Abruzzo	14/12/2007
Elettrodotto 132 kV "Randaccio – Lisert"	Friuli Venezia Giulia	10/12/2007
Nuova Stazione elettrica di Aliano e raccordi dell'elettrodotto 380 kV "Laino - Matera" e della rete 150 kV alla stazione	Basilicata	11/12/2007
Elettrodotti 132 kV in cavo "S.E. Fusina 2- CP Sacca Fisola" e "CP Sacca Serenella – C. P. Cavallino"	Veneto	20/12/2007
Razionalizzazione rete AAT nelle aree di Venezia e Padova	Veneto	20/12/2007
Razionalizzazione 380 kV Provincia di Lodi	Lombardia	21/12/2007

2.5 Variazioni nell'ambito della RTN

Ai sensi del D.M. 23 dicembre 2002 del Ministero delle Attività Produttive (oggi Ministero dello Sviluppo Economico), sono inserite annualmente nei Piani di sviluppo le nuove proposte di ampliamento della Rete di Trasporto Nazionale (RTN).

La procedura operativa per l'ampliamento dell'ambito RTN, così come descritta dal Codice di Rete⁵, prevede che le proposte di ampliamento, preventivamente concordate da Terna con i soggetti proprietari e/o aventi la disponibilità dei beni coinvolti, siano riportate nel PdS e inviate al MSE, per la verifica di conformità, attraverso l'approvazione del PdS.

I criteri generali utilizzati nella scelta degli elementi di rete da proporre per l'acquisizione sono principalmente atti a:

- evitare casi che possano comportare difficoltà nelle attività di gestione, esercizio e manutenzione, o situazioni che possano creare ostacoli o lentezze nello sviluppo della rete;
- risolvere quelle situazioni in cui ad esempio un intervento di sviluppo misto (che coinvolge cioè la rete di trasmissione e una o più reti di distribuzione) porti a una commistione di proprietà e di competenza.

Successivamente alla modifica dell'ambito della RTN, potrà avvenire in seguito al conferimento a Terna degli asset in questione da parte dei soggetti che ne hanno attualmente la disponibilità, fermo restando che la remunerazione corrisposta ai Titolari per gli elementi di rete che saranno inclusi nell'ambito della RTN, sarà conforme alla normativa vigente.

Sono in corso di perfezionamento gli accordi economici con i rispettivi Titolari delle proposte di acquisizione di elementi di rete presenti nei precedenti Piani. A fronte dell'accordo per la cessione degli impianti di ENEL Distribuzione a Terna è stata inoltrata, in data 14 gennaio 2009, al Ministero dello Sviluppo Economico la richiesta dell'ampliamento dell'ambito RTN delle linee AT di ENEL Distribuzione (cfr. paragrafo successivo).

2.6 Accordi perfezionati nel corso del 2008

Vengono nel seguito illustrati i principali accordi siglati nel corso del 2008:

Accordo cessione impianti ENEL Distribuzione

In data 19 dicembre 2008, è stato siglato l'accordo per la cessione a Terna della rete di energia elettrica in alta tensione di ENEL Distribuzione. L'accordo prevede la cessione a Terna di circa 18.583 chilometri di rete di alta tensione ("Linee AT"), principalmente a 132 e 150 kV. L'esecuzione dell'accordo è subordinata all'approvazione dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, all'inserimento nell'ambito RTN, da parte delle Autorità competenti, delle linee di alta tensione oggetto di cessione e alla emanazione di un provvedimento da parte dell'Autorità per l'Energia Elettrica e per il Gas che riconosca a Terna il gettito tariffario relativo al ramo di azienda in questione.

Successivamente, in data 14 gennaio 2009, Terna ha presentato al Ministero dello Sviluppo Economico la richiesta di inserimento nell'ambito della RTN delle citate linee ad alta tensione conferite da ENEL Distribuzione SpA a Enel Linee Alta Tensione Srl (ELAT) in data 23 dicembre 2008. L'istruttoria è tuttora in corso.

In data 16 gennaio 2009, Terna ha provveduto a notificare all'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato l'operazione di concentrazione relativa all'acquisizione della medesima Enel Linee Alta Tensione Srl.

⁵ Codice di Rete, Cap. 2, paragrafo 2.7 "Aggiornamento dell'ambito della RTN".

Accordo per la cessione degli impianti Seledison

In data 29 luglio 2008, Terna e SelEdison SpA hanno sottoscritto un accordo di compravendita con cui SelEdison ha venduto a Terna n.2 sottostazioni di trasformazione a 220 kV relative a Castebello (BZ) e Glorenza (BZ). Il trasferimento delle proprietà degli impianti è stato vincolato dall'approvazione da parte dell'Autorità Antitrust sopraggiunta in data 10 settembre 2008.

Accordo per la cessione degli impianti con Enipower Trasmissione

In data 27 giugno 2008, Terna e Enipower Trasmissione SpA hanno sottoscritto un contratto di compravendita con cui Enipower ha ceduto a Terna gli elettrodotti di Ravenna a 380 kV e di Brindisi a 150 kV.

Successivamente, in data 15 settembre u.s., si è perfezionato il trasferimento della proprietà degli elettrodotti in capo a Terna. Contestualmente all'accordo, R.T.L. SpA e S.E.F. S.r.l. hanno sottoscritto il contratto di compravendita per la cessione a S.E.F. della stazione elettrica denominata SS-1 ubicata nel sito petrolchimico di Ferrara.

Accordo Iride Energia

In data 28 giugno 2008 è stato sottoscritto l'accordo tra Iride Energia e R.T.L. per la cessione di n.3 nuovi stalli all'interno della Stazione blindata isolata in SF6 – 220 kV sita in Moncalieri (TO).

Accordi di collaborazione: Terna e Electricité de France

Lo scorso 2 luglio 2008, Terna ed Electricité De France hanno siglato un Memorandum of Understanding per l'elaborazione di uno studio diretto a valutare il futuro impiego del SACOI, ossia la linea di interconnessione che collega attualmente la Corsica e la Sardegna al Continente. In particolare lo studio analizzerà, da un lato, i costi e i benefici connessi alla permanenza in esercizio del SACOI, ormai obsoleto, e dall'altro, l'opportunità di prevedere un nuovo sistema di interconnessione tra Italia, Corsica e Sardegna.

Interconnessione Montenegro

Il 7 novembre 2008, è stato firmato un accordo tra Terna e il Ministro dello Sviluppo Economico Montenegrino e la società elettrica EPCG del Montenegro relativo allo studio di fattibilità della nuova interconnessione sottomarina Italia - Montenegro.

In data 13 Ottobre 2008 Terna ed EPCG (ElektroPrivreda Crne Gore) hanno firmato l'accordo per lo sviluppo dell'interconnessione elettrica tra Italia e Montenegro. L'accordo riguarda, in particolare:

- l'elaborazione congiunta del progetto dell'intera infrastruttura elettrica, sia della sezione sottomarina (cavo di interconnessione) che di quella terrestre (stazioni di conversione e linee aeree), nella prima metà del 2009;
- la definizione e la condivisione dello schema finale dell'investimento per la nuova infrastruttura;
- la formazione del Gruppo di Lavoro sulla nuova linea di interconnessione tra Montenegro e Bosnia Erzegovina, funzionale a garantire l'efficienza e il funzionamento ottimale del cavo sottomarino tra Italia e Montenegro.

L'accordo fa seguito ai precedenti accordi siglati a Roma il 19 dicembre 2007, per l'avvio delle attività del Gruppo di Lavoro congiunto italo-montenegrino, e al Memorandum of Understanding sottoscritto da Terna e EPCG il 7 novembre dello stesso anno sullo studio di fattibilità dell'opera e sugli interventi per rafforzare la rete elettrica del Montenegro, e non ultimo, l'incontro dello scorso 17 luglio 2008 a Roma tra i Primi Ministri italiano e Montenegrino ed i rispettivi Ministri degli esteri per il rilancio dei rapporti politici, economici ed industriali tra i due Paesi.

Studio di interconnessione con Malta

Lo scorso 5 giugno 2008, Terna ed Enemalta Corporation, operatore pubblico della rete di distribuzione di Malta, hanno siglato l'accordo di collaborazione per l'esecuzione dello studio di fattibilità dell'interconnessione elettrica sottomarina tra le rispettive reti ed avviato uno studio che analizzerà gli aspetti tecnici, ambientali, regolatori, economici dell'interconnessione e la conclusione dello stesso è prevista entro la fine della prima metà del 2009.

Studio di interconnessione con la Tunisia

In data 7 Agosto 2008, il Ministro dello Sviluppo Economico Italiano ed il suo omologo Tunisino hanno firmato un accordo inter-governativo che rappresenta un ulteriore sostegno al progetto integrato di produzione e trasmissione elettrica in Tunisia; precedentemente in data 1 Agosto 2008 Terna aveva avviato l'iter autorizzativo per la nuova interconnessione Sicilia – Tunisia in applicazione dell'accordo inter-governativo Italia – Tunisia del 29 Giugno 2007.

3 **Classificazione degli interventi di sviluppo**

Nel presente paragrafo sono presentati i principali interventi di sviluppo proposti nei precedenti Piani, raggruppati in base alle principali esigenze che li hanno determinati e ai benefici prevalenti attesi che apportano al sistema elettrico:

- Incremento scambio Nord Ovest/Nord Est;
- Riduzione delle congestioni fra zone di mercato;
- Riduzione dei poli limitati e dei vincoli alla capacità produttiva;
- Rimozione vincoli di esercizio e manutenzione;
- Interconnessioni con l'Estero;
- Sviluppo aree metropolitane;
- Interventi per lo sviluppo della rete del mezzogiorno;
- Qualità del servizio;
- Interventi per le connessioni.

Per queste categorie i dettagli di ogni opera sono illustrati al capitolo 4 della presente Sezione nella rispettiva area.

Incremento degli scambi Nord-Ovest/ Nord-Est

Elettrodotto 380 kV Casanova – Asti - Vignole

Nelle province di Asti e Alessandria, in considerazione di un elevato import di energia elettrica dalla Francia, sarà realizzato - prevalentemente sul tracciato dell'attuale elettrodotto a 220 kV - un nuovo collegamento a 380 kV tra Casanova (TO) e Vignole (AL), connettendo in entra-esce la futura stazione 380 kV di Asti.

Elettrodotto 380 kV Trino – Lacchiarella

In considerazione della situazione esistente, già ai limiti della sicurezza, e della nuova generazione disponibile in Piemonte, è stato previsto un nuovo elettrodotto 380 kV in doppia terna congiungente le stazioni 380 kV di Trino in provincia di Vercelli e di Lacchiarella in provincia di Milano.

Razionalizzazione 380 kV in provincia di Lodi

Al fine di eliminare le congestioni di rete che attualmente rendono particolarmente critico l'esercizio in sicurezza dei collegamenti a 380 kV ed evitare le limitazioni alla generazione delle centrali (attuali e previste in futuro) collegate alla rete a 380 kV dell'area Nord Ovest del Paese, sarà realizzato un nuovo elettrodotto a 380 kV in doppia terna lungo la direttrice tra le stazioni di La Casella (PC) e Caorso (PC). La soluzione individuata fornirà inoltre l'opportunità di realizzare una razionalizzazione della rete a 132 kV che porterà ad un sensibile miglioramento dell'impatto sul territorio della rete elettrica principalmente in prossimità dell'area urbana di Lodi.

Elettrodotto 380 kV Trasversale in Veneto

È in programma la realizzazione di un collegamento trasversale a 380 kV tra le direttrici RTN "Sandrigo - Cordignano" e "Venezia Nord - Salgareda", che consentirà di rafforzare la rete a 380 kV del Triveneto, aumentando la sicurezza e continuità di alimentazione dei carichi ed ottenendo contestualmente una riduzione delle perdite di trasporto.

Elettrodotto 380 kV tra Pavia e Piacenza

In considerazione della realizzazione di nuove centrali in ciclo combinato nell'area Nord Ovest del Paese, è prevista la realizzazione di un nuovo elettrodotto a 380 kV funzionale al trasporto delle produzioni dal polo di Ferrera Erbognone/Voghera verso la rete a 380 kV afferente il nodo di La Casella (PC). L'intervento consentirà di ridurre i rischi di sovraccarico della rete a 380 kV sulla sezione Nord – Centro Nord, anche in seguito all'eventuale incremento dell'importazione sulla frontiera Nord Ovest.

Riduzione delle congestioni fra zone di mercato

Elettrodotto 380 kV Calenzano - Colunga

Al fine di ridurre i vincoli presenti tra le aree Nord e Centro Nord del mercato elettrico italiano, si ricostruirà a 380 kV l'attuale linea a 220 kV "Casellina – Colunga" nel tratto compreso tra le stazioni di Calenzano (FI) e Colunga (BO), connettendo in entra-esce la stazione di S. Benedetto del Querceto (BO).

Elettrodotto 380 kV La Spezia - Acciaio

Al fine di consentire l'utilizzo della piena capacità di trasporto, saranno rimossi gli attuali vincoli presenti sull'elettrodotto a 380 kV "La Spezia – Acciaio", in particolare nel primo tratto in uscita dalla SE La Spezia.

Elettrodotto 380 kV Fano – Teramo

Al fine di aumentare la magliatura della rete a 380 kV, migliorare la sicurezza e la continuità di alimentazione del carico elettrico della Regione Marche ed ottimizzare la gestione della rete stessa, è programmata la realizzazione di un nuovo elettrodotto a 380 kV che conterà la stazione di Fano con la stazione di Teramo⁶ raccordandosi in entra-esce alla futura stazione in provincia di Macerata.

Elettrodotto a 380 kV Foggia – Villanova

Gli scenari futuri di produzione nel Meridione evidenziano un aumento delle congestioni sulla rete AAT in uscita dal nodo di Foggia, con conseguenti rischi di limitazioni per i poli produttivi nel meridione. Al fine di superare tali limitazioni è in programma il raddoppio e potenziamento della dorsale medio adriatica, mediante realizzazione di un secondo elettrodotto a 380 kV tra le esistenti stazioni di Foggia e Villanova (PE).

Elettrodotto 380 kV Montecorvino – Avellino Nord – Benevento II

A seguito delle autorizzazioni di nuove centrali di produzione in Calabria, Puglia e Campania, è necessario potenziare la rete di trasmissione, per eliminare le limitazioni sulle produzioni attuali e future causate dalle congestioni e dai vincoli all'esercizio presenti nella rete ad altissima tensione in Campania. Si provvederà pertanto alla realizzazione del nuovo elettrodotto in doppia terna a 380 kV "Montecorvino – Benevento II" al quale connettere in entra-esce la nuova stazione di trasformazione 380/150 kV a nord di Avellino. La nuova stazione, connessa in entra-esce anche alla linea a 380 kV "Matera – S. Sofia", garantirà una maggiore continuità del servizio nell'area di Avellino.

Collegamento a 500 kV Sardegna – Italia peninsulare (SA.PE.I)

In considerazione dell'inadeguatezza e limitata capacità di trasporto dell'attuale collegamento a 200 kV in corrente continua da 300 MW che collega la Sardegna al Continente (SACOI), che presenta anche limitazioni d'esercizio e un elevato tasso di indisponibilità, è in corso di realizzazione un nuovo collegamento sottomarino ad altissima tensione in corrente continua tra la Sardegna e la penisola italiana (SA.PE.I.).

⁶ L'intervento di realizzazione della nuova SE in provincia di Macerata, ai fini dell'utilizzo degli strumenti previsti dalla "Legge obiettivo", è stato inserito fra quelli di "preminente interesse nazionale" contenuti nella Delibera CIPE n. 121 del 21/12/2001, con il nome di "Stazione di trasformazione 380/130 kV di Abbadia".

Elettrodotto 380 kV Sorgente – Rizziconi

Al fine di rendere possibile un consistente incremento della capacità di trasporto fra la Sicilia ed il Continente sarà realizzato un elettrodotto in doppia terna a 380 kV fra le stazioni elettriche di Rizziconi (RC) e Sorgente (ME), connettendo in entra-esce anche l'esistente stazione di Scilla (RC) e la nuova stazione elettrica in località Villafranca T. (ME). Inoltre è in programma un piano di razionalizzazione ed ammodernamento della rete a 150 kV finalizzato ad alimentare in sicurezza le utenze elettriche locali ed al contempo ridurre significativamente l'impatto sul territorio degli impianti di rete in AT. Il nuovo collegamento e gli interventi ad esso correlati garantiranno una maggiore sicurezza della connessione della rete elettrica siciliana a quella peninsulare, favorendo gli scambi di energia con evidenti benefici in termini di riduzione dei vincoli per gli operatori del mercato elettrico e di maggiore concorrenza. La realizzazione del collegamento è particolarmente importante, poiché favorirà anche la produzione in sicurezza di un maggior numero di centrali eoliche in Sicilia.

Riduzione dei poli limitati e dei vincoli alla capacità produttiva

Stazione 380 kV Mese (SO)

L'area a Nord-Ovest di Sondrio è interessata dalla potenza rispettivamente importata dalla Svizzera e prodotta dal nucleo idroelettrico della Valchiavenna. Per tanto sarà realizzata una nuova sezione 380 kV con la relativa trasformazione 380/132 kV nell'attuale stazione 220 kV di Mese per incrementare i margini di sicurezza e la necessaria flessibilità dell'esercizio della rete.

Elettrodotto 380 kV "Udine Ovest (UD) – Redipuglia (GO)"

Al fine di migliorare la sicurezza di esercizio del sistema di trasmissione primario nell'estremo Nord Est del Paese e ridurre alcuni vincoli sulla produzione locale (Monfalcone, Torviscosa) e sulla importazione dai Paesi dell'Est Europa, sarà realizzato un elettrodotto in doppia terna a 380 kV tra le stazioni di Udine Ovest e Redipuglia e, in stretta correlazione, è previsto un piano di razionalizzazione della rete nell'area compresa tra le province di Udine e Gorizia, finalizzato a ridurre l'impatto delle infrastrutture elettriche.

Elettrodotto 380 kV Casellina – Tavarnuzze – S. Barbara

Al fine di ripristinare la piena capacità di trasporto (vincoli di limitazione in corrente) dei collegamenti a 380 kV tra le stazioni di Calenzano e Poggio a Caiano, consentire il pieno sfruttamento della capacità produttiva della centrale termoelettrica di S. Barbara ed apportare miglioramenti ambientali, saranno realizzati due nuovi elettrodotti a 380 kV "Casellina – Tavarnuzze" e "Tavarnuzze – S. Barbara"⁷, nonché i necessari interventi presso le stazioni di Casellina e S. Barbara per consentirne la connessione. A tale intervento sono correlate alcune dismissioni di elettrodotti.

Razionalizzazione 380 kV fra Venezia e Padova

Al fine di incrementare l'esercizio in sicurezza della rete veneta, anche in relazione alle esistenti centrali che gravitano nell'area, verrà realizzato un nuovo collegamento a 380 kV tra le stazioni di Dolo (VE) e Camin (PD). Il nuovo collegamento include un consistente piano di riassetto della rete a 220 e 132 kV nell'area, associando così alle esigenze di sviluppo della rete elettrica quelle di salvaguardia del territorio.

Elettrodotto 380 kV fra Mantova e Modena

Al fine di migliorare la sicurezza di alimentazione dei carichi nel Nord dell'Emilia e al contempo incrementare la capacità di trasporto in sicurezza dai poli produttivi del Nord verso il Centro Italia, è opportuno realizzare un nuovo collegamento a 380 kV tra il polo produttivo della provincia di Mantova e i centri di carico del modenese.

⁷ Autorizzati il 3 agosto 2007.

Elettrodotto 380 kV Foggia – Benevento II

Gli impianti produttivi nel territorio al confine tra le Regioni Puglia e Molise sono attualmente considerati un polo limitato; infatti, a causa della limitata capacità di trasporto della rete a 380 kV le suddette centrali non partecipano pienamente a soddisfare il notevole fabbisogno energetico delle aree limitrofe. In previsione dell'entrata in servizio delle nuove iniziative di produzione di energia elettrica in Puglia e Molise, sarà potenziato l'elettrodotto a 380 kV "Foggia – Benevento II".

Elettrodotto 380 kV "Chiaramonte Gulfi – Ciminna"

È previsto un nuovo elettrodotto a 380 kV che collegherà la SE Chiaramonte Gulfi a quella di Ciminna. L'intervento è finalizzato a creare migliori condizioni per il mercato elettrico e a migliorare la qualità e la continuità della fornitura dell'energia elettrica nell'area centrale della Regione Sicilia. Inoltre, il nuovo elettrodotto consentirà di ridurre gli attuali vincoli di esercizio delle centrali presenti nella parte orientale dell'isola, migliorando l'affidabilità e la sicurezza della fornitura di energia elettrica nella Sicilia occidentale.

Elettrodotto 380 kV "Paternò – Priolo"

Nell'area di Catania e Siracusa è prevista la realizzazione di un nuovo elettrodotto a 380 kV che collegherà la SE di Paternò (CT) con la nuova SE a 380 kV nell'area di Priolo (in corso di realizzazione), raccordandolo ulteriormente ad una nuova SE 380/150 kV intermedia da realizzarsi in località Pantano D'Arce (CT). Inoltre è previsto un consistente riassetto della rete 150 kV nell'area. L'intervento complessivo consentirà di aumentare la continuità del servizio e la stabilità delle tensioni nella Sicilia orientale anche in previsione di un forte sviluppo della produzione di energia eolica nella zona sud orientale della Sicilia.

Elettrodotto 380 kV Sorgente – Ciminna

Al fine di realizzare l'anello a 380 kV nella Regione Sicilia, si intende realizzare un nuovo collegamento a 380 kV tra le stazioni di Sorgente e Ciminna. L'intervento consentirà di incrementare la capacità di trasporto della rete per creare migliori condizioni di mercato elettrico e migliorare la qualità e la continuità della fornitura elettrica, favorendo lo sviluppo del tessuto socio-economico dell'isola.

Elettrodotto 220 kV "Partinico – Fulgatore"

Al fine di alimentare in sicurezza la Sicilia occidentale e per realizzare una seconda alimentazione per l'area di Trapani, è in programma un nuovo elettrodotto a 220 kV "Partinico - Fulgatore". La nuova linea a 220 kV garantirà una maggiore sicurezza e una migliore qualità nell'alimentazione della rete locale a 150 kV e sarà realizzata in classe 380 kV, anche in considerazione dei possibili sviluppi dell'interconnessione con il Nord Africa. Con tale rinforzo di rete infine si favorirà la connessione degli impianti di produzione da fonte eolica previsti nell'area.

Elettrodotto 380 kV "Ittiri – Codrongianos"

Per aumentare la sicurezza della rete di trasmissione sarda e consentire di migliorare la gestione della produzione dei gruppi di Fiumesanto sarà realizzata una nuova trasversale che collega l'elettrodotto a 380 kV "Fiumesanto – Selargius" alla stazione di trasformazione di Codrongianos (SS). Per rendere possibile tale intervento può risultare opportuno realizzare una nuova stazione di smistamento a 380 kV nel comune di Ittiri (SS) da inserire in entra-esce sulla linea 380 kV "Fiumesanto - Selargius" e da connettere alla SE di Codrongianos.

Rimozione vincoli di esercizio e manutenzione

Un ulteriore categoria è rappresentata dalla rimozione di vincoli di esercizio e manutenzione su elettrodotti esistenti possibili aree di intervento per il miglioramento della sicurezza nonché della qualità del servizio, quali le porzioni di rete caratterizzate dalla presenza:

- di elettrodotti a 380 kV con vincoli che riducono le prestazioni di trasporto rispetto ai possibili standard di funzionamento (cfr. **Tabella 5**);

- di vincoli di esercizio sulla rete che non garantiscono, in determinate condizioni di carichi e produzioni, la sicurezza e continuità, in particolare del servizio in caso di manutenzione anche su un singolo elemento di rete (cfr. **Tabella 6**);
- di elettrodotti in AT a più di due estremi, ossia linee sulle quali sono presenti una o più derivazioni rigide (cfr. **Tabella 7**).

In particolare, si evidenzia che alcune azioni di superamento di tali limitazioni sono già incluse in interventi di sviluppo proposti nei precedenti Piani.

Tabella 5 - Elettrodotti a 380 kV non esercibili al limite teorico di portata del conduttore

Elettrodotti		Aggiornamento
Nave	S. Fiorano	Limitazione rimossa
Cagno	Musignano	Limitazione sarà superata con l'entrata in servizio del nuovo blindato di Cagno e rimozione di un vincolo su una campata
Planais	Redipuglia	Limitazione rimossa
Bovisio	Verderio	-
Gorlago	Verderio	-
Chiari	Gorlago	-
Rondissone	Turbigo	Limitazione parzialmente rimossa
Pieve Albignola	Baggio	Intervento parzialmente incluso nell'opera "Elettrodotto 380 kV "Trino-Lacchiarella"
Castelnuovo S.	Voghera	-
Caorso	S. Rocco al Porto	Intervento incluso nell'opera "Razionalizzazione 380 kV in Provincia di Lodi"
Parma Vigheffio	S. Rocco al Porto	-
La Casella	S. Rocco al Porto	Intervento incluso nell'opera "Razionalizzazione 380 kV in Provincia di Lodi"
Calenzano	Bargi	-
Martignone	Bargi	-
Vignole B.	La Spezia	-
La Spezia	Acciaiole	Cfr. "Interventi per adeguamento portate elettrodotti 380 kV"
La Spezia	Marginone	Limitazione parzialmente rimossa con interventi presso la Stazione 380 kV La Spezia

Tabella 6 - Aree di intervento per vincoli di esercizio in caso di manutenzione

Area territoriale	Impianto	Tensione [kV]	Attività pianificate
Torino	Valpelline-Chatillon	220	Cfr. "Stazione 380 kV Leini"
	Valpelline-Leyni	220	Cfr. "Stazione 380 kV Leini"
	Chatillon-Montjovet	220	Cfr. "Stazione 380 kV Leini"
	Montjovet-Leyni	220	Cfr. "Stazione 380 kV Leini"
	Rosone AEM-Grugliasco	220	-
	Grugliasco-Sangone	220	Cfr. "Riassetto 220 kV città di Torino"
	Trino Nuc.-Balzola	220	-

Area territoriale	Impianto	Tensione [kV]	Attività pianificate
	Pallanzeno-Magenta	220	-
	Camporosso-Campochiesa	220	Cfr. "Interconnessione Italia-Francia"
	Campochiesa-Vado Term.	220	Cfr. "Interconnessione Italia-Francia"
Milano	Nave-San Bartolomeo	132	Cfr. "Razionalizzazione 380-132 kV di Brescia"
	Mese-Gravedona-Brescia	132	Cfr. "Stazione 380 kV Mese"
	Ardenno-Zogno	132	-
Venezia	Scorze'-Malcontenta	220	Cfr. "Razionalizzazione 380 kV fra Venezia e Padova"
	Soverzene-Vellai	220	Cfr. "Elettrodotta 380 kV trasversale in Veneto"
	Sandrigo-Cartigliano der. Marostica	132	-
	Cencenighe-Agordo	132	-
Firenze	S. Barbara-Montevarchi e Arezzo C.-La Penna	132	Cfr. "Razionalizzazione di Arezzo"
	Rubiera-Casalgrande	132	Cfr. "Rete AT area Modena"
Roma	Fano-Montelabate	132	Intervento a cura del Distributore
	Villanova-Ortona	150	Cfr. "Elettrodotta 150 kV Portocannone-S.Salvo ZI e nuovo smistamento"
Napoli	Rossano-Acri	150	Cfr. "Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione eolica in Calabria"
	Foggia-Manfredonia	150	-
	Foggia-S. Giovanni Rot.	150	-
	Tratta Andria-Spinazzola-Minervino-Lamalunga	150	-
Cagliari	Area Nord Est compresa tra le linee: Viddalba-Tergu, Codrongianos-Tula, Codrongianos-Chilivani e Taloro-Nuoro 2	150	Cfr. "Elettrodotta 150 kV "SE S.Teresa – Buddusò" e Intervento rete AT in Gallura"

Tabella 7 - Aree di intervento caratterizzate dalla presenza di linee in derivazione rigida

Area territoriale	Impianto	Tensione [kV]	Attività pianificate
Torino	Savona-Vado Ligure-der. Sarpom Quiliano	132	-
	S. Rocco-Robilante-der. Italcementi	132	-
	Villeneuve-Chavonne-Rhin-der. Aymaville-der. Signayes	132	Cfr. "Razionalizzazione Valle d'Aosta"

<i>Area territoriale</i>	<i>Impianto</i>	<i>Tensione [kV]</i>	<i>Attività pianificate</i>
Milano	Chatillon-Ponte Pietra-der. Praoil-der. Nus	132	Cfr. "Razionalizzazione Valle d'Aosta"
	Nave-Travagliato	132	Cfr. "Razionalizzazione 380-132 kV di Brescia"
	Vobarno-Odolo-Nozza-Romanterra	132	Cfr. "Razionalizzazione 380-132 kV di Brescia"
Venezia	Bussolengo-Marcaria der Air Liquide	220	-
	Cardano-S.Floriano der. Valbruna der Ponte Resia	220	-
	Vellai - Cittadella der. Cavilla der. Acc. Vicenza	220	-
	Vicenza-Acc. Beltrame der. Acc. Valbruna	220	-
	Udine N.E – Redipuglia der ABS	220	Cfr. "Elettrodotto 380 kV Udine Ovest – Redipuglia"
	Castelfranco Quero der. Cem Rossi	132	-
Roma	Villavalle-Rieti La Foresta-der. Nuova Rafan	150	Cfr. "Sviluppo di rete sulla direttrice Villavalle-Popoli"
	Acquoria-Arci-der. Tralleborg	150	-
	Scoppito-Endesa Cotilia-der. Sigillo	150	Cfr. "Sviluppo di rete sulla direttrice Villavalle-Popoli"
Napoli	Badolato-Borgia-der. Soverato	150	-
	Albi-Catanzaro-der. Magisano CP	150	-
	Feroleto-Gioia T. Ind.-der. Francavilla Angitola	150	-

Interconnessioni con l'Estero

Sono di seguito riportati i principali interventi programmati per la realizzazione di infrastrutture destinate ad incrementare l'attuale livello di interconnessione e la capacità di scambio di energia elettrica tra l'Italia e i vicini Paesi Esteri.

Potenziamento capacità di trasporto Italia – Francia

Per incrementare la capacità di trasmissione tra i sistemi elettrici Italiano e Francese sono stati condotti e conclusi gli studi di rete e di fattibilità, co-finanziati dalla CE, in collaborazione con il gestore di rete di trasmissione francese (RTE), in merito alla realizzazione di una nuova interconnessione in HVDC "Grande'Île - Piosasco". In data 30 Novembre è stato siglato tra Terna e RTE un Memorandum of Understanding con il quale le due società si sono impegnate ad avviare uno studio di fattibilità per la nuova linea di interconnessione che attraversi il tunnel autostradale del Frejus e a lanciare un progetto di ottimizzazione della rete elettrica transalpina: a tal fine sarà anche installato un PST sul collegamento 220 kV "Camporosso – Trinitè Victor".

Nuovo elettrodotto di interconnessione a 380 kV Italia - Austria

Al fine di incrementare la capacità di interconnessione con l'Austria e aumentare la potenza importabile in sicurezza dalla frontiera nord-orientale, sarà realizzata la nuova linea a 380 kV per collegare la direttrice RTN "Udine Ovest - Sandrigo" al nodo a 380 kV di Lienz in Austria⁸.

Sono stati inoltre effettuati studi di razionalizzazione della porzione di rete a 220 e 132 kV nell'area del Bellunese, i cui benefici in termini di salvaguardia del territorio potranno essere combinati con le esigenze di sviluppo della RTN una volta definiti e concordati con le parti interessate i nuovi impianti elettrici che insisteranno nell'area.

Elettrodotto di interconnessione a 132 kV "Prati di Vizzi - Steinach (Austria)"

Per aumentare la capacità di scambio tra Italia e Austria, verrà realizzato un collegamento a 132 kV con il Tirolo attraverso il valico del Brennero. A tal fine sarà riutilizzato l'elettrodotto "Prati di Vizzi - Brennero", attualmente esercito in media tensione.

Nuovo elettrodotto a 380 kV "Udine O. – Okroglo"

È prevista la realizzazione di un nuovo collegamento in d.t. a 380 kV tra Italia e Slovenia, per aumentare l'import in sicurezza dalla frontiera nord-orientale e superare le attuali limitazioni di esercizio della linea a 380 kV "Redipuglia - Divaca". Contestualmente verranno adeguati i componenti limitanti nelle stazioni collocate sulle due direttrici a 380 kV del Triveneto interessate dal flusso di import dalla Slovenia. È stata anche studiata una possibile razionalizzazione della rete 132 kV che mira a ridurre l'impatto sul territorio dell'esistente rete AT, i cui benefici in termini di salvaguardia del territorio potranno essere combinati con le esigenze di sviluppo della rete.

Interconnessione Balcani

L'accesso diretto ai mercati elettrici dell'Europa sud orientale (sfruttando la direttrice del "Corridoio 8", progetto incluso nella lista delle opere pubbliche ritenute prioritarie dalla Commissione Europea) rappresenta un'opportunità per il sistema Italia, assicurando una diversificazione delle fonti di approvvigionamento a prezzi sensibilmente inferiori.

La Banca Europea per la Ricostruzione e lo Sviluppo (EBRD) ha già esaminato uno studio di fattibilità sul "Corridoio 8" condotto da un "advisor" neutrale (SEETEC- Canada), nell'ambito del programma di assistenza ai gestori di rete albanese e macedone. Tale analisi ha previsto l'impiego di tecnologie di trasmissione HVDC, analogamente ad altri progetti di interconnessione che prevedono la posa di cavi sottomarini.

Nel 2006 è stato avviato uno studio di fattibilità, per il quale è stata presentata richiesta di finanziamento alla Commissione europea, per la realizzazione di nuove interconnessioni del sistema elettrico italiano con quello dei Balcani (TEN – E 214/06).

Le attività prevedono l'esecuzione congiunta da parte dei gestori delle reti coinvolte (Terna, KESH gestore della rete albanese e HEP-Ops operatore croato)⁹ di uno studio articolato in 4 fasi:

- raccolta preliminare dei dati ed elaborazione scenari con analisi di rete;
- analisi di affidabilità, di adeguatezza, di armoniche;
- individuazione dei nodi terminali dei collegamenti, con valutazione tecnico-economica e ambientale delle soluzioni progettuali;
- analisi del contesto regolatorio e dei mercati.

⁸ Tale costruzione prevede la dismissione dalla RTN dell'attuale interconnessione a 220 kV "Soverzene - Lienz", in modo da limitare l'impatto ambientale del nuovo collegamento. L'intervento è stato inserito fra quelli di "preminente interesse nazionale" contenuti nella Delibera CIPE n. 121 del 21/12/2001, con il nome di "Elettrodotto a 380 kV Cordignano (TV) – Lienz (Austria)".

⁹ In data 3 ottobre 2006 è stato sottoscritto da TERNA ed HEP-OPS un apposito accordo (Joint Statement of Intents) per il cavo Italia-Croazia.

Sviluppo dell'interconnessione con le regioni del Nord Africa.

L'interconnessione con il Nord Africa, allo stesso modo, si traduce in un miglioramento dell'efficienza e della sicurezza degli approvvigionamenti, nonché rinforza il ruolo dell'Italia di hub energetico Europeo verso il continente Africano. Allo stato attuale degli studi, la Tunisia rappresenta l'approdo ideale e si candida a naturale piattaforma energetica della regione del Maghreb, favorendo l'attrazione di ulteriori investimenti esteri nel settore dell'energia.

Interventi nelle aree metropolitane

Particolare attenzione è stata posta alle aree metropolitane dove, a causa dell'incremento dei carichi risulta difficile, con la rete attuale, garantire la necessaria sicurezza di alimentazione delle utenze elettriche locali. Sono stati quindi previsti i seguenti interventi per aumentare l'affidabilità della rete e diminuire la probabilità di energia non fornita.

Razionalizzazione 220 kV città di Torino

Sono previsti interventi di potenziamento e riassetto della rete a 220 kV, finalizzati a migliorare la qualità e la continuità del servizio e la sicurezza di esercizio del sistema di trasmissione nell'area urbana di Torino.

Razionalizzazione 132 kV Genova

Il sistema di trasmissione a 132 kV della città di Genova assume particolare rilievo sia per la presenza di una consistente produzione termoelettrica, sia per il numero elevato di cabine primarie inserite nell'area metropolitana. La porzione di rete in questione, oltre a essere obsoleta, presenta capacità di trasporto e magliatura non più sufficienti ad assicurare i necessari livelli di affidabilità del servizio. Gli interventi di riassetto e potenziamento della rete previsti nel medio periodo consentiranno il superamento delle possibili limitazioni alla generazione del polo produttivo di Genova, l'incremento dell'affidabilità e della continuità dell'alimentazione dei carichi cittadini, una maggiore flessibilità e sicurezza di esercizio, nonché un sensibile miglioramento dell'impatto ambientale delle infrastrutture di rete e il recupero di ingenti porzioni di territorio attualmente impegnate dalla presenza di asset di trasmissione.

Sviluppi della rete a 220 kV per l'alimentazione del carico della città di Milano

Considerati l'ingente carico della città di Milano, gli elevati transiti sugli elettrodotti di trasmissione e l'incremento di capacità di produzione attesi nell'area, sono in programma consistenti interventi di rinforzo e razionalizzazione della rete AT sul territorio milanese finalizzati a garantire anche in futuro la sicurezza di alimentazione delle utenze elettriche, diminuendo la probabilità di energia non fornita e assicurando un migliore deflusso della potenza generata nell'area.

Riassetto area metropolitana di Roma

Di concerto con il Distributore locale, ACEA, è stato finalizzato uno studio per l'individuazione degli interventi di sviluppo delle reti interoperanti di rispettiva competenza nella città di Roma, ove la carenza d'infrastrutture e la limitata portata delle linee esistenti si ripercuotono sulla qualità del servizio, condizionato dall'esercizio di tipo radiale della rete di distribuzione, con conseguente riduzione della sicurezza di alimentazione dei carichi.

Gli interventi di sviluppo a tal fine individuati - oggetto di uno specifico Protocollo di Intesa, siglato in data 29 Novembre 2007 tra il Comune di Roma, Terna ed Acea - si sostanziano nella realizzazione di una nuova stazione di trasformazione 380/150 kV nell'area Sud Ovest della città di Roma, dove è previsto nei prossimi anni un forte sviluppo commerciale e residenziale, nonché di una nuova sezione a 380 kV nell'attuale stazione elettrica a 220 kV di Flaminia. Quest'ultima sarà collegata in entra-esce ad una nuova direttrice a 380 kV tra le stazioni elettriche di Roma Nord e Roma Ovest, l'intervento consentirà di dismettere diversi collegamenti a tensione inferiore con conseguenti benefici in termini ambientali.

Razionalizzazione rete 220 kV di Napoli

Il sistema elettrico nell'area della provincia di Napoli è caratterizzato da vetustà e scarsa affidabilità degli elementi di rete (in particolare cavi e linee aeree 220 kV che alimentano il centro urbano) il che determina un livello elevato di indisponibilità annua e di rischio di energia non fornita agli utenti finali. A questo si aggiunge la presenza, nella rete dell'area urbana di Napoli, di ulteriori elementi critici per il normale esercizio (quali derivazioni rigide). Al fine di garantire un sensibile miglioramento della qualità del servizio e delle tensioni, nonché della flessibilità di esercizio della rete nell'area in questione, è stata studiata la possibilità di incrementare la magliatura prevedendo un terzo collegamento alla rete a 220 kV per le CP più importanti. L'intervento di sviluppo consentirà inoltre un esteso riassetto delle linee a 220 kV riducendo l'impatto ambientale e territoriale delle infrastrutture esistenti.

Razionalizzazione rete AAT/AT nell'area di Brescia

In riferimento all'evoluzione del carico della città di Brescia e alla necessità di collegare nuove utenze, funzionali anche alla alimentazione delle stazioni della metropolitana, è stato studiato congiuntamente da Terna e dal Distributore locale (ASM Brescia) un potenziamento sinergico della rete finalizzato a garantire uno sviluppo efficace ed efficiente.

L'intervento prevede un riassetto della rete AT nell'area Ovest della città e la realizzazione di una nuova stazione di trasformazione 380/132 kV da localizzarsi nell'area Sud-Est alla quale collegare l'afferente rete AT e in posizione tale da consentire successivi sviluppi di rete mediante riclassamento di infrastrutture esistenti. Gli interventi hanno come finalità quella di ridurre i fenomeni disturbanti che si registrano nell'area del bresciano caratterizzata da una concentrazione di utenze industriali che supera il 70% dei consumi totali dell'intera provincia, nonché di far fronte alle ulteriori richieste provenienti dalle utenze esistenti che già oggi hanno portato alla saturazione la locale rete AT.

Rete AT nell'area di Modena

Per garantire la piena affidabilità di alimentazione ai carichi della città di Modena, anche in condizione di rete non integra, sarà realizzato un nuovo collegamento a 132 kV tra gli impianti di Modena Nord e Modena Crocetta. Il nuovo elettrodotto, che costituirà la chiusura dell'anello di Modena, consentirà di conseguire una migliore magliatura della rete ed un conseguente aumento della qualità del servizio. Saranno, successivamente, potenziati alcuni elettrodotti a 132 kV nell'area di carico a sud della stazione elettrica di Rubiera ed incrementata la magliatura della rete AT realizzando nel contempo un'adeguata riserva di alimentazione che consentirà di migliorare sensibilmente la qualità del servizio anche in condizioni di rete non integra.

Sviluppi di rete nel mezzogiorno

Nel seguito si analizzano i principali interventi di sviluppo previsti nel Sud Italia per risolvere le attuali e le previste criticità sulla rete di trasmissione nel territorio del mezzogiorno.

Riassetto area Galatina

L'area del Salento è caratterizzata da un elevato fabbisogno, correlato allo sviluppo dei consumi domestici. La rete di subtrasmissione è alimentata dalla stazione elettrica a 380/150 kV di Galatina, nella quale sono installati due ATR 380/150 kV, al limite della saturazione nei periodi di punta. Al fine di mantenere adeguati margini di sicurezza di esercizio è previsto il potenziamento della capacità di trasformazione nella SE di Galatina; inoltre sono previsti interventi di potenziamento della capacità di trasporto di alcuni elettrodotti afferenti il suddetto impianto. Infine sarà realizzato un nuovo collegamento a 150 kV tra Galatina e Casarano, anche in correlazione alla connessione di parchi eolici previsti nell'area.

Interventi per favorire la produzione delle fonti rinnovabili nel Sud Italia

Al fine di permettere lo sfruttamento delle produzioni delle fonti rinnovabili sono previsti rinforzi strutturali della RTN necessari a limitare il rischio di congestioni, anche quando questi siano riconducibili alla connessione di nuovi impianti di generazioni. Pertanto tali rinforzi sono finalizzati a migliorare la dispacciabilità degli impianti esistenti e a consentire le connessioni di ulteriori impianti futuri. In particolare, nelle regioni del Sud Italia sono previste nuove stazioni di trasformazione a 380/150 kV per la raccolta e lo smistamento della generazione degli impianti da fonte eolica in via di realizzazione. Pertanto oltre alle stazioni già previste nei precedenti PdS, sarà realizzato un nuovo impianto nel comune di Maida (CS) in Calabria. In aggiunta a tale impianto è emersa l'esigenza di nuovi ulteriori stazioni di trasformazione di connessione di nuovi parchi eolici che hanno presentato regolare richiesta di allacciamento alla RTN. In particolare sono ipotizzate nuove stazioni in Puglia, Campania, Basilicata, Calabria e Sicilia; per tali impianti sarà definita con i titolari degli impianti eolici la relativa localizzazione. Non si esclude inoltre che qualora la rete non fosse adeguata a connettere alla RTN l'ingente taglia dei parchi, si renderebbe necessario il potenziamento dei collegamenti a 380 kV.

Riassetto rete nord Calabria

Si rende necessario il completamento del rinforzo del sistema a 380 kV tra Altomonte e Laino, al fine di ridurre il rischio di congestioni nella sezione di rete tra Calabria e Basilicata. Al riguardo, tale intervento prevede un vasto piano di riassetto e razionalizzazione della rete a 220 e 150 kV ricadente nel territorio del Parco del Pollino, che consentirà di ridurre notevolmente l'impatto ambientale delle infrastrutture di trasmissione presenti sul territorio. Tale riassetto comporta la realizzazione di una nuova stazione di trasformazione 380/150 kV nell'area di Aliano (MT).

Elettrodotto 380 kV Trasversale Calabria

Al fine di evitare le criticità previste nell'esercizio della RTN in Calabria è prevista la realizzazione di un nuovo elettrodotto a 380 kV, per il collegamento delle dorsali ionica e tirrenica a 380 kV della Calabria. L'intervento, che consente di equilibrare i transiti sulle citate dorsali e migliorare i profili di tensione sulla rete primaria, contribuirà a ridurre le limitazioni sulle produzioni attuali e future in Calabria.

Stazione 380 kV nell'area a nord di Bari

Dopo l'entrata in esercizio della sezione 380 kV della SE 380/150 kV di Palo del Colle (BA) inserita in entra-esce alla linea 380 kV "Bari Ovest – Foggia", la realizzazione presso la futura stazione a 380 kV di Palo del Colle dello stadio di trasformazione 380/150 kV e di una sezione a 150 kV, da raccordare opportunamente alla locale rete a 150 kV, consentirà di alimentare in sicurezza i carichi del barese, superando le attuali criticità di esercizio della stazione di trasformazione di Bari Ovest e della rete AT a essa afferente. L'intervento permetterà inoltre un esercizio più sicuro della rete a 150 kV tra Brindisi e Bari, interessata da pericolosi fenomeni di trasporto verso nord delle potenze prodotte dal polo di Brindisi.

Stazioni a 380 kV di raccolta di impianti eolici nell'area tra Foggia e Benevento

È prevista la realizzazione di due nuove stazioni a 380 kV rispettivamente nel Comune di Troia – da collegare in entra-esce alla linea a 380 kV "Foggia – Benevento II" –, nel Comune di Deliceto – da collegare in entra-esce sulla linea a 380 kV "Candela – Foggia" – e nel Comune di Bisaccia – da collegare in entra-esce sulla linea a 380 kV "Matera – S. Sofia" – e dei necessari interventi sulle linee a 150 kV. Gli interventi sono utili a raccogliere la produzione dei numerosi parchi eolici previsti nell'area compresa tra la Puglia e la Campania.

Elettrodotto 150 kV "Castrocucco – Maratea"

Al fine di incrementare l'adeguatezza del sistema e migliorare la sicurezza di esercizio della trasmissione sulla rete AT è programmata la realizzazione di un nuovo collegamento a 150 kV tra la C.le di Castrocucco e la SE di Maratea. Tale intervento consentirà una migliore gestione delle manutenzioni, e un minore rischio di disalimentazioni.

Interventi sulla rete 150 kV per la raccolta di produzione eolica in Basilicata e Calabria

Al fine di limitare i rischi di sovraccarico sulla rete a 150 kV in uscita dalle stazioni di trasformazione di Matera e Rossano si è pianificato il potenziamento di porzioni della rete a 150 kV, interessate dalla connessione di nuovi impianti di produzione.

Interventi sulla rete 150 kV per la raccolta di produzione eolica in Campania

Al fine di ridurre i vincoli presenti sulla rete a 150 kV che rischiano di condizionare lo sfruttamento della produzione eolica (alcuni già in servizio ed alcuni di prossima realizzazione) nelle aree tra Benevento, Salerno e Potenza, saranno rimosse le limitazioni di trasporto attualmente presenti sulle direttrici a 150 kV della rete AT locale. Tali interventi consentiranno di immettere in rete l'energia prodotta dai futuri impianti di produzione eolica previsti nell'area.

Interventi sulla rete 150 kV per la raccolta di produzione eolica in Puglia

Al fine di consentire l'immissione in rete in condizioni di migliore sicurezza dell'energia prodotta dai parchi eolici previsti nella zona compresa tra le regioni Puglia e Campania e nell'area limitrofa al polo di Foggia, sono in programma attività di potenziamento della esistente rete AT, già attualmente impegnata dai transiti immessi in rete dagli impianti eolici.

Potenziamento direttrici a 150 kV per la raccolta di produzione eolica in Calabria

Sono previsti interventi atti a favorire la sicurezza dell'esercizio della rete a 150 kV nell'area di Rossano e a ridurre i vincoli di rete che rischiano di condizionare l'utilizzazione della produzione eolica prevista nell'area di Crotona, in maniera da consentire l'immissione in rete dell'energia prodotta dai futuri impianti di produzione eolica previsti nell'area.

Qualità del servizio

La funzione della rete di trasmissione è quella di trasportare le potenze prodotte dagli impianti di generazione verso gli impianti di prelievo, essenzialmente cabine primarie di distribuzione, destinati ad alimentare le utenze, da cui dipende quindi l'affidabilità di alimentazione di questi impianti; la qualità del servizio è associata principalmente alla sicurezza e continuità delle forniture elettriche nonché ai livelli di tensione registrati nelle stazioni. L'analisi delle cause dei disservizi che generano disalimentazioni costituisce un elemento primario per identificare le porzioni di rete per le quali sono richieste attività di sviluppo.

Stazione 380 kV Leyni

In relazione alle esigenze di interconnessione tra le reti 380 e 220 kV e al fine di migliorare la flessibilità di esercizio del sistema, anche in relazione alle esigenze delle utenze dell'area, sono previsti alcuni lavori di adeguamento e potenziamento nella esistente stazione di trasformazione di Leyni.

Sviluppi di rete nelle province di Asti ed Alessandria

La rete a 132 kV che alimenta l'area di Asti e Alessandria si presenta già attualmente spesso critica in relazione alla notevole potenza richiesta, trasportata peraltro su lunghe distanze con poche linee di portata limitata. La soluzione individuata in risposta a tali criticità prevede la realizzazione di una nuova stazione di trasformazione nell'area di Asti, alimentata dalla linea a 220 kV "Casanova – Vignole". Nell'ambito dell'intervento si inserisce anche la ricostruzione della rete AT in provincia di Alessandria consistente in una serie di lavori strettamente necessari per incrementare la sicurezza e la qualità del servizio, assicurare l'affidabilità e la continuità di alimentazione dei carichi e garantire una sufficiente flessibilità di esercizio.

Stazione a 380/132 kV in provincia di Treviso

Si conferma l'esigenza di una nuova stazione da inserire in entra-esce sulla linea a 380 kV "Sandrigo - Cordignano", al fine di evitare sovraccarichi in caso di fuori servizio di elementi di rete e mantenere un'accettabile qualità delle tensioni sulla porzione di rete in questione ¹⁰.

Stazione a 380/132 kV nell'area industriale di Vicenza

Nell'area industriale di Vicenza rimane l'esigenza di una nuova stazione di trasformazione, da inserire in entra-esce sulla linea a 380 kV "Sandrigo - Dugale" (in posizione baricentrica rispetto ai carichi dell'area) e da equipaggiare in un primo momento con un autotrasformatore 380/132 kV da 250 MVA ¹¹.

Stazione 380 kV Nord Bologna

Attualmente le trasformazioni 380/132 kV che alimentano la rete elettrica a Nord di Bologna sono notevolmente impegnate e la limitata capacità di trasporto delle linee a 132 kV nell'area rende tendenzialmente critico l'esercizio in sicurezza della rete AT. Risulta pertanto opportuno e conveniente, piuttosto che potenziare ingenti porzioni della rete a 132 kV, realizzare una nuova stazione di trasformazione 380/132 kV a Nord di Bologna.

Stazione 380 kV nell'area a est del Vesuvio

Si prevede la realizzazione di una nuova stazione di trasformazione 380/220/150 kV che permetterà l'alimentazione in sicurezza delle CP localizzate nell'Agro Nocerino Sarnese ed il rafforzamento della rete a 220 kV e 150 kV, che consentirà di alimentare in sicurezza gli impianti presenti nella penisola sorrentina. Il completamento dell'opera permetterà di avviare un vasto programma di razionalizzazione della rete elettrica nell'area e la demolizione di un considerevole numero di km di linee, con evidenti benefici ambientali.

Stazione a 380 kV Galatina

Le trasformazioni presenti nella stazione di Galatina sono ormai prossime alla saturazione, pertanto, al fine di ottenere un esercizio più sicuro e flessibile e garantire una migliore qualità del servizio di alimentazione, sarà installato un terzo ATR 380/150 kV da 250 MVA.

Nuova stazione di trasformazione in provincia di Caltanissetta.

Al fine di alleggerire l'impegno della rete in AT della Sicilia orientale, migliorando la qualità del servizio locale e riducendo i condizionamenti alla nuova produzione da fonte eolica, il tracciato del nuovo elettrodotto a 380 kV "Chiaromonte Gulfi – Ciminna" sarà tale da passare vicino e raccordarsi alla stazione di Caltanissetta, progettata e realizzata con infrastrutture adatte ad accogliere una trasformazione 380/150 kV.

Nuova stazione di trasformazione 220/132 kV a Sud di Milano (MI)

Al fine di migliorare la qualità e sicurezza del locale servizio di distribuzione, è prevista la realizzazione della nuova stazione di trasformazione di Vaiano Valle, da inserire in entra-esce alla linea a 220 kV "Ricevitrice Sud – Cassano".

¹⁰ L'intervento è stato inserito fra quelli di "preminente interesse nazionale" contenuti nella Delibera CIPE n. 121 del 21/12/2001, con il nome di "Stazione di Vedelago (TV)".

¹¹ L'attività è compreso tra quelli di lungo periodo perché è previsto che la realizzazione nel breve termine della nuova sezione 132 kV presso Vicenza Monteviale (VI) possa nel frattempo garantire il contributo necessario al miglioramento della qualità del servizio nell'area. L'intervento è stato inserito fra quelli di "preminente interesse nazionale" contenuti nella Delibera CIPE n. 121 del 21/12/2001, con il nome di "Stazione a 380 kV di Montecchio (VI)".

Stazione a 220/132 kV Castegnaro (VI)

Al fine di garantire un'adeguata riserva di alimentazione e migliorare la qualità del servizio sulla rete afferente le stazioni 220 kV di Cittadella (PD), Este (PD) e Vicenza Monteviale, sarà realizzata una nuova stazione a 220 kV con funzione di smistamento e trasformazione, da ubicare in provincia di Vicenza, in prossimità dell'incrocio degli elettrodotti a 220 kV "Cittadella – Este" e "Dugale - Marghera".

Stazione 220 kV Ala

Per garantire una migliore qualità del servizio locale ed una migliore controalimentazione alle utenze nell'area compresa tra le stazioni elettriche Trento Sud, Arco e Bussolengo, è prevista la realizzazione di una nuova sezione a 132 kV presso l'esistente stazione 220 kV di Ala.

Stazione 220 kV Schio (VI)

Al fine di garantire un sensibile miglioramento della qualità del servizio e delle tensioni nell'area di carico a ovest di Vicenza incrementando nel contempo la flessibilità di esercizio della rete, sarà realizzata una nuova stazione di trasformazione 220/132 kV da raccordare alla linea a 220 kV "Ala - Vicenza Monteviale", in prossimità dell'esistente cabina primaria di Schio, ove già confluiscono un consistente numero di linee a 132 kV.

Nuova stazione di trasformazione nell'area di Padova

Considerata la saturazione dell'esistente stazione di Camin, si prevede la realizzazione di una nuova stazione di trasformazione 220/132 kV da equipaggiare con due ATR, funzionale ad alimentare l'area di carico di Padova, e la possibilità di una correlata razionalizzazione nell'area.

Sviluppo della rete 132 kV tra Nave (BS) e Arco (TN)

Nell'area a Nord-Est di Brescia è prevista la realizzazione di una direttrice a 132 kV tra le stazioni di Nave e Arco (TN) per garantire la sicurezza di esercizio e la continuità del servizio di trasmissione.

Elettrodotto 132 kV "Malpensata - Bas"

Al fine di incrementare la qualità e l'affidabilità del servizio elettrico dell'area verrà rimossa la derivazione rigida presente nel tratto "Malpensata – Bergamo – derivazione Bas" realizzando due collegamenti diretti: "Bergamo - Malpensata" e "Malpensata - Bas".

Riassetto rete 380 kV e 132 kV area di Lucca

Per migliorare la qualità del servizio ed i profili di tensione sulla rete dell'area compresa tra le province di Pisa e Lucca, è prevista la realizzazione di una nuova stazione di trasformazione 380/132 kV collegata in entra-esce all'elettrodotto 380 kV "La Spezia – Acciaiolo" e raccordata alla rete AT afferente, rinforzando al contempo l'iniezione di potenza verso l'impianto di Lucca Ronco ed evitando consistenti interventi di potenziamento rete AT. Inoltre, al fine di garantire anche negli anni futuri la piena adeguatezza della rete nell'area, si procederà alla ricostruzione di alcuni elettrodotti 132 kV. Tali rinforzi di rete consentiranno di migliorare la sicurezza di esercizio e la qualità del servizio offerto, anche a fronte della prevista crescita del carico ed in relazione all'evoluzione del sistema elettrico nell'area compresa tra le Province di Massa, Lucca e Firenze.

Rete nell'area di Pistoia

Data la notevole crescita della domanda nel territorio pistoiese, si procederà alla ricostruzione degli attuali elettrodotti a 132 kV "Poggio a Caiano CP – Quarrata" e "Quarrata – S. Marcello" che costituiranno il necessario adeguamento della rete presente tra le Province di Firenze e di Pistoia, garantendo un'adeguata qualità della fornitura di energia.

Raccordi 132 kV di Strettoia

Le attuali criticità di esercizio della rete a 132 kV della Versilia, rendono necessari interventi di rinforzo ed aumento della magliatura di rete, finalizzati al miglioramento dell'affidabilità e della qualità del servizio ed all'incremento della flessibilità di esercizio. Pertanto si prevede la realizzazione di nuovi raccordi tra la linea a 132 kV "Avenza - Vinchiana" e la CP di Strettoia.

Stazione di smistamento 132 kV nel Ravennate

Al fine di migliorare la flessibilità d'esercizio della rete elettrica nell'area industriale di Ravenna e per semplificare l'assetto di rete presente, sarà realizzata una nuova stazione di smistamento a 132 kV, che favorirà le produzioni nell'area.

Smistamento 150 kV Collarmente

Al fine di migliorare la flessibilità di esercizio e la qualità del servizio della rete AT aquilana, è prevista la ricostruzione in doppia sbarra dell'impianto a 150 kV di Collarmente Sez.to. L'attività garantirà anche la possibilità di connettere alcuni impianti eolici nell'area.

Stazione 150 kV Mulargia

Al fine di garantire flessibilità e sicurezza di esercizio e di migliorare la qualità del servizio della rete a 150 kV è stata riscontrata la necessità di realizzare una nuova stazione di smistamento in corrispondenza dell'incrocio delle direttrici "Goni – S. Miali" e "Isili – Villasor".

Razionalizzazione 132 kV area di Lucca

È previsto un riassetto della rete a 132 kV che consentirà di migliorare la sicurezza di esercizio, riducendo nel contempo in modo significativo l'impatto ambientale degli impianti in alta tensione presenti nel territorio del Comune di Lucca.

Razionalizzazione 132 kV area di Reggio Emilia

Con l'obiettivo di garantire il rispetto delle condizioni di sicurezza ed affidabilità di esercizio della rete a 132 kV che alimenta l'area di carico di Reggio Emilia, saranno realizzate le attività di razionalizzazione e ricostruzione degli attuali impianti di trasmissione, consentendo al contempo un significativo miglioramento dell'impatto ambientale degli impianti a 132 kV sul territorio.

Cambio del livello di tensione AT da 120 a 132 kV nel Centro Italia

Sul sistema di trasmissione in AT delle Regioni Marche, Umbria e Nord dell'Abruzzo è in programma il cambio della tensione di esercizio da 120 kV a 132 kV (valore standard delle Regioni limitrofe), con la finalità di incrementare la capacità di trasporto della rete e così posticipare di almeno 3÷4 anni i potenziamenti di linee necessari per il prevedibile incremento del carico. L'intervento consentirà anche di ridurre in modo consistente le perdite di rete.

Stazione 150 kV Uvini

Al fine di garantire la necessaria flessibilità e sicurezza di esercizio della stazione di Uvini, in considerazione della ripresa del servizio della centrale idrica connessa all'impianto, si potenzierà secondo standard adeguati la trasformazione esistente.

Interventi per le connessioni

Gli interventi per le connessioni di centrali, utenze passive, merchant line e cabine primarie previste nei precedenti piani, insieme alle nuove (cfr. Sezione I) sono anche raccolte in **Allegato 1** "Connessioni alla RTN".

4 Dettaglio sullo stato di avanzamento delle opere appartenenti a piani precedenti già approvati

Gli interventi di sviluppo sono stati aggregati geograficamente per aree regionali o pluriregionali:

- Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria;
- Lombardia;
- Trentino Alto Adige, Veneto e Friuli Venezia Giulia;
- Emilia Romagna e Toscana;
- Marche, Umbria, Lazio, Abruzzo e Molise;
- Campania, Puglia, Basilicata e Calabria;
- Sicilia;
- Sardegna.

Nell'ottica di fornire al lettore uno strumento chiaro e leggibile delle iniziative di sviluppo, gli interventi sono stati anche suddivisi in due macro gruppi:

Interventi previsti: interventi già proposti nei precedenti Piani e dei quali vengono forniti gli aggiornamenti, sullo stato di avanzamento, costituiti da: nuove stazioni, nuovi elettrodotti e razionalizzazioni.

Interventi su impianti esistenti o autorizzati: riguarda interventi proposti nei precedenti Piani, che hanno ricadute all'interno di un'area già asservita alla funzione di trasporto; si tratta principalmente di interventi su stazioni elettriche esistenti o già autorizzati.

Interventi modificati: riguarda interventi proposti nei precedenti Piani che, essendo stati profondamente modificati o integrati, vengono riproposti nella nuova configurazione all'interno della Sezione I.

In particolare, in base alla tipologia l'intervento si classifica come:

Elettrodotti: questi interventi di sviluppo consistono nella costruzione di nuovi collegamenti fra due o più nodi della rete o nella modifica/ricostruzione di elettrodotti esistenti, allo scopo di effettuare potenziamenti finalizzati all'eliminazione di eventuali congestioni di rete.

Razionalizzazioni: si tratta di interventi complessi che coinvolgono contemporaneamente più elementi di rete e che spesso prevedono la dismissione di alcune porzioni di RTN. Queste si mettono in atto generalmente a seguito della realizzazione di grandi infrastrutture (Stazioni o elettrodotti) quali opere di mitigazione ambientale o a seguito di attività di rinnovo/riassetto impianti, ma possono derivare anche da istanze avanzate dalle Amministrazioni locali.

Stazioni: questi interventi di sviluppo riguardano non solo la realizzazione di nuove stazioni elettriche, ma anche il potenziamento e l'ampliamento di stazioni esistenti mediante l'incremento della potenza di trasformazione (installazione di ulteriori trasformatori o sostituzione dei trasformatori esistenti con macchine di taglia maggiore) o la realizzazione di ulteriori stalli o di intere sezioni per la connessione di nuovi elettrodotti (anche per distributori o operatori privati) o di nuove utenze; generalmente la realizzazione di nuove stazioni di trasformazione o il potenziamento di stazioni esistenti trova giustificazione nella necessità di adeguare la RTN alle maggiori richieste di potenza dei carichi connessi, mentre l'ampliamento o la realizzazione di stazioni elettriche di smistamento è legata al soddisfacimento delle richieste di nuove connessioni o alla necessità di incrementare la magliatura della rete per mitigare o risolvere le eventuali congestioni.

Per ogni opera viene anche proposta una data di entrata in servizio, questa rappresenta la migliore stima in merito al completamento delle attività propedeutiche e tengono conto di:

- condivisione preventiva con gli Enti locali della migliore soluzione localizzativa;

- tempi autorizzativi stimati;
- tempi di coordinamento con Terzi qualora i lavori coinvolgono soggetti terzi quali altri Operatori Esteri, Società di distribuzione o produzione;
- tempi tecnici standard in funzione della tipologia di intervento.

Infine, in merito alla rappresentazione grafica che accompagna la descrizione di alcuni interventi, si riporta di seguito la legenda usualmente adottata:

Tabella 8 - Legenda

<i>Elementi d'impianto</i>	<i>In esercizio</i>	<i>Programmati</i>	<i>Linee elettriche</i>	<i>In esercizio</i>	<i>Programmate</i>
Centrale Idroelettrica	■	▣	Linea aerea RTN a 380 kV	—	- - - -
Centrale Termoelettrica	■	▣	Linea aerea non RTN a 380 kV	—	- - - -
Centrale Geotermoelettrica	■	▣	Linea aerea RTN a 220 kV	—	- - - -
Centrale Eolica	■	▣	Linea aerea non RTN a 220 kV	—	- - - -
Stazione AAT a 380 kV RTN	●	○	Linea aerea RTN a 150 kV	—	- - - -
Stazione AAT a 220 kV RTN	●	○	Linea aerea RTN a 132 kV	—	- - - -
Stazione AAT non RTN	●	○	Linea aerea non RTN a 150-132 kV	—	- - - -
Stazione AT a 150 kV	●	○	Linea aerea RTN in doppia terna a 380 kV	—	- - - -
Stazione AT a 132 kV	●	○	Linea aerea non RTN in doppia terna a 380 kV	—	- - - -
Stazione AT non RTN o Cabina Primaria	●	○	Linea aerea RTN in doppia terna a 220 kV	—	- - - -
Stazione F.S.	●	○	Linea aerea non RTN in doppia terna a 220 kV	—	- - - -
Utenza Industriale	●	○	Linea aerea RTN in doppia terna a 150 kV	—	- - - -
			Linea aerea RTN in doppia terna a 132 kV	—	- - - -
			Linea aerea non RTN in d. t. a 150-132 kV	—	- - - -
			Linea in cavo RTN a 380 kV	—	- - - -
			Linea in cavo non RTN a 380 kV	—	- - - -
			Linea in cavo RTN a 220 kV	—	- - - -
			Linea in cavo non RTN a 220 kV	—	- - - -
			Linea in cavo RTN a 150 kV	—	- - - -
			Linea in cavo RTN a 132 kV	—	- - - -
			Linea in cavo non RTN a 150-132 kV	—	- - - -
			Dismissione linea a 380 kV	—	- - - -
			Dismissione linea a 220 kV	—	- - - -
			Dismissione linea a 150-132 kV	—	- - - -

4.1 Area di Torino

Interventi previsti

Elettrodotto 380 kV Trino – Lacchiarella

anno: 2012¹²

Nel corso degli ultimi anni si è registrato un notevole aumento della produzione di energia elettrica nell'area nord-occidentale del Paese e nel contempo si è assistito ad una significativa crescita del fabbisogno energetico delle Regioni Lombardia ed Emilia Romagna.

Infatti, in un'area già caratterizzata da forte importazione di energia elettrica dall'estero (in particolare dalla Francia), ad alcune centrali già esistenti ma potenziate, si sono aggiunte nuove iniziative produttive e, complessivamente, si è verificato un incremento della generazione di energia elettrica nell'area nord-occidentale di circa 3.000 MW negli ultimi anni.

Il mutato scenario ha determinato un forte aumento dei flussi di potenza sulle linee elettriche a 380 kV "Rondissone – Turbigio" e "Trino – Castelnuovo", che risultano essere, già nelle condizioni attuali, una strozzatura della rete, un collo di bottiglia che riduce i potenziali transiti tra le sezioni in esame e costituisce un vincolo all'esercizio in sicurezza del sistema elettrico, che si aggrava in condizioni di indisponibilità, programmata o accidentale, delle linee in oggetto.

Gli studi e le analisi di rete hanno dimostrato che l'ipotesi di sviluppo che consentirà di ottenere i maggiori benefici per il sistema elettrico è rappresentata da un nuovo collegamento a 380 kV tra le porzioni di RTN esistenti sul territorio del Piemonte e della Lombardia.

La soluzione individuata prevede di realizzare una nuova linea in doppia terna a 380 kV congiungente le stazioni a 380 kV di Trino in provincia di Vercelli e di Lacchiarella in provincia di Milano.

La nuova linea contribuirà ad aumentare la magliatura della rete a 380 kV dell'Italia Nord-Occidentale, garantendo una maggiore capacità di trasporto tra il Piemonte e l'area di carico di Milano. Il collegamento consentirà di migliorare la flessibilità e la sicurezza di esercizio della rete, riducendo il rischio di congestioni di rete. Associate all'intervento sono altresì previste alcune opere di razionalizzazione della rete AT nell'area.

Stato di avanzamento dell'opera: La Regione Piemonte ha approvato il corridoio preferenziale (DGR 19-5515 del 19/03/2007). Di concerto con le Regioni Piemonte e Lombardia e le Province di Vercelli, Pavia e Milano sono stati attivati i tavoli tecnici per la definizione delle fasce di fattibilità. Il 2 Ottobre 2008 la Regione Piemonte, la provincia di Vercelli e gli 8 Comuni coinvolti hanno condiviso la fascia di fattibilità di tracciato. Il 09/12/2008, ai sensi della L.239/04, è stato avviato l'iter autorizzativo per la realizzazione del nuovo elettrodotto in d.t. 380 kV.

Interconnessione Italia - Francia

anno: lungo termine

A seguito della conclusione degli studi di rete e di fattibilità co-finanziati dalla CE e condotti in collaborazione con il gestore di rete di trasmissione francese (RTE), si prevede la realizzazione di una nuova interconnessione in cavo in corrente continua "Grande'Ille – Piosasco", in sinergia con le infrastrutture di trasporto. Presso la stazione di Piosasco saranno realizzate le opere necessarie alla connessione del cavo in corrente continua e, in considerazione del previsto aumento del carico, sarà incrementata la potenza di trasformazione installata di 250 MVA e verrà adeguato il sistema di sbarre per consentire il miglioramento della flessibilità di esercizio (2010).

Sono inoltre previsti interventi finalizzati alla rimozione delle limitazioni e delle criticità attualmente presenti sugli elettrodotti 380 kV "Villarodin – Venaus" e "Venaus – Piosasco".

Inoltre, per migliorare l'utilizzo dei collegamenti di interconnessione e contestualmente esercire in sicurezza la rete ligure, sarà installato, come concordato con il Gestore di rete francese (RTE), presso la Stazione 220 kV di Camporosso un Phase Shifting Transformer (PST) per ottimizzare i transiti di potenza dell'elettrodotto 220 kV "Camporosso – Trinitè Victor".

¹² Data relativa all'ipotesi di acquisizione delle autorizzazioni entro 18 mesi dall'avvio dell'iter.

Stato di avanzamento dell’opera: In data 30 Novembre 2007 è stato siglato tra l’Amministratore Delegato di Terna e il Presidente del Comitato Esecutivo di RTE (Gestore di trasmissione elettrica francese) un Memorandum of Understanding con l’obiettivo di incrementare la capacità di interconnessione di energia elettrica tra Italia e Francia e consentire una sempre maggiore sicurezza negli scambi energetici tra Italia e Francia per il futuro.

Gli studi inerenti il dimensionamento del PST che verrà installato sull’elettrodotto 220 kV “Camporosso – Trinitè Victor” sono stati ultimati nel corso del 2008; di concerto con RTE (accordi del 30 giugno 2008 e 16 luglio 2008) si è stabilito di installare l’apparecchiatura presso la Stazione 220 kV Camporosso. Sono in corso le attività di progettazione che prevedono alcuni interventi in stazione.

Interventi per adeguamento portate elettrodotti a 380 kV

anno: 2012

Al fine di consentire l’utilizzo della piena capacità di trasporto, saranno rimossi gli attuali vincoli presenti sull’elettrodotto a 380 kV “La Spezia – Acciaio”, in particolare nel primo tratto in uscita dalla SE La Spezia.

Stato di avanzamento dell’opera: È in corso la verifica della fattibilità dell’intervento.

Razionalizzazione 220 kV città di Torino

anno: 2012

Disegno allegato: Riassetto rete 220 kV Torino città

Attualmente il carico della città di Torino è alimentato essenzialmente attraverso:

- un anello 220 kV compreso fra le stazioni di Stura, Pianezza e Sangone (a loro volta collegate alla rete 380 kV che circonda Torino) su cui sono connesse anche le stazioni di Martinetto, Grugliasco e Moncalieri;
- una direttrice a 220 kV “Sangone – Martinetto – Pianezza” che attraversa la città di Torino per l’alimentazione in entra-esce delle CP Torino Ovest e Levanna (di proprietà di IRIDE);
- una direttrice in cavo 220 kV “Sangone – Stura” che attraversa la città di Torino per l’alimentazione in entra-esce delle CP Torino Sud e Torino Centro (di proprietà di IRIDE).

In particolare, gli elettrodotti delle direttrici in cavo 220 kV hanno una portata in corrente limitata e sempre più inadeguata al trasporto in sicurezza della potenza in transito, compresa quella richiesta dai carichi della città previsti in aumento. L’assetto di esercizio attualmente adottato, reso necessario dall’attuale configurazione di rete e dalle condizioni dei cavi 220 kV, risulta non ottimale e penalizzante in termini di sicurezza ed affidabilità dell’alimentazione elettrica.

Sono dunque previsti gli interventi di potenziamento e riassetto della rete 220 kV di seguito descritti, finalizzati a migliorare la qualità, la continuità del servizio e la sicurezza di esercizio del sistema di trasmissione nell’area urbana di Torino.

Al fine di garantire una terza via di alimentazione alle suddette direttrici, su di esse è previsto l’inserimento della nuova stazione di Salvemini - ottenuta realizzando la sezione 220 kV nell’attuale Torino Sud Ovest - e della nuova stazione di smistamento Politecnico, da ubicare nelle vicinanze della CP Torino Centro. È prevista inoltre la ricostruzione della sezione 220 kV di Martinetto tramite la realizzazione, in posizione attigua, della nuova stazione Pellerina. Saranno dunque realizzati due nuovi collegamenti in cavo 220 kV, il primo tra Grugliasco e Salvemini, il secondo tra le nuove stazioni di Pellerina e Politecnico.

L’intervento previsto nella stazione Salvemini e la realizzazione dell’elettrodotto 220 kV “Grugliasco – Salvemini” saranno ultimati in anticipo rispetto agli altri interventi per consentire la connessione del termovalorizzatore (TRM) del Gerbido in entra-esce al suddetto elettrodotto. Presso Salvemini saranno riservati gli spazi per la successiva installazione di un nuovo ATR 220/132 kV da 250 MVA.

Alla nuova stazione Pellerina saranno raccordati tutti gli elettrodotti 220 kV attualmente in ingresso a Martinetto. La richiusura degli impianti di Martinetto e Levanna sarà garantita attraverso un anello 220 kV (sfruttando parte degli elettrodotti in cavo esistenti) alimentato da due feeder in uscita dalla SE Pellerina.

Saranno dunque potenziate le stesse direttrici in cavo a 220 kV “Sangone – Pellerina” e “Sangone – Stura”. Successivamente, al fine di aumentare l’efficienza del servizio di trasmissione, riducendo le congestioni e favorendo il trasporto in sicurezza delle potenze in transito sulla rete a 220 kV, sarà operato il riassetto e l’ottimizzazione del sistema in anello 220 kV su cui sono inserite le stazioni di trasformazioni della RTN che alimentano la città di Torino. Nel nuovo assetto, la SE di Pianezza risulterà connessa alle stazioni di Piossasco, Grugliasco, Rosone e Pellerina; inoltre sarà presente anche un ulteriore collegamento tra Moncalieri e Sangone, che contribuirà a favorire l’immissione in rete in condizioni di sicurezza della produzione della centrale IRIDE di Moncalieri.

Saranno dunque rimosse le principali limitazioni in corrente dell'elettrodotto 220 kV "Moncalieri – Sangone" (in particolare su un tratto di circa 400 m in uscita da Moncalieri), in modo da garantire una capacità di trasporto equivalente a quella del nuovo accesso a Sangone.

È anche previsto l'adeguamento ai nuovi valori di corto circuito degli impianti di Martinetto, Stura e Grugliasco che sarà anche ricostruito in doppia sbarra. Presso la stazione di Stura sarà anche installato un nuovo ATR 220/132 kV da 250 MVA, in luogo di uno dei due autotrasformatori da 160 MVA attualmente presente in impianto.

Al fine di migliorare la qualità del servizio della rete AT nell'area a Nord di Torino e nel contempo ridurre la presenza sul territorio delle infrastrutture di rete, sono anche previsti i seguenti interventi:

- la connessione in entra-esce della CP Lucento alla nuova direttrice a 132 kV "Pianeza – Lucento – Borgaro", mediante realizzazione di un nuovo raccordo; successivamente saranno dismessi l'elettrodotto a 132 kV "Martinetto – Lucento" e l'elettrodotto a 132 kV "Pianeza – Stura", nel tratto tra la CP Lucento e la SE Stura (in occasione della disconnessione dalla RTN della cabina utente Air Liquide);
- la sostituzione nella stazione 220 kV Pianeza dell'ATR 220/132 kV da 160 MVA con un altro da 250 MVA;
- la realizzazione di un nuovo stallo linea presso la CP di Borgaro (a cura di Iride) per l'eliminazione del T rigido attualmente presente sulla linea a 132 kV "Borgaro – Leinì – der. Venaria", al fine di ottenere gli elettrodotti a 132 kV "Borgaro – Venaria" e "Leinì – Borgaro";
- il rifacimento in doppia sbarra della CP di S. Giorgio (a cura di ENEL Distribuzione).

Infine sarà opportuno avviare rapidamente anche le analisi di fattibilità del potenziamento della (futura) linea a 132 kV "Pianeza – Lucento".

L'intervento nel suo complesso consentirà anche di ridurre l'impatto ambientale e territoriale degli impianti di trasmissione, anche in relazione alle dismissioni previste dall'intervento "Razionalizzazione 132 kV area nord-ovest di Torino".

Stato di avanzamento dell'opera: La Regione Piemonte (DGR 19-5515 del 19/03/2007) condivide il lavoro di concertazione individuando alcuni interventi di riequilibrio territoriale che includono la demolizione di linee aeree presenti in aree densamente abitate.

Gli interventi sono stati suddivisi in tre pacchetti autorizzativi di cui il primo, già avviato in autorizzazione, include i seguenti interventi a sud-ovest di Torino: elettrodotto in cavo interrato 220 kV "Grugliasco-Gerbido-Salvemini" e SE Gerbido (n.239/EL-99), elettrodotto in cavo interrato 220 kV "Salvemini – TO Ovest" (n.239/EL-110), elettrodotto in cavo interrato 220 kV "Salvemini – Sangone" (n.239/EL-109), elettrodotto in cavo interrato 220 kV "Sangone - TO Sud" (n.239/EL-111) ed i lavori per la nuova SE Salvemini (n.239/EL-124).

Il secondo pacchetto sarà avviato in autorizzazione entro il 2009 ed il terzo successivamente.

In data 10/10/2008 si è concluso l'iter autorizzativo degli interventi "Grugliasco-Gerbido-Salvemini" e SE Gerbido.

Elettrodotto 380 kV Casanova – Asti – Vignole e sviluppi di rete nelle province di Asti ed Alessandria **anno: 2014**

Disegno allegato: Potenziamento rete di Asti ed Alessandria

La rete a 132 kV che alimenta l'area di Asti ed Alessandria, corrispondente all'isola di carico compresa tra le stazioni di Rondissone, Stura, Balzola e Bistagno, si presenta già attualmente spesso critica in relazione alla notevole potenza richiesta, trasportata peraltro su lunghe distanze con poche linee (essenzialmente di distribuzione) di portata limitata. In particolare le linee a 132 kV in uscita dalle stazioni di Rondissone e Balzola risultano ormai prossime alla saturazione.

Per risolvere tali criticità ed evitare consistenti interventi di rinforzo della locale rete a 132 kV, sarà realizzata una nuova stazione di trasformazione nell'area di Asti connessa in entra-esce all'elettrodotto a 220 kV "Casanova – Vignole", alla quale saranno raccordate, a cura di ENEL Distribuzione, le linee a 132 kV "Asti S. - Montegrosso" e "Avir - Castello d'Annone".

Nella nuova stazione, che sarà realizzata in classe 380 kV in vista del riclassamento dell'elettrodotto a 220 kV "Casanova – Vignole", saranno installate due trasformazioni 220/132 kV ciascuna da 250 MVA.

Successivamente alla data indicata, in considerazione delle numerose iniziative produttive, alcune delle quali già entrate in esercizio ed altre in corso di completamento nel territorio piemontese, e di un elevato import di energia elettrica dalla Francia, sarà realizzato - prevalentemente sul tracciato dell'attuale elettrodotto a 220 kV - un nuovo collegamento a 380 kV tra Casanova (TO) e Vignole (AL).

A tale elettrodotto sarà collegata in entra-esce la futura stazione 380 kV di Asti nella quale, contestualmente, saranno installate due nuove trasformazioni 380/132 kV da 250 MVA in sostituzione delle due 220/132 kV.

Nell’ambito dell’intervento si inserisce anche il potenziamento della rete AT in provincia di Alessandria, che prevede i seguenti interventi necessari per incrementare la sicurezza e la qualità del servizio, assicurare l’affidabilità e la continuità di alimentazione dei carichi e garantire una sufficiente flessibilità di esercizio:

- raccordi 132 kV alla “Edison S. Giuseppe di Cairo – Edison Spinetta M.” presso la CP Acqui: si otterranno così i collegamenti 132 kV “Bistagno – Edison Spinetta M.”, “Bistagno – CP Acqui” e “CP Acqui – Edison S. Giuseppe di Cairo”; l’intervento consentirà di migliorare la qualità del servizio nell’area di Cairo Montenotte e di incrementare la continuità di alimentazione della CP Acqui, scaricando le trasformazioni di Magliano Alpi e la direttrice “Magliano – Carrù – Ceva – Cairo” attualmente particolarmente impegnate;
- potenziamento dell’elettrodotto 132 kV “Balzola – Valenza”;
- potenziamento dell’elettrodotto 132 kV “Valenza – Alessandria N.”;
- potenziamento di alcuni brevi tratti (1,5 km totali) della dorsale a 132 kV “SE Castelnuovo – C.le Michelin Alessandria – CP Spinetta – Sarpom Alessandria – CP Alessandria Sud – SE Alessandria Nord”, che presenta lungo il suo percorso alcune porzioni che ne limitano significativamente la portata;
- potenziamento dell’elettrodotto 132 kV “Mede – Castelnuovo” nei tratti caratterizzati da portata limitata.

Stato di avanzamento dell’opera: Nell’ambito del processo di Valutazione Ambientale Strategica (VAS) la Regione Piemonte si è pronunciata a favore della localizzazione della nuova stazione all’interno della provincia di Asti (deliberazione Regione Piemonte del 29/12/2004 n. 42-14476). Fatte salve le priorità del sistema elettrico relative alla rapida realizzazione della futura SE di Asti, strettamente correlata con la realizzazione dell’elettrodotto a 380 kV “Casanova – Asti – Vignole”, la Regione Piemonte, nella delibera del 19 marzo 2007 n. 19-5515, auspica che le analisi ambientali vengano effettuate in relazione all’intervento di riclassamento della Casanova-Vignole.

Razionalizzazione 132 kV area nord-ovest di Torino

anno: 2012/14

Disegno allegato: Riassetto rete 132 kV area nord-ovest di Torino

La rete a 132 kV dell’area nord-ovest della provincia di Torino è inserita in una vasta isola di esercizio attualmente alimentata dalle stazioni di trasformazione di Chatillon, Pianezza, Stura, Leyni, Rondissone e Biella Est. Considerata l’evoluzione e la distribuzione del carico elettrico e delle produzioni sulla rete in questione, l’attuale assetto non risponde pienamente alle esigenze di esercizio in condizioni di sicurezza ed affidabilità, nonché di continuità della fornitura elettrica.

Si rende quindi necessaria una razionalizzazione della rete a 132 kV ad ovest della stazione di Leyni, sfruttando anche le opportunità derivanti dal potenziamento della trasformazione nella stazione di Biella Est e da alcune attività di riassetto già attuate da ENEL Distribuzione sulle proprie linee a 132 kV nell’area in questione, che unitamente ai lavori previsti sulla RTN, consentiranno di realizzare un assetto di esercizio più flessibile, con due isole di carico meno estese: una alimentata dalle stazioni di Stura, Pianezza e Leyni e l’altra da Chatillon, Rondissone e Biella Est.

L’intervento, che prevede anche di utilizzare l’energia prodotta dalle centrali idroelettriche della Valle dell’Orco (polo di Rosone) per alimentare la vicina area di carico del Canavese, piuttosto che vettoriala fino all’impianto di Torino sud-ovest distante circa 60 km, favorirà il miglioramento dell’efficienza ed economicità del servizio, riducendo le perdite di trasporto sulla rete. Inoltre le dismissioni dei collegamenti a 132 kV, non più necessari nel futuro assetto della rete, consentiranno di ridurre significativamente l’impatto degli elettrodotti sul territorio interessato.

I lavori previsti comprendono, tra l’altro:

- la sostituzione nel tratto compreso tra gli impianti di Crot e Funghera delle due dorsali a 132 kV che percorrono la Valle di Viù con una nuova singola direttrice con maggiore capacità di trasporto;
- la realizzazione di un nuovo raccordo a 132 kV di adeguata capacità di trasporto per collegare direttamente all’impianto di Funghera il tratto della linea a 132 kV compreso tra Funghera e l’utente ENI SpA (Agip Robassomero);
- lo scrocio degli elettrodotti a 132 kV “ENI SpA – Leyni” e “Ciriè – Venaria”, (ottenendo i due nuovi collegamenti a 132 kV “ENI SpA – Venaria” e “Ciriè – Leyni”) ed il potenziamento del tratto compreso tra l’impianto ENI SpA e l’attuale punto di incrocio delle linee;
- il raccordo alla CP di Balangero del tratto in uscita da Rosone della linea 132 kV in doppia terna “Rosone – Torino Sud-Ovest”;
- il potenziamento della linea RTN a 132 kV “Rosone – Bardonetto”, per ridurre gli attuali vincoli sulla rete a 132 kV che limitano la produzione degli impianti idroelettrici IRIDE di Rosone e Telessio in particolari condizioni di esercizio. L’intervento risulta rilevante, anche in relazione alle previste attività

di rinnovo e potenziamento delle c.li IRIDE di Rosone (con incremento di circa 20 MW) e Telesio (incremento di circa 8 MW);

- successivamente agli interventi sopra descritti, la dismissione dell’elettrodotto 132 kV “Rosone – TO Sud Ovest” nel tratto compreso fra le stazioni di Balangero e TO Sud Ovest.

Quest’ultimo intervento sarà possibile solo a valle della realizzazione della sezione 220 kV e dell’installazione delle necessarie trasformazioni 220/132 kV presso l’impianto di Salvemini (cfr. “Razionalizzazione 220 kV città di Torino”); la dismissione descritta riveste una particolare valenza legata ai benefici di carattere ambientale e alla notevole porzione di territorio liberata dall’elettrodotto 132 kV in doppia terna.

È anche previsto l’adeguamento dell’impianto di Rosone ai nuovi valori di corto circuito.

ENEL Distribuzione provvederà a realizzare i nuovi stalli di collegamento dell’attuale linea “Rosone – Sud Ovest” alla CP di Balangero ed a predisporre uno stallo a 132 kV nella CP di Funghera, a cui collegare il nuovo raccordo verso l’utente ENI SpA

In considerazione della inadeguatezza e limitata affidabilità delle direttrici a 132 kV che collegano l’asta idroelettrica della Valle di Viù a Funghera e Leyni, sarà opportuno anticipare il più possibile gli interventi previsti di riassetto e potenziamento della porzione di rete in questione.

In seguito al completamento delle nuove realizzazioni e dei potenziamenti di rete programmati, sarà possibile procedere alle dismissioni indicate al fine di ridurre l’impatto ambientale degli impianti sul territorio.

Stato di avanzamento dell’opera: La Regione Piemonte (DGR 19-5515 del 19/03/2007) conferma il corridoio preferenziale individuato per l’intervento “Rosone – Bardonetto” concludendosi per questo intervento la fase strutturale di Valutazione Ambientale Strategica (VAS). La Regione esprime interesse per gli interventi di razionalizzazione dell’area nord-ovest di Torino considerati di forte riequilibrio territoriale.

Razionalizzazione 132 kV Genova

anno: lungo termine

Disegno allegato: Razionalizzazione 132 kV Genova

La rete di trasmissione a 132 kV della città di Genova assume particolare rilievo sia per la presenza di due centrali termoelettriche (Genova T. e IRIDE, di potenza rispettivamente pari a circa 300 e 40 MW), sia per il numero elevato di cabine primarie inserite nell’area metropolitana. La porzione di rete in questione presenta capacità di trasporto e magliatura non più sufficienti ad assicurare i necessari livelli di affidabilità del servizio. Sono pertanto in programma gli interventi di riassetto e potenziamento della rete di seguito descritti, finalizzati a garantire una maggiore continuità di alimentazione dei carichi metropolitani e migliorare la sicurezza ed affidabilità di esercizio. La soluzione di riassetto della rete AT individuata, prevede:

- la ricostruzione ed il potenziamento dei collegamenti in cavo a 132 kV “Genova T. – C.le IRIDE”, “C.le IRIDE – Quadrivio” e “Molassana – Canevari”;
- il potenziamento del tratto di accesso a Quadrivio della linea a 132 kV “Morigallo – Genova T. – der. Quadrivio”;
- la realizzazione di un nuovo collegamento in cavo a 132 kV tra le stazioni di Genova T. e di Erzelli e l’adeguamento di quest’ultimo impianto per consentirne il collegamento;
- la realizzazione di un nuovo collegamento in cavo a 132 kV tra le CP Dogali e Canevari, sul quale potrà essere inserita in entra-esce la futura CP Genova Fiera, di ENEL Distribuzione; sarà dunque necessaria la realizzazione del nuovo stallo linea 132 kV presso la CP di Dogali, a cura di ENEL Distribuzione;
- il potenziamento dell’elettrodotto a 132 kV “Morigallo – Molassana”;
- la realizzazione di un breve raccordo tra la linea a 132 kV “Genova T. – Quadrivio all.” (palo n. 25) ed il tratto compreso tra Quadrivio all. e Dogali della linea a 132 kV “Genova T. – Dogali”;
- successivamente la demolizione della linea a 132 kV “Canevari – Dogali all.” (palo n. 19) e del collegamento aereo a 132 kV “Genova T. – Dogali” nel tratto compreso tra Genova T. e Quadrivio allacciamento.

Complessivamente, i lavori previsti consentiranno:

- il superamento delle possibili limitazioni alla generazione del polo produttivo di Genova T. / C.le IRIDE;
- l’incremento dell’affidabilità e della continuità dell’alimentazione dei carichi cittadini;
- una maggiore flessibilità e sicurezza di esercizio, mediante superamento dell’attuale assetto di rete in cui sono presenti due collegamenti a tre estremi;
- un sensibile miglioramento dell’impatto ambientale delle infrastrutture di rete ed il recupero di ingenti porzioni di territorio attualmente impegnate dalla presenza di asset di trasmissione.

Stato di avanzamento dell’opera: Il 10 ottobre 2007 è stato autorizzato (decreto autorizzativo n.239/EL-66/41/2007) l’intervento relativo all’elettrodotto 132 kV “C.le Iride – Quadrivio”.

Razionalizzazione 132 kV Rete tra Val d'Aosta e Piemonte

anno: 2013/2015

Disegno allegato: Rete da Covalou a Montestrutto

Gli interventi in oggetto, riguardanti la razionalizzazione di una porzione di rete a 132 kV tra la Valle d'Aosta ed il Piemonte, favoriranno il trasporto in sicurezza della produzione idroelettrica locale verso le aree di carico dell'alto torinese e comporteranno una significativa riduzione della presenza di elettrodotti (circa 11 km di tratti di elettrodotto in meno) sul territorio interessato.

Le attività previste nell'area compresa tra le C.li di Pont Saint Martin e Quincinetto e la stazione di Montestrutto, comprendono:

- la ricostruzione delle linee a 132 kV "C.le Pont Saint Martin – Quincinetto" e "C.le Pont Saint Martin – Montestrutto", utilizzando il tracciato di quest'ultima;
- la realizzazione di due brevi raccordi alla stazione di Quincinetto delle linee a 132 kV "Verres – Quincinetto – der. Hone" e "C.le Pont Saint Martin – Quincinetto";
- la demolizione delle linee non più utilizzate nel nuovo assetto di rete ("C.le Pont Saint Martin – Quincinetto" e il tratto di accesso a Montestrutto della linea "C.le Pont Saint Martin – Montestrutto").

Nel nuovo assetto di rete che si verrà a realizzare, la stazione a 132 kV annessa alla centrale di Quincinetto risulterà collegata alle tre linee a 132 kV "stazione U.E.I.", "Verres con der. Hone" e "C.le Pont S. Martin".

Per consentire la connessione sarà necessaria la realizzazione del terzo stallo linea 132 kV presso la stazione annessa alla centrale di Quincinetto, a cura del Consorzio Valdostano delle Acque (CVA), proprietario dell'impianto.

Stato di avanzamento dell'opera: È in corso il processo di Valutazione Ambientale Strategica (VAS) all'interno del quale si potranno affrontare anche le problematiche ambientali evidenziate dalla Regione Piemonte (DGR 19-5515 del 19/03/2007).

Razionalizzazione 132 kV Val D'Ossola Nord

anno: 2009¹³/2011

Disegno allegato: Val d'Ossola Nord

La razionalizzazione della rete nell'area a nord di Pallanzeno riguarda una porzione di RTN composta da collegamenti fortemente impegnati sia dall'energia in importazione dalla Svizzera, sia da una consistente produzione idroelettrica locale.

Il complesso degli interventi di razionalizzazione, da completare entro la data indicata, comporterà la semplificazione, l'ammodernamento e l'esercizio in sicurezza della rete a 132 kV della Val d'Ossola a Nord di Pallanzeno e permetterà di ridurre l'impatto degli impianti sul territorio interessato. Il progetto prevede infatti la realizzazione tra Verampio e Pallanzeno di due nuove direttrici a 132 kV ad elevata capacità di trasporto, rispetto alle tre attuali di portata ed affidabilità limitata.

In particolare, è prevista la ricostruzione della direttrice a 132 kV "Crevola Toce - Domodossola - Calice" e la successiva demolizione dei corrispondenti tratti di elettrodotto non più utilizzati. Con la completa disponibilità di detta direttrice a 132 kV, indispensabile per garantire il funzionamento in sicurezza della rete, potrà essere completata la ricostruzione dell'altra direttrice a 132 kV "Verampio - F.S. Beura - Pallanzeno", alla quale collegare in entra-esce anche i nodi a 132 kV di Domo Toce e Villadossola. Successivamente saranno demoliti gli elettrodotti non più necessari nel nuovo assetto di rete.

Infine saranno rimosse le limitazioni attualmente presenti sugli elettrodotti 132 kV che afferiscono alla SE di Pallanzeno e nel contempo saranno previsti i necessari interventi per migliorare la sicurezza di esercizio nelle stazioni di Villadossola e di Domo Toce.

Stato di avanzamento dell'opera: Le attività programmate tra Verampio e Crevola Toce risultano già ultimate, mentre sono ancora da completare gli interventi sulla porzione di rete a 132 kV compresa tra Crevola Toce e Pallanzeno. Senza il completamento della direttrice a 132 kV potenziata "Crevola Toce - Domodossola - Calice", non risulta concluso l'intervento, in relazione alla necessità di mantenere in servizio transitoriamente altri due collegamenti a 132 kV tra Verampio e Pallanzeno al fine di garantire l'esercizio in sicurezza della rete.

In data 14/06/2006 è stato firmato con la Regione Piemonte e con gli Enti locali coinvolti un Protocollo di Intesa ("Ricostruzione della Diretrice Crevola Toce – Domodossola – Calice nell'ambito della Razionalizzazione della RTN a 132 kV della Val d'Ossola Nord") per la condivisione preliminare delle fasce di fattibilità dei tracciati delle linee elettriche da realizzare. La Regione Piemonte con D.G.R. del 20/10/2007 ha espresso un giudizio positivo con prescrizioni di Compatibilità Ambientale.

¹³ Relativamente agli interventi in realizzazione già autorizzati nei piani precedenti.

In data 02/12/2008 si è concluso l’iter autorizzativo degli interventi previsti sulla direttrice “Crevola Toce – Domodossola – Calice” (decreto autorizzativo n.239/EL-78/74/2008); sarà pertanto possibile avviare i lavori di ricostruzione e la contestuale demolizione delle linee a 132 kV non più funzionali all’esercizio del sistema elettrico.

Potenziamento rete 132 kV tra Novara e Biella

anno: 2013

Disegno allegato: Val d’Ossola Sud

Al fine di migliorare l'affidabilità del servizio e garantire la sicurezza di esercizio della rete a 132 kV nelle province di Novara e Biella, saranno potenziate le linee a 132 kV "Borgomanero Nord - Bornate", "Borgoticino - Arona" e "Cerreto Castello - Biella Est".

Gli interventi, funzionalmente ricompresi nell’ambito delle attività di rinforzo della rete della Val d’Ossola a Sud di Pallanzeno, risultano particolarmente importanti in quanto consentono di incrementare flessibilità di esercizio della rete a 132 kV compresa tra le stazioni di Mercallo, Novara Sud e Biella e di trasportare in sicurezza l’energia in importazione dalla Svizzera e la produzione idroelettrica della Val d’Ossola verso l’area di carico del biellese.

Stato di avanzamento dell’opera: Il potenziamento della linea 132 kV “Borgomanero Nord – Bornate” rientra nelle attività di concertazione in corso con la Regione Piemonte. Al fine di risolvere alcune criticità relative all’impatto territoriale degli asset di trasmissione nel Comune di Borgomanero, è prevista, entro dodici mesi dall’ottenimento di tutte le autorizzazioni per le attività di potenziamento della linea a 132 kV “Borgomanero N. – Bornate”, la ricostruzione con spostamento dell’elettrodotto a 132 kV “Borgomanero N. – Borgomanero E.” (prescrizione formulata dalla Regione Piemonte con D.G.R. n. 56-5044 del 28/12/2006 nell’ambito del Giudizio di Compatibilità Ambientale inerente il progetto di “Razionalizzazione della rete elettrica di trasmissione nazionale Val d’Ossola Sud”). La Regione Piemonte (DGR 19-5515 del 19/03/2007) conferma il corridoio preferenziale individuato per gli interventi “Borgomanero Nord - Bornate” e “Cerreto Castello – Biella Est” concludendosi per questi interventi la fase strutturale di Valutazione Ambientale Strategica (VAS). Il 06/02/2008 è stato avviato l’iter autorizzativo (n.239/EL-118) degli interventi relativi all’elettrodotto 132 kV “Cerreto Castello – Biella Est”.

Elettrodotto 132 kV Magliano Alpi – Fossano e scrocio di Murazzo

anno: 2010

Disegno allegato: Elettrodotto Magliano-Fossano

Al fine di garantire la sicurezza di esercizio sulla rete a 132 kV del Cuneese - divenuta sempre più critica nel corso degli ultimi anni - sarà realizzata una nuova linea 132 kV tra la stazione di Magliano Alpi e la CP di Fossano. L’intervento descritto, che si configura come un’importante ed urgente attività di rinforzo della rete, consentirà anche di ottenere un miglioramento dell’esercizio e delle condizioni di sicurezza della rete a 132 kV del Cuneese.

Sarà inoltre realizzato lo “scrocio” degli elettrodotti a 132 kV "Fossano - Michelin Cuneo" e "Magliano Alpi - Busca", in località Murazzo, ottenendo così le nuove linee 132 kV "Magliano Alpi - Michelin Cuneo" e "Busca - Fossano".

Stato di avanzamento dell’opera: La Regione Piemonte (DGR 19-5515 del 19/03/2007) conferma il corridoio preferenziale individuato per l’intervento “Magliano Alpi - Fossano”.

L’intervento relativo allo scrocio di Murazzo è stato già autorizzato nel mese di Febbraio 2007.

Elettrodotto 132 kV Imperia - S. Remo

anno: lungo termine

Al fine di migliorare la sicurezza di esercizio della rete a 132 kV della Liguria occidentale, risulta necessario rinforzare gli esistenti collegamenti a 132 kV tra Imperia e S. Remo, che già attualmente presentano le maggiori criticità. Pertanto è prevista almeno la realizzazione di un collegamento a 132 kV di adeguata capacità di trasporto.

Stato di avanzamento dell’opera: Da avviare l’iter concertativo.

Elettrodotti 132 kV Vetri Dego – Spigno e Bistagno – Spigno

anno: lungo termine

Gli elettrodotti a 132 kV “Vetri Dego – Spigno” e “Bistagno – Spigno” verranno ricostruiti e potenziati nei tratti caratterizzati da portata limitata.

Stato di avanzamento dell’opera: Da avviare l’iter concertativo.

Interventi su impianti esistenti o autorizzati

Razionalizzazione 132 kV Val D'Ossola Sud

anno: 2010/2011

Disegno allegato: Val d'Ossola Sud

La razionalizzazione riguarda una porzione, nell'area a sud di Pallanzeno, della rete a 132 kV compresa tra le trasformazioni di Pallanzeno, Biella Est, Novara Sud e Mercallo, attualmente gestita in un'unica isola di carico, caratterizzata da scarsa affidabilità con numerosi elettrodotti di sezione limitata. Le linee sono inoltre interessate da elevati transiti di corrente, in quanto concorrono a trasferire verso Sud - unitamente al collegamento a 220 kV "Pallanzeno - Magenta" - sia l'energia in importazione dalla Svizzera sia l'energia idroelettrica prodotta nella Val d'Ossola. L'impegno della rete, che assolve la duplice funzione di trasporto e di distribuzione, insieme con l'elevata estensione dell'isola di carico, danno origine a frequenti disalimentazioni e buchi di tensione.

Quanto sopra rende necessario, al fine di garantire sia la sicurezza d'esercizio che la necessaria qualità del servizio, la ristrutturazione della rete a 132 kV. Il progetto prevede: la realizzazione di linee a 132 kV, in uscita dalla stazione di Pallanzeno verso sud, in numero più esiguo dell'attuale, ma dotate di capacità di trasporto complessivamente più elevata ed il potenziamento delle linee RTN a 132 kV presenti nell'assetto finale nell'isola di carico in questione.

Il completamento dell'intervento risulta indispensabile a migliorare l'esercizio della rete a 132 kV del Piemonte Nord-Orientale e a garantire, anche nel futuro, l'alimentazione del carico previsto nell'area, permettendo di realizzare due isole di carico meno estese, una tra Pallanzeno e Biella Est, l'altra tra Mercallo e Novara Sud. Inoltre le dismissioni dei collegamenti a 132 kV, non più necessari nel futuro assetto della rete, consentiranno di ridurre significativamente l'impatto degli elettrodotti sul territorio interessato (due palificate al posto delle quattro attuali).

Gli interventi previsti ed in parte già attuati sono quelli di seguito descritti.

Ricostruzione delle linee 132 kV "Pallanzeno - Gravellona" e "Pallanzeno - Duferdofin" sfruttando l'attuale tracciato e realizzando in doppia terna il tratto tra Pallanzeno e Duferdofin.

Ricostruzione delle due direttrici 132 kV "Pallanzeno - Piedimulera - Tessengerlo - Borgomanero Nord" e "Pallanzeno - Omegna - Borgomanero Nord" sfruttando parte dei tracciati delle attuali linee e realizzando in doppia terna i tratti tra Pallanzeno e Piedimulera e tra Tessengerlo e Borgomanero Nord.

Ricostruzione del nuovo collegamento 132 kV "Gravellona - Borgomanero Est" sfruttando parte dei tracciati delle attuali linee e realizzando sulla stessa palificata in doppia terna il collegamento 132 kV "Arona - Borgomanero Est - der. FS Borgomanero".

Demolizione dei tratti non utilizzati nel nuovo assetto delle linee 132 kV con conduttori in rame di seguito elencati:

- "Pallanzeno - Borgomanero Nord", di circa 48 km;
- "Pallanzeno - Tessengerlo - Gravellona", di circa 22 km;
- "Gravellona - Borgomanero Nord", di circa 26 km;
- "Omegna - Borgomanero Est", di circa 23 km;
- "Gravellona - Arona", di circa 29 km (ad eccezione del tratto di circa 4 km di accesso ad Arona).

In considerazione della criticità in termini di capacità di trasporto ed affidabilità delle attuali linee a 132 kV nell'area della Val d'Ossola Sud, dovranno essere mantenuti in servizio – sino a quando non saranno del tutto disponibili le tre nuove direttrici a 132 kV tra i nodi di Pallanzeno e Borgomanero – almeno quattro collegamenti a 132 kV in ciascuna sezione di rete da Pallanzeno verso Sud.

Nell'assetto finale, la rete a 132 kV sarà esercita con due isole di carico (una tra Pallanzeno e Biella Est, l'altra tra Mercallo e Novara Sud) separate in corrispondenza dell'impianto di Borgomanero Est, dove - a cura di ENEL Distribuzione - saranno effettuate le necessarie operazioni di adeguamento e di realizzazione del quinto stallo linea.

Stato di avanzamento dell'opera: Buona parte dei lavori delle linee 132 kV "Pallanzeno - Gravellona" e "Pallanzeno - Duferdofin", inclusa la dismissione delle linee esistenti, è già ultimata. Sono in corso i lavori di ricostruzione delle due direttrici 132 kV "Pallanzeno - Piedimulera - Tessengerlo - Borgomanero Nord" e "Pallanzeno - Omegna - Borgomanero Nord"; allo stato attuale risulta ultimato il tratto di circa 6 km compreso tra Pallanzeno e Tessengerlo, sul quale è stata collegata in entra-esce (mediante due brevi raccordi a 132 kV in doppia terna) la CP Piedimulera di proprietà ENEL Distribuzione.

In data 10/05/2004 è stato firmato con la Regione Piemonte e con gli Enti locali coinvolti un Protocollo di Intesa per la condivisione preliminare dei tracciati delle linee elettriche da realizzare o potenziare. In base a tale accordo, i soggetti firmatari si sono impegnati, tra l'altro, a snellire ed accelerare il più possibile l'iter autorizzativo e la realizzazione delle opere di sviluppo previste. La Regione Piemonte con D.G.R. n. 56-5044

del 28/12/2006 ha espresso un Giudizio positivo con prescrizioni di Compatibilità Ambientale inerente tale progetto di “Razionalizzazione della rete elettrica di trasmissione nazionale Val d’Ossola Sud”. Il 12 ottobre 2007 è stata emanata dalla Regione Piemonte l’Intesa ai fini dell’autorizzazione alla costruzione e all’esercizio di tale progetto (DGR 29-6829).

L’iter autorizzativo si è concluso con Decreto del MSE in data 21 dicembre 2007 (n.239/EL-39/44/2007).

Stazione 220 kV Verampio (VB)

anno: 2009

La stazione di Verampio raccoglie e smista l’import dalla Svizzera e la locale produzione idroelettrica sul sistema 220 e 132 kV che dalla Val d’Ossola alimenta le aree di carico del nord Piemonte (Biella e Novara) e della Lombardia occidentale. Al fine di garantire i necessari livelli di sicurezza e flessibilità del servizio, nella stazione sono previsti interventi di potenziamento e adeguamento.

Tra le attività in programma è prevista anche la sostituzione degli attuali trasformatori a 3 avvolgimenti 220/132/12 kV da 78/89/78 MVA e delle due unità regolatrici esterne con 3 trasformazioni di cui 2 TR 12/220 kV da 90 MVA e un ATR 220/132 kV da 250 MVA, quest’ultimo con funzione di interconnessione.

Stato di avanzamento dell’opera: Nel corso del 2008 è stata completata l’installazione delle trasformazioni.

Stazione 380 kV Leyni

anno: 2012

Le attività in programma riguardano l’adeguamento degli apparati alle nuove correnti di corto circuito. Inoltre, in relazione alle esigenze di interconnessione tra le reti 380 e 220 kV e al fine di migliorare la flessibilità di esercizio del sistema, anche in relazione alle esigenze delle utenze dell’area, in anticipo rispetto alla data indicata sarà installato un nuovo ATR 380/220 kV da 400 MVA nella esistente stazione di trasformazione di Leyni.

Stazione 220 kV Villeneuve

anno: 2009

In considerazione della notevole produzione idroelettrica distribuita ed afferente alla rete in media tensione, sarà potenziata l’attuale trasformazione AT/MT presente nell’impianto di Villeneuve, sostituendo la trasformazione da 16 MVA con una nuova da 25 MVA.

Stazione 220 kV Vercelli

anno: 2009

Allo scopo di garantire l’alimentazione in sicurezza dei carichi locali previsti in aumento, sarà sostituito l’attuale ATR 220/132 kV da 100 MVA con una nuova macchina 220/132 kV da 160 MVA.

Stazione 380 kV Casanova

anno: 2009

Per ottenere un esercizio più sicuro e flessibile e garantire una migliore qualità del servizio di alimentazione, nella stazione di Casanova sarà installato un nuovo ATR 380/132 kV da 250 MVA e sulla sezione 132 kV sarà inserita una nuova batteria di condensatori.

Sarà anche predisposta la sezione a 132 kV per l’esercizio con tre sistemi di sbarre separati, realizzando eventualmente le opportune traslazioni degli accessi di linee esistenti.

Stazione 380 kV La Spezia

anno: 2009

Al fine di consentire una maggiore qualità e continuità del servizio, oltre che la necessaria flessibilità di esercizio anche a fronte di possibili futuri sviluppi della rete AT afferente alla stazione di La Spezia, verrà ricostruita in doppia sbarra la sezione a 132 kV.

È previsto anche l’adeguamento dell’impianto ai nuovi valori di corto circuito.

Stato di avanzamento dell’opera: Sono stati completati nel 2008 i lavori sulla sezione 132 kV.

Stazione 220 kV Savona (SV)

anno: 2009

Per garantire, in condizioni di esercizio particolarmente critiche, un'adeguata affidabilità della fornitura elettrica, anche a fronte del previsto incremento dei consumi nella Liguria occidentale, sarà installato un ATR 220/132 da 250 MVA in luogo dell'attuale da 100 MVA.

Stazione 380 kV Rondissone

anno: 2010

È previsto l'adeguamento dell'impianto ai nuovi valori di corto circuito.

Stazione 220 kV Novara Sud

anno: 2013

Al fine di migliorare la flessibilità di esercizio, incrementare l'affidabilità e la continuità del servizio, verrà ricostruita in doppia sbarra la sezione 220 kV della stazione di Novara Sud.

Stazione 220 kV Ponte (VB)

anno: lungo termine

Al fine di migliorare la flessibilità di esercizio, incrementare l'affidabilità e la continuità del servizio, verrà ricostruita in doppia sbarra la sezione 220 kV della stazione di Ponte (VB).

Interventi modificati

Elettrodotto 220 kV Avise – Villeneuve - Chatillon

Al fine di migliorare significativamente l'utilizzo della capacità di trasporto dalla Svizzera sui collegamenti a 220 kV "Riddes – Avise" e "Riddes – Valpelline", verrà ricostruita e potenziata la direttrice a 220 kV "Avise - Villeneuve - Chatillon", che attualmente costituisce una limitazione di rete.

L'intervento, grazie alla realizzazione di alcune varianti degli attuali tracciati, consentirà anche una significativa riduzione dell'impatto ambientale, risanando alcune aree fortemente antropizzate a ridosso degli stessi elettrodotti.

Al fine di garantire, anche in particolari condizioni di criticità, un'adeguata capacità di trasformazione, presso l'impianto di Chatillon (AO) verranno sostituiti i due attuali ATR 220/132 kV da 100 MVA con altrettanti da 160 MVA.

Stato di avanzamento dell'opera: L'intervento è stato parzialmente ripianificato (cfr. Sezione I "Razionalizzazione Valle d'Aosta").

Elettrodotto 132 kV Mercallo - Cameri

Con l'obiettivo di migliorare la disponibilità di potenza nel Novarese, sarà potenziato in alcuni tratti l'elettrodotto a 132 kV "Mercallo – Cameri". L'intervento consentirà di rimuovere gli attuali vincoli di trasporto.

Stato di avanzamento dell'opera: L'intervento è stato parzialmente modificato (cfr. Sezione I "Elettrodotti 132 kV "Mercallo – Cameri" e "Cameri – Galliate").

Stazione 220 kV S. Colombano (GE)

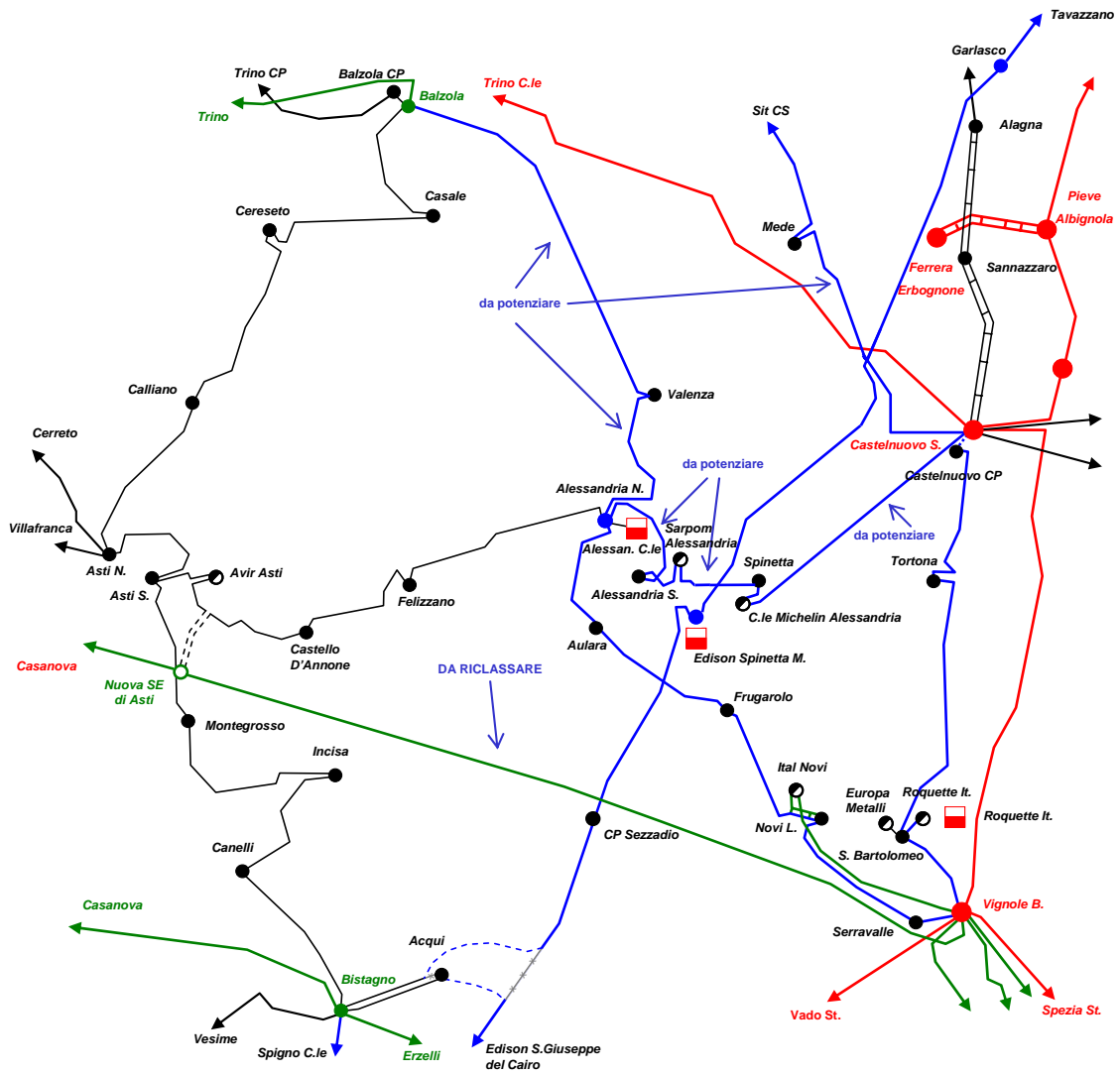
Con l'obiettivo di migliorare la flessibilità di esercizio ed incrementare l'affidabilità e la continuità del servizio, verrà ricostruita in doppia sbarra la sezione 220 kV della stazione di S. Colombano (GE), adeguandola ad un eventuale riclassamento, in previsione della possibile evoluzione futura della vicina rete in AAT.

Stato di avanzamento dell'opera: L'intervento è stato integrato con ulteriori lavori di sviluppo (cfr. Sezione I "Stazione 380 kV S.Colombano").

Disegni

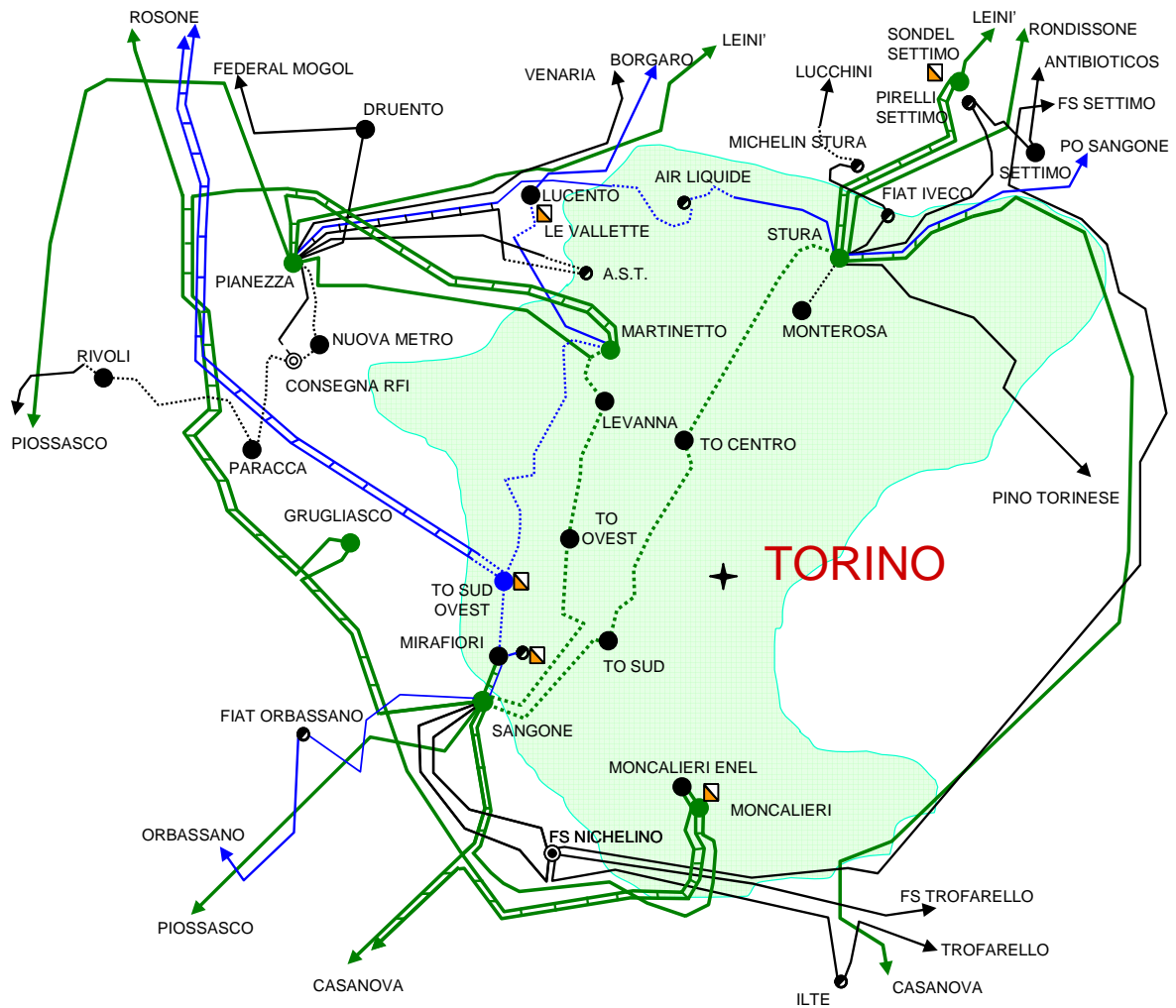
Potenziamento rete di Asti ed Alessandria

Lavori programmati



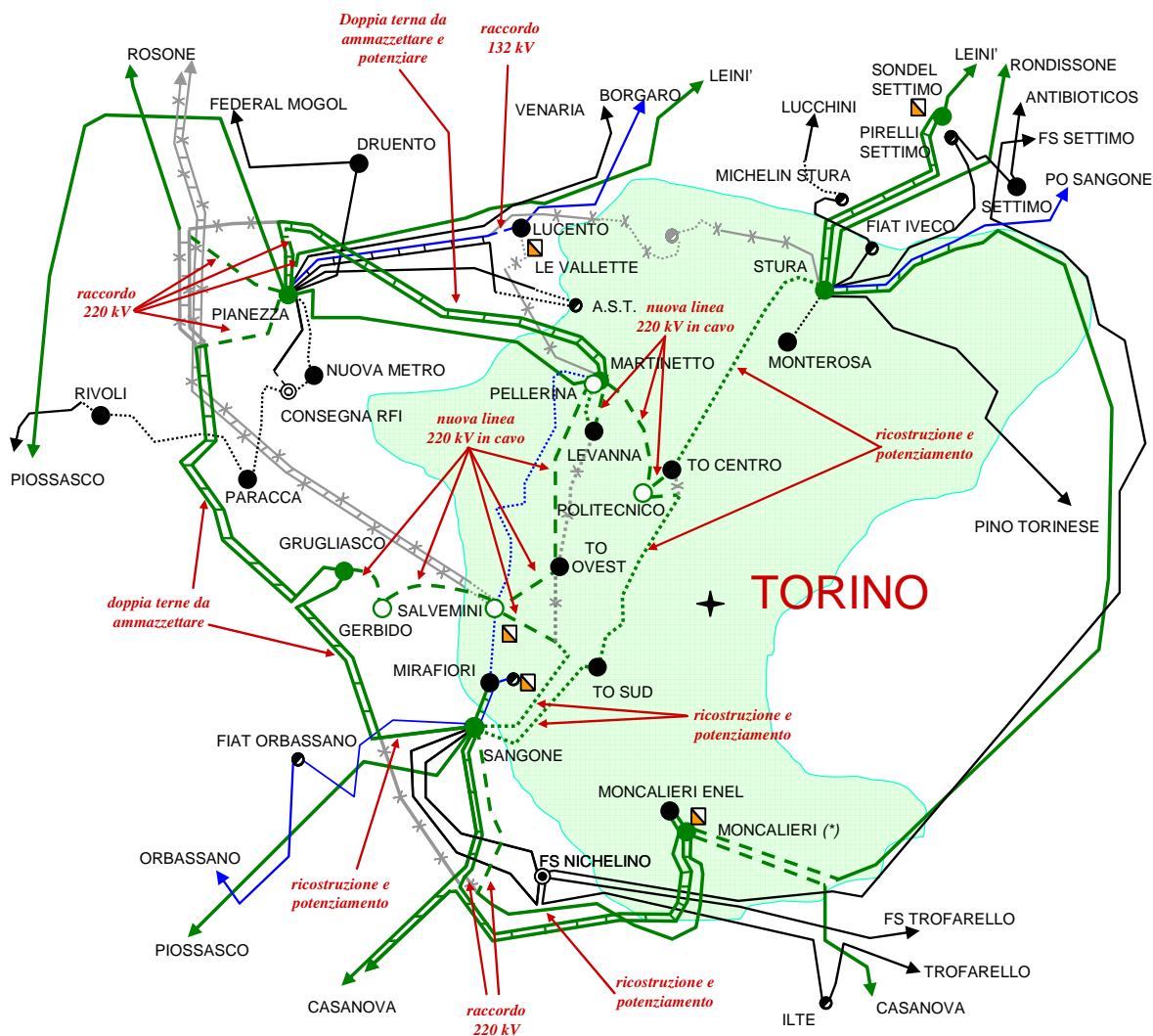
Riassetto rete 220 kV Torino città

Assetto iniziale



Riassetto rete 220 kV Torino città

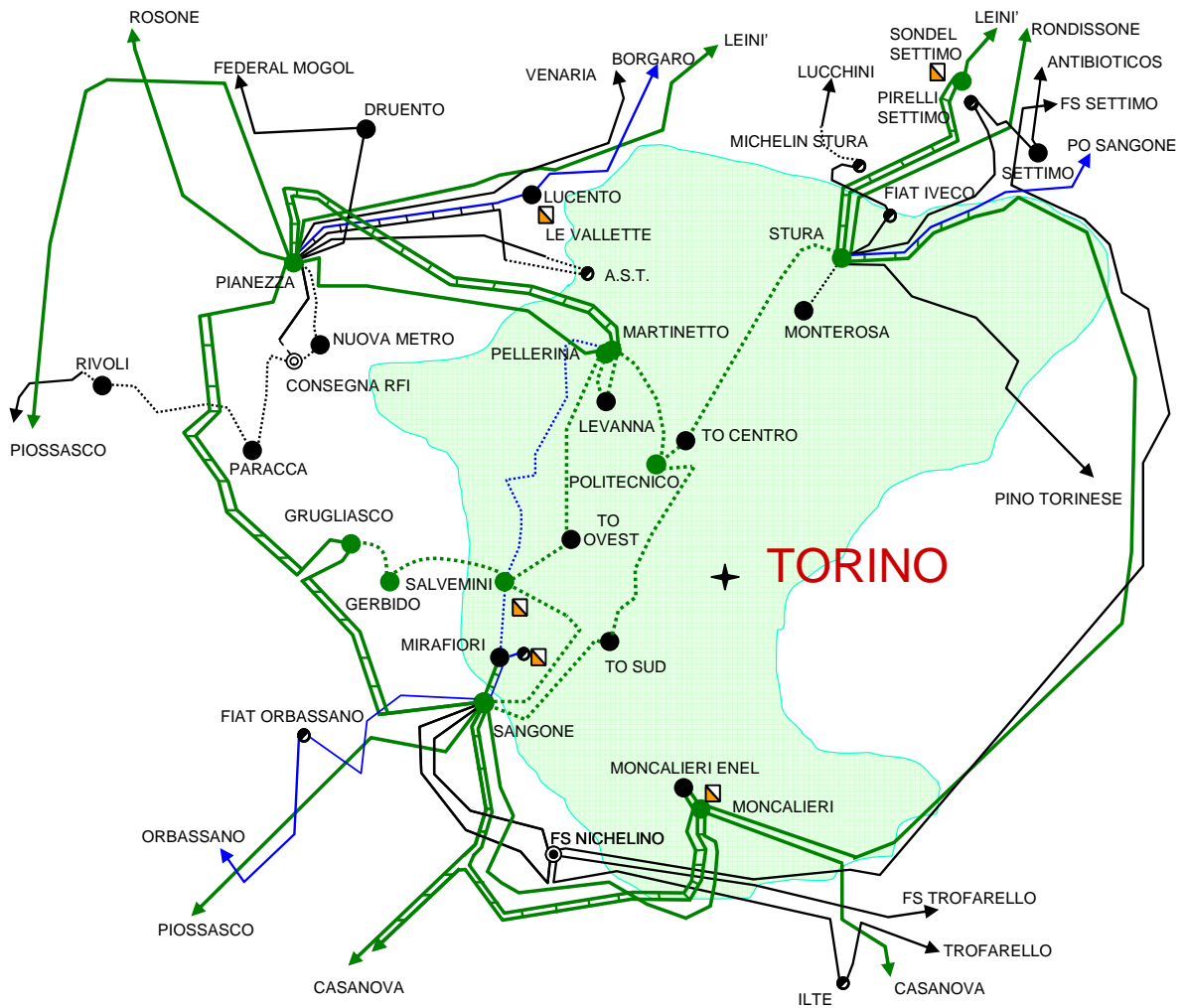
Lavori programmati



(*) Raccordi linea 220 kV "Casanova - Stura" alla stazione di Moncalieri, funzionali all'immissione in rete della produzione della omonima c.le IRIDE. (già programmati nelle precedenti edizioni del PdS)

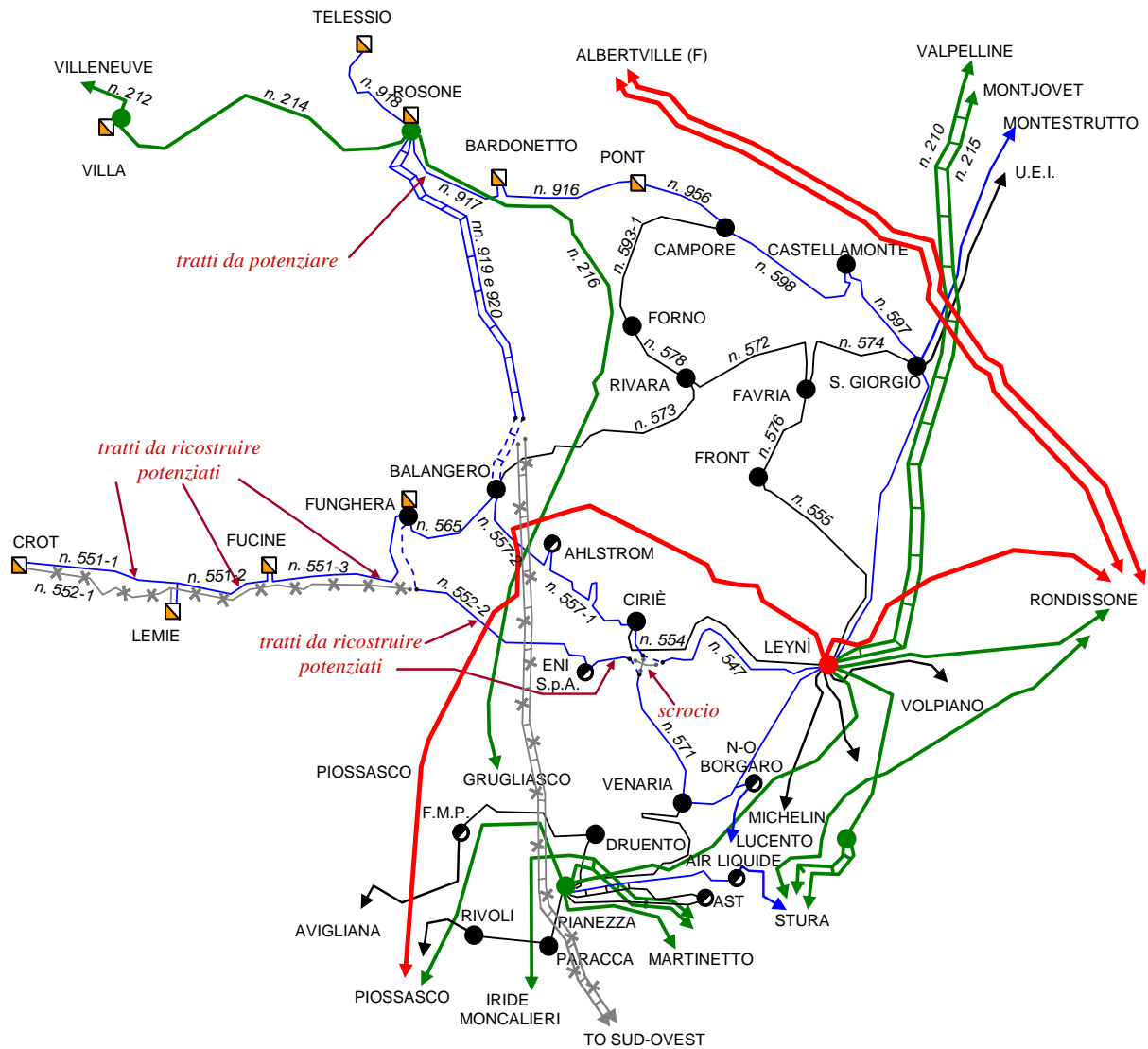
Riassetto rete 220 kV Torino città

Assetto finale



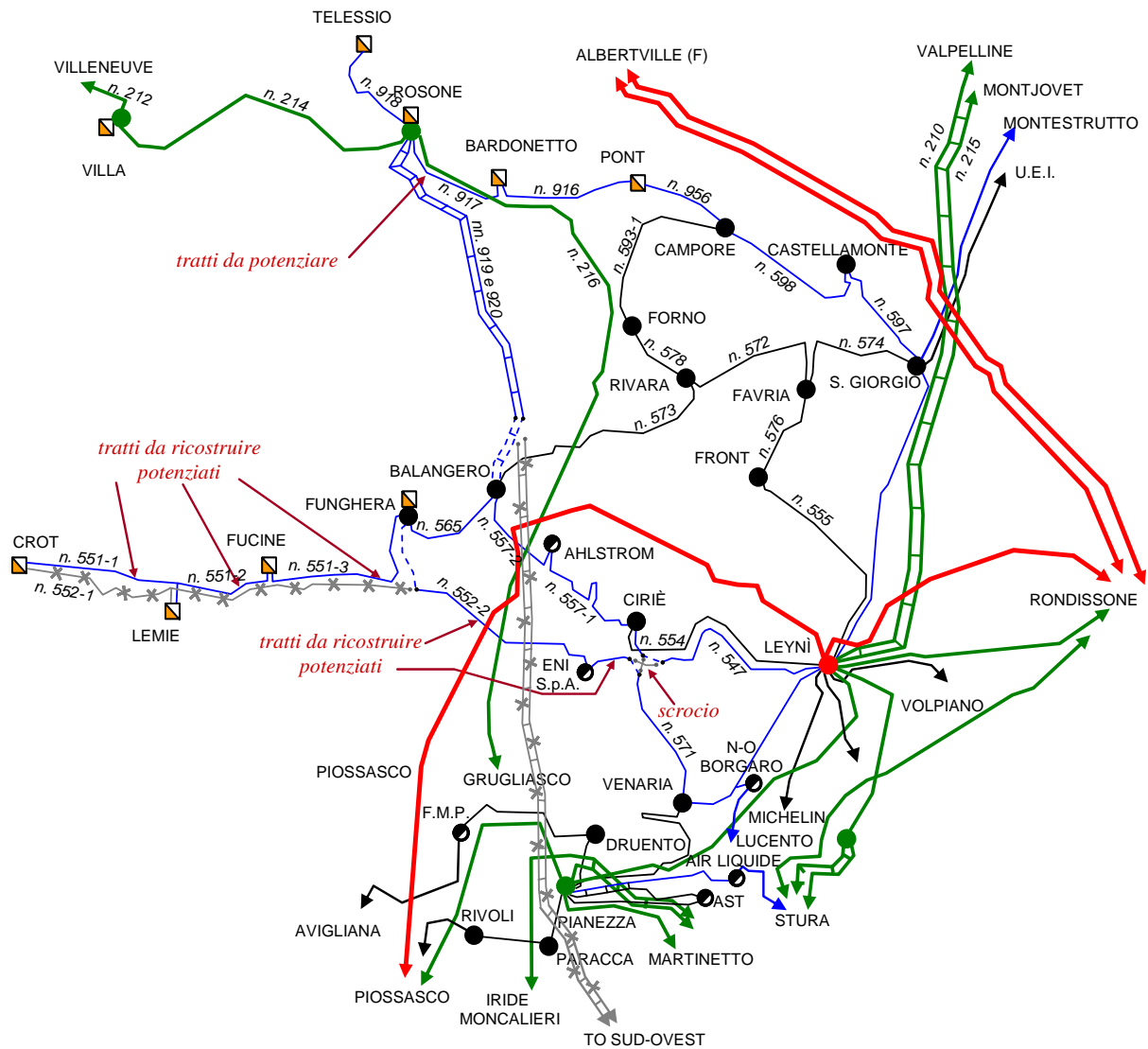
Riassetto rete 132 kV area nord-ovest di Torino

Lavori programmati



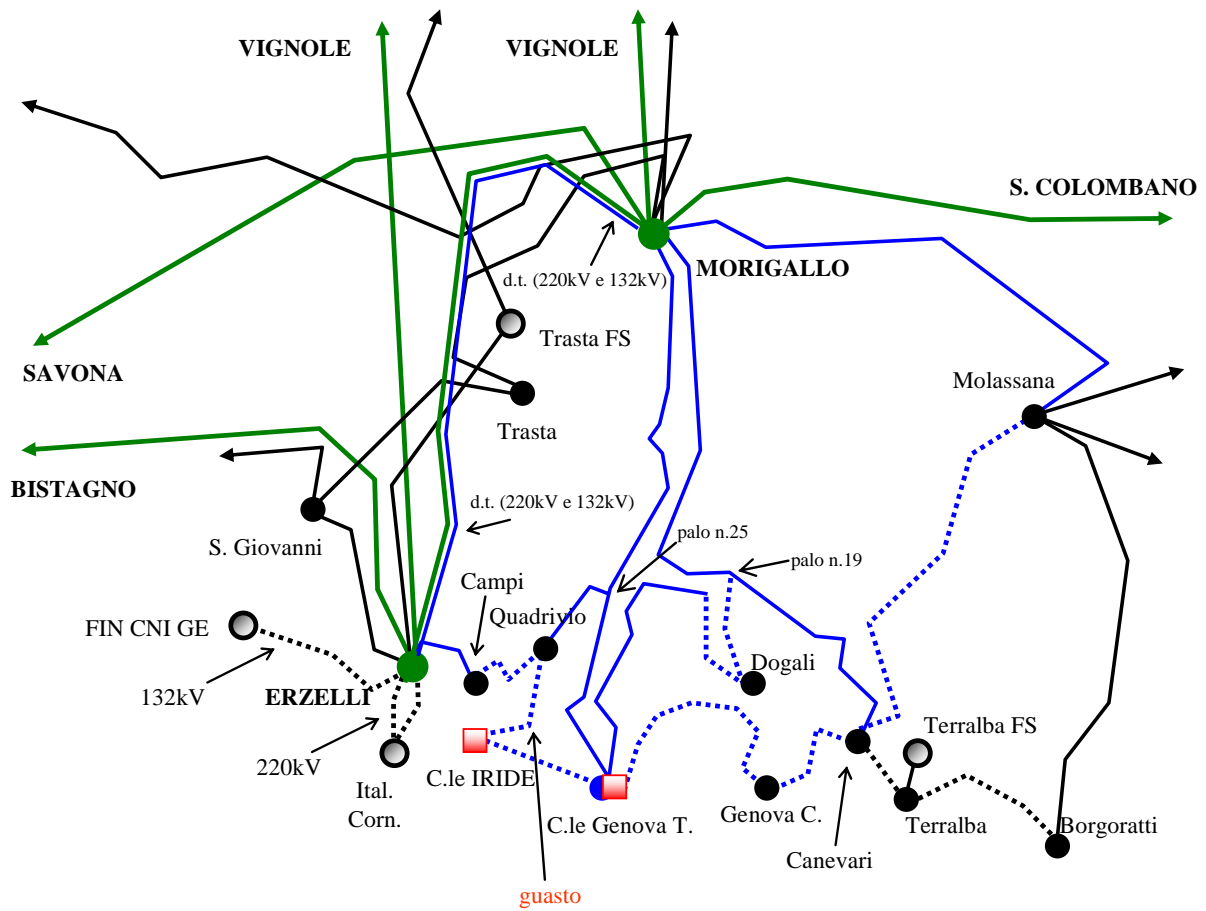
Riassetto rete 132 kV area nord-ovest di Torino

Lavori programmati



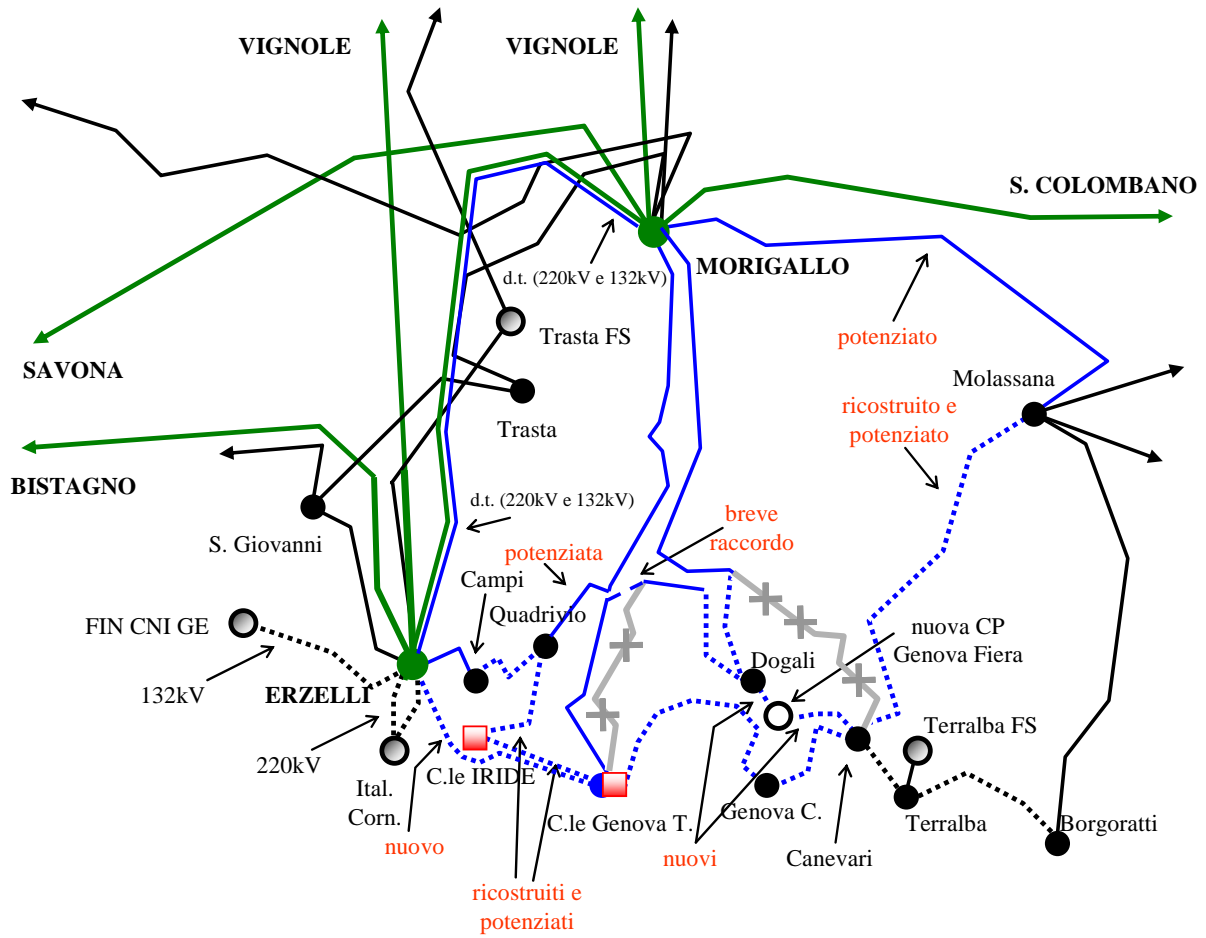
Razionalizzazione 132 kV Genova

Assetto iniziale



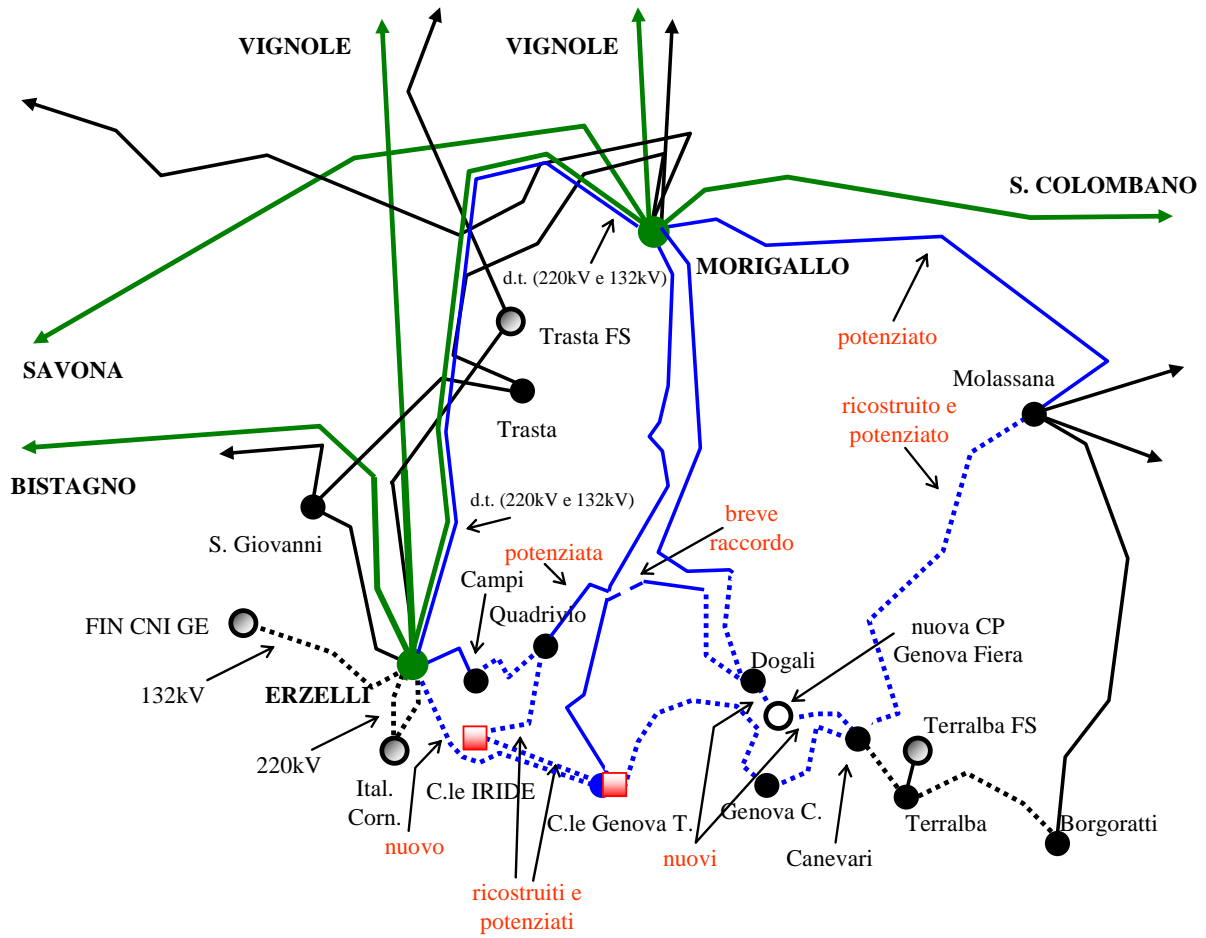
Razionalizzazione 132 kV Genova

Lavori programmati



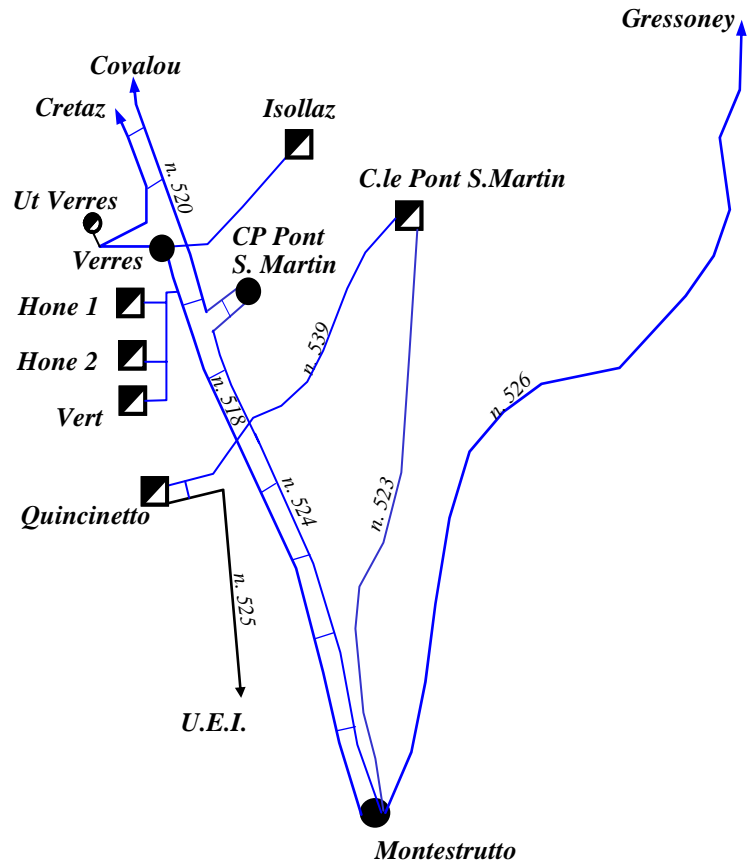
Razionalizzazione 132 kV Genova

Assetto finale



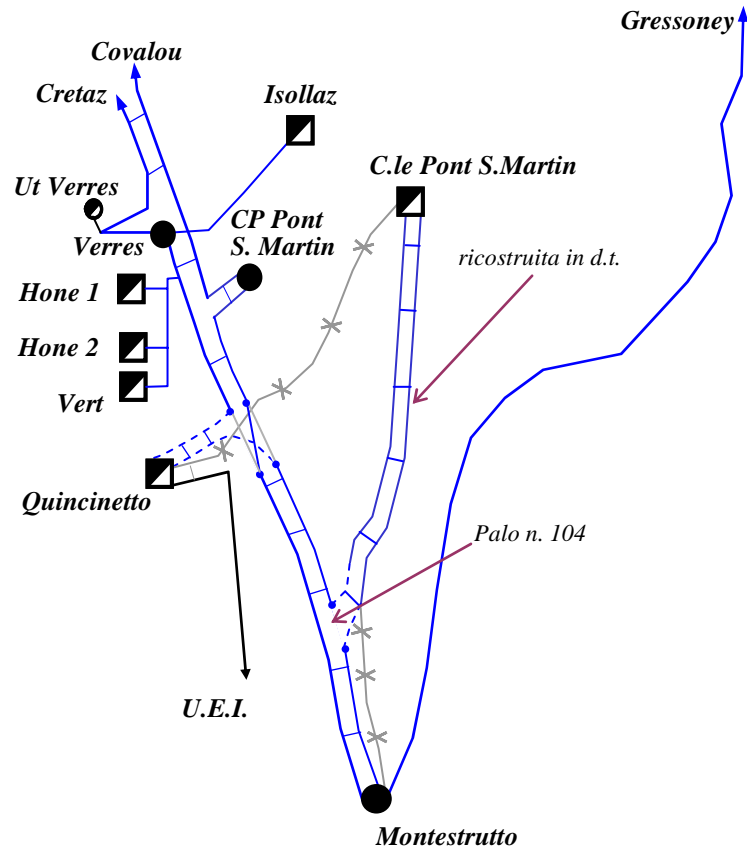
Rete da Covalou a Montestrutto

Assetto iniziale



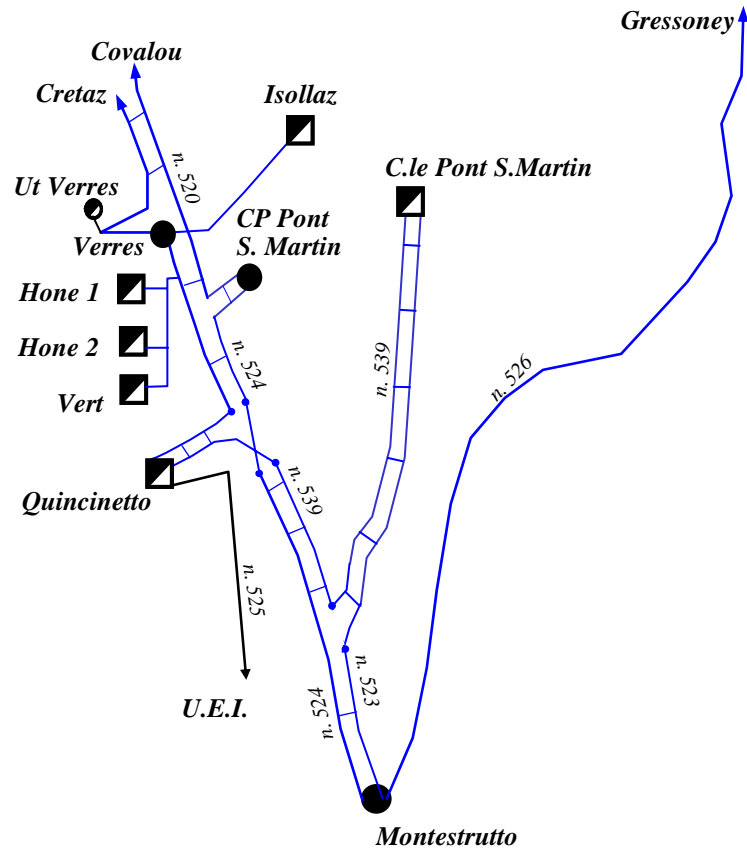
Rete da Covalou a Montestrutto

Lavori programmati



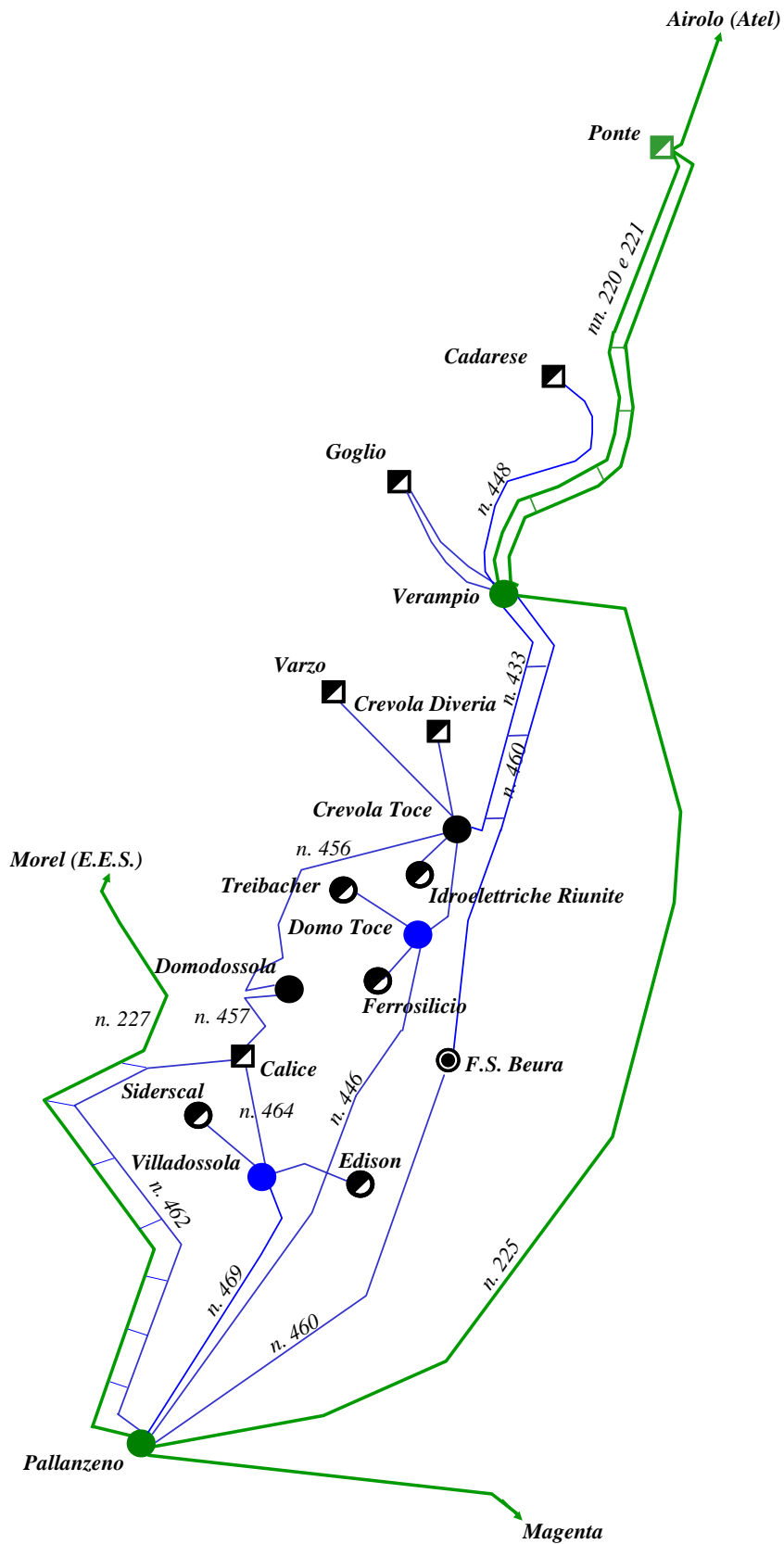
Rete da Covalou a Montestrutto

Assetto finale



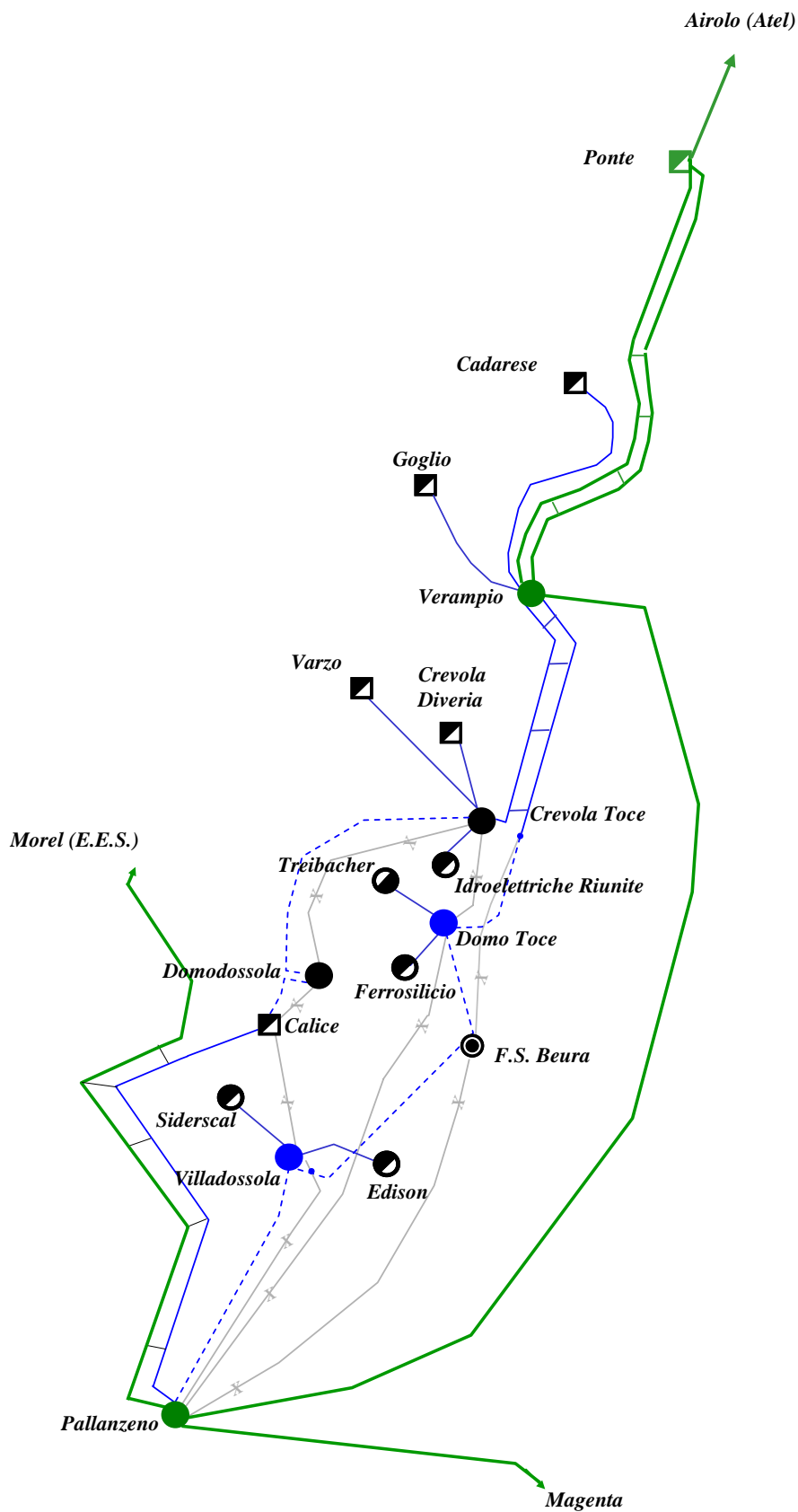
Val D’Ossola Nord

Assetto iniziale



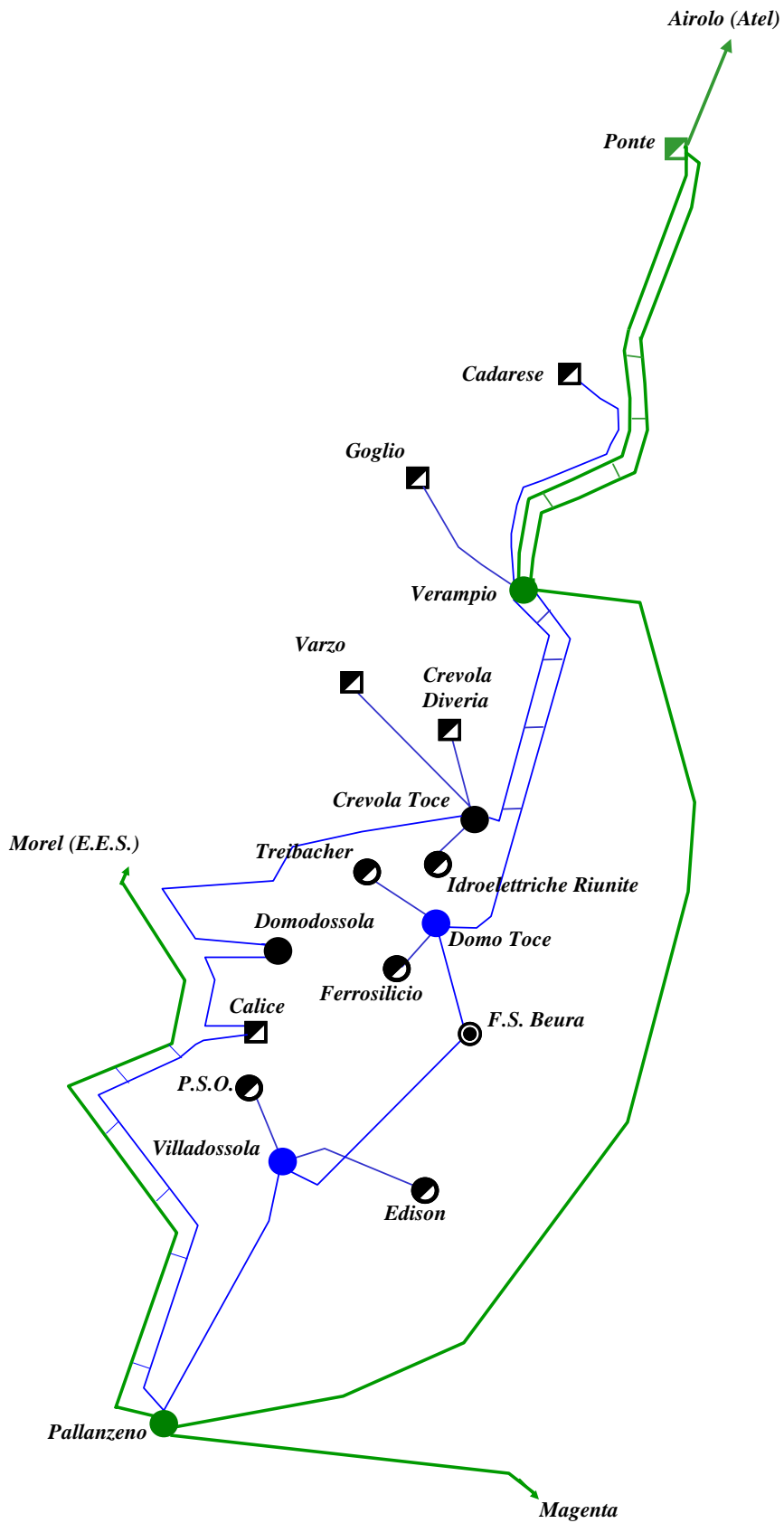
Val D’Ossola Nord

Lavori programmati



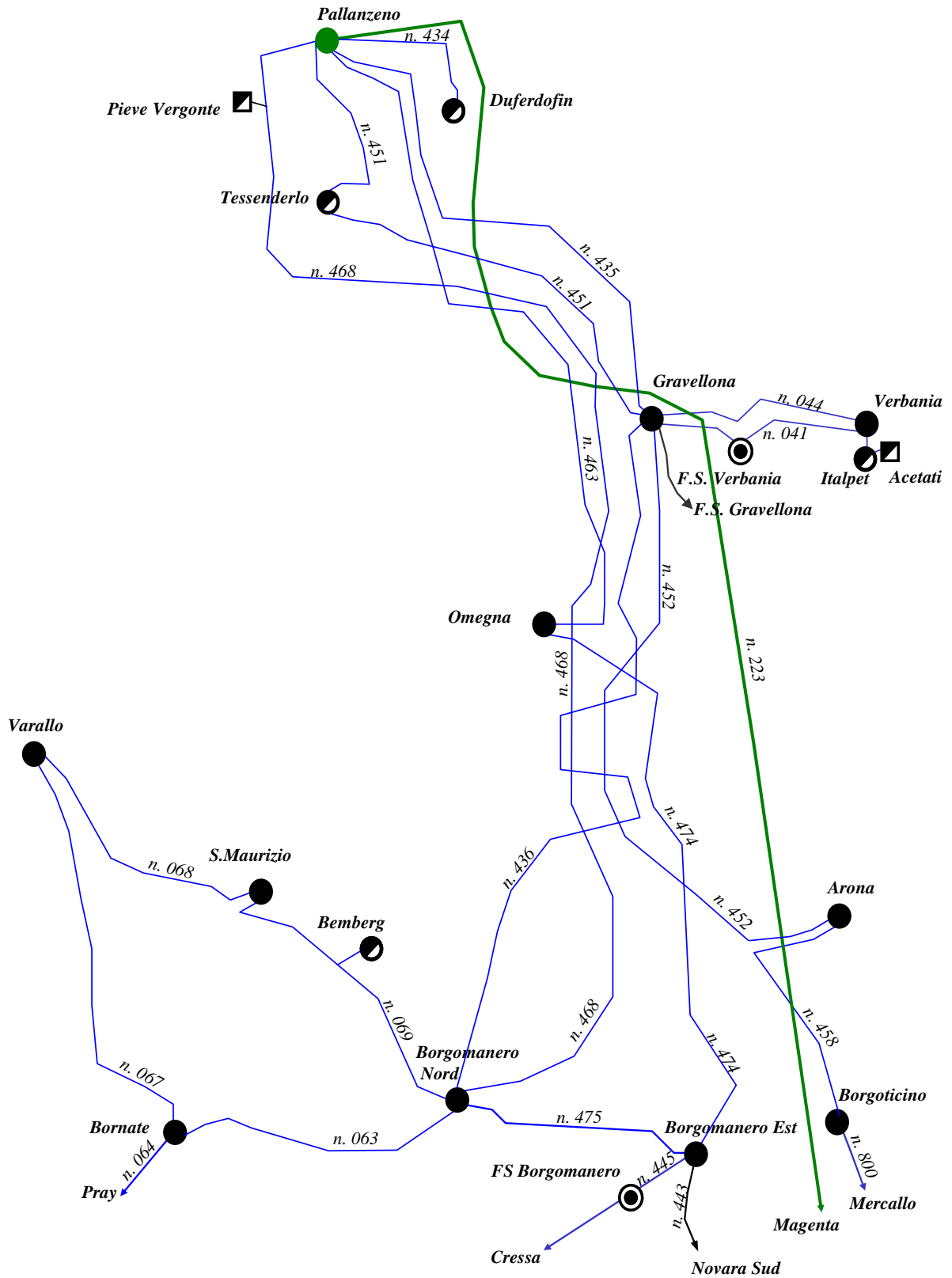
Val D’Ossola Nord

Assetto finale



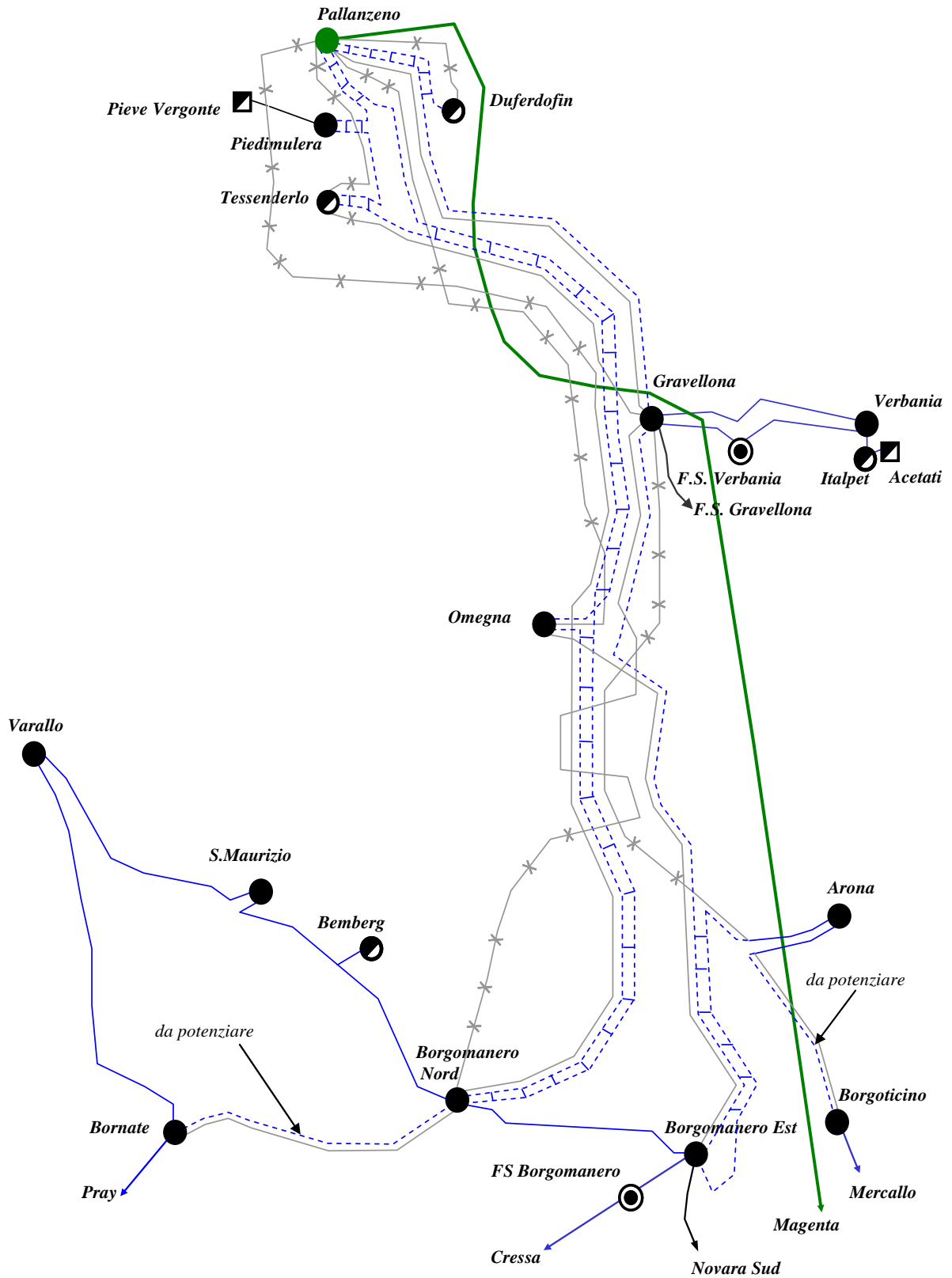
Val d’Ossola Sud

Assetto iniziale



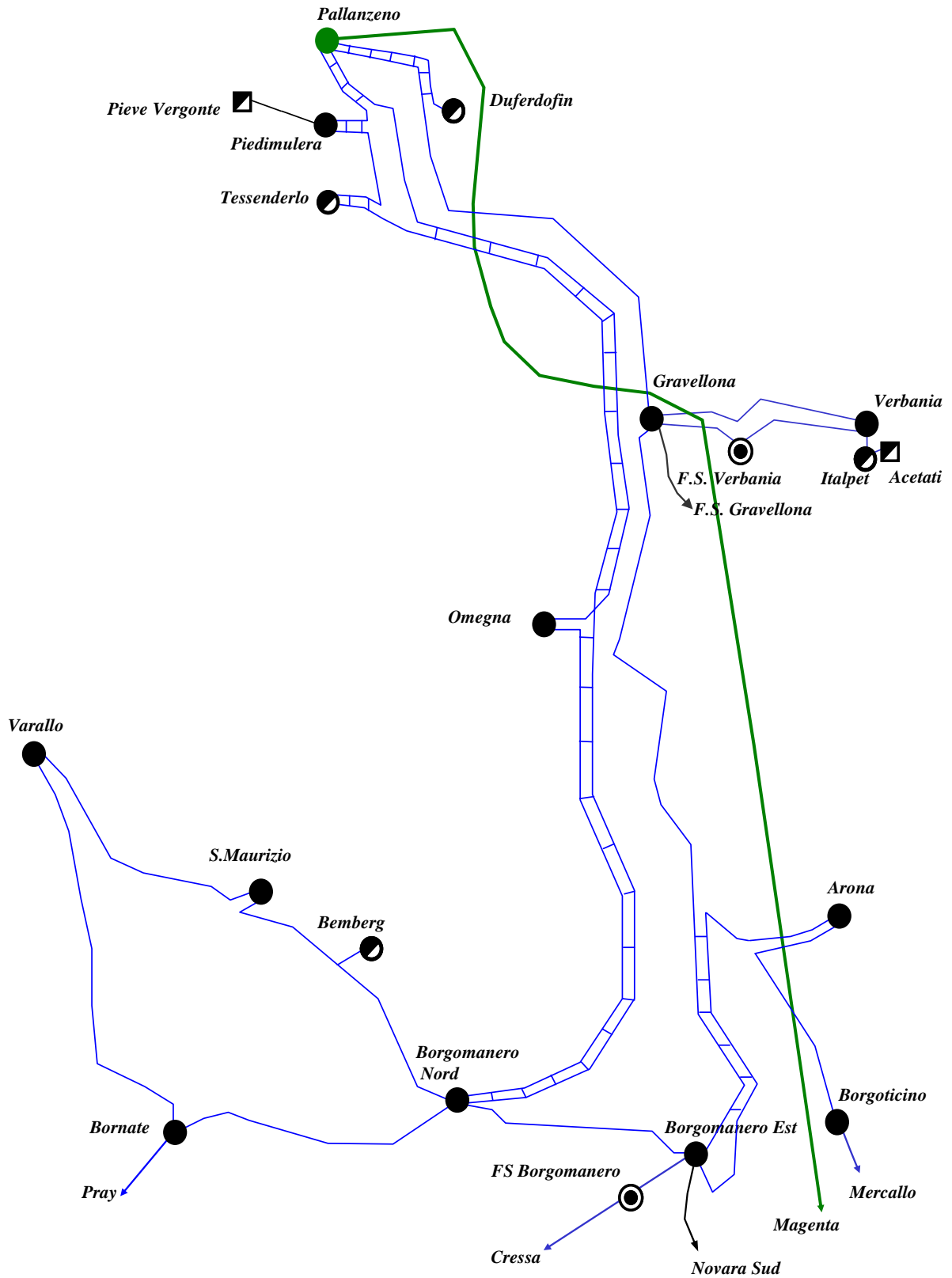
Val d'Ossola Sud

Lavori programmati



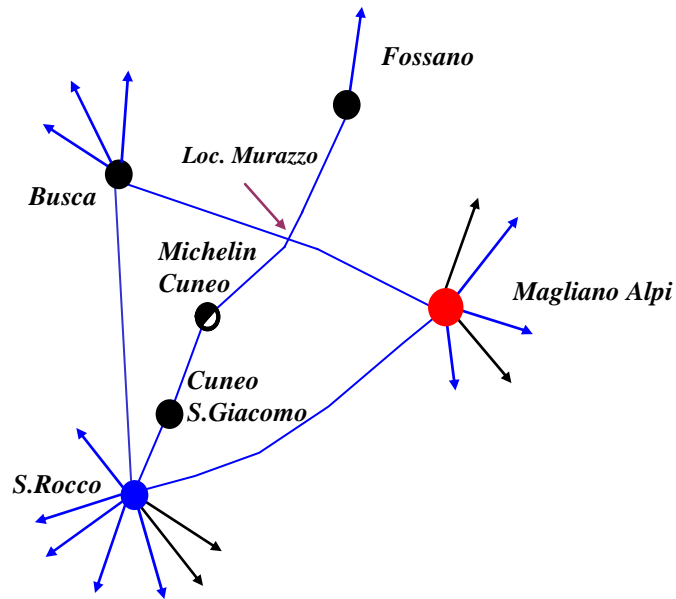
Val d’Ossola Sud

Assetto finale

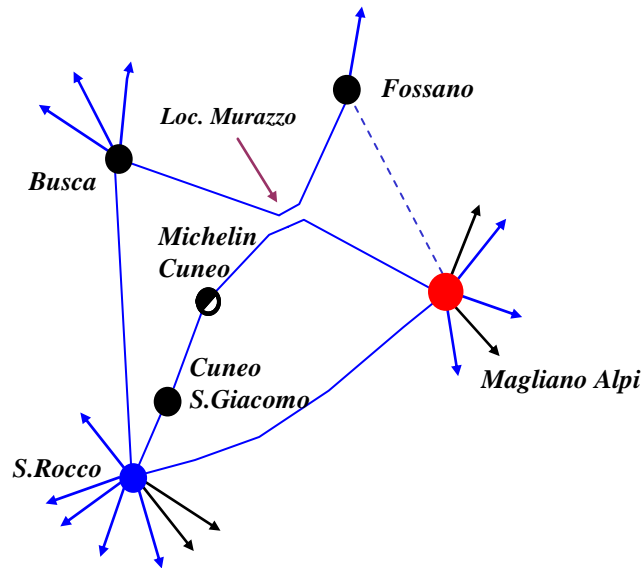


Elettrodotto Magliano - Fossano

Assetto iniziale



Assetto finale



4.2 Area di Milano

Interventi previsti

Stazione 380 kV Cagno (CO)

anno: 2010

La stazione di Cagno è interessata dalle potenze importate dalla Svizzera, attraverso il collegamento a 380 kV “Musignano – Lavorgo” e di quelle prodotte dal polo idroelettrico di Roncovalgrande; tale potenza viene poi trasferita all’area di carico di Milano attraverso la stazione 380 kV di Cislago cui è direttamente collegata, nonché smistata sulla afferente rete a 132 kV che alimenta il bacino d’utenza, prevalentemente industriale, compresa tra Como e Varese.

Ciò premesso, al fine di incrementare i margini di sicurezza e la necessaria flessibilità dell’esercizio della rete, nonché superare le limitazioni ed adeguare gli apparati degli impianti ai valori di corrente attuali e previste, si rende necessario il rifacimento della sezione a 380 kV della stazione di Cagno.

Alla nuova sezione 380 kV sarà connessa la merchant line in corrente alternata a 380 kV “Cagno – Mendrisio”, oggi in servizio mediante collegamento rigido sulla linea “Cagno – Cislago”.

Inoltre, possibilmente in anticipo rispetto alla data indicata, gli accessi delle linee afferenti la sezione a 132 kV della stazione saranno interessati da un riassetto che porterà alla eliminazione dell’esistente derivazione rigida, realizzando due distinte direttrici:

- "Induno - Cagno", appartenente alla RTN e per la quale andranno rimosse le limitazioni di portata in corrente;
- "Faloppio - Cagno" di ENEL Distribuzione.

Stazione 380 kV Cislago (VA)

anno: 2009

La stazione di Cislago è funzionale a raccogliere e smistare sul sistema a 380 kV e 220 kV dell’area di Milano parte della potenza importata dalla Svizzera e quella prodotta dai poli idroelettrici del nord Lombardia, nonché a trasferire tale potenza sulla rete a 132 kV che alimenta la rete a nord di Milano.

Complessivamente la stazione di Cislago contribuisce in modo determinante all’alimentazione di una vasta porzione di rete a 132 kV (area a nord-ovest di Milano e Varese).

In relazione a quanto sopra, al fine di migliorare la sicurezza di esercizio e la qualità del servizio del sistema a 132 kV in questione, è previsto il completo adeguamento della sezione a 132 kV di Cislago. È inoltre in programma l’installazione di una batteria di condensatori funzionale a garantire il miglioramento dei profili di tensione e dei livelli di qualità del servizio sulla rete locale. Contestualmente sarà operato un riassetto degli accessi di numerosi collegamenti a 132 kV, comprese le linee di ENEL Distribuzione verso gli impianti di Fenegrò, Tradate, Castellana e Olginate.

La traslazione delle linee 132 kV, di cui sopra, consentirà un’ottimizzazione degli esistenti tracciati con significativi benefici in termini ambientali.

Stato di avanzamento dell’opera: In data 28 maggio 2008, è stato avviato l’iter autorizzativo presso la Provincia di Varese per il riassetto della rete 132 kV afferente la stazione di Cislago.

Stazione 380 kV Mese (SO)

anno: 2013

L’esistente stazione 220/132 kV di Mese è interessata dalle potenze importate dalla Svizzera attraverso il collegamento 220 kV “Mese – Gorduno” nonché dalle produzioni del nucleo idroelettrico della Valchiavenna; ed è connessa all’area di carico del comasco attraverso due lunghe arterie a 132 kV che, nei periodi di alta idraulicità, debbono essere esercite al limite delle proprie capacità. Ciò premesso al fine di incrementare i margini di sicurezza e la necessaria flessibilità dell’esercizio della rete si prevede di realizzare in prossimità dell’esistente impianto di Mese una nuova sezione 380 kV e relativa trasformazione 380/132 kV.

La nuova sezione 380 kV sarà collegata in entra-esce alla linea 380 kV “Bulciago – Soazza”, mediante utilizzo di raccordi esistenti.

Razionalizzazione 380-132 kV di Brescia

anno: 2015

Disegno allegato: Razionalizzazione rete di Brescia

Al fine di soddisfare l'incremento di carico nell'area urbana di Brescia, in particolare per far fronte alle richieste delle utenze industriali, è stata valutata di concerto con il Distributore locale, l'opportunità di avviare un piano di riassetto e potenziamento della rete locale.

In particolare sono state individuate due aree di intervento:

- Area Nord Ovest: tra le stazioni di Nave e Travagliato è previsto un riassetto della rete a 132 kV e la connessione della nuova cabina primaria della società distributrice locale - indicata dalla stessa col nome di Stocchetta - funzionale alla alimentazione delle stazioni della metropolitana di Brescia e alla modifica di connessione delle CP ASM Iveco e ASM Pietra così come richieste dalla stessa.
- Area Sud-Est: si prevede la realizzazione di una nuova stazione 380/132 kV alla quale saranno raccordate le esistenti linee del distributore, funzionale anche all'alimentazione delle grandi utenze locali ivi presenti, il cui carico attualmente grava sugli impianti di Flero e Nave; è prevista inoltre la realizzazione di un nuovo collegamento in cavo tra la stazione di S.Eufemia e la CP Ziziola funzionale a garantire l'adeguata ridondanza alla rete 132 kV interna alla città.

Sono altresì in valutazione le analisi di dettaglio necessarie a stimare la tenuta delle apparecchiature di alcuni impianti RTN nell'area (quali Flero, XXV Aprile, S. Eufemia e Ziziola) ai valori di corrente di corto circuito previsionali.

Inoltre, in corrispondenza dell'area Nord-Est di Brescia alla luce della possibilità di declassare a 132 kV una delle due terne della linea 220 kV "Nave - Cimego - S. Massenza" è allo studio la possibilità di raccordare la stessa, con un contenuto impatto sul territorio, ai limitrofi impianti esistenti al fine di controalimentare cabine primarie attualmente in antenna e incrementare significativamente la qualità del servizio nell'area, in particolare della Valle Sabbia.

Razionalizzazione 380 kV Media Valtellina (Fase B)

anno: lungo termine

In base a quanto stabilito nell'Accordo di Programma (AdP) firmato presso il Ministero dello Sviluppo Economico – allora Ministero delle Attività Produttive - in data 24 giugno 2003, a valle del completamento degli interventi relativi alla "Fase A" della razionalizzazione in Valcamonica e Alta Valtellina, conseguente alla realizzazione dell'elettrodotto "San Fiorano - Robbia", si procederà nella cosiddetta "Fase B" della razionalizzazione, con interessamento soprattutto del territorio della Media Valtellina.

In tale fase si prevede la dismissione dalla RTN di estesi tratti di linee a 220 e 132 kV, a fronte della realizzazione di tre nuove stazioni elettriche a 380 kV che svolgeranno principalmente funzione di raccolta della produzione idroelettrica della Lombardia settentrionale e a fronte della realizzazione di nuove linee a 380 kV, che trasmetteranno la potenza generata verso l'area di carico di Milano.

La realizzazione dei seguenti impianti a livello 380 kV risulta propedeutica all'esecuzione degli interventi su livello 220/132 kV più sotto descritti:

- nuove stazioni di trasformazione 380 kV di Grosio, Piateda e Tirano;
- raccordi a 380 kV per inserire la stazione di Tirano in entra-esce alla d.t. "S. Fiorano - Robbia";
- raccordi a 380 kV per inserire la stazione di Grosio in entra-esce ad una delle linee della d.t. "S. Fiorano - Robbia";
- nuova direttrice a 380 kV "Tirano - Piateda - Verderio".

Una volta realizzati i sopra descritti interventi sul livello 380 kV, verranno dunque eseguite le seguenti attività, raggruppate secondo insieme indipendenti l'uno dall'altro:

INSIEME B/1:

- collegamento alla nuova stazione di Grosio della linea di trasmissione in d.t. a 220 kV "AEM Verderio - Grosio", nel tronco C.le Grosio-Grosio;
- successiva dismissione dalla RTN della suddetta linea "AEM Grosio - Verderio".

INSIEME B/2:

- collegamento alla nuova stazione di Grosio della linea a 220 kV "Glorenza - Cesano";
- successiva dismissione dalla RTN del tratto della suddetta linea "Glorenza - Cesano" compreso tra Grosio e Cesano e recupero del tratto a 220 kV tra Verderio e Cesano per il miglioramento delle alimentazioni della rete della città di Milano e della connessione della stazione di Cesano, quest'ultima da collegarsi alla linea 220 kV "Cislago - Dalmine".

INSIEME B/3:

- collegamento alla nuova stazione di Grosio della linea di trasmissione in d.t. a 220 kV "AEM Premadio - AEM Ric. Sud" e "AEM Grosio - AEM Ric. Sud";

- successiva dismissione dalla RTN della suddetta d.t. "AEM Premadio - AEM Ric. Sud" e "AEM Grosio - AEM Ric. Sud" nel tratto compreso tra Grosio e Cedegolo Edison e realizzazione dei raccordi a Cedegolo Edison per attuare il collegamento a 220 kV in d.t. "Cedegolo - AEM Ric. Sud";
- successiva dismissione dalla RTN della linea a 132 kV "Cedegolo - Civate - Gorlago" nel tratto compreso tra Cedegolo e Pian Camuno (con conseguente raccordo a Pian Camuno del restante elettrodotto) previo adeguamento dell'altra doppia direttrice a 132 kV tra Cedegolo e Pian Camuno.

INSIEME B/4:

- adeguamento del collegamento a 132 kV tra Belviso e Venina;
- trasformazione in cavo interrato della linea a 132 kV tra Stazzona e Belviso;
- dismissione dalla RTN della linea in d.t. a 132 kV "Stazzona All. - AEM Ric. Nord" e "Stazzona - AEM Ric. Nord" nel tratto compreso tra Belviso (Stazzona All.) e Fusine e realizzazione del raccordo a Fusine per attuare il collegamento in d.t. a 132 kV "Fusine - AEM Ric. Nord";
- dismissione dalla RTN della linea a 132 kV "Fusine - Lenna" di proprietà SONDEL.

INSIEME B/5:

- realizzazione in cavo interrato di un nuovo collegamento a 220 kV tra Sondrio e Piateda;
- trasformazione in cavo interrato di un tratto della linea a 132 kV "Sondrio - Venina" in modo da realizzare il collegamento "Sondrio - Piateda";
- successiva dismissione della linea a 220 kV "Venina - Cassano SONDEL" di proprietà SONDEL nel tratto compreso tra Venina e Dalmine e recupero del tratto a 220 kV tra Dalmine e Cassano SONDEL per un miglioramento delle alimentazioni della rete della città di Milano.

Stato di avanzamento dell'opera: L'Accordo di Programma sottoscritto il 24 Giugno 2003 con MAP (ora MSE) ha previsto l'istituzione di un tavolo tecnico con la Provincia di Sondrio per la concertazione della localizzazione dei nuovi impianti; il 29 Luglio 2008 è stato firmato con la Provincia di Sondrio il Protocollo di Intesa per la localizzazione del corridoio della nuova direttrice a 380 kV Villa di Tirano, Piateda/Fusine e per l'approvazione di criteri localizzativi.

Razionalizzazione 380 kV in Provincia di Lodi

anno: 2012¹⁴

Al fine di ridurre il rischio di congestioni sulla rete che attualmente rendono particolarmente critico l'esercizio in sicurezza dei collegamenti a 380 kV "La Casella – S. Rocco" e "Caorso – S. Rocco", si conferma la necessità di rinforzare la rete a 380 kV tra le stazioni di La Casella e Caorso mediante un nuovo elettrodotto 380 kV in doppia terna.

Questo intervento consentirà, in numerosi scenari produttivi, di evitare le limitazioni alla generazione delle centrali (attuali e previste in futuro) collegate alla rete a 380 kV dell'area Nord del Paese e renderà disponibile energia elettrica a basso costo per l'alimentazione delle utenze. La realizzazione di nuove infrastrutture a 380 kV permetterà altresì di ridurre significativamente le perdite di trasmissione, grazie ad una migliore ripartizione dei flussi di potenza tra le linee a 380 kV "S. Rocco – Parma V." e "Caorso – Carpi". Gli studi condotti hanno portato ad individuare come soluzione ottimale, sia per gli aspetti elettrici che per quelli ambientali e territoriali, un tracciato che si sviluppa interamente nella Regione Lombardia e principalmente in Provincia di Lodi. Il tracciato si affiancherà in alcuni tratti agli esistenti elettrodotti a 380 kV "La Casella – S. Rocco" e "S. Rocco – Caorso", che saranno così ricostruiti rimuovendo così le attuali limitazioni dei collegamenti.

La soluzione così individuata prevede anche la realizzazione di due nuove stazioni elettriche: Chignolo Po (PV) e Maleo (LO).

La prima, SE Chignolo Po, avrà la funzione di smistamento a 380 kV, ad essa verranno collegate le linee 380 kV "La Casella – S. Rocco", "La Casella – Lacchiarella" e la futura linea in d.t. "Chignolo Po – Maleo".

La stazione di Maleo avrà la funzione di smistamento e trasformazione: alla sezione 380 kV saranno raccordate le linee "S. Rocco – Caorso", "Caorso - Cremona" e la futura linea in d.t. "Chignolo Po – Maleo"; alla sezione 132 kV a regime saranno collegate, mediante due brevi raccordi, la CP di Pizzighettone (CR) e la CP di Casalpusterlengo (LO).

Nell'ambito dello stesso progetto sono altresì previsti altri interventi condivisi con i Comuni interessati: una razionalizzazione della rete 220 kV di Tavazzano (denominata Lotto 2) e razionalizzazione 132 kV nell'area urbana di Lodi (denominata Lotto 3).

¹⁴ Data relativa all'ipotesi di acquisizione delle autorizzazioni entro il 2009.

In particolare, la razionalizzazione della rete 220 kV nell'area di Tavazzano consentirà una semplificazione ed ottimizzazione della rete unificando le due stazioni elettriche Tavazzano Est e Tavazzano Ovest, originariamente di proprietà Edison, alla stazione 380 kV Tavazzano.

Gli interventi previsti nell'area urbana di Lodi (lotto 3), non strettamente correlati alle opere principali, si presentano tra l'altro come migliorativi in termini di impatto ambientale della rete esistente.

Stato di avanzamento dell'opera: È in corso l'iter autorizzativo per la costruzione ed esercizio del collegamento avviato in data 21 dicembre 2007 ai sensi della L. 239/04.

Elettrodotto 380 kV tra Pavia e Piacenza

anno: lungo termine

In considerazione della realizzazione di nuove centrali in ciclo combinato nell'area Nord Ovest del Paese, è prevista la realizzazione di un nuovo elettrodotto a 380 kV funzionale al trasporto delle produzioni dal polo di Ferrera Erbognone/Voghera verso la rete a 380 kV afferente il nodo di La Casella (PC). L'intervento consentirà di ridurre i rischi di sovraccarico della rete a 380 kV sulla sezione Nord – Centro Nord, anche in seguito all'eventuale incremento dell'importazione sulla frontiera Nord Ovest.

La realizzazione del nuovo elettrodotto è correlata al potenziamento della rete a 380 kV tra le stazioni di La Casella e Caorso.

Elettrodotto 380 kV Trino – Lacchiarella

anno: 2012¹⁵

Nel corso degli ultimi anni si è registrato un notevole aumento della produzione di energia elettrica nell'area nord-occidentale del Paese e nel contempo si è assistito ad una significativa crescita del fabbisogno energetico delle Regioni Lombardia ed Emilia Romagna.

Infatti, in un'area già caratterizzata da forte importazione di energia elettrica dall'estero (in particolare dalla Francia), ad alcune centrali già esistenti ma potenziate, si sono aggiunte nuove iniziative produttive e, complessivamente, si è verificato un incremento della generazione di energia elettrica nell'area nord-occidentale di circa 3.000 MW negli ultimi anni.

Il mutato scenario ha determinato un forte aumento dei flussi di potenza sulle linee elettriche a 380 kV "Rondissone – Turbigo" e "Trino – Castelnuovo", che risultano essere, già nelle condizioni attuali, una strozzatura della rete, un collo di bottiglia che riduce i potenziali transiti tra le sezioni in esame e costituisce un vincolo all'esercizio in sicurezza del sistema elettrico, che si aggrava in condizioni di indisponibilità, programmata o accidentale, delle linee in oggetto.

Gli studi e le analisi di rete hanno dimostrato che l'ipotesi di sviluppo che consentirà di ottenere i maggiori benefici per il sistema elettrico è rappresentata da un nuovo collegamento a 380 kV tra le porzioni di RTN esistenti sul territorio del Piemonte e della Lombardia.

La soluzione individuata prevede di realizzare una nuova linea in doppia terna a 380 kV congiungente le stazioni a 380 kV di Trino in provincia di Vercelli e di Lacchiarella in provincia di Milano.

La nuova linea contribuirà ad aumentare la magliatura della rete a 380 kV dell'Italia Nord-Occidentale, garantendo una maggiore capacità di trasporto tra il Piemonte e l'area di carico di Milano. Il collegamento consentirà di migliorare la flessibilità e la sicurezza di esercizio della rete, riducendo il rischio di congestioni di rete. Associate all'intervento sono altresì previste alcune opere di razionalizzazione della rete AT nell'area.

Stato di avanzamento dell'opera: Di concerto con la Regione Lombardia e le Province di Pavia e Milano sono stati attivati i tavoli tecnici per la definizione delle fasce di fattibilità che hanno portato in data 23 Aprile 2008 alla firma del verbale di condivisione della fascia di fattibilità di tracciato con Regione, Provincia di Pavia, Parco del Ticino e 22 comuni del Pavese; in data 23 luglio 2008, firmato il verbale di condivisione della fascia di fattibilità del tracciato con tre Comuni della Provincia di Milano e con il Parco Agricolo Sud di Milano.

Il 09/12/2008, ai sensi della L.239/04, è stato avviato l'iter autorizzativo per la realizzazione del nuovo elettrodotto in d.t. 380 kV.

¹⁵ Data relativa all'ipotesi di acquisizione delle autorizzazioni entro 18 mesi dall'avvio dell'iter.

Stazione 220 kV Sud Milano (MI)

anno: 2013

Disegno allegato: Razionalizzazione di Milano

La crescita dei consumi nell'area sud di Milano ha evidenziato la necessità di un intervento di potenziamento della rete. Al riguardo, è stata individuata la possibilità di realizzare una nuova stazione a 220 kV da collegarsi in entra-esce mediante brevi raccordi ad una delle due terne dell'elettrodotto a 220 kV "Cassano – Ricevitrice Sud", in prossimità dell'esistente CP di Vaiano Valle di proprietà ENEL Distribuzione, nella quale saranno installate opportune trasformazioni 220/132 kV.

Potranno così essere ridotti i transiti sulla locale rete a 132 kV e garantito un incremento della flessibilità di esercizio. Contestualmente, verranno rimosse le limitazioni di portata ed eliminata l'esistente derivazione rigida sulla direttrice di trasmissione a 132 kV tra la costruenda stazione e la CP Bolgiano, funzionale ad alimentare i carichi localizzati nell'area Sud-Est della città di Milano.

Stato di avanzamento dell'opera: È stato avviato, ai sensi della L.239/04, in data 24 giugno 2008 l'iter autorizzativo per il potenziamento del collegamento 132 kV "Peschiera -Vaiano Valle – S.Donato".

Razionalizzazione 220 kV Città di Milano

anno: 2012

Disegno allegato: Razionalizzazione di Milano

Considerati l'ingente carico della città di Milano, gli elevati transiti sugli elettrodotti di trasmissione nell'area, è stata programmata una serie di interventi di sviluppo della rete di trasmissione che interessa il territorio milanese.

Il potenziamento della rete della città di Milano ha tra i suoi obiettivi quelli di:

- garantire anche in futuro la sicurezza di alimentazione delle utenze elettriche, diminuendo la probabilità di energia non fornita;
- migliorare la connessione degli esistenti impianti di trasmissione, tradizionalmente gestiti come reti separate, in modo da incrementare l'affidabilità della rete;
- assicurare un migliore deflusso della potenza generata.

Nello specifico, con valenza prioritaria rispetto alle altre attività, è prevista la realizzazione di un nuovo elettrodotto in cavo a 220 kV "Gadio - Porta Volta". Per consentire il collegamento del cavo a Porta Volta ed al contempo garantire adeguati livelli di flessibilità, affidabilità e continuità del servizio, è in corso di completamento l'ampliamento ed il potenziamento della stazione di Porta Volta, attualmente in singola sbarra, presso il nuovo impianto è prevista inoltre la connessione di un nuovo trasformatore 220 kV/MT richiesto dal distributore locale.

Si procederà quindi alla realizzazione dei successivi interventi:

- nuovo elettrodotto a 220 kV "Baggio - Ricevitrice Ovest";
- nuovo elettrodotto in cavo a 220 kV "Ricevitrice Sud - Porta Venezia";
- potenziamento del cavo 220 kV "Ricevitrice Sud - Ricevitrice Ovest".

In correlazione con tali nuovi collegamenti, anche al fine di adeguare gli apparati della stazione Ricevitrice Sud alle nuove correnti di corto, è previsto l'ampliamento ed il potenziamento dell'impianto.

Al fine di garantire una maggiore flessibilità e continuità di esercizio, sarà inoltre adeguata la stazione 220/132 kV di Rise di Sesto, prevedendo l'installazione dello stallo di parallelo presso la relativa sezione 132 kV.

Contestualmente alle attività indicate, nelle stazioni rispettivamente di Baggio e di Cassano verranno installate due nuove trasformazioni 380/220 kV.

Successivamente alla data indicata verranno inoltre potenziati i collegamenti in cavo interrato a 220 kV "Ricevitrice Ovest – Gadio", "Gadio – Ricevitrice Nord" e "Porta Volta – Porta Venezia".

Stato di avanzamento dell'opera: In vista dell'evento Expo Milano 2015, si è svolto il 20 Maggio 2008 un primo incontro Tecnico con il Comitato di Pianificazione che ha portato alla identificazione di nuove esigenze recepite nella Sezione 1 del presente documento.

In data 4 Agosto 2008, è stato avviato ai sensi della L.239/04, l'iter di autorizzazione per la costruzione ed esercizio del collegamento in cavo "Gadio-Porta Volta".

Elettrodotto 132 kV "Malpensata - Bas" (BG)

anno: 2013

La città di Bergamo è attualmente alimentata da due collegamenti a 132 kV "Curno- Bergamo" e "Malpensata - Bergamo - derivazione Bas"; al fine di incrementare l'affidabilità del servizio elettrico verrà rimossa la suddetta derivazione rigida realizzando due collegamenti diretti: "Bergamo – Malpensata"

ottenuto sfruttando gli impianti di rete esistenti e “Malpensata - Bas”, mediante un nuovo collegamento in cavo.

Elettrodotto 132 kV Novara Sud – Magenta

anno: 2012

Al fine di completare il potenziamento della direttrice a 132 kV "Novara Sud - Sarpom (NO) - Reno dei Medici (MI) - Edison Boffalora (MI) - Magenta (MI)" sarà adeguata la portata del tratto compreso tra gli impianti di Sarpom e Reno dei Medici.

L'intervento dovrà essere anticipato il prima possibile per garantire la sicurezza e continuità del servizio anche in caso di rete non integra.

Interventi su impianti esistenti o autorizzati

Razionalizzazione 220 kV Valcamonica (Fase A1)

anno: 2010/2011

Disegno allegato: Valcamonica - Fase A1

Nei termini stabiliti e con le modalità definite nell'Accordo di Programma (AdP) sottoscritto presso il Ministero dello Sviluppo Economico - l'allora Ministero delle Attività Produttive - in data 24 giugno 2003, in correlazione alla realizzazione della linea in doppia terna a 380 kV "San Fiorano - Robbia", sono stati avviati gli iter autorizzati relativi all'attività della cosiddetta "Fase A1" della razionalizzazione dei sistemi elettrici che interessano il territorio della Valcamonica.

Oltre al potenziamento di una stazione 220/132 kV (cfr. Intervento Stazione di Cedegolo), in tale fase si prevede la trasformazione in cavo interrato di linee a 220 e 132 kV presenti nell'area e la realizzazione di alcune varianti secondo le attività qui di seguito descritte:

- trasformazione in cavo interrato dell'elettrodotto a 220 kV "Cedegolo - Taio" nel tratto compreso tra Cedegolo e Edolo e nel tratto compreso tra Temù e Passo del Tonale;
- dismissione della linea a 132 kV "Cedegolo - Sonico" e trasformazione in cavo interrato della direttrice a 132 kV tra CP San Fiorano, Cedegolo, Forno, CP Edolo, Sonico, Temù;
- raccordo ad Ossana, mediante realizzazione di un nuovo stallo 132 kV, della linea a 132 kV "Temù - Cogolo", in modo da realizzare la direttrice "Temù - Ossana", da interrare nel tratto compreso tra Temù e il Passo del Tonale;
- raccordo a Cogolo della linea a 132 kV "Temù - Taio" e dismissione del tratto compreso tra Temù e Cogolo, in modo da ottenere la direttrice "Taio - Cogolo", compatibilmente con le attività descritte è previsto il collegamento in d.t. tra Cogolo e Ossana.

Contestualmente verranno adeguati alla portata dei nuovi collegamenti tutti gli elementi di impianto della Stazione annessa alla C.le Edison di Sonico.

Stato di avanzamento dell'opera: Ai sensi della L. 239/04, sono state completate lato Lombardia tutti gli iter autorizzativi, in particolare nel 2008 si sono conclusi gli iter autorizzativi per l'interramento della linea 220 kV "Taio - Cedegolo", nei tratti "Temù - Passo Tonale" (lato Lombardia) e "Sonico - Cedegolo" e per variante in cavo interrato della linea a 132 kV "S. Fiorano - Sellero". In data 7/11/2008 con deliberazione n.2946, la Giunta Provinciale di Trento ha rilasciato l'accertamento di compatibilità con gli strumenti urbanistici vigenti per l'intervento "Temù - Passo Tonale".

Razionalizzazione 220 kV Alta Valtellina (Fase A2)

anno: 2012

Disegno allegato: Valtellina - Fase A2

Nei termini stabiliti e con le modalità definite nell'Accordo di Programma (AdP) sottoscritto presso il Ministero dello Sviluppo Economico - l'allora Ministero delle Attività Produttive - in data 24 giugno 2003, in correlazione alla realizzazione della linea in doppia terna a 380 kV "San Fiorano - Robbia", sono in corso le attività della cosiddetta "Fase A2" di razionalizzazione dei sistemi elettrici che interessano il territorio dell'Alta Valtellina.

In tale fase si prevede la trasformazione in cavo interrato di linee a 132 kV presenti nell'area, la realizzazione di alcune varianti di raccordo e la realizzazione di alcune stazioni sul livello 132 kV secondo le attività qui di seguito descritte:

- realizzazione di una direttrice in cavo interrato a 132 kV che parte dalla stazione 132 kV di Grosotto e passa per Lovero, CP Villa di Tirano, C.S. Villa di Tirano e Stazzona;
- dismissione dalla RTN dei seguenti collegamenti aerei a 132 kV: la linea "CP Villa di Tirano - C.S. Villa di Tirano", la linea "C.S. Villa di Tirano - Stazzona" e la doppia terna "Lovero - Grosotto" e "Stazzona - Lovero";
- trasformazione in cavo interrato della porzione della linea a 220 kV "Glorenza - Cesano" compresa tra Bagni di Bormio e Piazza; interrimento della linea aerea di interconnessione a 132 kV "Campocologno (CH) - Villa di Tirano";
- realizzazione di una nuova stazione a 132 kV presso Lovero, da collegare in entra-esce alla linea 132 kV "Grosotto - CP Villa di Tirano" e predisposta anche per la connessione dei due gruppi della centrale idroelettrica omonima;
- realizzazione di una nuova stazione a 132 kV presso Stazzona, da collegare in entra-esce alla linea a 132 kV "Ric. Nord - C.S. Villa di Tirano - Stazzona all. (Belviso)" e predisposta anche per la connessione dei due gruppi della centrale idroelettrica omonima.

Stato di avanzamento dell'opera: Gli interventi, ricadenti tra le attività propedeutiche all'Accordo di Programma sottoscritto il 24 giugno 2003, sono stati autorizzati dal MSE, ai sensi della legge 239/04, con decreti rispettivamente del 11 Febbraio 2008, 26 Febbraio 2008, 9 Aprile 2008 e 18 Aprile 2008.

Stazione 380 kV Baggio (MI)

anno: 2012

In considerazione dei valori di correnti di corto circuito attuali e previste in corrispondenza della sezione 380 kV di Baggio, è in programma l'adeguamento completo dell'impianto mediante sostituzione delle apparecchiature con altre opportunamente dimensionate.

Stazione 380 kV Bovisio (MI)

anno: 2012

In considerazione dei valori di correnti di corto circuito attuali e previste in corrispondenza della sezione 380 kV di Bovisio, è in programma l'adeguamento completo dell'impianto mediante sostituzione delle apparecchiature con altre opportunamente dimensionate.

Stazione 380 kV Brugherio (MI)

anno: 2012

In considerazione dei valori di correnti di corto circuito attuali e previste in corrispondenza della sezione 380 kV di Brugherio, è in programma l'adeguamento di alcune apparecchiature dell'impianto mediante sostituzione con altre opportunamente dimensionate.

Stazione 380 kV Caorso (PC)

anno: 2012

In considerazione dei valori di correnti di corto circuito attuali e previste in corrispondenza della sezione 380 kV di Caorso, è in programma l'adeguamento di alcune apparecchiature dell'impianto mediante sostituzione con altre opportunamente dimensionate.

Stazione 380 kV Chiari (BS)

anno: 2012

In considerazione dei valori di correnti di corto circuito attuali e previste in corrispondenza della sezione 380 kV di Chiari, è in programma l'adeguamento di alcune apparecchiature dell'impianto mediante sostituzione con altre opportunamente dimensionate.

Stazione 380 kV Ospiate (MI)

anno: 2012

In considerazione dei valori di correnti di corto circuito attuali e previste in corrispondenza della sezione 380 kV di Ospiate, è in programma l'adeguamento completo dell'impianto mediante sostituzione delle apparecchiature con altre opportunamente dimensionate.

Stazione 380 kV Ostiglia (MN)

anno: 2012

In considerazione dei valori di correnti di corto circuito attuali e previste in corrispondenza della sezione 380 kV di Ostiglia, è in programma l'adeguamento di alcune apparecchiature dell'impianto mediante sostituzione con altre opportunamente dimensionate.

Stazione 380 kV Pian Camuno (BG)

anno: 2012

Per garantire la sicurezza e continuità di alimentazione dei carichi locali è prevista l'installazione di un'ulteriore trasformazione 380/132 kV e la predisposizione della sezione a 132 kV per l'esercizio su tre sistemi di sbarre separati.

Contestualmente sarà investigata la possibilità di rimuovere la limitazione in corrente sul collegamento a 132 kV "Pian Camuno – Casnigo der. Radicifil", mediante potenziamento del tratto compreso tra Pian Camuno e la derivazione dell'utente Radicifil.

Stazione 380 kV Tavazzano (LO)

anno: 2010

In considerazione dei valori di correnti di corto circuito attuali e previste in corrispondenza della sezione 380 kV di Tavazzano, è in programma l'adeguamento di alcune apparecchiature dell'impianto mediante sostituzione con altre opportunamente dimensionate.

Stazione 380 kV Turbigo (MI)

anno: 2015

In considerazione dei valori di correnti di corto circuito attuali e previste in corrispondenza della sezione 380 kV di Turbigo, è in programma l'adeguamento di alcune apparecchiature dell'impianto mediante sostituzione con altre opportunamente dimensionate. Inoltre - entro il 2008 - sarà completato il potenziamento della omonima centrale elettrica collegata in antenna alla stazione elettrica a 380 kV.

Stazione 220 kV Cedegolo (BS)

anno: 2009

Disegno allegato: Valcamonica - Fase A1

Al fine di ottimizzare le connessioni alla rete nel quadro delle attività di razionalizzazione della Valcamonica (Fase A1), è stato previsto l'adeguamento dell'impianto di Cedegolo.

Il nuovo assetto della stazione, nella quale è prevista la sostituzione dei due attuali trasformatori, sarà il seguente:

- sezione 220 kV: a cui connettere la linea "Cedegolo - Taio" e la trasformazione 220/132 kV;
- sezione 132 kV: a cui saranno connesse le due linee per S. Fiorano e la linea per CP Forno, e i collegamenti dei gruppi esistenti.

Stato di avanzamento dell'opera: L'intervento, ricadente tra le attività propedeutiche alla Razionalizzazione della Valcamonica, è stato autorizzato dal MSE ai sensi della legge 239/04, il 4 Ottobre 2007.

Stazione 132 kV Ardenno (SO)

anno: 2010

La stazione di Ardenno, alla quale sono connessi gli impianti di produzione di Ardenno, Masino e Talamona, contribuisce a raccogliere la produzione idroelettrica sul sistema a 132 kV della Valtellina. Al fine di garantire i necessari livelli di sicurezza, affidabilità e flessibilità di esercizio dell'impianto, sono previsti interventi di riassetto con adeguamento e potenziamento della stazione.

Interventi modificati

Stazione 220 kV Rozzano (MI)

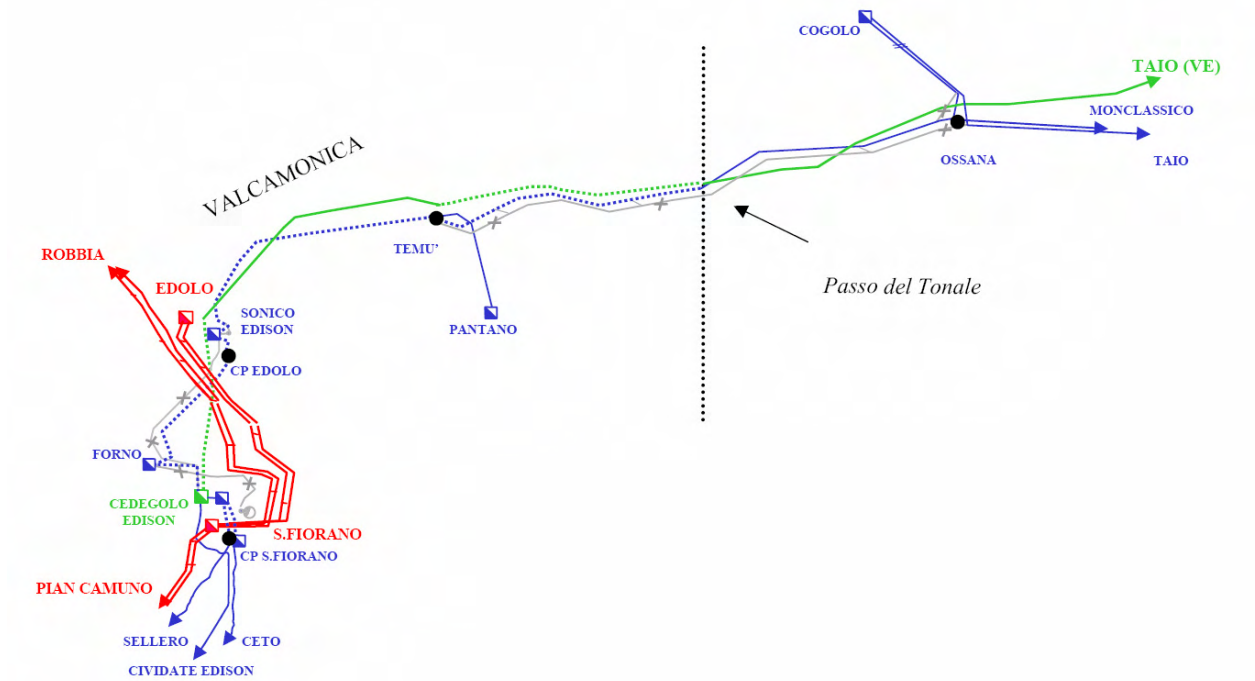
Al fine di far fronte all'incremento di carico dell'area urbana di Milano sarà realizzata una nuova stazione 220 kV alla quale saranno connesse le già previste trasformazioni richieste della società distributrice locale. Le attività sono condotte in maniera sinergica con lo stesso distributore.

Stato di avanzamento dell'opera: Di concerto con il distributore locale l'intervento è stato ripianificato (cfr. Sezione I "connessione CP Rozzano/S.Rocco).

Disegni

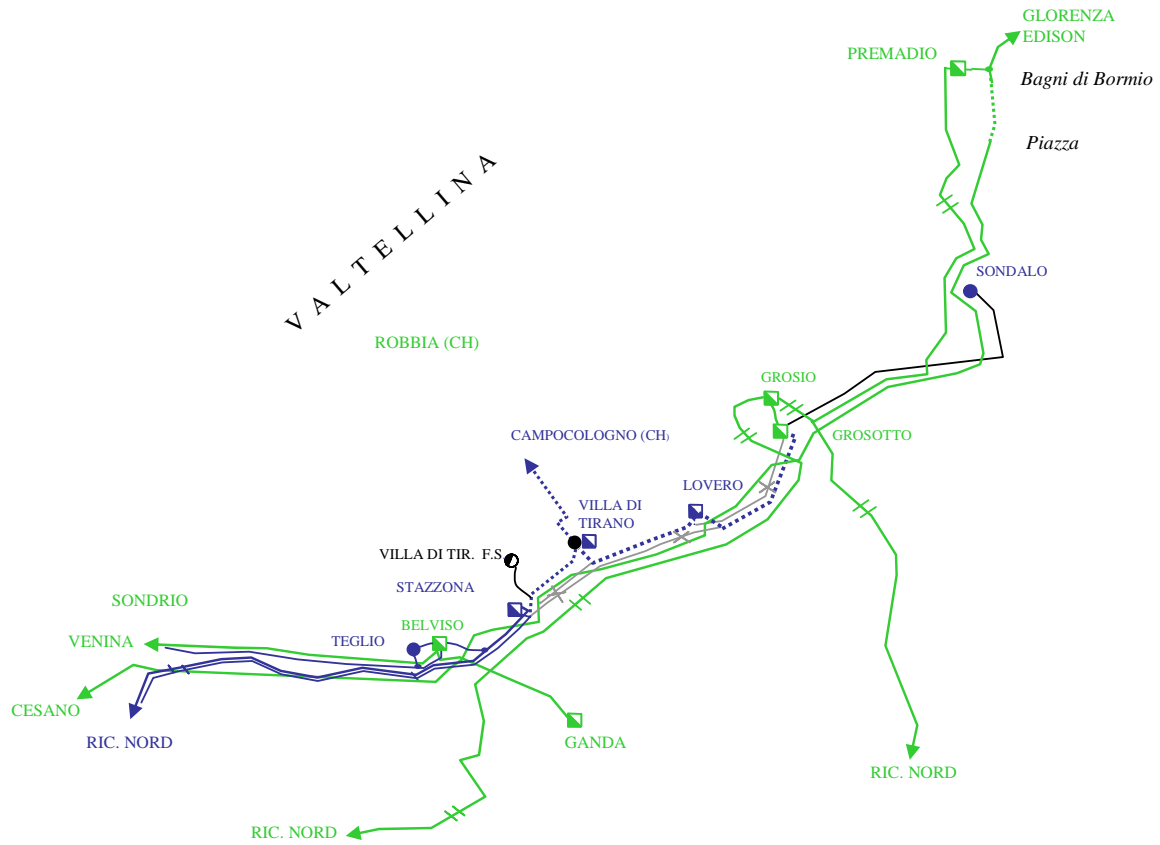
Valcamonica – Fase A1

Lavori programmati



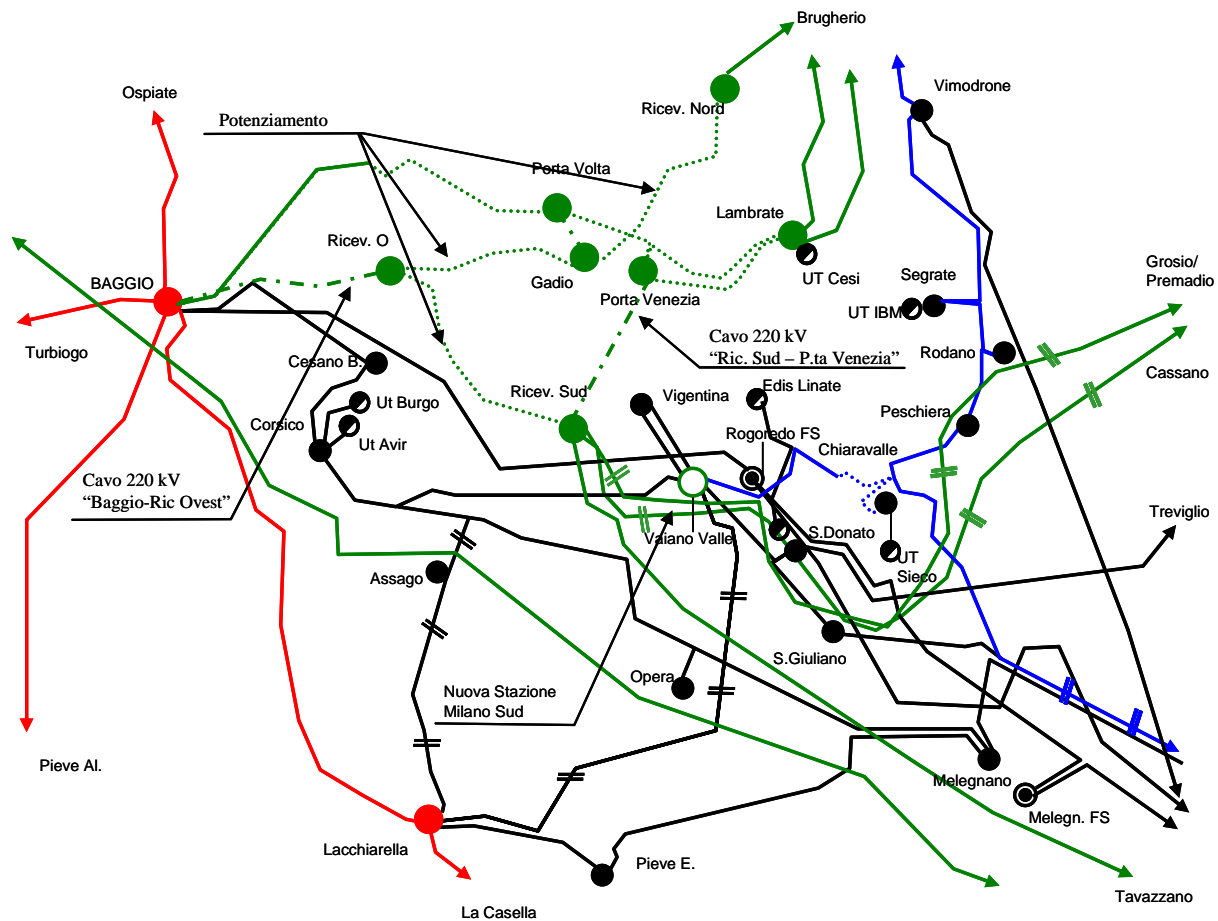
Valtellina – Fase A2

Lavori programmati



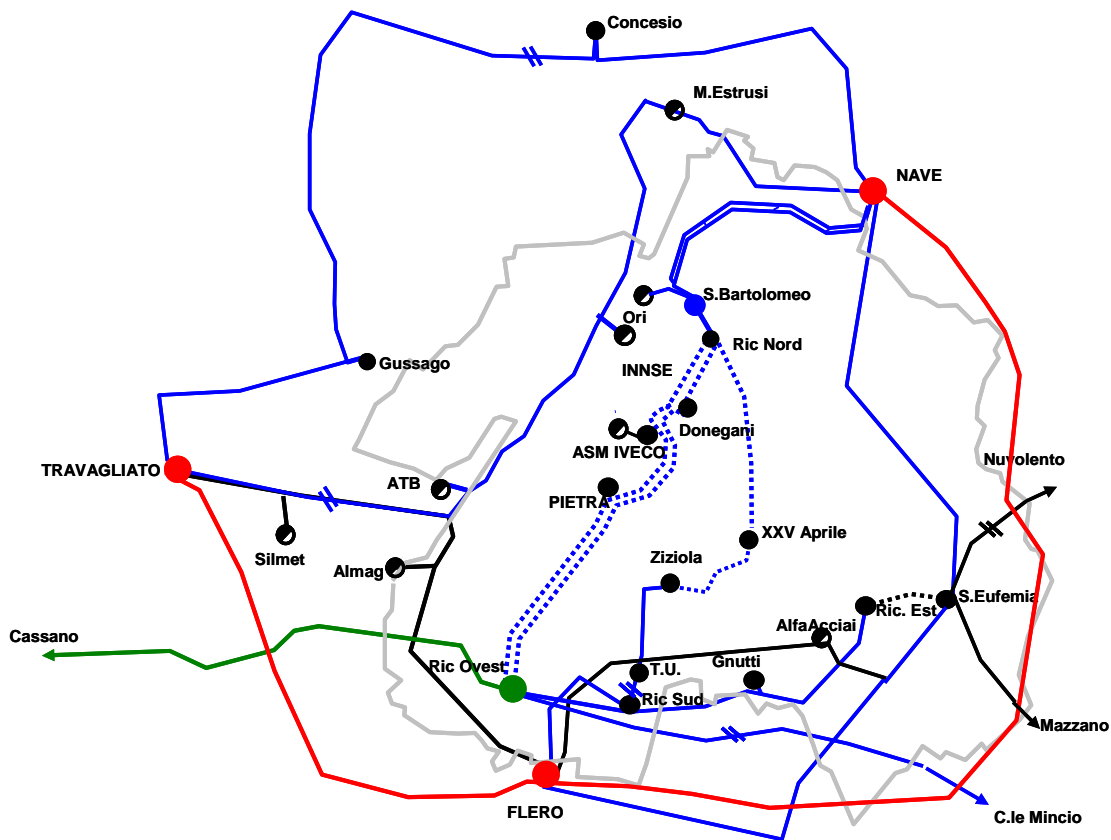
Razionalizzazione di Milano

Lavori programmati

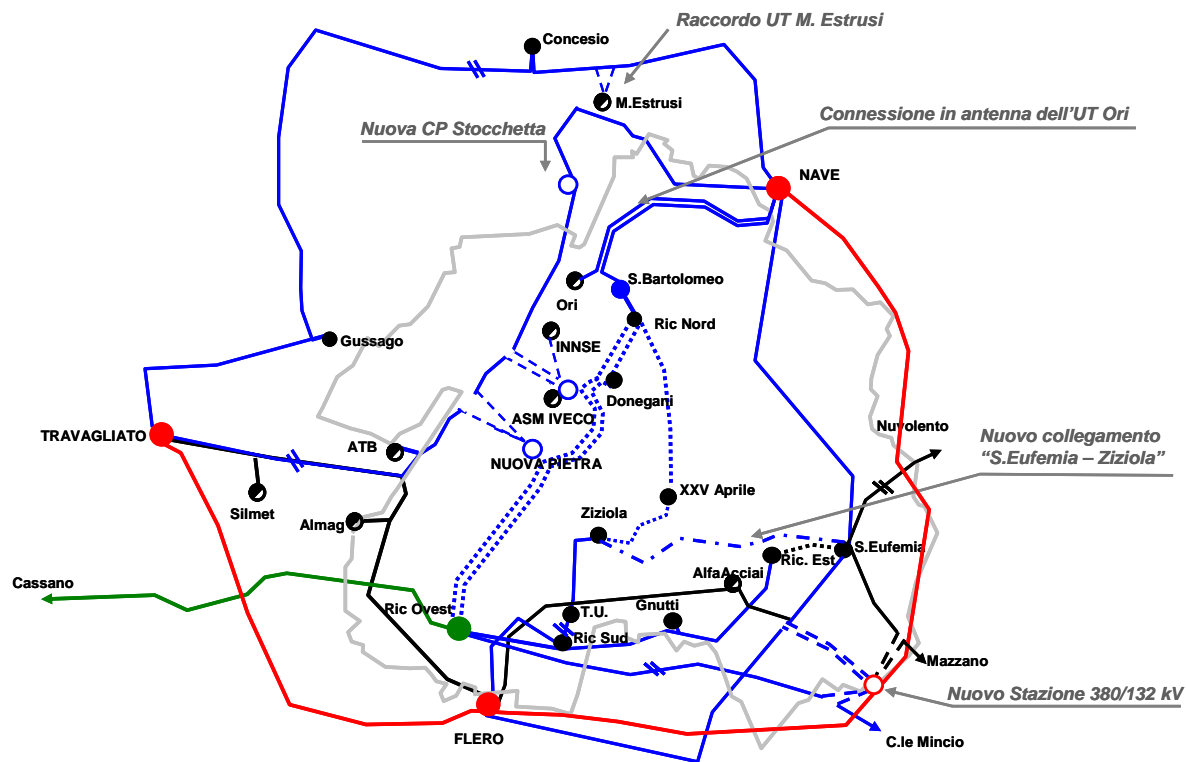


Razionalizzazione rete di Brescia

Assetto iniziale



Assetto finale



4.3 Area di Venezia

Interventi previsti

Stazione 380 kV in Provincia di Treviso

anno: lungo termine

Le condizioni attuali di esercizio della rete 132 kV confermano l'esigenza di una nuova stazione di trasformazione 380/132 kV in provincia di Treviso, da inserire in entra-esce sulla linea a 380 kV "Sandrigo - Cordignano"; presso il nuovo impianto è prevista l'installazione di dispositivi, quali batterie di condensatori, necessari a garantire il miglioramento dei profili di tensione lungo tutta la dorsale 380 kV.

L'intervento ha tra le sue finalità quelle di evitare sovraccarichi in caso di fuori servizio di elementi della rete 132 kV, migliorare la qualità della tensione nell'area (caratterizzata da lunghe arterie di sezione limitata) e ridurre la necessità di potenziamento della locale rete 132 kV; a tal fine saranno anche ammassate fra loro le linee in doppia terna "Istrana - Scorzè" e "Caerano - Scorzè", in modo da realizzare un'arteria a 132 kV di adeguata capacità di trasporto.

Stato di avanzamento dell'opera: L'opera, ai fini dell'utilizzo della procedura prevista dalla "Legge Obiettivo è stata inserita tra quelli di "preminente interesse nazionale" contenuti nella Delibera CIPE n. 121 del 21/12/2001. In data 24 Marzo 2003 è stato avviato l'iter autorizzativo presso il Ministero Infrastrutture e Trasporti; nell'ottobre 2004, la commissione VIA della Regione ha chiesto l'assoggettamento dell'opera alla procedura VIA e conseguentemente la redazione dello Studio di Impatto Ambientale; lo stesso (presentato al pubblico in data 10 gennaio 2007) è nuovamente in fase di esame da parte della suddetta Commissione.

Stazione 380 kV Vicenza Industriale

anno: 2013

Nell'area industriale di Vicenza, al fine di garantire un'adeguata alimentazione dei carichi e migliorare la qualità del servizio dell'area, è emersa l'esigenza di realizzare una nuova stazione di trasformazione 380/132 kV, da inserire in entra-esce sulla linea a 380 kV "Sandrigo - Dugale" (possibilmente in posizione baricentrica rispetto ai carichi dell'area).

La nuova stazione sarà raccordata alla rete a 132 kV presente nella zona.

Stato di avanzamento dell'opera: L'opera, ai fini dell'utilizzo della procedura prevista dalla "Legge Obiettivo è stata inserita tra quelli di "preminente interesse nazionale" contenuti nella Delibera CIPE n. 121 del 21/12/2001, con il nome di Stazione 380 kV Montecchio (VI).

Razionalizzazione 380 kV fra Venezia e Padova

anno: 2011/2013¹⁶

Disegno allegato: Razionalizzazione fra Venezia e Padova

Al fine di migliorare l'esercizio in sicurezza della rete veneta, anche in relazione all'esistenti centrali che gravitano nell'area, verrà realizzato un nuovo collegamento a 380 kV tra le stazioni di Dolo (VE) e Camin (PD). Il nuovo collegamento sfrutterà porzioni di linee già esistenti mentre altri elementi di rete a 220 e 132 kV saranno oggetto di un piano di riassetto associando così alle esigenze di sviluppo della rete elettrica quelle di salvaguardia del territorio.

Contestualmente è stata studiata un'ampia razionalizzazione della rete AAT/AT correlata al su citato nuovo collegamento tra Venezia e Padova finalizzato a migliorare la sicurezza, la flessibilità e l'economicità di esercizio della rete interessata dal trasporto delle produzioni dei poli di Marghera e Fusina.

L'intervento - studiato congiuntamente al piano di realizzazione delle opere del Progetto Integrato Fusina approvato con DGR 07.08.2006, nr. 2531 e successive modifiche – prevede nel suo complesso la realizzazione di un nuovo sistema a 380 kV per la raccolta e lo smistamento della produzione locale e il potenziamento della rete a 380 kV tra le stazioni di Dolo (VE) e Camin (PD) al fine di incrementare la sicurezza di alimentazione dei carichi e favorire lo scambio di energia tra le aree Est e Ovest ottenendo contestualmente una riduzione delle perdite di trasmissione.

¹⁶ Data relativa all'ipotesi di acquisizione delle autorizzazioni entro il primo semestre 2009.

L'opera può essere suddivisa in tre aree di intervento denominate: Area di intervento Dolo – Camin, Area di intervento Malcontenta/Fusina 2 e Area di intervento Mirano.

“Area di intervento Dolo – Camin”: prevede il raddoppio dell'attuale collegamento a 380 kV “Dolo – Camin”, che consentirà di incrementare la sicurezza e qualità del servizio di alimentazione nell'area di carico di Padova; in correlazione con tale elettrodotto verranno realizzati alcuni interventi di razionalizzazione dell'area a cavallo delle province di Padova e Venezia.

“Area di intervento Malcontenta/Fusina 2”: gli interventi previsti nell' “Area di intervento Malcontenta/Fusina 2” prevedono la definizione di un nuovo assetto rete per il polo di produzione Fusina/Marghera. Le centrali elettriche di Fusina sono attualmente collegate mediante un unico collegamento in antenna alla stazione elettrica di Dolo; tale configurazione non garantisce la necessaria ridondanza della rete infatti il fuori servizio di tale collegamento priva il sistema elettrico nazionale dell'intera produzione di Fusina con riflessi negativi sia in termini di copertura del fabbisogno sia in termini di regolazione delle tensioni nell'area.

L'attività in programma prevede il riclassamento e interrimento a 380 kV di alcune linee esistenti a 220 kV con conseguente eliminazione di un considerevole numero di km di elettrodotti e la realizzazione di due nuove stazioni: una 380/132 kV Fusina 2 e l'altra 380/220 kV in prossimità dell'esistente impianto di Malcontenta.

L'intervento consentirà anche di rimuovere gli esistenti vincoli sulla rete 220 kV nell'area di Marghera, alla quale sono direttamente connessi diversi impianti industriali, incrementando così la sicurezza e affidabilità di alimentazione degli stessi e diminuendo la probabilità di energia non fornita. In particolare è previsto la ricostruzione e l'interrimento del collegamento tra Stazione IV e Stazione V, la realizzazione di una nuova stazione elettrica della RTN in prossimità dell'Utente Alcoa con successiva richiusura in classe 220 kV sul nuovo nodo di Malcontenta.

Alla nuova stazione di Fusina 2 saranno connessi i gruppi di produzione di Fusina e alcuni gruppi del polo di produzione di Marghera attraverso una trasformazione dedicata, sarà inoltre installata una nuova trasformazione AAT/AT per collegare l'afferente rete a 132 kV incrementando così la sicurezza e affidabilità dell'alimentazione della laguna, mediante realizzazione contestuale di nuovi collegamenti 132 kV in cavo marino “Fusina – Sacca Fisola”, “Cavallino – Sacca Serenella”.

La stazione 380/220 kV Malcontenta avrà la funzione di smistare la produzione proveniente dall'area di Marghera verso i nodi di carico di Dolo, Scorzé e Dugale; inoltre da un nodo di transizione ubicato fra la statale Romea e l'area Malcontenta sarà intercettato l'esistente collegamento 380 kV “Dolo – Fusina”, garantendo così la connessione diretta “Fusina2 – Dolo” verso il nodo elettrico di Dolo.

“Area di intervento Mirano”: A seguito della demolizione delle linee a 220 kV in uscita da Malcontenta verso l'area di Padova, per garantire l'evacuazione della potenza prodotta nell'area di Marghera verrà realizzato un nuovo elettrodotto a 380 kV tra Malcontenta ed una nuova stazione elettrica ubicata in Comune di Mirano alla quale sarà raccordata la doppia terna “Dolo - Venezia Nord”; sarà così possibile smistare con adeguati margini di flessibilità la produzione dell'intero polo di produzione Fusina/Marghera verso i nodi elettrici di Dolo e Venezia Nord; alla nuova SE di Mirano sarà inoltre collegata la linea 220 kV verso Dugale e la linea 132 kV per Camposampiero.

Stato di avanzamento dell'opera: in data 21 Dicembre 2007, sono state avviate, ai sensi della L. 239/04, le procedure autorizzative alla costruzione ed esercizio per le attività relative alla rete 380/220 kV e per i collegamenti in cavo “Fusina – Sacca Fisola”, “Cavallino – Sacca Serenella”.

In data 31 marzo 2008 è stato firmato il Protocollo di Intesa (Accordo Moranzani) con il Presidente Regione Veneto per le opere: Fusina-Malcontenta-Dolo-Camin, Mirano-Malcontenta, Riassetto Area Marghera.

Con iter autorizzativo separato sarà avviato il potenziamento del collegamento 220 kV “Stazione IV – Stazione V” e la realizzazione del relativo impianto di rete 220 kV in prossimità di Stazione V.

Elettrodotto 380 kV Interconnessione Italia-Austria

anno: lungo termine

Al fine di incrementare la capacità di interconnessione con l'Austria, verrà realizzata la nuova linea a 380 kV che collegherà la direttrice RTN “Udine Ovest - Sandrigo” al nodo a 380 kV di Lienz, in Austria.

Potranno altresì essere definiti opportuni interventi di razionalizzazione nell'area, già oggetto di studio per quel che riguarda in particolare la zona del Bellunese compresa tra Soverzene, Polpet, Sospirolo e Agordo al fine di combinare le esigenze di sviluppo della rete con quelle di salvaguardia del territorio.

Elettrodotto 380 kV Interconnessione Italia - Slovenia

anno: lungo termine

Gli studi di rete e le esperienze di esercizio hanno dimostrato l'opportunità di realizzare una nuova linea di interconnessione a 380 kV tra Italia e Slovenia, per aumentare l'import in sicurezza dalla frontiera Nord-Orientale. L'intervento prevede la realizzazione di un nuovo collegamento tra le stazioni di Udine Ovest ed Okroglo (SLO), consentirà, inoltre, di rimuovere le attuali limitazioni di esercizio della linea a 380 kV "Redipuglia-Divaca".

Inoltre, sono stati effettuati studi di razionalizzazione degli impianti 132 kV che insistono nell'area di Udine, i cui benefici in termini di salvaguardia del territorio potranno essere combinati con le esigenze di sviluppo della rete.

L'intervento è stato oggetto di studio congiunto tra il gestore di rete sloveno (ELES) e Terna in base all'accordo firmato il 2 febbraio 2004 dalle due società; per l'importanza strategica che riveste, è stato inserito, con la decisione 1364/2006/CE tra i Progetti di Interesse Comune individuati nell'ambito del programma comunitario "Reti transeuropee nel settore dell'Energia Elettrica (TEN E)".

Elettrodotto 380 kV Trasversale in Veneto

anno: 2014

Disegno allegato: Trasversale in Veneto

È in programma la realizzazione di un collegamento trasversale a 380 kV tra le direttrici RTN "Sandrigo - Cordignano" e "Venezia Nord - Salgareda", che consentirà di rafforzare la rete a 380 kV del Triveneto, aumentando la sicurezza e continuità di alimentazione dei carichi ed ottenendo contestualmente una riduzione delle perdite di trasporto.

L'intervento risulta particolarmente importante ed urgente in relazione alle attuali difficoltà di esercizio ed ai livelli non ottimali di qualità del servizio sul sistema di trasmissione primario nell'area in questione, interessato da elevati transiti di potenza e caratterizzato da una insufficiente magliatura di rete, con numerose stazioni inserite su collegamenti relativamente lunghi.

Sono in corso di perfezionamento, di concerto con la Regione Veneto, studi di possibili alternative di progetto che percorrono preferenzialmente tracciati di elettrodotti esistenti e/o si affiancano ad altre infrastrutture presenti sul territorio, in accordo alla Deliberazione n. 914 del 06/04/2004 della Regione Veneto relativa all'intervento in oggetto. In particolare è stata investigata la possibilità di riutilizzo della porzione sud del tracciato della esistente linea a 220 kV "Soverzene - Scorzé" e il raccordo della porzione Nord della stessa su una nuova stazione AAT/AT di Volpago (TV), collegata in entra-esce alla direttrice a 380 kV "Sandrigo - Cordignano".

Una volta completato il nuovo collegamento potranno essere realizzati gli interventi di razionalizzazione della locale rete AT finalizzati a ridurre l'impatto della rete elettrica sul territorio regionale, nel rispetto degli obiettivi di continuità, affidabilità, sicurezza e minor costo del servizio elettrico.

Stato di avanzamento dell'opera: In data 21 Luglio 2008 è stato avviato l'iter autorizzativo alla costruzione ed esercizio della stazione 380 kV di Volpago (TV). In data 28 luglio 2008 è stato firmato con il Parco del Sile (TV) il Protocollo di Intesa per la localizzazione delle fasce di fattibilità della Trasversale Veneta.

Elettrodotto 380 kV "Udine Ovest (UD) – Redipuglia (GO)"

anno: 2012¹⁷

Al fine di migliorare la sicurezza di esercizio del sistema di trasmissione primario nell'estremo Nord Est del Paese e ridurre alcuni vincoli sulla produzione locale (Monfalcone, Torviscosa) e sulla importazione dai Paesi dell'Est Europa, è necessario rinforzare la rete afferente alla stazione a 380 kV di Redipuglia, interessata dal trasporto della potenza importata dalla Slovenia e dalla produzione delle centrali presenti nell'area.

La rete a 380 kV del Friuli Venezia Giulia sarà pertanto potenziata con la realizzazione di un elettrodotto in doppia terna a 380 kV tra le stazioni di Udine Ovest e Redipuglia, sfruttando in gran parte l'esistente collegamento a 220 kV "Redipuglia – Udine NE – der. Safau".

In stretta correlazione con il nuovo elettrodotto, è prevista la realizzazione di una nuova stazione elettrica 380 kV "denominata SE Udine Sud", alla quale sarà collegato in entra-esce il futuro elettrodotto in doppia terna a 380 kV tra Udine Ovest e Redipuglia; presso la stessa sarà attestato mediante un breve raccordo

¹⁷ Data relativa all'ipotesi di acquisizione delle autorizzazioni entro il primo semestre 2010

l'esistente collegamento 220 kV "Redipuglia – Udine NE – der. Safau", rendendo così possibile la demolizione della linea 220 kV "Redipuglia – Udine NE – der. Safau" nel tratto compreso tra Udine Sud e Redipuglia. Sempre presso la nuova stazione SE Udine Sud sarà installata una trasformazione dedicata e realizzato un collegamento per Safau, consentendo così di ridurre l'impegno sulla direttrice 220 kV tra la SE Udine Sud e l'impianto di Somplago (UD).

È inoltre previsto un piano di razionalizzazione della rete nell'area compresa tra le province di Udine e Gorizia, finalizzato a ridurre l'impatto delle infrastrutture elettriche sul territorio regionale interessato dall'opera. Il riassetto della rete in programma renderà infatti possibile la demolizione di un considerevole numero di km di linee aeree con evidenti benefici ambientali, pur nel rispetto degli obiettivi di continuità, affidabilità, sicurezza e minor costo del servizio elettrico.

Stato di avanzamento dell'opera: In data 28 Dicembre 2007 è stata deliberata dalla Giunta Regionale l'atto di intesa Terna - Regione sull'elettrodotto Redipuglia Udine Ovest.

È stato avviato, ai sensi della L.239/04, l'iter autorizzativo alla costruzione ed esercizio dell'opera in data 13 Novembre 2008.

Stazione 220 kV Ala (TN)

anno: 2014

Presso l'esistente stazione 220 kV di Ala è prevista la realizzazione di una nuova sezione a 132 kV con relativa trasformazione 220/132 kV. Alla nuova sezione 132 kV saranno connesse, mediante brevi raccordi, le lunghe direttrici a 132 kV che collegano la Val d'Adige con l'area di carico di Verona, in tal modo sarà garantita una migliore controalimentazione alle utenze nell'area compresa tra le stazioni elettriche di Trento Sud, Arco e Bussolengo. L'intervento coinvolgerà gli impianti di Mori e Cola' per i quali è prevista un'ampia razionalizzazione.

Stazione 220 kV Cardano (BZ)

anno: 2011

La stazione 220/132 kV di Cardano contribuisce a raccogliere parte della produzione idroelettrica altoatesina ed a trasferirla sulla rete a 220 e 132 kV verso le aree di carico locali e quelle situate più a sud. All'impianto sono direttamente connesse alcune unità idroelettriche.

Al fine di superare le difficoltà di manutenzione associate all'attuale stato di consistenza dell'impianto e garantire adeguati livelli di affidabilità, flessibilità e continuità del servizio, è in programma un riassetto complessivo della stazione, mediante ricostruzione della sezione a 220 kV che della sezione a 132 kV, prevedendo inoltre la dismissione dell'attuale macchina a 3 avvolgimenti 220/132 kV/MT. Sarà inoltre garantita la separazione funzionale degli impianti di trasmissione da quelli dedicati alla produzione.

Alla nuova sezione a 132 kV saranno inoltre raccordate in entra-esce due delle linee di trasmissione che collegano le stazioni di Bressanone e Bolzano, migliorando la connessione della centrale di Bressanone e garantendo in tal modo una riserva di alimentazione per parte dei carichi della città di Bolzano e per la rete RFI sottesa alla stazione di Cardano.

Contestualmente verrà superato l'attuale schema di collegamento della centrale idroelettrica di Ponte Gardena connessa mediante derivazione alla linea a 132 kV "Bressanone – Bolzano", utilizzando porzioni di rete esistenti.

Il complesso degli interventi in programma consentirà un miglior dispacciamento della produzione sia dei gruppi direttamente connessi alla stazione 220 kV sia di quelli ubicati nell'area Nord del Trentino Alto Adige.

Stazione 220 kV Schio (VI)

anno: 2013

Disegno allegato: Stazione Schio

Al fine di garantire un sensibile miglioramento del profilo delle tensioni nell'area di carico ad ovest di Vicenza incrementando nel contempo la flessibilità di esercizio della rete 132 kV, sarà realizzata una nuova stazione di trasformazione 220/132 kV. La nuova stazione sarà realizzata preferibilmente in prossimità della linea 220 kV "Ala - Vicenza Monteviale", alla quale sarà connessa mediante due brevi raccordi e opportunamente collegata alla CP di ENEL Distribuzione, ove già confluiscono un consistente numero di linee a 132 kV.

Stazione 220 kV Somplago (UD)

anno: 2010

A completamento delle attività realizzate presso l'impianto 220/132 kV di Somplago, sarà rimossa l'attuale derivazione rigida sulla linea "Somplago – der Siot S. Daniele", realizzando così le seguenti due direttrici distinte a 132 kV "Somplago – S. Daniele" e "Somplago – der. Siot" e implementata la seconda sbarra con relativo parallelo 132 kV.

Razionalizzazione 220 kV Area a Nord Ovest di Padova

anno: lungo termine

È stata verificata la possibilità di una razionalizzazione a Nord Ovest di Padova che, sfruttando anche lo sviluppo previsto da ENEL Distribuzione, apporterà, oltre a migliori prestazioni elettriche, un significativo beneficio ambientale. Ciò consentirà di far fronte anche alla costante crescita dei carichi che si è registrata negli ultimi anni nel padovano, prevedendo in particolare la realizzazione di una nuova stazione di trasformazione. La nuova stazione, da realizzare in classe 380 kV, sarà collegata in entra-esce alla linea a 220 kV "Dugale - Marghera Stazione 1", mentre la sezione a 132 kV sarà opportunamente raccordata alla locale rete AT.

Stato di avanzamento dell'opera: Opera inserita nella deliberazione n. 181 della Giunta Regionale della regione Veneto del 30 gennaio 2007, con la quale la Regione ha approvato un accordo di programma tra Regione Veneto e società Terna SpA.

Razionalizzazione 220 kV Bussolengo (VR)

anno: 2010¹⁸

Gli interventi di razionalizzazione nell'area di Bussolengo (VR) sono mirati a garantire la sicurezza di alimentazione dei carichi e a migliorare la flessibilità di esercizio della rete.

Conseguentemente, vista l'ingente produzione che si riversa sul nodo 220/132 kV di Bussolengo S.S., presso la suddetta stazione si provvederà alla sostituzione e potenziamento delle trasformazioni e al contestuale adeguamento della sezione 132 kV e, parzialmente, della sezione 220 kV (quest'ultima verrà ricostruita preservando comunque gli spazi per il futuro sviluppo della rete del sistema elettrico in Val d'Adige).

Al termine dei lavori di riassetto della rete AT in programma, si attesteranno sulla nuova sezione 132 kV di Bussolengo S.S. le seguenti direttrici:

- "Bussolengo S.S. - Chievo CP - Chievo - Verona Ric. Sud" ottenuta grazie alla realizzazione del nuovo collegamento "Chievo – Verona Ric. Sud" (fase 1);
- "Bussolengo S.S. - Garda - Rivoli - Lizzana"; "Sega - Bussolengo M.A. – Bussolengo CP – Verona Ric. Sud";
- "Mincio - Castelnuovo - Pozzolengo".

Nell'ambito sempre della razionalizzazione della rete nell'area di Verona al fine di migliorare la flessibilità ed affidabilità di esercizio della direttrice 220 kV "Bussolengo – Verona – Dugale", sarà superato l'attuale schema di connessione in derivazione rigida dell'utente Riva Acciaio alla linea "Verona B.M. – Dugale" realizzando così due distinte direttrici 220 kV "Bussolengo – Verona B.M. – Dugale" e "Bussolengo S.S. - Riva Acciaio".

Stato di avanzamento dell'opera: Iter autorizzativo concluso nel 2007 per la parte relativa al potenziamento della linee tra la SE di Bussolengo e Verona; in data 10 Settembre 2008 è entrato in servizio il nuovo cavo "Chievo-Ricevitrice Sud"

È ancora in corso presso il Ministero dello Sviluppo Economico, ai sensi della L.239/04, l'intervento relativo alla variante a 220 kV dell'utente Riva Acciaio, avviata in data 16 Ottobre 2007.

¹⁸ Data riferita alla fase 1 dell'intervento.

Razionalizzazione 220 kV Monfalcone (GO)

anno: 2011

Al fine di limitare l'impatto sul territorio degli impianti nell'area compresa tra la provincia di Gorizia e Trieste, raggiungere una notevole semplificazione dello schema e migliorare le condizioni di esercizio della rete a 220/132 kV nell'area, sono in programma i lavori di seguito descritti:

- Monfalcone Z.I.: è prevista la dismissione della stazione 220 kV Monfalcone Z.I. e l'eliminazione della derivazione rigida sulla linea a 220 kV "Redipuglia - Padriciano" collegata al suddetto smistamento e saranno messe in continuità le linee a 220 kV "C.le Monfalcone - Monfalcone Z.I." e "Monfalcone Z.I. - Redipuglia"; a completamento degli interventi programmati, la sezione a 220 kV della centrale di Monfalcone risulterà collegata in entra-esce lungo la direttrice a 220 kV "Padriciano - Redipuglia" mediante i due collegamenti "C.le Monfalcone - Padriciano" e "C.le Monfalcone - Redipuglia". Inoltre, al fine di mantenere una equivalente continuità di produzione dei gruppi 220 kV della centrale di Monfalcone, sarà potenziata la linea a 220 kV "Monfalcone - Padriciano". Al termine di tale attività si potrà procedere allo smantellamento della stazione di Monfalcone Z.I.
- Randaccio/Opicina: attualmente la CP Randaccio risulta connessa in antenna alla stazione di Redipuglia mediante il collegamento a 132 kV "Redipuglia - Randaccio - der. Cartiere Burgo", non essendo possibile utilizzare come seconda alimentazione la linea di trasmissione a 132 kV "Randaccio - Opicina" lunga oltre 20 km, di portata limitata e ridotta affidabilità. Pertanto, al fine di combinare le esigenze di mantenimento di adeguati standard di qualità del servizio della RTN con l'opportunità di ottenere notevoli benefici in termini ambientali e paesaggistici, sarà realizzato un nuovo breve elettrodotto a 132 kV "Randaccio - Lisert" e sarà contestualmente demolita la linea di trasmissione "Randaccio - Opicina".

Stato di avanzamento dell'opera: In data 22 Giugno 2007, con delibera di Giunta regionale n. 1486, è stata pronunciata la compatibilità ambientale del progetto inerente il potenziamento della linea "Monfalcone-Padriciano"; ai sensi della L. 239/04 è stato avviato l'iter autorizzativo in data 29 Novembre 2007 presso il Ministero dello Sviluppo Economico; inoltre, in data 10 dicembre 2007 è stato avviato l'iter autorizzativo della linea 132 kV "Randaccio - Lisert" e demolizione della linea 132 kV "Randaccio - Opicina".

Razionalizzazione rete AT nell'area di S. Massenza (TN)

anno: 2010

Disegno allegato: Razionalizzazione rete S. Massenza (TN)

In considerazione alla necessità di garantire la sicurezza di esercizio e la continuità del servizio di trasmissione e garantire uno sviluppo coerente e sinergico della rete AT della società di distribuzione SET è prevista la realizzazione di una direttrice a 132 kV tra le stazioni di Nave e Arco (TN). La direttrice sarà ottenuta mediante declassamento a 132 kV di una delle due terne 220 kV attualmente ammassate "S. Massenza-Cimego" e "Cimego-Nave"; recuperando le suddette terne declassate a 132 kV e prevedendo i necessari raccordi e la realizzazione di una sezione 132 kV presso la SE di S. Massenza, si potrà ottenere la seguente direttrice a 132 kV: "Nave - Storo", "Storo- La Rocca", "La Rocca - S. Massenza", "S. Massenza - Drò" (linea esistente a 132 kV esercita a 65 kV) e "Drò - Arco".

Alla nuova direttrice 132 kV sarà, inoltre, attestata la nuova CP Vezzano del Distributore locale. Per consentire i lavori presso l'impianto di S. Massenza sono state transitoriamente - sino al completamento dell'ampliamento della sezione 220 kV di S. Massenza - messe in continuità le linee "Taio - Torbole" e "Taio - Sandra".

Stato di avanzamento dell'opera: Nell'ambito del tavolo tecnico istituito con il Protocollo d'Intesa del 12 Maggio 2006 tra la Provincia Autonoma di Trento e Terna, è stato siglato di concerto con la società di distribuzione locale SET, in data 8 Agosto 2007 il Programma tecnico-operativo per il riassetto delle reti elettriche facenti capo all'area di S. Massenza (TN). In data 19 Dicembre 2009, con iter Provinciale, è stata inoltrata domanda di autorizzazione per i raccordi a 132 kV alla CP Vezzano.

Razionalizzazione 132 kV Trento Sud (TN)

anno: lungo termine

Al fine di aumentare la magliatura della rete a 132 kV e garantire un'adeguata riserva all'unico autotrasformatore presente presso la stazione 220/132 kV di Trento Sud, è stato previsto che la linea di trasmissione a 132 kV "Ora - der. S. Floriano - Mori" venga attestata in entra-esce alla suddetta stazione mediante la realizzazione di brevi raccordi a 132 kV. A fronte della richiesta della Provincia Autonoma di Trento di razionalizzare il complesso delle linee elettriche che insistono nell'area ad Est di Trento è stata studiata una soluzione che consente di coniugare il previsto intervento di sviluppo (ossia la realizzazione

dell'entra-esce della stessa linea sulla stazione di Trento Sud) con le esigenze ambientali richieste dalla Provincia.

Stato di avanzamento dell'opera: Nell'ambito del Tavolo tecnico istituito con il Protocollo d'Intesa del 12 Maggio 2006 tra la Provincia Autonoma di Trento e Terna - è stata proposta una soluzione che consente di coniugare il previsto intervento di sviluppo con le esigenze ambientali richieste dalla Provincia. I Comuni di Pergine Valsugana e di Trento, oltre alla stessa Provincia Autonoma di Trento, hanno espresso la propria disponibilità preliminare a sottoscrivere - a valle dei necessari approfondimenti, osservazioni e correttivi - un apposito Protocollo d'Intesa.

Elettrodotto 132 kV “Arco - Riva - Storo” (TN)

anno: 2009

La locale rete di trasmissione a 132 kV, specie nei periodi di elevata produzione idroelettrica delle centrali del Trentino Alto Adige, è sottoposta a transiti in potenza al limite della capacità di trasporto dei collegamenti.

Al fine di incrementare la capacità di trasporto degli impianti di trasmissione più critici e nel contempo soddisfare le esigenze di alimentazione in piena sicurezza dei carichi, saranno ricostruiti e potenziati i collegamenti 132 kV “Riva - Arco” e il tratto compreso tra Riva e la derivazione rigida per la CP Toscolano (BS) della linea a 132 kV “Riva - Storo - der. Toscolano”.

Elettrodotto 132 kV “Brunico Edison - Brunico CP” (BZ)

anno: 2009

Al fine di incrementare la sicurezza e continuità del servizio elettrico nell'area, verrà realizzato un breve collegamento aereo a 132 kV tra la stazione 132 kV di Brunico di proprietà Edison e la CP Brunico di proprietà ENEL Distribuzione.

Stato di avanzamento dell'opera: In data 16 Maggio 2008 è stata inoltrata domanda di modifica del piano urbanistico comunale alla Provincia Autonoma di Bolzano, iniziativa propedeutica all'avvio dell'iter autorizzativo.

Elettrodotto 132 kV “Desedan – Forno di Zoldo” (BL)

anno: 2011

Il collegamento 132 kV “Desedan – Forno di Zoldo”, parte della direttrice che collega l'area di produzione dell'alto bellunese con la stazione di smistamento di Polpet (BL), presenta una limitata capacità di trasporto, e comporta rischi di riduzione dell'affidabilità di rete e della qualità del servizio. Il citato elettrodotto sarà pertanto ricostruito e potenziato; contestualmente presso la CP Forno di Zoldo verrà installato un interruttore sulla linea per Calalzo attualmente equipaggiata con un solo sezionatore.

L'intervento consentirà di ridurre i rischi di perdita di produzione e disalimentazione di utenza.

Elettrodotto 132 kV “Palmanova (UD) – Vittorio Veneto (TV)”

anno: 2013

I collegamenti che costituiscono la direttrice a 132 kV la CP di Palmanova (UD) e la CP Vittorio Veneto (TV) risultano scarsamente affidabili e con limitata capacità. I tratti della suddetta direttrice (linea “Palmanova – Stradalta der. Bipan”, linea “Codroipo - Stradalta”, linea “Codroipo - Zoppola der. Cart. Portonogaro”, linea “Cordenons - Zoppola”, linea “Cordenons - Villa Rinaldi”, linea “Porcia - Villa Rinaldi”, linea “Porcia - Vittorio Veneto der. Castelletto”) saranno pertanto ricostruiti e potenziati.

Contestualmente, ove possibile, verranno superati gli attuali schemi di collegamento in derivazione rigida di utenze, che costituiscono un vincolo per le attività di esercizio e manutenzione della rete di trasporto nazionale.

Stato di avanzamento dell'opera: L'opera è parzialmente compresa nella sezione I “Razionalizzazione rete AAT/AT Pordenone (PN)”.

Elettrodotto 132 kV “Prati di Vizze (BZ) – Steinach (AT)”

anno: 2011¹⁹

Al fine di aumentare la capacità di scambio di energia elettrica tra Italia ed Austria, sarà realizzato un collegamento a 132 kV con la regione austriaca del Tirolo attraverso il valico del Brennero.

Il collegamento a 132 kV su lato italiano verrà realizzato mediante sfruttamento del tracciato dell'elettrodotto “Prati di Vizze - Brennero”, attualmente esercito in media tensione. Sarà pertanto allestito a cura dell'impresa distributrice locale presso la CP Prati di Vizze lo stallo linea a 132 kV a cui attestare il collegamento in questione.

A fronte anche dell'entrata in servizio della nuova c.le idroelettrica ENERPASS di Moso in Passiria, e l'import sulla futura linea “Prati di Vizze – Steinach” – sarà potenziata la magliatura della rete a valle del nodo di Prati di Vizze mediante la realizzazione di due brevi raccordi in entra-esce della linea 132 kV “Castelbello – Bolzano all.” all'impianto Edison di Marleno.

Stato di avanzamento dell'opera: La richiesta di autorizzazione per la linea da Prati di Vizze al Brennero è stata avviata il 10 Novembre 2003, mentre in data 13 ottobre 2003 era stato richiesto l'inserimento della modifica del piano urbanistico comunale per l'interramento del tratto in ingresso alla cabina di Prati di Vizze.

Elettrodotto 132 kV “Spilimbergo- Istrago” (PN)

anno: 2009

Al fine di migliorare la sicurezza ed affidabilità del servizio sulla rete in AT nell'area di Istrago, è prevista la realizzazione di un nuovo collegamento tra la stazione Edison di Istrago e la limitrofa cabina, di proprietà ENEL Distribuzione, di Spilimbergo.

Il nuovo collegamento migliorerà il deflusso delle produzioni idroelettriche locali, che potranno contribuire alla alimentazione dei carichi della direttrice a 132 kV “Spilimbergo – Travesio – Maniago”.

Stato di avanzamento dell'opera: In data 26 agosto 2008 è stata trasmessa domanda al Comune di Spilimbergo - che esercita la delega della Regione Friuli Venezia Giulia - per l'autorizzazione del nuovo collegamento.

¹⁹ Condizionata alla sblocco delle autorizzazioione da parte della Provincia Autonoma di Bolzano entro il primo semestre 2009.

Interventi su impianti esistenti o autorizzati

Stazione 220 kV Castegnero (VI)

anno: 2010

Al fine di garantire un'adeguata riserva di alimentazione e migliorare la qualità del servizio sulla rete afferente le stazioni 220 kV di Cittadella (PD), Este (PD) e Vicenza Monteviale, sarà realizzata una nuova stazione a 220 kV con funzione di smistamento e trasformazione, da ubicare in provincia di Vicenza, in prossimità dell'incrocio degli elettrodotti a 220 kV "Cittadella – Este" e "Dugale – Stazione 1", riducendo così al minimo la lunghezza delle linee di raccordo.

Contestualmente la linea "Este – Cittadella" sarà declassata nel solo tratto compreso tra la nuova stazione di Castegnero ed Este, prevedendo i nuovi raccordi per la CP Nanto di ENEL Distribuzione.

In correlazione con il declassamento della linea verso Este, sono infine in programma le seguenti attività:

- dismissione nella stazione di Este della sezione a 220 kV (congiuntamente con il ENEL Distribuzione è in valutazione la sostituzione dell'esistente macchina 220/MT con un'altra sul livello 132 kV);
- realizzazione dello scrocio tra la linea di distribuzione a 132 kV "Abano – Pontebotti" e la linea RTN (declassata) a 132 kV "Este – Castegnero", al fine di assicurare un'opportuna riserva di alimentazione per la locale rete a 132 kV (tale attività sarà concordata con ENEL Distribuzione titolare degli impianti).

Stato di avanzamento dell'opera: In data 26/02/2008 è stato conseguito l'iter autorizzativo per la nuova Stazione elettrica di Castagneto ed i raccordi 220 kV agli elettrodotti a 220 kV "Cittadella-Este"; "Dugale-Stazione 1".

Stazione 220 kV Fadalto (TV)

anno: 2010

Al fine di incrementare i livelli di sicurezza e flessibilità di esercizio della direttrice 220 kV "Lienz (AT) - Soverzene - Fadalto - Conegliano" impegnata sia dai flussi di potenza provenienti dall'estero e dalla produzione dei locali impianti idroelettrici, verrà installato in prossimità della stazione un opportuno dispositivo di by-pass.

Stazione 220 kV Lana (BZ)

anno: 2009

Al fine di incrementare la sicurezza e la qualità del servizio migliorando al contempo la flessibilità e la continuità del servizio, sarà realizzata la connessione su entrambe le sbarre 220 kV delle linee "Lana – S. Massenza" e "Lana – S. Antonio" – attualmente connesse su singola sbarra – e rimossi i vincoli causati dalla presenza di elementi limitanti interni agli impianti.

Stazione 220 kV Sandrà (VR)

anno: 2010

A fronte della necessità di adeguare ai valori delle correnti massime di corto circuito alcuni elementi di impianto è previsto l'adeguamento completo dell'impianto.

Stazione 132 kV Agordo (BL)

anno: 2011

La stazione di Agordo raccoglie la produzione idroelettrica dell'alto bellunese (compresa quella degli annessi impianti di ENEL Produzione) per poi smistarla verso la stazione di trasformazione di Vellai. Al fine di garantire i necessari livelli di sicurezza e flessibilità del servizio, sono previsti interventi di riassetto della stazione. Le attività in programma richiedono, per motivi di spazio, l'ampliamento dell'impianto. Contestualmente è stata concordata con il Distributore locale la possibilità di superare l'attuale connessione in antenna della CP di Agordo mediante inserimento in entra-esce sulla linea "Agordo – Vellai".

Stazione 132 kV Bressanone (BZ)

anno: 2011

La stazione di Bressanone è attualmente funzionale a raccogliere e smistare la produzione idrica dell'Alta Val d'Adige nonché alimentare i carichi di Bressanone e di Bolzano attraverso le linee "Bressanone – Brunico Edison - der. Bolzano Edison - Ponte Gardena" e "Bressanone – Bolzano Edison - der. Ponte Gardena". Inoltre, successivamente all'entrata in esercizio della prevista linea di interconnessione a 132 kV "Prati di Vizze - Steinach", la stazione sarà interessata dai flussi di potenza provenienti dall'Austria essendo direttamente connessa alla CP Prati di Vizze, mediante il collegamento "Prati - Bressanone".

Al fine di migliorare la sicurezza ed affidabilità di esercizio della rete, considerata anche la necessità di adeguare ai valori delle correnti massime di corto circuito alcuni elementi di impianto, è prevista la completa ricostruzione con potenziamento della stazione. Con l'occasione l'impianto verrà ampliato prevedendo un nuovo stallo linea a cui attestare un secondo breve raccordo di collegamento alla linea "Brunico – der. Bressanone – Bolzano", che risulterà in tal modo collegata in entra-esce a Bressanone. Si otterranno così due collegamenti distinti "Bressanone – Brunico" e "Bressanone – Bolzano", con conseguente incremento della continuità, sicurezza e flessibilità di esercizio della rete elettrica in un'area particolarmente soggetta a perturbazioni atmosferiche.

Inoltre, in relazione a possibili future esigenze di sviluppo della rete, nella stazione saranno previsti gli spazi per almeno due ulteriori stalli a 132 kV.

Stazione 132 kV Nove (TV)

anno: 2012

La stazione di Nove (TV) è un nodo di raccolta della locale produzione idroelettrica che viene poi smistata attraverso lunghe arterie verso l'area di carico del trevigiano. In considerazione della necessità di adeguare ai valori delle correnti massime di corto circuito diversi elementi di impianto, realizzare la separazione funzionale degli annessi impianti di ENEL Produzione (Nove 71 e Nove 75) per garantire i necessari livelli di sicurezza e flessibilità di esercizio, è prevista la completa ricostruzione con potenziamento dell'impianto.

Interventi modificati

Razionalizzazione 132 kV Pordenone/Cordignano

Nell'area compresa tra le stazioni 380/132 kV di Cordignano e 220/132 kV di Pordenone a causa della scarsa magliatura della locale rete (di trasmissione e distribuzione) a 132 kV, l'esercizio in condizioni di emergenza presenta già allo stato attuale situazioni di funzionamento particolarmente critiche.

Allo stesso tempo, considerato il futuro incremento della domanda di energia elettrica nell'area, gli standard di qualità del servizio su rete a 132 kV potrebbero ulteriormente peggiorare se non si prevedesse un adeguato potenziamento della rete ad alta tensione.

Proprio a tale scopo è prevista la realizzazione di un nuovo assetto della rete a 132 kV che, aumentando il numero delle linee a 132 kV uscenti da Cordignano, consentirà di ridurre il prelievo dalla rete a 220 kV attestata alla stazione di Pordenone.

Subordinatamente alla realizzazione, a cura dell'impresa di distribuzione locale, delle linee in parte in doppia terna a 132 kV "Cordignano - Prata" e "Cordignano - Pasiano (CP futura)", si potenzieranno gli elettrodotti della RTN "Prata - Pordenone" e "Prata - Porcia". Contestualmente sarà modificato l'assetto in modo da ottenere i due nuovi collegamenti "Prata - Pordenone" e "Porcia - Pordenone" (mediante l'ammazzettamento del tratto in doppia terna in uscita da Prata fino al punto di separazione delle due linee e la ricostruzione in doppia terna della linea "Prata - Pordenone" nel tratto compreso tra il punto di separazione con la "Prata - Porcia" e la stazione di Pordenone).

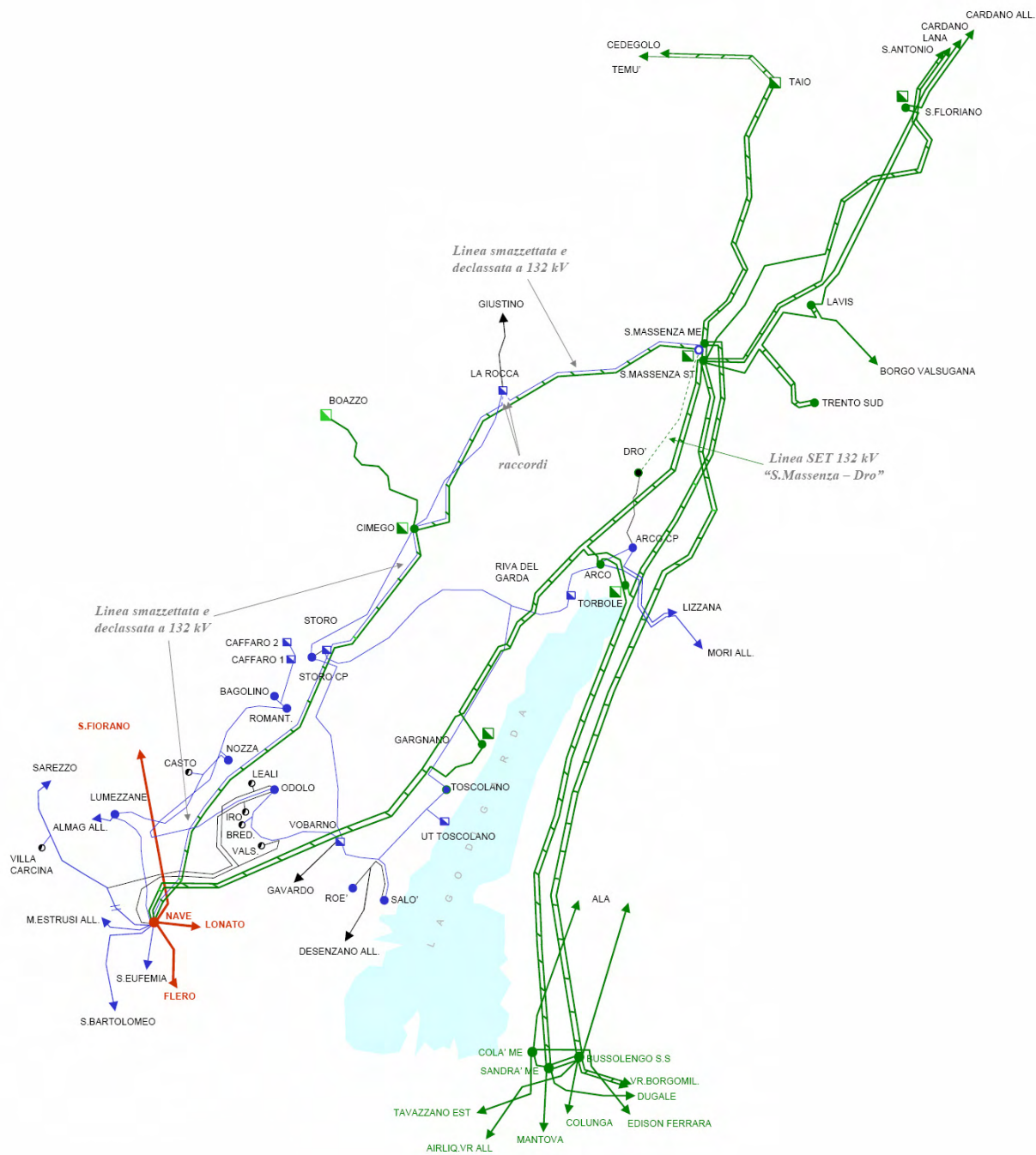
Inoltre non si esclude l'opportunità di realizzare, presso l'attuale stazione elettrica a 220 kV di Pordenone, una nuova sezione a 380 kV con le relative trasformazioni ed i raccordi AAT all'elettrodotto "Udine O. - Cordignano"; contestualmente verrà verificata con il distributore locale il riassetto dell'afferente rete AT.

Stato di avanzamento dell'opera: In attesa degli sviluppi a cura del distributore locale, sono stati avviati i primi studi finalizzati all'individuazione del sito ove localizzare il nuovo impianto a 380 kV, in posizione preferibilmente tale da contenere l'impatto dei raccordi alla afferente rete AT. L'intervento è stato ripianificato (cfr Sezione I "Razionalizzazione Pordenone").

Disegni

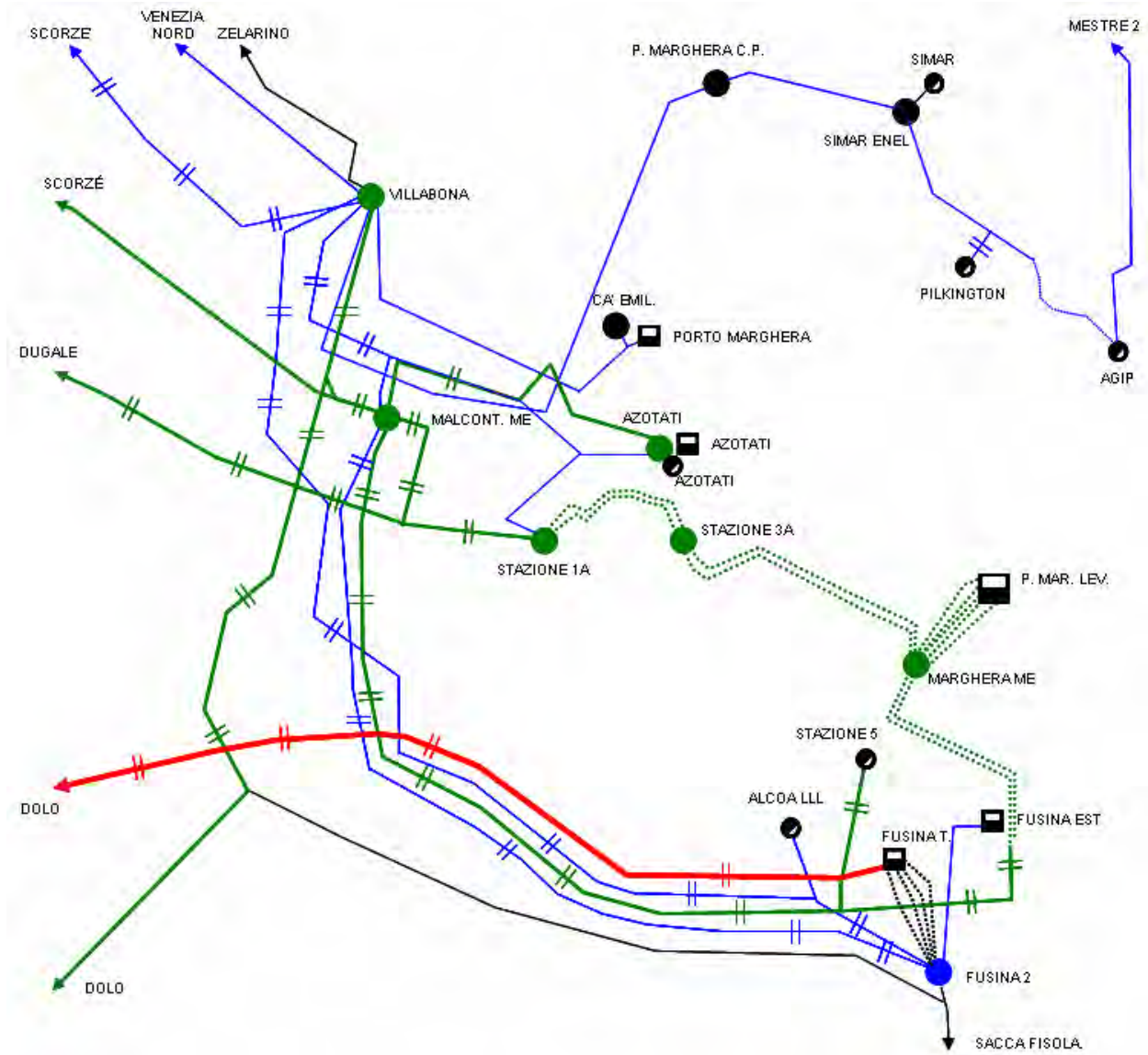
Razionalizzazione rete S. Massenza (TN)

Lavori programmati



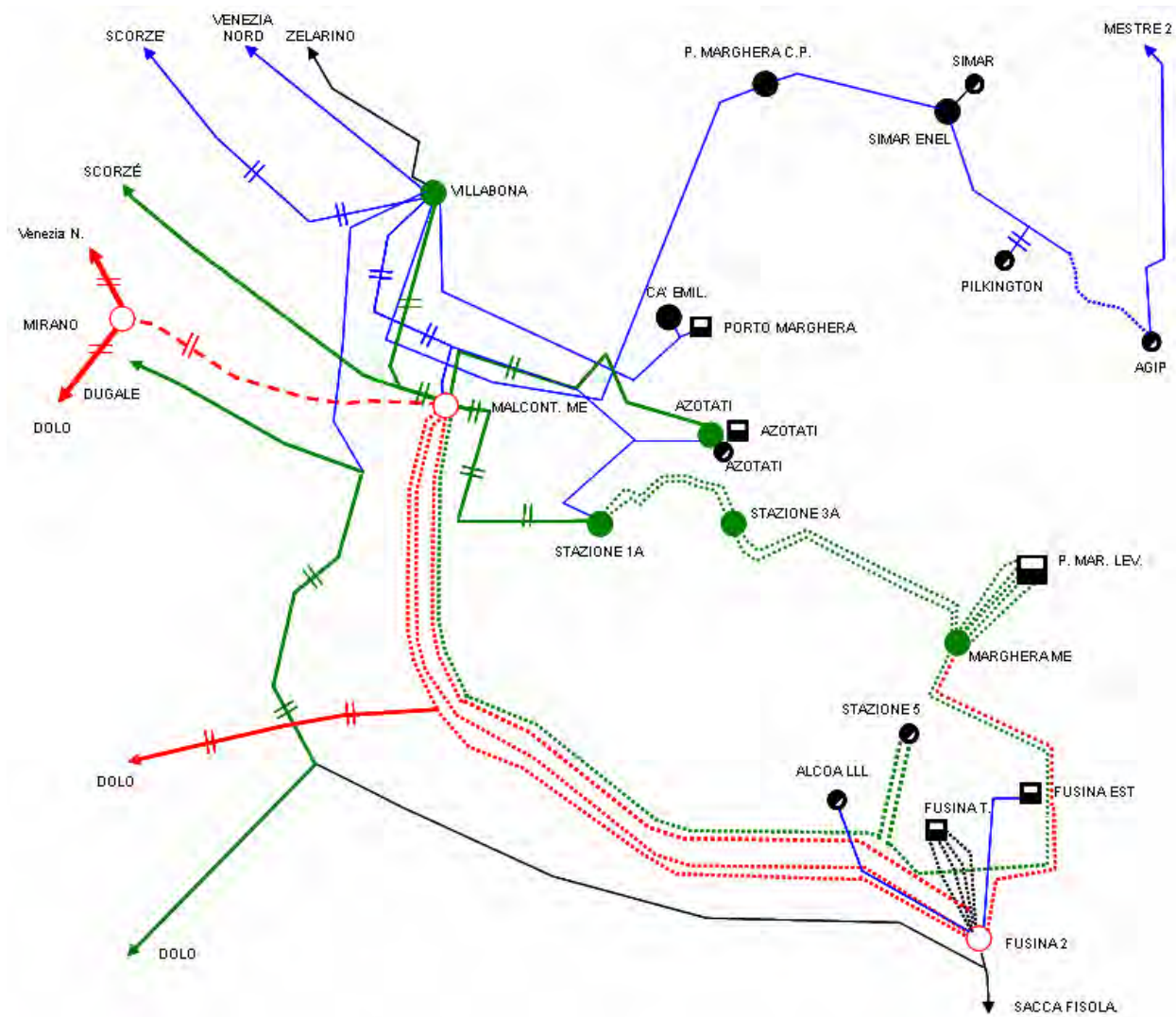
Razionalizzazione fra Venezia e Padova (dettaglio area di Marghera)

Assetto iniziale



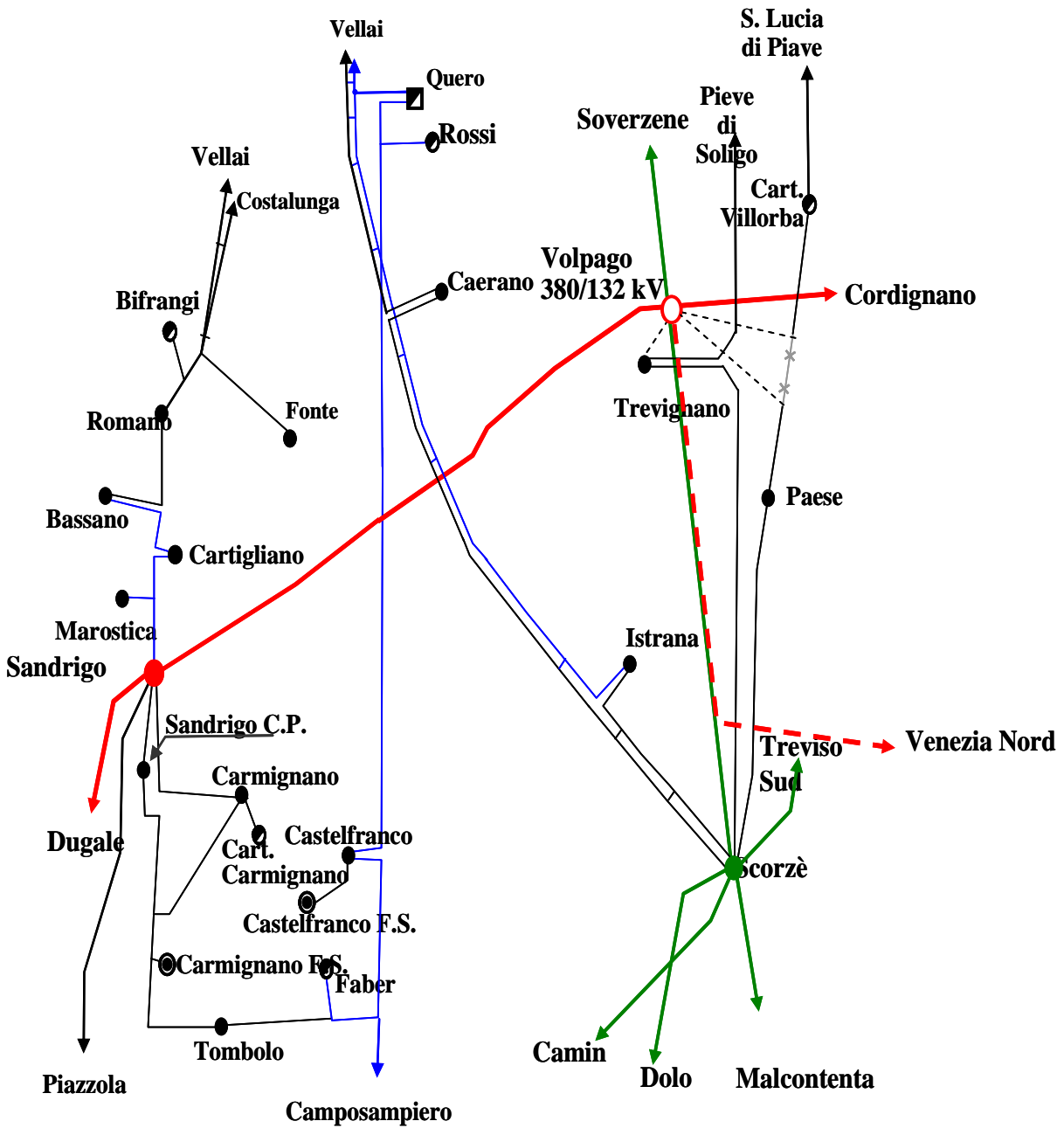
Razionalizzazione fra Venezia e Padova (dettaglio area di Marghera)

Assetto finale



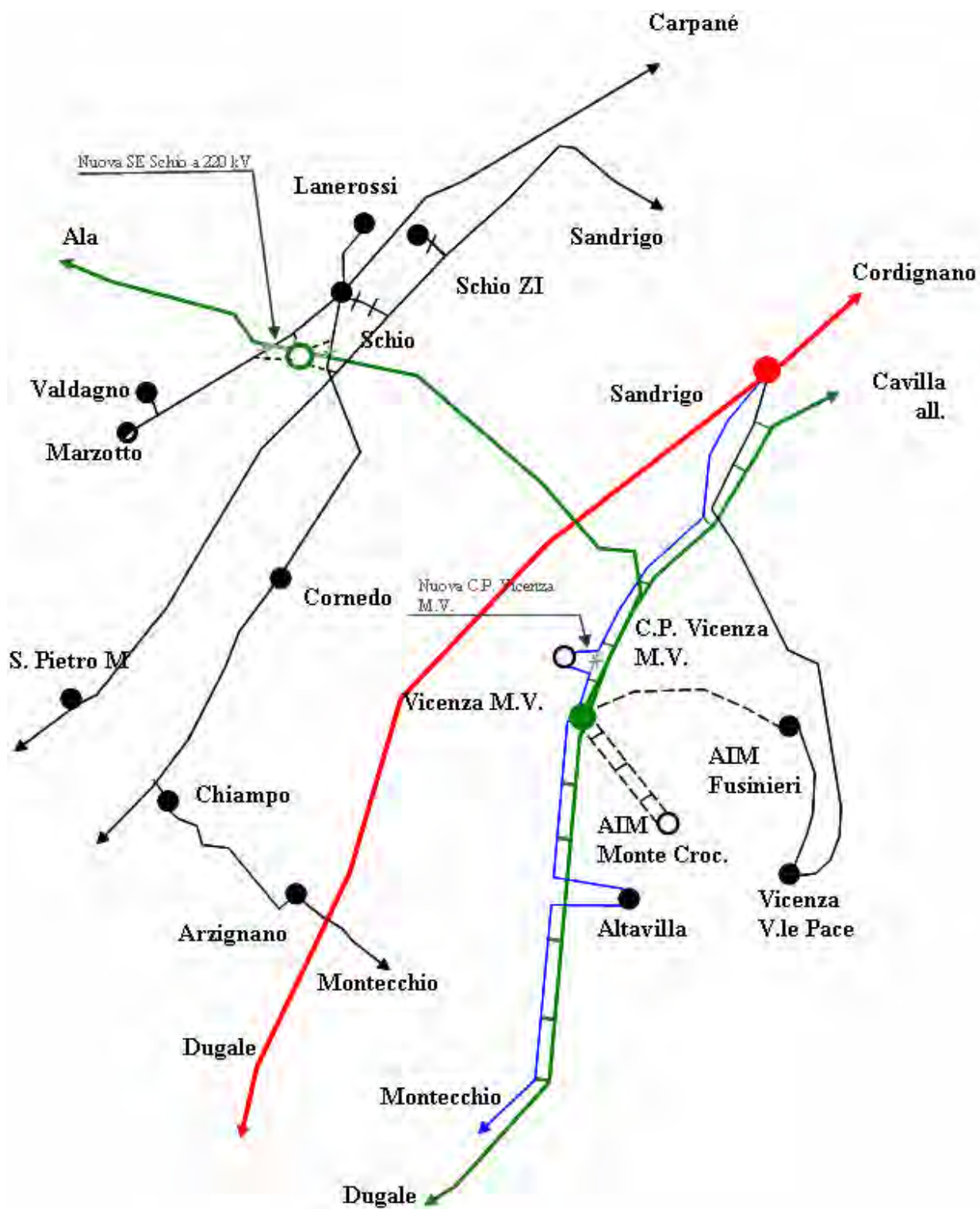
Trasversale in Veneto

Lavori programmati



Stazione Schio (VI)

Lavori programmati



4.4 Area di Firenze

Interventi previsti

Elettrodotto 380 kV Calenzano - S. Benedetto del Querceto - Colunga

anno: 2013²⁰

Al fine di ridurre i vincoli presenti tra le aree Nord e Centro Nord del mercato elettrico italiano, si ricostruiranno a 380 kV le attuali linee a 220 kV "Casellina – San Benedetto del Querceto" e "San Benedetto del Querceto – Colunga" nel tratto compreso tra le stazioni di Calenzano (FI) e Colunga (BO).

Il nuovo elettrodotto a 380 kV sarà collegato in entra-esce alla stazione di S. Benedetto del Querceto (BO) - già realizzata in classe 380 kV - presso la quale dovrà pertanto essere installato un ATR 380/132 kV, in sostituzione dell'attuale ATR 220/132 kV.

In aggiunta ai benefici relativi alla risoluzione delle congestioni di rete su una delle sezioni critiche del sistema elettrico nazionale, l'intervento consentirà anche una notevole riduzione delle perdite di rete.

Stato di avanzamento dell'opera: Il 17 luglio 2008 è stato avviato il tavolo tecnico con la Regione Toscana.

Elettrodotto 380 kV fra Mantova e Modena

anno: lungo termine

Al fine di migliorare la sicurezza di alimentazione dei carichi nel Nord dell'Emilia e al contempo incrementare la capacità di trasporto in sicurezza dai poli produttivi del Nord verso il Centro Italia, è opportuno realizzare un nuovo collegamento a 380 kV tra il polo produttivo della provincia di Mantova e i centri di carico del modenese.

L'intervento consentirà anche una significativa riduzione delle perdite di rete e una riduzione dei transiti sulla rete a 132 kV nell'area interessata.

Stato di avanzamento dell'opera: Da avviare l'iter concertativo.

Interventi per adeguamento portate elettrodotti a 380 kV

anno: 2012

Al fine di consentire l'utilizzo della massima capacità di trasporto, saranno rimossi gli attuali vincoli sull'elettrodotto a 380 kV "La Spezia – Acciaiole".

Riassetto rete 380 e 132 kV area di Lucca

anno: lungo termine

Disegno allegato: Riassetto rete 380 e 132 kV Area di Lucca

Per migliorare la qualità del servizio ed i profili di tensione sulla rete dell'area compresa tra le province di Pisa e Lucca, sarà realizzata una nuova stazione di trasformazione 380/132 kV nei pressi della CP Filettole (PI).

La nuova stazione, inizialmente attrezzata con due ATR 380/132 kV, verrà raccordata in entra-esce alla linea a 380 kV "La Spezia - Acciaiole". Alla sezione AT saranno raccordate le attuali linee 132 kV "Filettole – Lucca R.", "Filettole – Pisa All.1" e "Filettole – Viareggio", le direttrici "Massa FS – Cascina FS" (di proprietà RFI) ed il collegamento della RTN da realizzare ex novo "Filettole SE - Lucca R."

La nuova linea a 132 kV "Filettole SE – Cascina FS" (ottenuta raccordando al nuovo impianto la citata linea RFI) verrà prolungata fino alla CP Cascina, previo by-pass della SSE Cascina FS.

L'intervento è subordinato al raggiungimento di accordi preliminari con la società RFI, in merito al coordinamento ed alla competenza dei lavori sopra descritti.

Al fine di semplificare ed agevolare la realizzazione dell'intero intervento, sarà esaminata l'opportunità di acquisire nell'ambito RTN la linea a 132 kV "Massa FS - Cascina FS", di proprietà RFI.

²⁰ Data relativa all'ipotesi di acquisizione delle autorizzazioni entro il secondo semestre 2010.

Inoltre, al fine di garantire anche negli anni futuri la piena adeguatezza della rete nell'area a Nord di Lucca e garantire una più equilibrata distribuzione dei carichi tra le due arterie realizzate tra le stazioni di Marginone e di Vinchiana, saranno realizzati i seguenti interventi:

- ricostruzione delle linee a 132 kV "Marginone – Pescia" (ad esclusione della breve derivazione per Pescia FS), "Marginone - Borgonuovo" e "Borgonuovo - Lucca Giannotti" (in futuro "Marginone - Lucca Giannotti") per sopperire all'incremento di carichi nell'area di Lucca, garantendo un adeguato livello di sicurezza ed economicità di esercizio;
- ricostruzione dell'elettrodotto a 132 kV "Diecimo – Pian della Rocca";
- by-pass della CP Borgonuovo mettendo in continuità le linee a 132 kV "Lucca Giannotti - Borgonuovo" e "Borgonuovo - Marginone", allo scopo di ottenere un collegamento diretto tra la CP Lucca Giannotti e la SE Marginone.
- contestualmente la CP di Borgonuovo (LU) verrà collegata in entra-esce alla linea a 132 kV "Marginone – Vinchiana", utilizzando gli stalli liberati resisi disponibili con il citato by-pass;
- ricostruzione degli elettrodotti a 132 kV "Pescia – Villa Basilica", "Villa Basilica – Pian Rocca CP" e "Pian della Rocca – Fornaci di Barga";

Oltre a migliorare la qualità del servizio nell'area in questione, l'intervento consentirà di:

- rinforzare la rete a 132 kV che dalle stazioni di trasformazione di Marginone ed Avenza alimenta l'area di Lucca e Pisa;
- garantire la copertura del fabbisogno anche a fronte della crescita del carico ed in relazione all'evoluzione del sistema elettrico nell'area compresa tra le Province di Massa, Lucca e Firenze;
- evitare consistenti interventi di potenziamento della rete in AT compresa tra le due province toscane;
- risolvere le attuali criticità di alimentazione elettrica delle aree di Cascina (PI), Pontedera (PI) e S. Maria a Monte (PI), le cui cabine primarie sono attualmente connesse ad una direttrice di distribuzione di portata limitata;
- ridurre l'elevato impegno delle trasformazioni di Marginone (LU) e Acciaiole nonché la dipendenza dalle produzioni dell'area di Livorno.

Stato di avanzamento dell'opera: Da avviare l'iter concertativo.

Elettrodotto 220 kV Colunga - Este

anno: 2011/2012

Per migliorare l'affidabilità della rete in AT presente nel territorio compreso tra Ferrara e Bologna, il tratto a Sud di Ferrara della ex linea a 220 kV "Colunga - Este" declassata a 132 kV verrà riaccolto ai seguenti impianti:

- alla CP di Ferrara Sud, mediante la realizzazione di un nuovo raccordo a 132 kV;
- alla CP di Altedo, mediante prolungamento degli attuali raccordi alla linea a 132 kV "Ferrara Sud – Colunga";
- alla sezione a 132 kV della stazione di Colunga.

Al fine di consentire l'esercizio in sicurezza della direttrice "Colunga - Ferrara Focomorto", ove è anche inserita la centrale Centro Energia Ferrara, sarà ricostruito l'elettrodotto di trasmissione a 132 kV "Centro Energia - Ferrara Sud".

I tronchi di linea non più utilizzati saranno demoliti successivamente alla realizzazione dei suddetti interventi.

Stato di avanzamento dell'opera: Sono in corso le attività di progettazione finalizzate alla presentazione dell'istanza autorizzativa.

Razionalizzazione 132 kV Area di Reggio Emilia

anno: 2013

Disegno allegato: Interventi area di R. Emilia

Con l'obiettivo di garantire il rispetto delle condizioni di sicurezza ed affidabilità di esercizio della rete a 132 kV che alimenta l'area di carico di Reggio Emilia, saranno realizzate le attività di razionalizzazione e ricostruzione degli attuali impianti di trasmissione di seguito descritti:

- ricostruzione delle linee di trasmissione a 132 kV "Boretto - S. Ilario" e "Castelnuovo di Sotto - Boretto";
- realizzazione di un nuovo collegamento a 132 kV tra la stazione di Rubiera e la CP di Reggio Nord, mediante la ricostruzione dell'attuale linea "Rubiera - Reggio Sud" nel tratto in uscita da Rubiera e la costruzione ex novo del rimanente tratto. La porzione non più utilizzata della linea esistente sarà dismessa.

L'intervento consentirà l'alimentazione in sicurezza della CP di Reggio Nord, anche durante le attività di ricostruzione degli altri impianti di rete nell'area.

Le linee di trasmissione a 132 kV "Reggio Nord - Reggio Emilia" e "Reggio Nord - Castelnuovo di Sotto" ove possibile saranno ammazettate nel tratto in doppia terna realizzando mediante varianti aeree o in cavo i tratti rimanenti, funzionali anche alla connessione in entra-esce della CP Mancasale. Il restante tratto in singola terna della linea "Reggio Nord - Castelnuovo di Sotto" sarà ricostruito, mentre il tratto di accesso alla CP di Reggio Emilia della linea "Reggio Nord - Reggio Emilia" potrà essere dismesso.

L'intervento nel suo complesso ha una significativa valenza anche dal punto di vista del miglioramento dell'impatto ambientale degli impianti a 132 kV sul territorio.

Stato di avanzamento dell'opera: Il 13/05/2008 è stato autorizzato il completamento della ricostruzione della linea a 132 kV "Boretto – S. Ilario" (decreto autorizzativo n.239/EL-86/58/2008). In data 11/11/2008 è stato avviato il tavolo tecnico di concertazione con la Provincia ed i Comuni interessati. Sono in corso le attività di progettazione propedeutiche alla presentazione dell'autorizzazione per tutti i restanti interventi per i quali l'avvio dell'iter autorizzativo è previsto nel 2009.

Elettrodotto 132 kV Borgonovo - Bardi - Borgotaro

anno: 2014

Tenuto conto della limitata capacità di trasporto della linea a 132 kV "Borgonovo – Bardi" e "Borgotaro – Bardi", è necessario rimuovere tutti i vincoli che limitano notevolmente la portata nel tratto compreso tra Montalbo (PC) e Borgotaro (PR) prevedendo la ricostruzione dell'elettrodotto.

Inoltre, in anticipo rispetto alla data indicata, sarà connessa alla linea a 132 kV "Borgonovo - Bardi", la nuova CP Bedonia (PR).

Stato di avanzamento dell'opera: Sono in corso le attività di progettazione propedeutiche alla presentazione dell'autorizzazione.

Elettrodotto 132 kV Grosseto FS - Orbetello FS

anno: 2011

Al fine di garantire l'esercizio in sicurezza e senza sovraccarichi della direttrice di trasmissione a 132 kV "Grosseto FS - Manciano", saranno ricostruite le linee a 132 kV "Grosseto FS - Grosseto Sud", "Grosseto Sud - Montiano" e "Orbetello FS - Montiano", di proprietà RFI.

Infine, per effettuare il by-pass della SSE di Orbetello FS ed ottenere un collegamento diretto ed affidabile tra le cabine primarie di Montiano ed Orbetello, sarà realizzato un nuovo raccordo tra la CP di Orbetello e la linea a 132 kV "Montiano - Orbetello FS". Al termine dei lavori, la CP di Orbetello risulterà collegata alla SSE Orbetello FS, alla CP di Montiano ed alla CP di Marciano.

L'intervento consentirà di:

- trasferire sulla rete a 132 kV la produzione degli impianti di Piombino e Larderello verso la bassa Maremma, il sud Toscana e l'Umbria;
- assicurare la necessaria riserva a seguito dell'indisponibilità di altri collegamenti;
- mantenere il parallelo con la rete nazionale dei gruppi di produzione dell'area di Piombino (nel caso di fuori servizio degli autotrasformatori 380/132 kV di Suvereto) e dei gruppi di generazione di Larderello e dell'Amiata.

Presso la CP di Orbetello dovrà essere approntato, a cura di ENEL Distribuzione, un nuovo stallo linea a 132 kV per il raccordo del nuovo collegamento a 132 kV "Montiano - Orbetello".

Stato di avanzamento dell'opera: L'intervento è in carico a SELF (RFI) proprietario delle linee. Da avviare l'iter concertativo.

Elettrodotto 132 kV Pian della Speranza - Farinello - Larderello

anno: 2013

La direttrice di trasmissione a 132 kV "Pian della Speranza – Farinello – Larderello", con capacità di trasporto limitata, è interessata costantemente dal transito di potenza che dalle centrali geotermoelettriche di Larderello si in strada verso l'area di carico di Siena.

Pertanto, al fine di garantire un adeguato livello di sicurezza ed economicità di esercizio, è prevista la ricostruzione della citata direttrice.

Per la realizzazione dell'intervento, sarà possibile consentire la necessaria indisponibilità di lunga durata della linea in oggetto, solo successivamente al completamento dei lavori per l'elettrodotto a 132 kV "Tavarnuzze - Larderello" (ex linea a 220 kV "Tavarnuzze - S. Dalmazio").

Stato di avanzamento dell'opera: Sono in corso le attività di progettazione propedeutiche alla presentazione dell'autorizzazione.

Elettrodotto 132 kV Tavarnuzze - Larderello

anno: 2013

Disegno allegato: Prot. Intesa per S.Barbara

Al fine di potenziare la rete a 132 kV afferente alle stazioni di Tavarnuzze e di Larderello, la ex linea "Tavarnuzze - S. Dalmazio", attualmente fuori servizio, verrà declassata a 132 kV, raccordata alla stazione di Tavarnuzze e collegata a Larderello, previa realizzazione del relativo raccordo a 132 kV.

Per reperire gli spazi di accesso a Larderello, verrà modificato l'assetto dei raccordi di alcune linee a 132 kV afferenti alla stazione.

Inoltre, al fine di meglio utilizzare la potenza prodotta dal polo geotermoelettrico di Larderello, minimizzando le perdite in rete, verrà eliminato l'incrocio tra le linee di trasmissione a 132 kV "Certaldo - Poggibonsi" e "Tavarnuzze - Larderello" in località Casaglia (SI), ottenendo così i due nuovi collegamenti "Larderello - Certaldo" e "Tavarnuzze - Poggibonsi".

Quindi sarà ricostruito il tratto di accesso a Poggibonsi della nuova linea "Tavarnuzze - Poggibonsi".

L'attività per il collegamento a Tavarnuzze della ex linea "Tavarnuzze - S. Dalmazio" è inserita nel Protocollo d'Intesa per la centrale termoelettrica di Santa Barbara (sottoscritto da Regione Toscana ed Enel SpA in data 28/02/2000) e correlato all'intervento "Elettrodotto 380 kV Casellina - Tavarnuzze - S.Barbara".

Stato di avanzamento dell'opera: In anticipo rispetto agli altri lavori previsti, l'ex elettrodotto a 220 kV "Tavarnuzze - S. Dalmazio", è stato declassato e collegato a Larderello e raccordato alle linee a 132 kV "Certaldo - Poggibonsi" e "Gabbro - Larderello". Sono in corso le attività di progettazione propedeutiche alla presentazione dell'autorizzazione.

Stazione 380 kV a Nord di Bologna

anno: 2013

Attualmente le trasformazioni 380/132 kV che alimentano la rete elettrica a Nord di Bologna sono notevolmente impegnate e la limitata capacità di trasporto delle linee a 132 kV nell'area rende tendenzialmente critico l'esercizio in sicurezza della rete AT. Nei prossimi anni tale scenario non potrà che aggravarsi, dato il previsto aumento dei prelievi di potenza nella Regione Emilia Romagna.

Risulta pertanto opportuno e conveniente, piuttosto che potenziare ingenti porzioni della rete a 132 kV, realizzare una nuova stazione di trasformazione 380/132 kV a Nord di Bologna.

La soluzione che meglio risponde alle esigenze elettriche prevede la realizzazione della nuova stazione nell'area compresa fra la cabina primaria di distribuzione di Crevalcore (BO) e la linea a 380 kV "Sermide - Martignone", alla quale la nuova stazione sarà collegata in entra-esce.

Presso la nuova stazione saranno installati due ATR 380/132 kV da 250 MVA.

Alla sezione AT 132 kV saranno raccordate opportunamente:

- la CP di Crevalcore, mediante due collegamenti dedicati;
- la dorsale delle linee RTN "Carpi Sud - Crevalcore CP - S. Giovanni in Persiceto CP - Martignone";
- le linee di distribuzione per le CP Cento e Mirandola c.d. S. Prospero.

La nuova stazione consentirà di ridurre l'impegno delle trasformazioni 380/132 kV delle stazioni di Martignone (BO), Colunga (BO), Ferrara e della futura Carpi Fossoli (MO) e, soprattutto, renderà possibile esercire in piena sicurezza gli elettrodotti in AT dell'area.

In tal modo sarà anche possibile evitare la realizzazione di altri nuovi elettrodotti e di conseguenza sarà limitata al minimo l'occupazione del territorio da parte di infrastrutture elettriche.

L'intervento garantirà un notevole miglioramento dei profili di tensione e della qualità del servizio offerto e permetterà nel contempo una significativa riduzione delle perdite di rete.

Al fine di conseguire le necessarie modifiche di assetto, nell'ambito della collaborazione con la Regione Emilia Romagna ed il Comune di Crevalcore, sono in corso di definizione le modalità di realizzazione dell'intervento, che potrà anche interessare la locale rete 132 kV di RFI, con l'eventuale collegamento alla nuova stazione della SSE Crevalcore FS.

La realizzazione delle opere previste sulla rete AT ed il completamento dell'intervento di sviluppo sono subordinati al raggiungimento di un accordo con RFI in merito alla competenza delle attività di realizzazione dei raccordi alla rete a 132 kV ed alla pianificazione cronologica dei lavori.

*Stato di avanzamento dell'opera: È in corso la collaborazione con la Regione Emilia Romagna e il Comune di Crevalcore per l'individuazione della soluzione autorizzativa ottimale.
Sono in corso le attività di progettazione propedeutiche alla presentazione dell'autorizzazione.*

Stazione 380 kV Avenza

anno: lungo termine

Al fine di garantire, nel lungo periodo, la sicurezza di esercizio e la continuità dell'alimentazione della locale rete, presso l'attuale stazione elettrica di Avenza 220 kV, saranno realizzati la nuova sezione a 380 kV ed i raccordi a 380 kV tra la stazione stessa e l'elettrodotto a 380 kV "Acciaio – La Spezia". In attesa del completamento di tali lavori, saranno inoltre effettuate le necessarie operazioni per consentire il temporaneo utilizzo del terzo ATR 220/132 kV da 160 MVA, rimasto in impianto solo come riserva.

Stazione 132 kV Massa Lombarda (RA)

anno: 2012²¹

Nell'area di Massa Lombarda sarà realizzata una nuova stazione di smistamento a 132 kV della RTN in doppia sbarra, raccordata in entra-esce alla linea di trasmissione a 132 kV "Colunga - Ravenna Canala", (mediante la realizzazione di due nuovi raccordi a 132 kV in singola terna) e ad essa verrà collegata in antenna a 132 kV (a cura della società di distribuzione HERA) la futura CP Selice.

La nuova CP Selice verrà inoltre connessa, a cura della società di distribuzione HERA, in entra-esce alla linea di distribuzione a 132 kV "Ortignola - Trebeghino - der. IRCE", di proprietà della stessa Società.

L'intervento nel suo complesso contribuirà a ridurre l'impegno delle linee a 132 kV che alimentano i carichi dell'area di Faenza ed Imola, consentendo di esercire la rete nell'area in condizioni di maggiore sicurezza ed affidabilità.

Le attività risultano correlate alla realizzazione, a cura HERA Imola-Faenza, della nuova CP Selice e dei relativi raccordi di collegamento alla linea a 132 kV "Ortignola - Trebeghino - der. IRCE".

Inoltre, in anticipo rispetto alla data indicata e d'intesa con ENEL Distribuzione, l'attuale CP Fusignano sarà scollegata dalla linea "Cotignola – Ravenna Canala" e collegata in entra-esce sull'attuale linea a 132 kV "Ravenna Canala – Colunga".

Stato di avanzamento dell'opera: Sono in corso le attività di progettazione propedeutiche alla presentazione dell'autorizzazione.

Rete AT area di Modena

anno: 2012²²

Al fine di garantire la piena affidabilità di alimentazione ai carichi della città di Modena, anche a fronte di eventuali indisponibilità di elementi di rete, sarà realizzato un nuovo collegamento a 132 kV tra gli impianti di Modena Nord e Modena Crocetta. Nell'ambito dell'intervento saranno ammazettati gli attuali collegamenti in doppia terna 132 kV "S. Damaso – Modena Crocetta". In tal modo, presso Modena Crocetta, si libererà uno stallo linea 132 kV che sarà utilizzato per il nuovo collegamento. Sarà invece approntato un nuovo stallo linea presso l'impianto di Modena Nord.

Il nuovo elettrodotto, che costituirà la chiusura dell'anello di Modena, consentirà di connettere alla RTN la futura CP di Modena Est (gruppo HERA) e garantirà anche il conseguimento di una migliore magliatura della rete ed il conseguente aumento della qualità del servizio.

Inoltre, successivamente alla data indicata, saranno ricostruiti gli elettrodotti a 132 kV "Rubiera – Sassuolo" e "Sassuolo – Pavullo", realizzando nel contempo un'adeguata riserva di alimentazione costituita da una nuova trasversale tra Sassuolo e Castellarano, che consentirà di migliorare sensibilmente la qualità del servizio, anche a fronte della indisponibilità di una delle linee afferenti alla SE di Rubiera.

²¹ Data condizionata dal Piano investimenti del Distributore locale.

²² Data condizionata dal Piano investimenti del Distributore locale.

Rete AT area di Pistoia

anno: lungo termine

In considerazione della notevole crescita della domanda evidenziata nel territorio pistoiese, si procederà alla ricostruzione degli attuali elettrodotti a 132 kV “Poggio a Caiano CP – Quarrata” e “Quarrata – S. Marcello”. L'intervento costituirà il necessario adeguamento della rete presente tra le Province di Firenze e di Pistoia all'evoluzione ed allo sviluppo dei carichi locali.

Stazione di smistamento 132 kV nel Ravennate

anno: 2013²³

Al fine di migliorare la flessibilità d'esercizio della rete elettrica ravennate anche in relazione alla connessione alla RTN della centrale Cabot, sarà realizzata, nell'area industriale di Ravenna, una nuova stazione di smistamento a 132 kV alla quale saranno opportunamente raccordate le linee a 132 kV “Degussa – Polynt” e “Polynt – Ravenna Porto CP”. La nuova stazione dovrà anche prevedere i necessari spazi per un futuro ampliamento, anche in relazione alla possibilità di raccordare ad essa la linea a 132 kV “Enichem – Ravenna Baiona”. L'intervento di sviluppo consentirà non solo di connettere il citato impianto di produzione, ma permetterà anche di semplificare l'assetto della rete nell'area, attualmente caratterizzata dalla non ottimale presenza di impianti di connessione e/o consegna, tra loro a distanza particolarmente ravvicinata.

Stato di avanzamento dell'opera: Sono in corso le attività di progettazione propedeutiche alla presentazione dell'autorizzazione.

Raccordi 132 kV di Strettoia (LU)

anno: lungo termine

Le attuali criticità di esercizio della rete a 132 kV della Versilia, rendono necessari interventi di rinforzo ed aumento della magliatura di rete, finalizzati al miglioramento dell'affidabilità e della qualità del servizio ed all'incremento della flessibilità di esercizio.

La soluzione individuata prevede la realizzazione di nuovi raccordi tra la linea a 132 kV “Avenza-Vinchiana” e la CP di Strettoia di ENEL Distribuzione.

L'intervento contribuirà ad esercire in sicurezza, anche in futuro, i collegamenti della rete a 132 kV compresa tra Avenza, Pisa e la Garfagnana e permetterà di ridurre la potenza trasportata sulle attuali linee a 132 kV che alimentano i nodi di carico di Pisa, Filettole e Viareggio, già ora prossime alla saturazione, conseguendo anche una significativa diminuzione delle perdite di trasmissione.

Stato di avanzamento dell'opera: Sono in corso le attività di progettazione propedeutiche alla presentazione dell'autorizzazione.

²³ Data condizionata dalle iniziative produttive previste nell'area.

Interventi su impianti esistenti o autorizzati

Elettrodotto 380 kV Casellina – Tavarnuzze – S. Barbara

anno: 2009/2010

Disegno allegato: Prot. Intesa per S. Barbara

Al fine di ripristinare la piena capacità di trasporto (vincoli di limitazione in corrente) dei collegamenti a 380 kV tra le stazioni di Calenzano e Poggio a Caiano, consentire il pieno sfruttamento della capacità produttiva della centrale termoelettrica di S. Barbara ed apportare miglioramenti ambientali, sono previsti gli interventi di seguito descritti e inseriti nel "Protocollo d'Intesa per la centrale termoelettrica di Santa Barbara, ed il suo inserimento nella rete per la realizzazione della direttrice a 380 kV di collegamento Cavriglia - Tavarnuzze - Casellina e per i relativi interventi di miglioramento ambientale", sottoscritto da Regione Toscana ed Enel SpA il 28/02/2000.

Sarà realizzata, presso la stazione di Casellina, una nuova sezione a 380 kV da raccordare alle esistenti linee in doppia terna a 380 kV per Calenzano e Poggio a Caiano (attualmente "Tavarnuzze - Poggio a Caiano" e "Tavarnuzze - Calenzano") ed alla linea a 380 kV per la stazione di Tavarnuzze.

In seguito, si provvederà a realizzare due nuovi elettrodotti a 380 kV in singola terna:

- il primo "Casellina – Tavarnuzze", sfruttando parte del tracciato degli elettrodotti a 380 kV in doppia terna "Tavarnuzze - Poggio a Caiano" e "Tavarnuzze – Calenzano" nel tratto (da demolire) compreso tra Tavarnuzze e Casellina;
- il secondo, di circa 30 km, "Tavarnuzze – S. Barbara", sfruttando parte del tracciato della linea a 220 kV in doppia terna esistente.

Saranno inoltre realizzati i seguenti nuovi raccordi:

- il primo, tra la stazione di Calenzano e l'attuale linea a 220 kV "Colunga - Casellina", consentirà di ottenere la direttrice a 220 kV "Calenzano - S. Benedetto del Querceto - Colunga";
- il secondo collegherà, direttamente in località Castelnuovo dei Sabbioni, la stazione di Santa Barbara all'attuale linea a 220 kV proveniente dalla stazione di Arezzo C.

L'intervento nel suo complesso prevede anche:

- l'installazione, nella stazione di Calenzano (temporaneamente, in attesa del riclassamento a 380 kV della linea "Calenzano - Colunga"), di un ATR 380/220 kV da 400 MVA;
- l'installazione, nella nuova stazione 380 kV di Casellina, di due ATR 380/132 kV da 250 MVA (al fine di compensare la contestuale dismissione degli esistenti due ATR 220/132 kV da 160 MVA), necessaria per soddisfare la crescente richiesta di potenza nell'area e per compensare la successiva dismissione della trasformazione 220/132 kV di Tavarnuzze.

Successivamente al completamento delle opere descritte saranno demoliti i seguenti elettrodotti compresi tra le stazioni di Poggio a Caiano, Calenzano e S. Barbara:

- il tratto in doppia terna tra Tavarnuzze e Casellina degli elettrodotti a 380 kV "Tavarnuzze – Poggio a Caiano" e "Tavarnuzze – Calenzano", per complessivi 8 km circa;
- le due linee a 220 kV, di circa 9 km ciascuna, tra le stazioni di Poggio a Caiano e Casellina;
- le due linee a 220 kV comprese tra le stazioni di Casellina e Tavarnuzze, per complessivi 16 km circa;
- il tratto compreso tra Tavarnuzze e Castelnuovo dei Sabbioni della linea a 220 kV "Tavarnuzze - Arezzo C.", per complessivi 32 km circa;
- l'elettrodotto in doppia terna a 220 kV tra S. Barbara e Tavarnuzze, per complessivi 28 km circa;
- il tratto compreso tra Calenzano e Casellina della linea a 220 kV "Colunga - Casellina", per complessivi 9 km circa.

Saranno inoltre dismesse dalla RTN le sezioni a 220 kV delle stazioni di Poggio a Caiano, Casellina e Tavarnuzze.

Per consentire una migliore regolazione della tensione ed assicurare adeguati livelli di qualità e sicurezza nell'esercizio della rete AT nell'area di Firenze, sarà installata una reattanza di compensazione da 200 MVAR nella futura stazione a 380 kV di Casellina.

Inoltre, al fine di soddisfare le nuove richieste di potenza sulla rete MT ad est della stazione di Casellina e garantire la continuità e la sicurezza del servizio elettrico locale, si procederà - possibilmente in anticipo rispetto alla data indicata per l'intervento complessivo - alla sostituzione dei due attuali trasformatori 132/15 kV da 25 MVA con altrettanti da 40 MVA.

Ai fini dell'utilizzo degli strumenti previsti dalla "Legge obiettivo", le attività principali sono state inserite tra quelle di "preminente interesse nazionale" contenute nella Delibera CIPE n. 121 del 21/12/2001.

Stato di avanzamento dell'opera: Il 3 agosto 2007 il CIPE ha approvato il progetto definitivo dell'elettrodotto a 380 kV "S. Barbara – Tavarnuzze – Casellina". Nel 2006 sono stati completati i lavori presso la stazione

380 kV di S. Barbara alla quale è stata connessa la nuova centrale in ciclo combinato Enel Produzione di S. Barbara (Cavriglia - AR). La situazione transitoria attuale prevede il collegamento della sezione a 380 kV alla linea a 220 kV "S. Barbara – Arezzo C. – Tavarnuzze" mediante un ATR 380/220 kV, e alla esistente sezione a 132 kV mediante un ATR 380/132 kV. Nel 2008 sono stati completati i lavori presso la stazione 380 kV Casellina (l'installazione della reattanza sarà completata successivamente).

Stazione 380 kV Carpi Fossoli (MO)

anno: 2009

Disegno allegato: SE di Carpi Fossoli

Per soddisfare la crescente richiesta di potenza elettrica nell'area delle Province di Modena e Reggio Emilia, nel corso del 2006 è stata realizzata una nuova stazione di trasformazione 380/132 kV in località Fossoli (MO), nelle immediate vicinanze del sito dell'attuale centrale "Carpi Turbogas" ed in adiacenza alla linea a 380 kV "Caorso - S. Damaso", alla quale la stazione è stata collegata in entra-esce mediante la realizzazione di due raccordi a 380 kV in semplice terna.

Entro la data indicata alla nuova stazione, equipaggiata con due ATR 380/132 kV da 250 MVA, verranno raccordate le due linee di trasmissione in doppia terna "Carpi Sud - Carpi TG", mediante la realizzazione di quattro brevi raccordi a 132 kV.

Alla sezione a 132 kV, equipaggiata con una nuova batteria di condensatori da 54 MVAR, saranno raccordate le linee di distribuzione a 132 kV per Fabbrico, Correggio e Carpi Nord (con derivazione Carpi FS).

Al fine di consentire la necessaria flessibilità e sicurezza di esercizio, vista anche la presenza delle numerose linee in ingresso, la stazione di smistamento di Carpi Sud verrà mantenuta in doppia sbarra, conservando il banco di condensatori da 54 MVAR e gli attuali collegamenti a 132 kV (ad eccezione di quello verso Correggio): la linea in doppia terna verso la nuova stazione di Carpi Fossoli (che attualmente collega Carpi TG a Carpi Sud), i collegamenti con Rubiera, Crevalcore, Modena Nord e la linea verso Correggio (futura Carpi Nord), utilizzata per modificare il tracciato dell'elettrodotto "Carpi Sud - Carpi Nord".

Successivamente alla data relativa all'intervento complessivo, presso la stazione 132 kV di Carpi Sud, è previsto l'adeguamento dell'intero impianto ai nuovi valori di corto circuito.

Ai fini dell'utilizzo degli strumenti previsti dalla "Legge obiettivo", l'intervento è stato inserito fra quelli di "preminente interesse nazionale" contenuti nella Delibera CIPE n. 121 del 21/12/2001.

Stato di avanzamento dell'opera: Attualmente risultano completati e già in servizio la sezione a 380 kV e i raccordi a 380 kV alla stazione, ma l'intervento nel suo complesso è strettamente correlato alla disponibilità dei collegamenti a 132 kV di ENEL Distribuzione, in assenza dei quali la nuova stazione non può garantire l'alimentazione in piena sicurezza della rete.

In data 25/05/2006 il Comune di Carpi ha espresso parere favorevole alla variante proposta da ENEL Distribuzione. In data 4 giugno 2007 (Delibera n°2007/820) sono stati autorizzati, dalla Regione Emilia Romagna, i lavori sulla rete a 132 kV (in parte di proprietà di ENEL Distribuzione e in parte di Terna).

Razionalizzazione 132 kV area di Lucca

anno: 2011

Disegno allegato: Razionalizzazione 132 kV area di Lucca

L'attività comprende gli interventi inseriti nel "Protocollo d'Intesa tra il Comune di Lucca, la Regione Toscana, la Provincia di Lucca, l'Autorità di Bacino del Fiume Serchio e Terna per l'assetto della rete AT nel Comune di Lucca", sottoscritto il 28/02/2000.

Il nuovo assetto della rete consentirà di migliorare la sicurezza di esercizio, riducendo nel contempo in modo significativo l'impatto ambientale degli impianti in alta tensione presenti nel territorio del Comune di Lucca.

Saranno realizzati i seguenti interventi:

- ricostruzione di parte del collegamento a 132 kV "S. Pietro a Vico - Vinchiana";
- realizzazione di un nuovo raccordo a 132 kV alla CP di Lucca Ronco, che consentirà il superamento dell'attuale derivazione rigida "Lucca Ronco - Diecimo - der. Filettole", dando luogo ai due nuovi collegamenti "Filettole - Lucca Ronco" e "Lucca Ronco - Diecimo". In seguito alla realizzazione del citato raccordo di Lucca Ronco, sarà demolita la linea a 132 kV ex "Filettole - Vinchiana" nel tratto da Lucca Ronco fino al punto di avvicinamento con la linea "S. Pietro a Vico - Vinchiana". Il rimanente tratto di accesso a Vinchiana della linea sarà riutilizzato per completare il citato collegamento "S. Pietro a Vico - Vinchiana";
- realizzazione in cavo del nuovo elettrodotto di trasmissione "Lucca Giannotti - S. Pietro a Vico";
- adeguamento degli impianti di Pian Rocca e Vinchiana.

Sarà ricostruito l'elettrodotto a 132 kV "Diecimo - Lucca Ronco". Infine si procederà alla demolizione del tratto di elettrodotto di trasmissione a 132 kV "Lucca Giannotti - Lucca Ronco", compreso tra il futuro collegamento a 132 kV "Lucca Ronco – Diecimo" e la CP di Lucca Giannotti.

L'intervento nel suo complesso consentirà anche di rinforzare la rete a 132 kV che dalle stazioni di trasformazione di Marginone ed Avenza alimenta l'area di Lucca e Pisa, contribuendo a ridurre la dipendenza dalla produzione della c.le di Livorno.

Stato di avanzamento dell'opera: Il processo autorizzativo per gli interventi che interessano le linee a 132 kV "Lucca Ronco - Filettole", "Lucca Ronco - Diecimo", "S. Pietro a Vico - Vinchiana" e "S. Pietro a Vico – Lucca Giannotti" si è concluso il 21 giugno 2007 con il decreto autorizzativo n. 239/EL-50/29/2007. Sono entrati in servizio i seguenti elettrodotti 132 kV: "Lucca Giannotti - S.Pietro a Vico" (05/10/2008); "Lucca Ronco – Filettole" e "Diecimo – Lucca Ronco" (30/10/2008). Sono conclusi i lavori sull'elettrodotto 132 kV "S.Pietro a Vico – Vinchiana".

Gli ulteriori interventi inerenti varianti al progetto sono attualmente in corso.

Stazione 380 kV Poggio a Caiano (FI)

anno: 2010

Sulla base di quanto già concordato tra il Comune di Poggio a Caiano ed Enel SpA, sarà modificato l'assetto della rete afferente alla stazione in oggetto.

In particolare sarà demolito il tratto terminale di circa 2,15 km della linea a 380 kV "Marginone - Poggio a Caiano"; la rimanente parte del suddetto elettrodotto verrà collegata alla linea a 380 kV "Poggio a Caiano - Calenzano". Si otterrà così un collegamento diretto "Marginone - Calenzano".

L'intervento potrà essere avviato solo dopo che saranno stati realizzati la sezione a 380 kV di Casellina e i relativi raccordi a 380 kV (cfr. "Elettrodotto 380 kV Casellina – Tavarnuzze – S. Barbara"), che attraverso la nuova direttrice di trasmissione a 380 kV "Calenzano - Casellina - Poggio a Caiano", consentiranno di garantire in ogni circostanza la piena efficienza di un collegamento a 380 kV tra le stazioni di Calenzano e Poggio a Caiano.

Stato di avanzamento dell'opera: L'intervento è stato inserito nell'accordo "Completamento della ristrutturazione della SE di Poggio a Caiano" sottoscritto da Comune di Poggio a Caiano ed Enel SpA il 21.2.1998. Il 31/07/2007 è stata presentata domanda di autorizzazione alla costruzione ed esercizio.

Interventi modificati

Elettrodotto 132 kV Isola d'Elba - Continente

Il carico dell'Isola d'Elba (prossimo ai 40 MW nei mesi estivi) non è sempre alimentato in condizioni di piena affidabilità in quanto, in caso di indisponibilità dell'unico collegamento a 132 kV in c.a. (in gran parte in cavo sottomarino) "Piombino – Tolla Alta – Cala Telegrafo – S. Giuseppe", gli esistenti cavi in MT di collegamento con il continente e la c.le Turbogas di Portoferraio non riescono a far fronte all'intera potenza necessaria nelle condizioni di punta del carico.

Sarà pertanto realizzato un secondo collegamento a 132 kV in c.a. "Isola d'Elba – Continente", anch'esso in gran parte in cavo sottomarino tripolare, che avrà come estremo peninsulare la stazione di Colmata, presso la quale dovrà essere approntato uno stallo a cura di ENEL Distribuzione, mentre sull'Elba sarà attestato al sezionamento di Cala Telegrafo, che dovrà essere adeguato al fine di garantire la possibilità di esercire separatamente i due cavi.

Inoltre, la linea elettrica RTN a 132 kV "S. Giuseppe – Portoferraio" sarà ricostruita potenziata e posta in continuità con la linea a 132 kV "Cala Telegrafo - S. Giuseppe", attraverso il by-pass della CP di S. Giuseppe. In tal modo si libereranno nella CP di S. Giuseppe gli stalli a 132 kV necessari per il collegamento delle linee di distribuzione provenienti da Cala Telegrafo e Porto Azzurro.

L'intervento è strettamente correlato alle attività, a cura ENEL Distribuzione, di completamento dell'anello a 132 kV interno all'Isola d'Elba (su cui inserire in entra-esce oltre alla esistente CP di S. Giuseppe, anche le due nuove CP di Procchio e Porto Azzurro, attualmente in servizio come sezionamenti MT) e di eliminazione dell'incrocio tra le linee a 132 kV, attuale e futura, fra Cala Telegrafo e S. Giuseppe.

La realizzazione del nuovo collegamento "Colmata – Cala Telegrafo" potrà essere attuata in anticipo rispetto al completamento dell'anello interno all'isola. In tal caso l'elettrodotto svolgerà funzione di back-up dell'attuale "Piombino – Cala Telegrafo".

Considerato il previsto incremento dei carichi nell'isola ed il ridotto tempo di vita utile dei citati cavi in MT e della c.le TG (risalenti agli anni '60), l'intervento è da considerare inderogabile.

In alternativa, è all'esame una variante di progetto che prevederebbe, tra l'altro, di collegare il nuovo cavo marino all'impianto di Portoferraio piuttosto che a Cala Telegrafo.

Stato di avanzamento dell'opera: L'intervento è stato ripianificato (cfr. Sezione I "Elettrodotto 132 kV Elba – Continente e riassetto rete area di Piombino").

Razionalizzazione 132 kV Area di Piombino

Al fine di garantire l'esercizio in sicurezza della rete a 132 kV dell'area di Piombino, compreso l'anello a 132 kV di alimentazione dell'Isola d'Elba, verrà realizzata una nuova stazione di smistamento a 132 kV (denominata Popolonia), a cui raccordare le linee RTN a 132 kV "Piombino Cotone – Cafaggio" e "Suvereto – Piombino Termica (TAG)".

La CP di Cafaggio, inoltre, sarà inserita in entra-esce sulla linea RTN a 132 kV "Colmata – Suvereto", mediante la realizzazione di due nuovi raccordi.

Inoltre, con la realizzazione di un nuovo raccordo di accesso a Suvereto dell'attuale linea RTN a 132 kV "Cafaggio – Lago", proveniente da Lago, sarà possibile attuare alcune opere di razionalizzazione, come la dismissione del tratto di accesso alla CP Cafaggio della linea RTN a 132 kV "Cafaggio – Lago" e del tratto della linea a 132 kV "Cafaggio – Piombino Cotone" compreso tra Campiglia FS e Cafaggio CP.

L'intervento consentirà di separare le produzioni di Larderello da quelle di Piombino, garantendo ad entrambe un accesso ottimale alla SE di Suvereto ed in particolare permetterà, anche in caso di indisponibilità o guasto della linea a 132 kV "Suvereto – Colmata", alla c.le ISE Piombino di superare l'attuale vincolo alla generazione.

Gli interventi sopra descritti risultano correlati al raddoppio del collegamento Continente – Isola d'Elba.

Inoltre verrà opportunamente collegata la SSE di Campiglia FS (di proprietà RFI) in antenna alla nuova stazione di smistamento di Piombino, in sostituzione dell'attuale collegamento di distribuzione a 132 kV "Cafaggio – Campiglia". In ogni caso, l'entrata in servizio del nuovo elettrodotto "Campiglia FS – Nuova SE Popolonia" dovrà essere coordinata con la realizzazione della nuova SE di Popolonia e dei relativi raccordi.

Nell'ambito dell'intervento è prevista la connessione dell'impianto di produzione da biomassa S.E.C.A. da 22 MW alla nuova stazione di Popolonia.

Entro il 2009, presso la stazione 132 kV di Lago, è previsto l'adeguamento dell'intero impianto ai nuovi valori di corto circuito.

Stato di avanzamento dell'opera: L'intervento è stato ripianificato (cfr. Sezione I "Elettrodotto 132 kV Elba – Continente e riassetto rete area di Piombino").

Rete AT area di Arezzo

La direttrice 132 kV compresa tra le stazioni di S. Barbara e Chiusi costituisce attualmente un elemento di potenziale debolezza della rete elettrica toscana, in relazione agli elevati transiti di potenza registrati in direzione Sud, verso i centri di carico umbri.

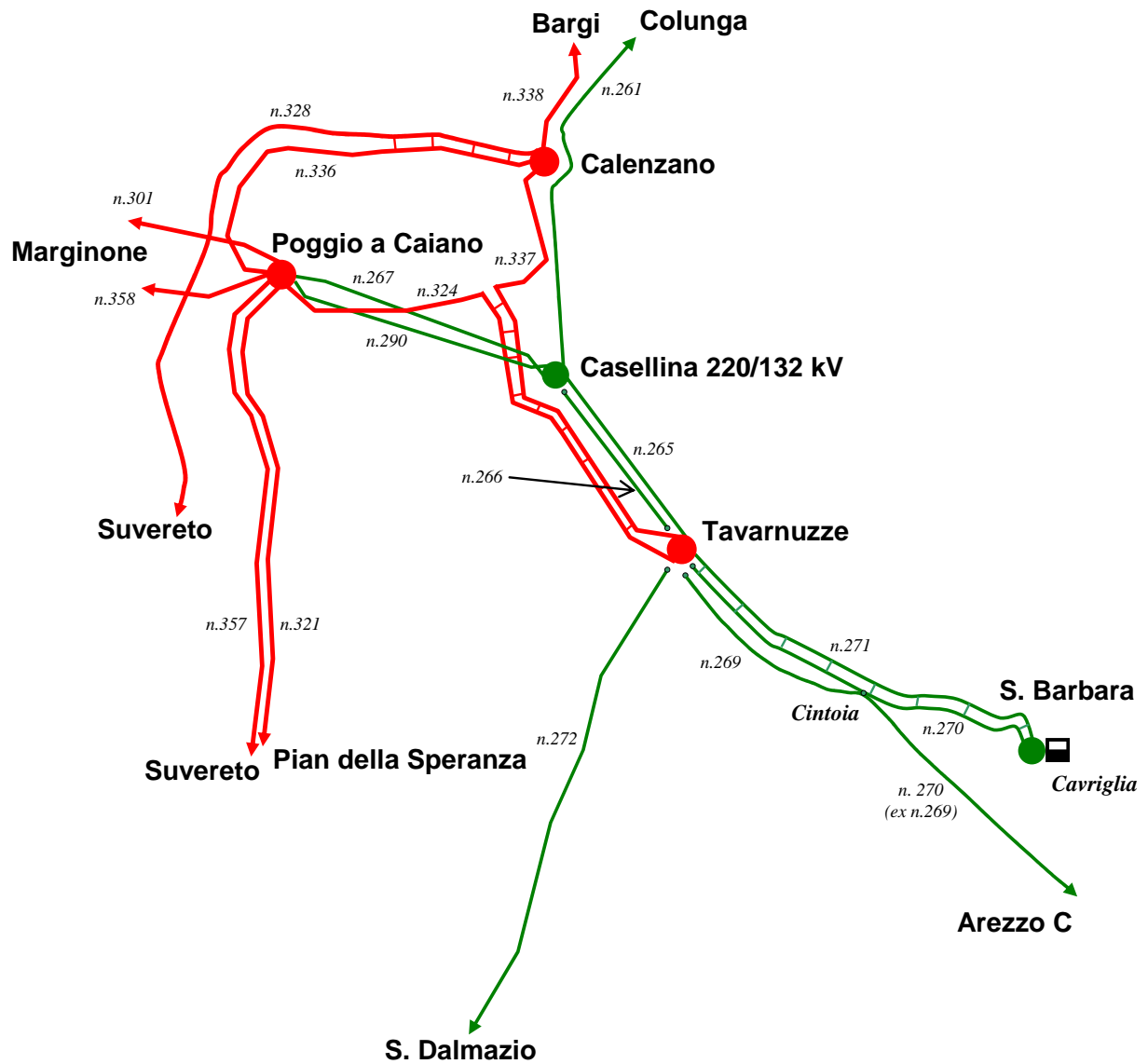
La necessaria risposta a tale esigenza di rete è costituita dal potenziamento della citata direttrice RTN. Saranno dunque ricostruiti con adeguata capacità di trasporto gli elettrodotti 132 kV "S. Barbara – Dist. Lonza", "Dist. Lonza – Chiusi", "Foiانو – Valiano" e "Chiusi – Valiano".

Stato di avanzamento dell'opera: L'intervento è stato ripianificato (cfr. Sezione I "Razionalizzazione di Arezzo").

Disegni

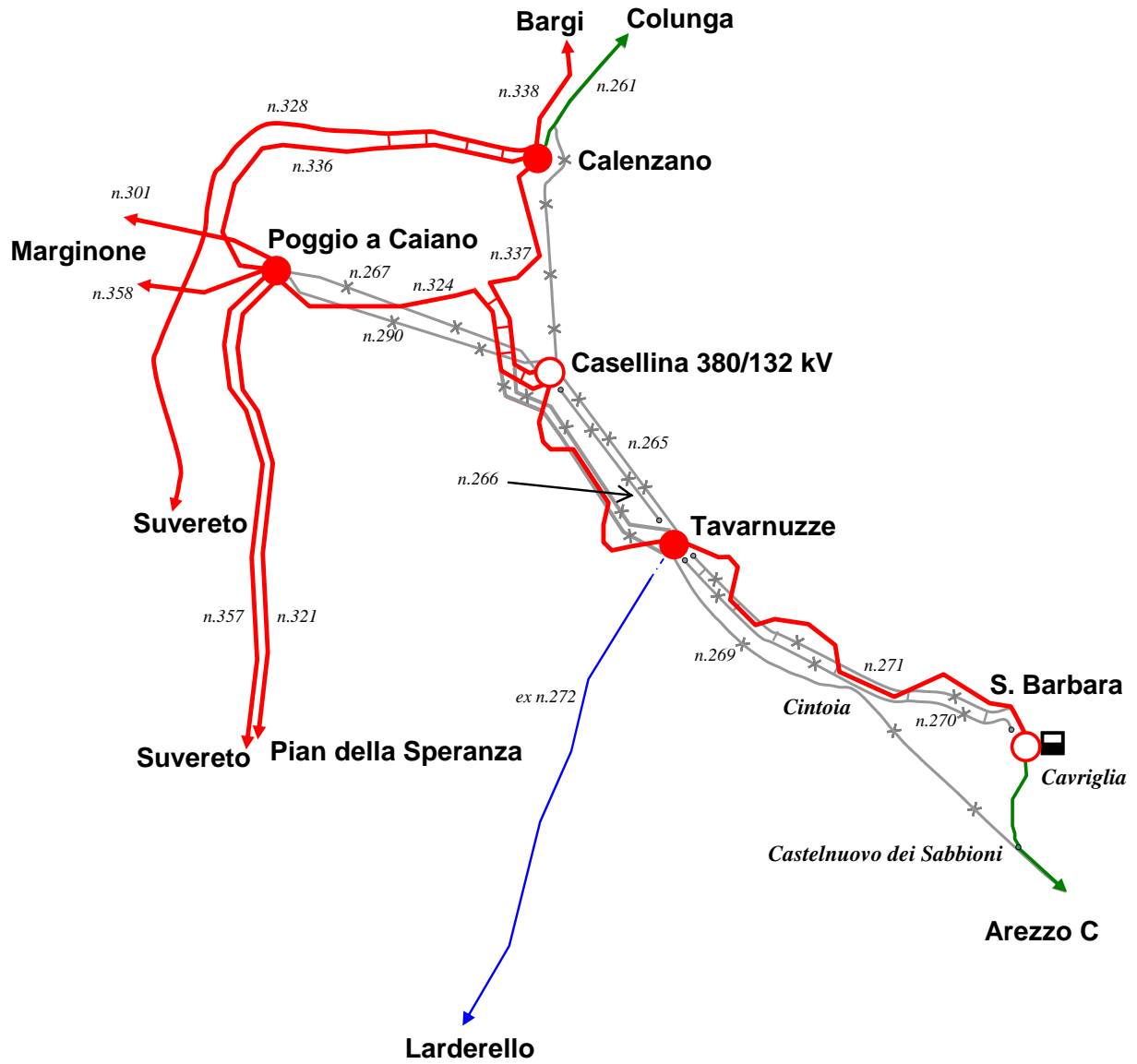
Prot. Intesa per S. Barbara

Assetto iniziale



Prot. Intesa per S. Barbara

Lavori programmati



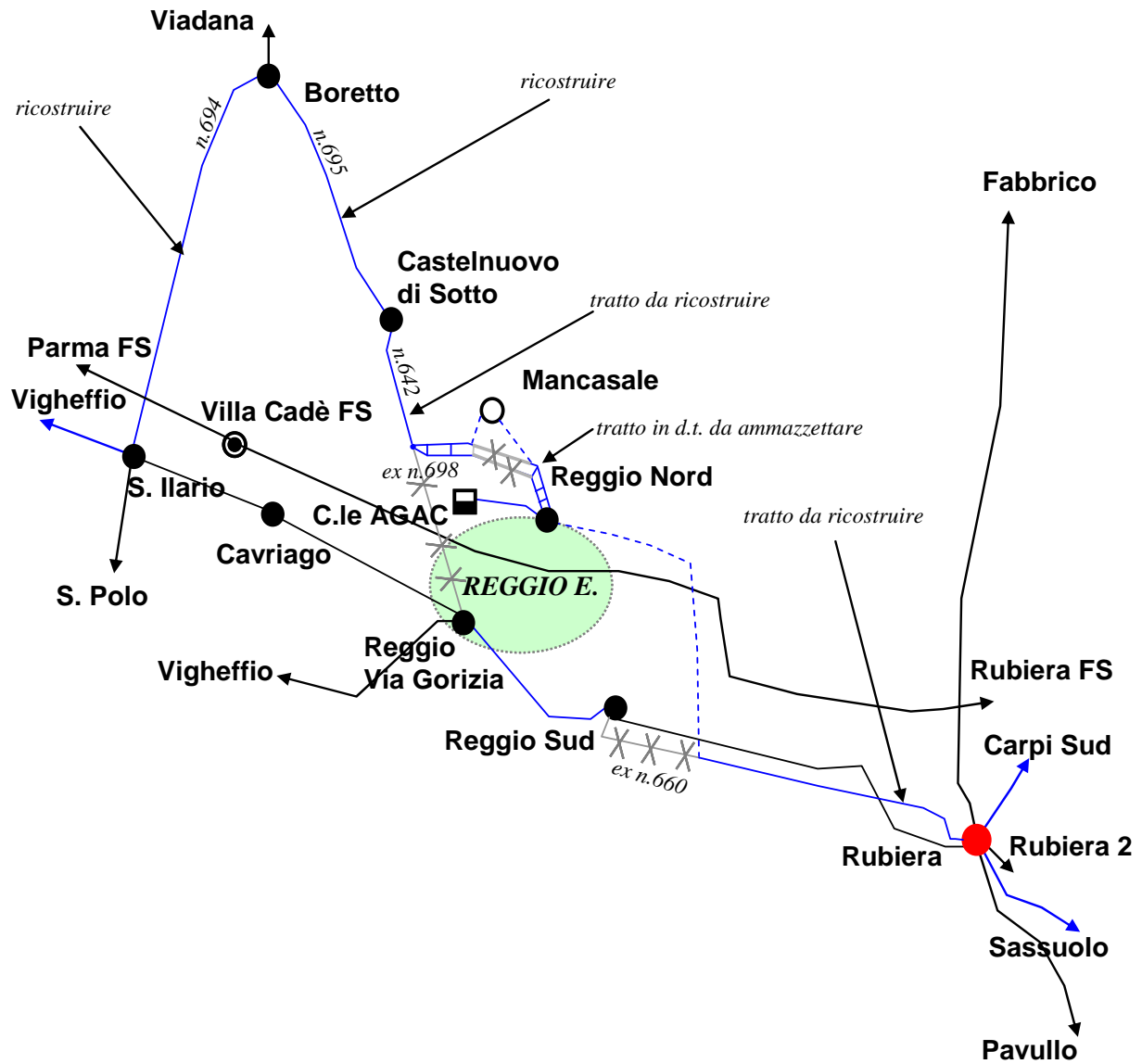
Riassetto rete 380/132 kV Area di Lucca

Lavori programmati



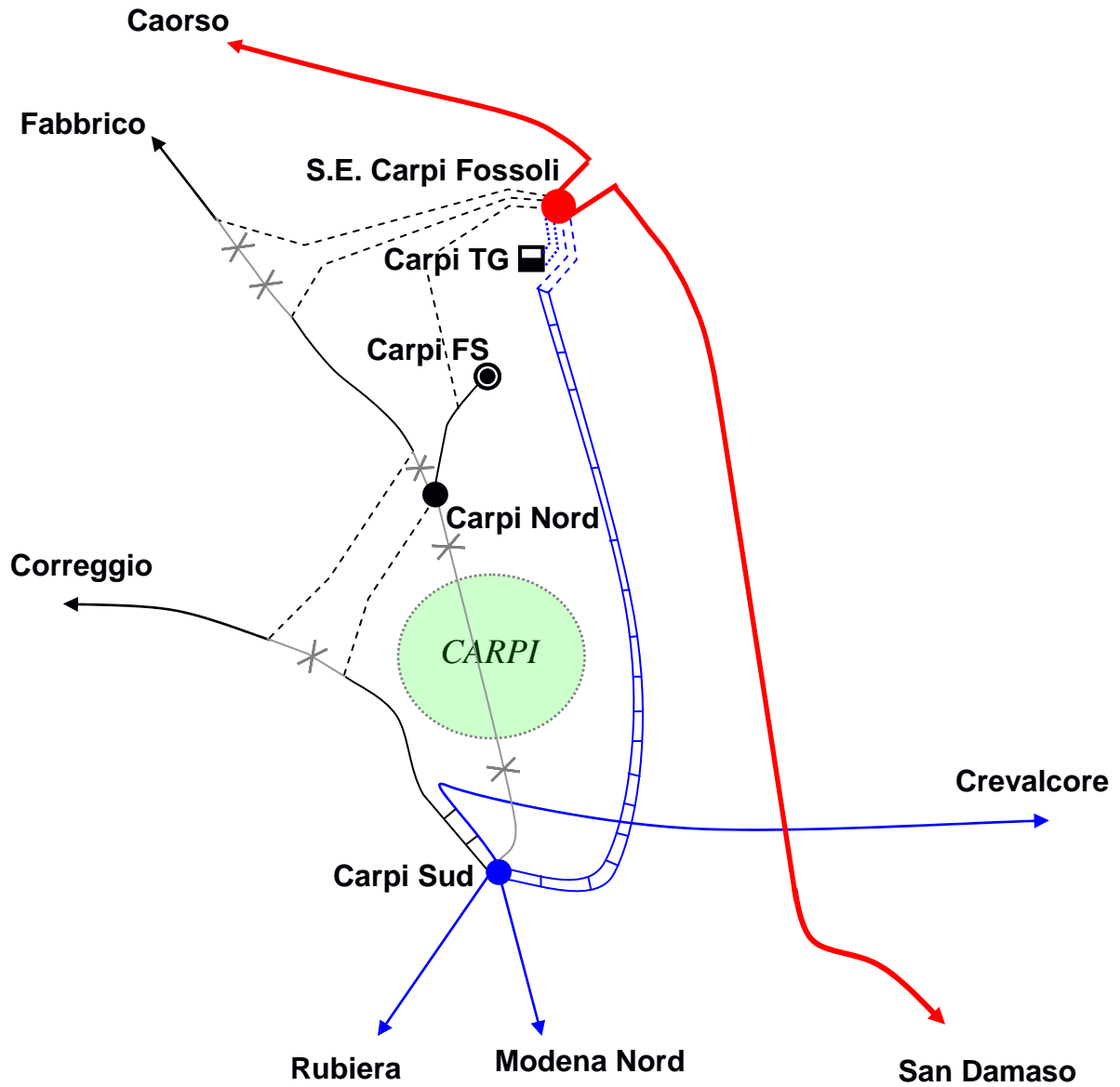
Interventi area di R. Emilia

Lavori programmati



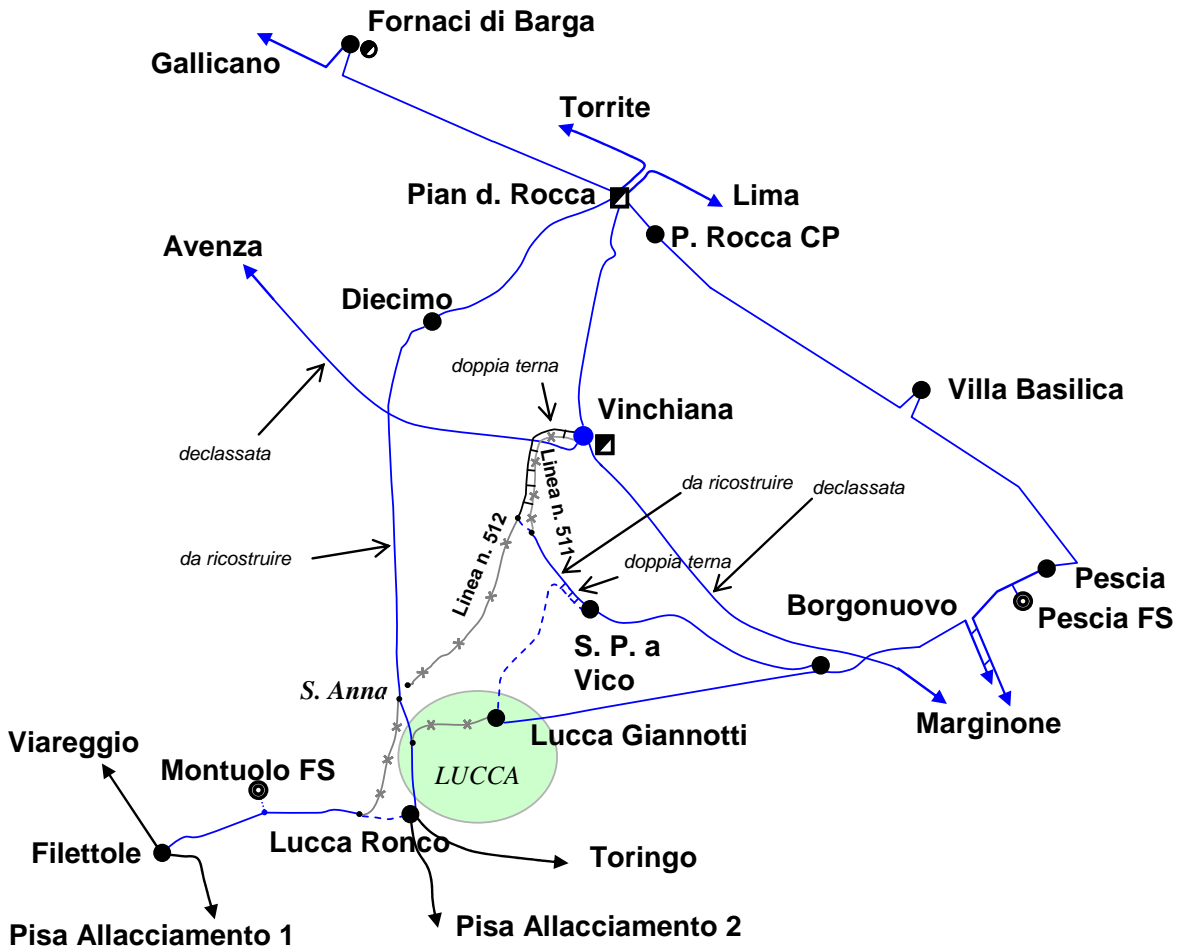
S.E. di Carpi Fossoli

Lavori programmati



Razionalizzazione 132 kV Area di Lucca

Lavori programmati



4.5 Area di Roma

Interventi previsti

Riassetto area metropolitana di Roma

anno: 2013

Disegno allegato: Riassetto Roma

Nell'ottica di migliorare la continuità e la qualità del servizio dell'area di Roma e per poter far fronte all'aumento di domanda di energia elettrica conseguente ad uno sviluppo sia commerciale sia residenziale, sono previsti la realizzazione e la ricostruzione di stazioni di trasformazione ed elettrodotti in alta ed altissima tensione, nonché alcuni interventi finalizzati al miglioramento della sicurezza del sistema.

Tali interventi di sviluppo sono oggetto di uno specifico Protocollo di Intesa tra il Comune di Roma, Terna ed Acea e prevedono la realizzazione di una nuova stazione di trasformazione 380/150 kV nell'area Sud Ovest della città di Roma, in posizione baricentrica rispetto alle linee di carico, e di una nuova sezione a 380 kV nell'attuale stazione elettrica a 220 kV di Flaminia. Quest'ultima sarà collegata in entra-esce alla nuova direttrice a 380 kV tra le stazioni elettriche di Roma Nord e Roma Ovest.

Al riassetto a 380 kV della stazione di Flaminia sono associati i seguenti interventi:

- sfruttando parte della linea aerea a 150 kV "Roma Ovest – Fiano", si realizzerà la nuova direttrice a 150 kV tra le stazioni elettriche di Flaminia e Roma Ovest, connettendo in entra-esce le nuove CP La Storta e Primavalle; queste ultime, in anticipo rispetto al completamento della citata direttrice, saranno connesse all'attuale linea a 150 kV "Roma O. – Fiano Romano – Flaminia Acea", nel tratto "Roma O. – Fiano Romano all.";
- in seguito saranno dismessi i tratti non più utilizzati del citato elettrodotto;
- sarà realizzato il nuovo elettrodotto 150 kV "Monterotondo – Roma Nord", sfruttando parte del tracciato dell'attuale linea a 60 kV verso Monterotondo;
- l'attuale linea 150 kV "Flaminia – Nomentana" sarà attestata alla SE Roma Nord in modo da ottenere un collegamento diretto "Roma Nord – Nomentana"

Inoltre, a cura di ACEA saranno realizzati i seguenti interventi sulla rete di distribuzione:

- sarà operato il riassetto della rete a 150 kV compresa fra la stazione di Roma Nord, la nuova stazione di Flaminia e le CP Cassia e Bufalotta, ottenendo gli elettrodotti a 150 kV "Flaminia – Cassia" e "Roma Nord – Bufalotta", che utilizzeranno parte del tracciato delle linee a 150 kV "Roma Nord – Cassia" e "Flaminia – Bufalotta"; in seguito saranno dismessi i tratti di linea non più necessari;
- sarà collegata la stazione di Roma Nord con la CP S. Basilio mediante la realizzazione di un nuovo raccordo a 150 kV in uscita dalla stazione di Roma Nord e l'utilizzo degli elettrodotti a 150 kV "Flaminia – Smist. Est" (una delle due terne) e "Smist. Est – S. Basilio"; in seguito sarà dismesso il tratto dell'elettrodotto a 150 kV non più utilizzato.

Successivamente al completamento dei nuovi collegamenti a 380 kV, nel territorio comunale, si dismetteranno i tratti non più utilizzati delle linee a 220 kV "S. Lucia – Roma Nord", "S. Lucia – Roma Nord – der. Flaminia" e "Roma Nord – Flaminia".

La nuova stazione elettrica 380/150 kV nell'area Sud Ovest della città di Roma sarà collegata in entra-esce all'attuale linea a 380 kV "Aurelia – Roma Sud", realizzando i necessari raccordi. Sono inoltre previsti i seguenti interventi di riassetto della rete in prossimità della nuova stazione elettrica:

- eliminazione del T rigido della linea a 150 kV "Fiera di Roma – Vitinia – der. Lido N.", mediante realizzazione di un breve raccordo alla nuova SE Roma Sud Ovest e dismissione del tratto non più necessario; l'assetto finale prevede quindi i collegamenti a 150 kV "Fiera di Roma – Roma Sud Ovest", "Roma Sud Ovest – Lido N." e "Vitinia – Roma Sud Ovest", che saranno ricostruiti nei tratti di portata limitata;
- realizzazione dei raccordi alla nuova SE Roma Sud Ovest per la connessione in entra-esce della linea a 150 kV "Ponte Galeria – Magliana", sulla quale, in anticipo rispetto agli altri lavori, sarà connessa in entra-esce la futura CP Parco dei Medici;
- ricostruzione della linea a 150 kV "Vitinia – Tor di Valle";
- realizzazione della nuova linea di distribuzione a 150 kV "Roma Sud – Lido N." (intervento a cura di ACEA).

Nell'ambito dei lavori, saranno realizzate anche alcune varianti di tracciato e, ove necessario, alcune opere di interrimento in cavo.

Inoltre è prevista la ricostruzione dei collegamenti a 150 kV tra la stazione di Roma Sud e la stazione ACEA Laurentina, nei tratti attualmente limitati, nonché la ricostruzione dei cavi RTN a 220 kV e 150 kV interni alla città di Roma.

In anticipo rispetto alla data indicata, è anche previsto l'adeguamento delle stazioni 380 kV di Roma Nord e Roma Sud sia ai nuovi transiti di potenza, sia ai nuovi valori di corto circuito (stallo trasformatore AT/MT).

Stato di avanzamento dell'opera: In data 29/11/2007 Terna, Acea Distribuzione e il Comune di Roma hanno firmato il Protocollo d'Intesa "Riassetto della rete elettrica di trasmissione nazionale e di distribuzione AT nel Comune di Roma" per lo sviluppo coordinato nell'area metropolitana.

A seguito degli incontri con la Regione Lazio e il Parco di Veio, la Regione ha espresso il proprio parere in ambito VAS comunicando a Terna la possibilità di derogare quanto previsto dal regolamento del Parco e, in particolare, di realizzare in aereo il 380 kV.

Il 12/03/2008 sono stati autorizzati i raccordi 150 kV alla CP Primavalle (decreto autorizzativo n.239/EL-79/52/2008). Il 19/12/2008 sono stati autorizzati gli interventi sugli elettrodotti 220 kV "Roma nord - Tiburtina" e "Tiburtina - Piazza Dante" (decreto autorizzativo n.239/EL-87/77/2008).

Nel primo semestre del 2009 si prevede di avviare l'iter autorizzativo di un primo pacchetto di interventi.

Elettrodotto 380 kV Foggia - Villanova

anno: 2013/2014²⁴

L'esame dei futuri scenari di produzione nel Meridione evidenzia un aumento delle congestioni sulla porzione di rete AAT in uscita dal nodo di Foggia, con conseguenti rischi di limitazioni per i poli produttivi nel Meridione. Al fine di superare tali vincoli è in programma il raddoppio e potenziamento della dorsale medio adriatica, mediante realizzazione di un secondo elettrodotto a 380 kV in doppia terna tra le esistenti stazioni di Foggia e Villanova (PE), con collegamento in entra-esce di una terna sulla stazione intermedia di Larino (CB), e dell'altra terna sulla stazione di connessione della nuova centrale di Gissi (CH).

Al fine di garantire l'alimentazione in sicurezza del carico nell'area tra Pescara e Teramo, in anticipo rispetto agli interventi precedentemente illustrati, è necessario il potenziamento delle trasformazioni della stazione di Villanova. Inoltre, nel quadro degli interventi previsti sulla rete a 380 kV (cfr. "Elettrodotto 380 kV Fano – Teramo"), presso la SE di Villanova sarà eliminata la sezione a 220 kV e potenziata l'alimentazione dei sistemi a 132 kV e 150 kV, direttamente dal livello di tensione 380 kV.

Pertanto nella SE di Villanova sono in programma gli interventi di seguito descritti:

- separazione, secondo standard attuali, delle sezioni 132 kV e 150 kV ed installazione di un terzo ATR 380/132 kV per incrementare la sicurezza ed affidabilità di esercizio della rete;
- installazione di due nuovi ATR 380/150 kV da 250 MVA al posto delle attuali trasformazioni 220/150 kV;
- riduzione dell'attuale sezione a 220 kV ad un semplice stallo con duplice funzione di secondario ATR 380/220 kV (esistente) e montante linea per la direttrice a 220 kV "Candia – Villanova" (cfr. "Elettrodotto 380 kV Fano – Teramo").

Oltre agli interventi previsti, presso la stazione di Villanova sarà installato un Phase Shifting Transformer (PST), la cui funzione sarà quella di regolare i flussi di potenza sulla afferente rete AAT.

Stato di avanzamento dell'opera: Il 03/06/2008 è stato attivato il tavolo tecnico con Regione Abruzzo e Province Pescara e Chieti per la condivisione dei corridoi intervento. Il 09/06/2008 la giunta regionale Molise ha approvato con delibera n.618 il testo del Protocollo d'Intesa per VAS.

Elettrodotto 380 kV Fano - Teramo

anno: 2014

Disegno allegato: Sviluppo rete tra Pesaro ed Ancona

Al fine di aumentare la magliatura della rete a 380 kV, migliorare la sicurezza e la continuità di alimentazione del carico elettrico della Regione Marche ed ottimizzare la gestione della rete stessa, è programmata la realizzazione di un nuovo elettrodotto a 380 kV che conetterà la stazione di Fano con la stazione di Teramo raccordandosi in entra-esce alla futura stazione in provincia di Macerata.

Il nuovo elettrodotto contribuirà a migliorare la sicurezza della rete, fornendo una seconda alimentazione intermedia all'attuale arteria a 380 kV che da Fano fino a Villanova, tramite la connessione in serie di 3 stazioni di trasformazione, serve ad alimentare tutta la regione Marche.

Risulteranno in tal modo semplificate anche le attività ed i tempi di manutenzione ordinaria della rete a 380 kV sul versante adriatico e risulterà migliorata l'efficienza del servizio di trasmissione.

²⁴ Data relativa all'ipotesi di avvio delle autorizzazioni delle tratte separate (Villanova-Gissi, Gissi- Larino, Larino – Foggia).

Inoltre, in considerazione delle numerose nuove centrali sulla costa adriatica e nel sud Italia, nell'ottica del nuovo mercato elettrico, il potenziamento della dorsale adriatica consentirà di ridurre i limiti di scambio fra le zone di mercato Nord e Centro e di migliorare i profili di tensione e quindi la qualità del servizio elettrico.

Nell'ambito dei lavori, la stazione di Teramo sarà raccordata alla linea a 380 kV "Villavalle – Villanova".

In considerazione dell'aumento di carico elettrico, attualmente soddisfatto in parte dalla produzione locale (centrali di Falconara e Jesi) e in parte dall'importazione dalle regioni limitrofe, è prevista la realizzazione di una nuova stazione nella provincia di Macerata. Tale stazione verrà a soddisfare la crescente richiesta di potenza nella provincia di Macerata e nella fascia costiera compresa tra S. Benedetto del Tronto (AP) e Ancona, che impegna notevolmente le attuali linee a 132 kV, soprattutto nel periodo estivo. Con tale nuova stazione si migliorerà la qualità del servizio locale e si ridurrà l'esigenza di dover realizzare nuove ulteriori linee a 132 kV in uscita dalle stazioni elettriche di Candia (AN) e Rosara (AP).

Il sito della stazione dovrà essere individuato in un'area possibilmente in posizione baricentrica rispetto al carico in modo da garantire l'alimentazione adeguata della rete, la necessaria sicurezza di esercizio e un limitato impatto ambientale.

Alla nuova stazione saranno inoltre raccordate in entra-esce le due linee RTN a 132 kV "Valcimarra - Abbadia CP", i cui tronchi di linea nel tratto compreso tra la nuova SE e l'esistente CP di Abbadia saranno opportunamente ricostruiti per alimentare adeguatamente la rete di trasporto in AT dell'area.

Qualora non fosse possibile raccordare entrambi gli elettrodotti 380 kV alla nuova stazione di trasformazione sarà necessario prevedere anche uno smistamento 380 kV.

In base a quanto sopra esposto la nuova stazione sarà configurata con due ATR 380/132 kV da 250 MVA e con le sezioni a 380 kV e a 132 kV realizzate in doppia sbarra, prevedendo su quest'ultima l'installazione di una batteria di condensatori da 54 MVar.

Inoltre per esigenze di sicurezza della rete, in attesa dell'entrata in servizio della nuova stazione a 380 kV, è opportuno installare con urgenza nell'impianto di Abbadia un ATR 220/132 kV da collegare in derivazione alla direttrice a 220 kV "Candia – Villanova" (cfr. "Elettrodotto 380 kV Foggia – Villanova").

In anticipo rispetto agli altri interventi, saranno realizzate le opere di seguito descritte.

Nella stazione 380 kV di Candia sarà realizzato un secondo sistema di sbarre a 132 kV per l'esercizio ottimale del terzo ATR 380/132 kV da 250 MVA (già presente in impianto) e sarà sostituito il trasformatore AT/MT da 25 MVA con uno da 40 MVA, come richiesto da ENEL Distribuzione in considerazione dell'incremento del prelievo di potenza dal nodo stesso.

Nella stazione 380 kV di Rosara è programmato il potenziamento con l'installazione di un terzo ATR 380/132 kV da 250 MVA in luogo dell'attuale ATR 220/132 kV da 160 MVA non più adeguato, il conseguente smantellamento della meno affidabile sezione a 220 kV e la realizzazione di un secondo sistema di sbarre a 132 kV. Con la dismissione della sezione a 220 kV, per garantire una maggiore sicurezza all'alimentazione di Rosara, gli attuali raccordi in doppia terna a 380 kV saranno trasformati in due terne separate sfruttando l'opportunità di riclassare l'esistente raccordo a 220 kV.

Nell'ambito degli interventi previsti lungo la dorsale adriatica, sarà potenziata la direttrice 132 kV tra la SE di Candia e la CP di Fossombrone. In particolare sono previsti i seguenti interventi:

- sarà garantito un collegamento di adeguata capacità di trasporto tra la SE di Candia e la CP di Fossombrone, sfruttando l'ex linea a 220 kV "Colunga - Candia" declassata a 132 kV e collegata ai citati impianti. Il nuovo collegamento 132 kV sarà opportunamente raccordato alla CP ed alla SE di Camerata Picena, in modo da ottenere le linee a 132 kV "Candia – Camerata Picena", "Camerata Picena – Camerata CP" e "Camerata CP – Fossombrone";
- sarà inoltre dismessa la stazione di S. Lazzaro, ormai vetusta ed inadeguata, mettendo in continuità gli attuali collegamenti a 132 kV con Fossombrone e Furlo.

Una volta completati i lavori sulla direttrice AT tra la SE di Candia e la CP di Fossombrone, si potrà dismettere dalla RTN l'attuale linea a 132 kV "Candia – Camerata P.", mentre a valle della realizzazione della linea a 380 kV "Fano – Teramo" e della stazione di trasformazione 380/132 kV in provincia di Macerata potranno essere dismesse e demolite la linea 132 kV "Camerata Picena – S. Lazzaro" e la direttrice a 220 kV "Candia – Villanova" nel tratto compreso tra Candia e Montorio.

Al completamento di tali interventi di sviluppo, la centrale di Montorio sarà opportunamente ricollegata alla stazione di Teramo mediante un apposito ATR 380/220 kV da installare a Teramo. In alternativa si valuterà anche la possibilità di declassare a 132 kV la stazione di Montorio ed i collegamenti uscenti dalla stazione che eventualmente andranno connessi a Villanova e Teramo.

L'intervento di realizzazione della nuova SE in provincia di Macerata, ai fini dell'utilizzo degli strumenti previsti dalla "Legge obiettivo", è stato inserito fra quelli di "preminente interesse nazionale" contenuti nella Delibera CIPE n. 121 del 21/12/2001, con il nome di "Stazione di trasformazione 380/130 kV di Abbadia".

Stato di avanzamento dell'opera: Con delibera regionale la Regione Marche ha condiviso i corridoi della linea a 380 kV "Fano – Teramo" ed il sito della nuova stazione in provincia di Macerata. Il 03/06/2008 è stato attivato il tavolo tecnico con la Regione Abruzzo e la Provincia di Teramo per la condivisione dei corridoi

dell'intervento; Il 23/09/2008 è stato attivato quello con la Provincia di Ancona. Il 04/07/2008 è stata autorizzata (decreto autorizzativo n.239/EL-23/59/2008) la connessione in derivazione rigida dell'impianto di Abbadia alla linea a 220 kV "Candia – Montorio - der. Rosara". Per quanto concerne il potenziamento della direttrice a 132 kV tra le SE di Candia e la CP di Fossombrone, si è conclusa con successo l'attività di concertazione con la Regione Marche, prevedendo a breve l'avvio del processo autorizzativo.

Interconnessione Italia-Balcani

anno: 2014-2015

Alla luce della prevista crescita e dell'ammodernamento in corso del parco produttivo presente nell'Est europeo ed allo scopo di garantire una maggiore integrazione del mercato elettrico italiano con i sistemi energetici del Sud-Est Europa (SEE), si prevede la realizzazione di nuovi collegamenti sottomarini in corrente continua tra la fascia adriatica della penisola italiana ed i Balcani.

In particolare, a valle degli studi di rete condotti in collaborazione con il Gestore di Rete Montenegro (Elektro Privreda Crne Gore) sono stati individuati quali nodi ottimali per la connessione alle rispettive reti di trasmissione nazionale la stazione di Villanova in Italia e la stazione di Tivat in Montenegro, che con l'occasione dovrà essere adeguata alla nuova funzione di trasmissione con l'estero.

Attualmente sono in corso studi di dettaglio per la progettazione preliminare per i quali è stato anche richiesto alla Comunità Europea un contributo nel quadro dei finanziamenti finalizzati allo sviluppo delle infrastrutture elettriche di interconnessione (progetti TEN-E).

L'intervento consentirà ai clienti italiani la possibilità di approvvigionarsi delle risorse di generazione a basso costo disponibili nell'area del Sud-Est Europa, in particolare da fonte idrica e da lignite.

La capacità di trasporto sarà pari a 1000 MW, utilizzabile sia in importazione che in esportazione. Per il Montenegro, inoltre, l'interconnessione rappresenterebbe l'opportunità di collegare il Paese balcanico con il mercato elettrico dell'Unione Europea e consentirebbe di creare le condizioni per attrarre nuovi investimenti nel settore della generazione.

Analoghi studi sono in corso per la definizione dei progetti di interconnessione con la Croazia e l'Albania: attualmente gli studi sono focalizzati sui nuovi collegamenti sottomarini in corrente continua sia tra l'area di Spalato (Croazia) e le Marche che tra l'Albania e la Puglia.

Inoltre, al fine di ridurre il rischio di congestioni di rete anche nell'area SEE e così garantire con maggiore continuità la disponibilità dell'energia prodotta, in parallelo alla realizzazione della nuova interconnessione, è allo studio, in collaborazione con i relativi gestori di rete, un piano di interventi di rinforzo delle reti di trasmissione a 400 kV afferenti agli impianti oggetto di connessione.

Stato di avanzamento dell'opera: Il 13 ottobre 2008 l'Amministratore Delegato di Terna e il Direttore esecutivo di EPCG (ElektroPrivreda Crne Gore, società elettrica montenegrina), hanno firmato l'accordo per lo sviluppo dell'interconnessione elettrica tra Italia e Montenegro.

L'accordo riguarda, in particolare:

- *l'elaborazione congiunta del progetto dell'intera infrastruttura elettrica, sia della sezione sottomarina (cavo di interconnessione) che di quella terrestre (stazioni di conversione e linee aeree);*
- *la definizione e la condivisione dello schema finale dell'investimento per la nuova infrastruttura;*
- *la formazione di un Gruppo di Lavoro sulla nuova linea di interconnessione tra Montenegro e Bosnia Erzegovina, funzionale a garantire l'efficienza e il funzionamento ottimale del cavo sottomarino tra Italia e Montenegro.*

In base alle risultanze dello studio saranno definiti i successivi passi per la costruzione, gestione e modalità di utilizzo dell'opera.

In data 26 ottobre 2007 è stato sottoscritto uno specifico accordo tra Terna ed il TSO croato (HEP OPS) per l'esecuzione dello studio di fattibilità dell'interconnessione, propedeutico alla realizzazione dell'infrastruttura; l'accordo fa seguito, concretizzandone i primi passi, alla dichiarazione sulla comune intenzione di realizzare l'interconnessione, siglata da entrambi i TSO il 3 ottobre 2006.

Razionalizzazione 220 kV S. Giacomo

anno: 2011

A seguito della completa attivazione della centrale a 380 kV di S. Giacomo ed in relazione agli impegni presi con le autorità locali, è in programma la demolizione della stazione di S. Giacomo Vecchia (ex Collepiano) a 220 kV e la realizzazione di una nuova sezione a 220 kV nella stazione di S. Giacomo Nuova.

Le linee a 220 kV "Popoli - S. Giacomo Vecchia" e "Villavalle – S. Giacomo Vecchia - der. Provvidenza" saranno raccordate alla futura sezione a 220 kV di S. Giacomo mediante due brevi collegamenti in modo da

ottenere le linee "Popoli - S. Giacomo" e "Villavalle – S. Giacomo - der. Provvidenza". Alla sezione 220 kV di S. Giacomo Nuova sarà anche collegato il trasformatore 220/MT di proprietà ENEL.

Con le due nuove linee a 220 kV a S. Giacomo, si migliorerà l'immissione in sicurezza su tale rete della maggiore potenza prodotta dalla centrale, anche in caso di indisponibilità del collegamento a 380 kV.

Sarà inoltre completata la dismissione dalla RTN della linea a 220 kV "Villavalle - S. Giacomo Vecchia - der. Provvidenza" per il tratto ancora in servizio tra la SE 220 kV S. Giacomo Vecchia e la centrale di Provvidenza. Per rendere possibile la dismissione di tale linea, garantendo anche per il futuro l'attuale flessibilità e sicurezza di esercizio delle centrali presenti sull'asta del Vomano e soprattutto della centrale di Provvidenza, verrà preventivamente realizzato un breve raccordo a 220 kV dalla centrale di Provvidenza alla linea a 220 kV "Popoli - S. Giacomo" da collegarsi a tale linea. Si otterrà in tal modo il nuovo collegamento "Popoli - S. Giacomo - der. Provvidenza".

In anticipo rispetto alla data indicata, è anche previsto l'adeguamento dell'impianto di Popoli ai nuovi transiti di potenza.

Stato di avanzamento dell'opera: È in corso l'iter autorizzativo.

Stazione 150 kV Celano (AQ)

anno: 2012

Disegno allegato: Stazione elettrica Celano

Per consentire il trasporto in sicurezza della piena potenza dai centri di produzione (circa 300 MW di centrali a ciclo combinato) ai centri di utilizzazione è stata da tempo individuata la necessità di realizzare nell'area del Comune di Celano una nuova stazione di smistamento a 150 kV che permetterà di razionalizzare la esistente rete di trasmissione, rinforzare la magliatura della rete e ottenere una migliore ripartizione dei transiti di potenza sulle varie linee presenti.

La nuova stazione di smistamento sarà realizzata nelle immediate vicinanze dell'incrocio tra le due doppie terne a 150 kV "Collarmele Sez.to - Acea Smist. Est/Tagliacozzo" e "Avezzano CP - Rocca di Cambio/Collarmele CP".

Il nuovo impianto, realizzato in doppia sbarra, consentirà l'eliminazione di tutte le derivazioni rigide a "T" della rete; alla nuova stazione saranno raccordate la linea in doppia terna a 150 kV "Collarmele Sez.to – Acea Smist. Est/Tagliacozzo, la linea in doppia terna a 150 kV "Avezzano CP - Rocca di Cambio/Collarmele CP" e la linea a 150 kV per la centrale di Edison di Celano. Nei tratti della linea "Collarmele Sez.to - Acea Smist. Est/Tagliacozzo" si interverrà anche per eliminare le attuali limitazioni sulla capacità di trasporto.

Stato di avanzamento dell'opera: È in corso di condivisione con il Comune di Celano la localizzazione della futura SE.

Elettrodotto 150 kV Portocannone - S. Salvo Z.I. e nuovo smistamento

anno: 2010

La direttrice costiera a 150 kV che collega la stazione elettrica di Villanova (CH) con Termoli (CB) si trova da tempo ad alimentare, soprattutto nel periodo estivo, un carico assai elevato.

Per far fronte all'aumento della domanda registrato nell'area, garantire un'adeguata qualità del servizio di trasmissione ed incrementare la sicurezza di alimentazione sono previsti la realizzazione di un nuovo smistamento a 150 kV e la ricostruzione della direttrice compresa tra la CP di Portocannone (CB) e quella di S. Salvo Z.I. (CH), attualmente con capacità di trasporto limitata.

Il nuovo impianto di smistamento sarà collegato con doppio entra-esce alla linea a 150 kV "Gissi – Larino SE" ed alla direttrice a 150 kV "Vasto – Termoli Sinarca".

Stato di avanzamento dell'opera: Da avviare l'iter concertativo.

Razionalizzazione rete AT in Umbria

anno: 2013

Disegno allegato: Linea 132 kV Magione – Ponte Rio

Con il previsto passaggio del livello di tensione di esercizio da 120 a 132 kV, si è valutato un aumento dell'efficacia e dell'efficienza nella gestione della rete quantificabile in una sensibile riduzione delle perdite ed in un aumento del 10% della capacità di trasmissione in seguito al minor impegno delle linee e dei trasformatori.

Per attuare il cambio di tensione, si è determinata la necessità di adeguare alcuni elettrodotti a 120 kV e sostituire un numero ridotto di trasformatori 120 kV/MT, alcuni scaricatori ed apparati di rifasamento non adeguati a essere eserciti al nuovo livello di tensione. Occorrerà anche ritardare gli apparati di misura.

Inoltre, considerata l'importanza che svolgono per il servizio di trasmissione, è prevista la ricostruzione delle linee AT "Pietrafitta – Chiusi – der. Vetriere Piegaresi", "Cappuccini – Pietrafitta" e "Preci – Cappuccini", adeguandole all'esercizio a 132 kV. Successivamente anche la linea "Villavalle – Preci – der. Triponzo" sarà adeguata all'esercizio a 132 kV, previa ricostruzione, in modo da svincolare la capacità produttiva locale. Nell'ambito dei citati lavori, si procederà anche all'eliminazione delle derivazioni presenti.

Per migliorare la gestione in sicurezza dell'arteria di trasmissione su cui si attestano la centrale di Baschi e le centrali situate tra Terni e Nera Montoro, sono previsti gli interventi finalizzati a eliminare alcune interferenze con linee in media tensione che non permettono di sfruttare la piena capacità di trasporto degli elettrodotti a 132 kV "Pietrafitta - Baschi" e "Baschi – Attigliano".

Inoltre, al fine di incrementare la sicurezza dell'alimentazione della città di Perugia, si elimineranno gli attuali vincoli della linea a 132 kV "S. Sisto – Fontivegge" (ne sarà ricostruito un tratto) e si realizzerà un collegamento a 132 kV "Magione – Ponte Rio", sfruttando l'attuale linea a 132 kV "Magione – S. Sisto", che sarà scollegata dalla CP S. Sisto e raccordata in cavo alla CP Ponte Rio.

Saranno anche completati i lavori di ricostruzione della linea 132 kV "Villavalle – Spoleto".

In anticipo rispetto alla data indicata, sarà ricostruita la linea a 132 kV "Cappuccini – Camerino" aumentandone prestazioni e affidabilità al fine di garantire anche nel prossimo futuro adeguati livelli di qualità del servizio nell'area compresa tra le province di Perugia e Macerata.

Altra criticità riguarda gli elettrodotti RTN a 132 kV (di proprietà Terna – RFI) che congiungono la stazione di Cappuccini (PG) con la CP di Gualdo Tadino (PG): essi attualmente sono sede di continui e sostenuti transiti tra l'area nord dell'Umbria e la zona centrale delle Marche che rende difficoltoso il mantenimento di una soddisfacente qualità del servizio nelle aree interessate. Al fine di garantire con la necessaria sicurezza l'alimentazione dei carichi dell'area sarà realizzato, successivamente alla data indicata, un nuovo tratto di linea in uscita dalla stazione di Cappuccini che si allaccerà alla linea AT "Foligno FS – Nocera Umbra" e sarà ricostruita la linea AT "Nocera Umbra - Gualdo Tadino" ed il tratto tra l'allacciamento e la cabina di Nocera Umbra.

La ricostruzione di elettrodotti particolarmente obsoleti sarà l'occasione per avviare una vasta operazione di razionalizzazione della rete che consentirà di risolvere numerose criticità ambientali e migliorare la localizzazione dei tracciati degli elettrodotti interessati dagli interventi.

Stato di avanzamento dell'opera: Il 22/02/2008 è stato attivato il tavolo tecnico con Regione e Province per la condivisione dei criteri localizzativi e la localizzazione dell'intervento.

Interventi su impianti esistenti o autorizzati

Stazione di Latina (Cavo SAPEI)

anno: 2009

In relazione alla prevista realizzazione del nuovo collegamento sottomarino ad altissima tensione in corrente continua tra la Sardegna e la Penisola italiana (SA.PE.I.), il cui studio di fattibilità tecnico-economico-ambientale ha permesso di individuare come siti ottimali per gli estremi del collegamento le stazioni elettriche esistenti a 380 kV di Fiumesanto (SS) e Latina, in prossimità di quest'ultima verrà realizzata una stazione di conversione AC/DC, costituita da due moduli di conversione per una potenzialità complessiva di 1000 MW.

In anticipo rispetto alla data indicata, presso l'attuale stazione di Latina, sono previsti i seguenti interventi:

- nella sezione a 380 kV saranno realizzati due stalli per i collegamenti previsti con la stazione di conversione;
- sarà realizzato il riassetto secondo gli standard attuali della sezione a 150 kV per incrementare l'esercizio in sicurezza della stazione e superare le attuali criticità di esercizio.

L'intervento, ai fini dell'utilizzo degli strumenti previsti dalla "Legge obiettivo", è stato inserito fra quelli di "preminente interesse nazionale" contenuti nella Delibera CIPE n. 121 del 21/12/2001, quale parte integrante del "Nuovo collegamento sottomarino in corrente continua tra la Sardegna e il Continente".

Stato di avanzamento dell'opera: In realizzazione.

Stazione 380 kV S. Lucia (RM)

anno: 2011

Al fine di migliorare la continuità del servizio sulla rete a 150 kV che alimenta l'area a nord di Roma, anche in considerazione del previsto aumento del carico elettrico locale, è in programma il potenziamento della capacità di trasformazione nella stazione di S. Lucia - mediante l'installazione di un secondo ATR 380/150 kV da 250 MVA - e l'adeguamento degli apparati alle nuove correnti di corto circuito.

Stato di avanzamento dell'opera: Nel corso del 2008 è stata completata l'installazione della trasformazione.

Stazione 380 kV Valmontone (RM)

anno: 2011

Per migliorare l'esercizio in sicurezza della rete in AT, assicurare la continuità del servizio di alimentazione del carico nell'area di Roma e ottimizzare la gestione della rete stessa è programmata la realizzazione di un secondo sistema di sbarre a 150 kV nella Stazione Elettrica di Valmontone. Con la realizzazione del nuovo sistema di sbarre sarà possibile utilizzare al meglio il terzo ATR presente in stazione e ottimizzare l'assetto delle linee.

Stazione 220 kV Pietrafitta

anno: 2009

È previsto l'adeguamento del sistema di sbarre a 132 kV e dello stallo di parallelo ai nuovi valori di corto circuito.

Stazione 150 kV Alanno

anno: 2010

Le attività in programma comprendono tra l'altro l'adeguamento del sistema di sbarre a 150 kV e di parte degli stalli presenti ai nuovi valori di corto circuito.

Smistamento 150 kV Collarmeale

anno: 2010

Al fine di migliorare la flessibilità di esercizio e la qualità del servizio della rete AT aquilana, è prevista la ricostruzione in doppia sbarra secondo gli standard attuali dell'impianto a 150 kV di Collarmeale Sez.to. L'attività di sviluppo garantirà anche la possibilità di connettere in futuro alcuni impianti eolici nell'area.

Elettrodotto 150 kV Popoli - Alanno

anno: 2009

Le linee RTN a 150 kV presenti nell'area della SE di Popoli e di Alanno sono in gran parte inadeguate, con scarsa capacità di trasporto ed in alcuni casi prive di fune di guardia (di conseguenza il loro esercizio è fortemente influenzato dalle condizioni atmosferiche). Per migliorare significativamente l'efficienza, affidabilità e qualità del servizio sulla rete di trasmissione nell'area, si rende necessaria una graduale ricostruzione degli elettrodotti in questione.

In questa ottica è prevista la ricostruzione degli elettrodotti a 150 kV "Popoli CP - Bolognano - der. Bussi Smist." e "Bolognano – Alanno".

Con l'occasione si dovrà prevedere anche l'eliminazione del collegamento rigido a "T" di Bussi Smist. sulla linea "Popoli CP - Bolognano - der. Bussi Smist.", che verrà trasformato in un collegamento in entra-esce.

Interventi modificati

Stazione 380 kV Aurelia

Le attività in programma comprendono tra l'altro l'adeguamento del sistema di sbarre a 380 kV e dello stallo di parallelo, ai nuovi valori di corto circuito.

Stato di avanzamento dell'opera: L'intervento è stato integrato con ulteriori lavori di sviluppo (cfr. Sezione I "Stazione 380 kV Aurelia").

Stazione 380 kV Montalto

È previsto l'adeguamento del sistema di sbarre a 380 kV e di tutti gli stalli esistenti ai nuovi valori di corto circuito.

Stato di avanzamento dell'opera: L'intervento è stato integrato con ulteriori lavori di sviluppo (cfr. Sezione I "Stazione 380 kV Montalto").

Disegni

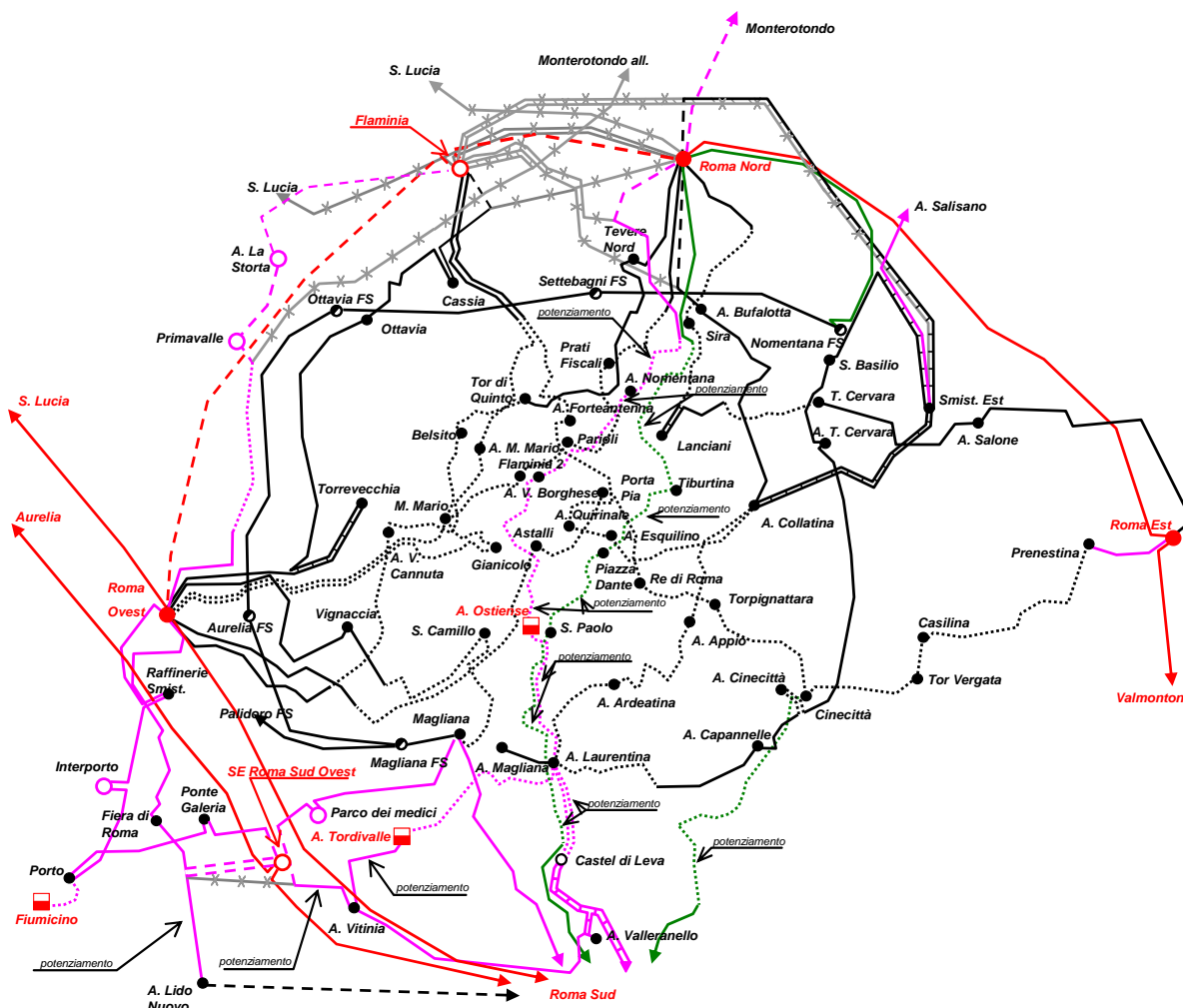
Riassetto Roma

Assetto iniziale



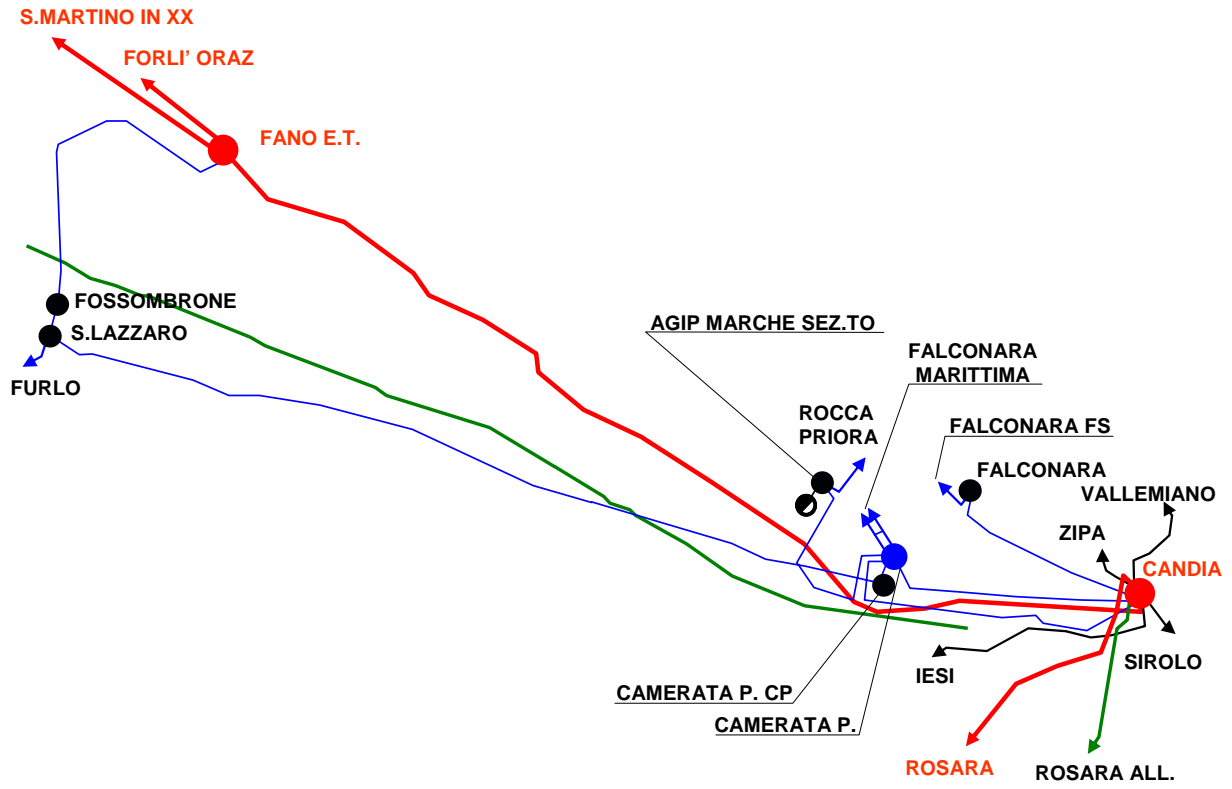
Riassetto Roma

Lavori programmati



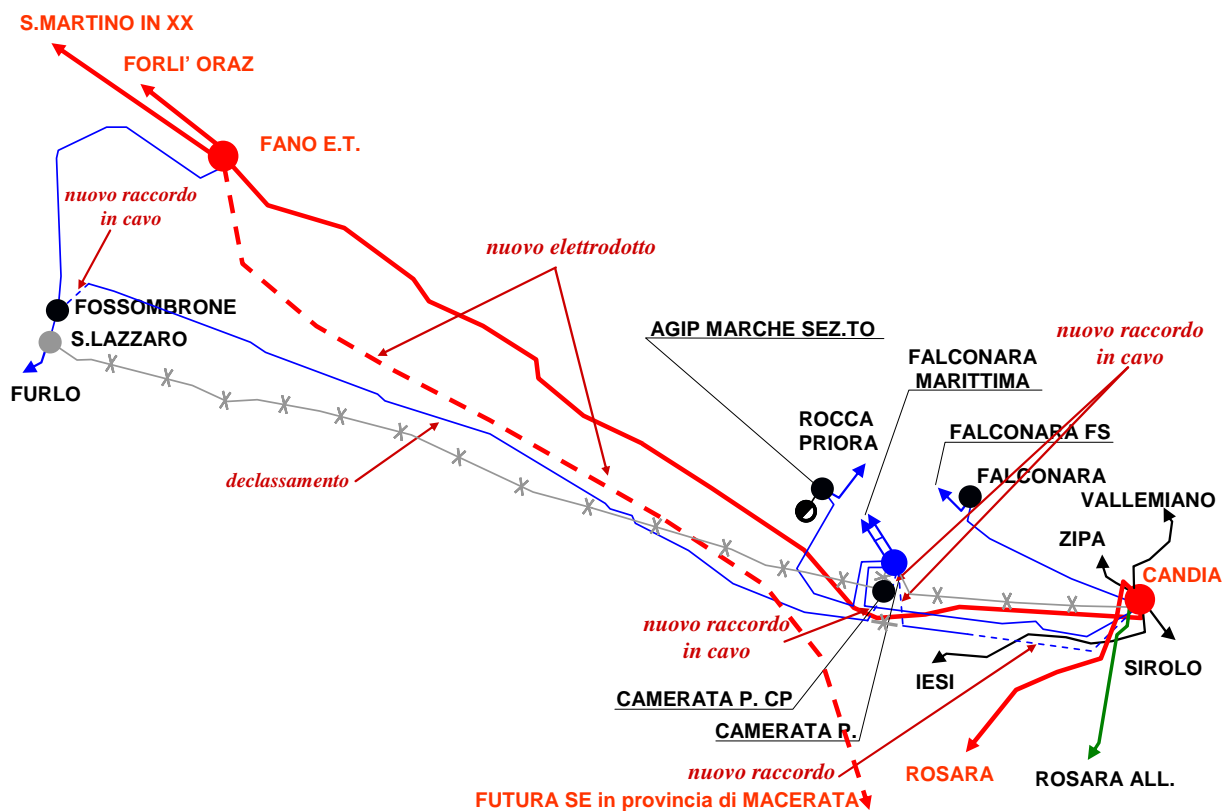
Sviluppo rete tra Pesaro ed Ancona

Assetto iniziale



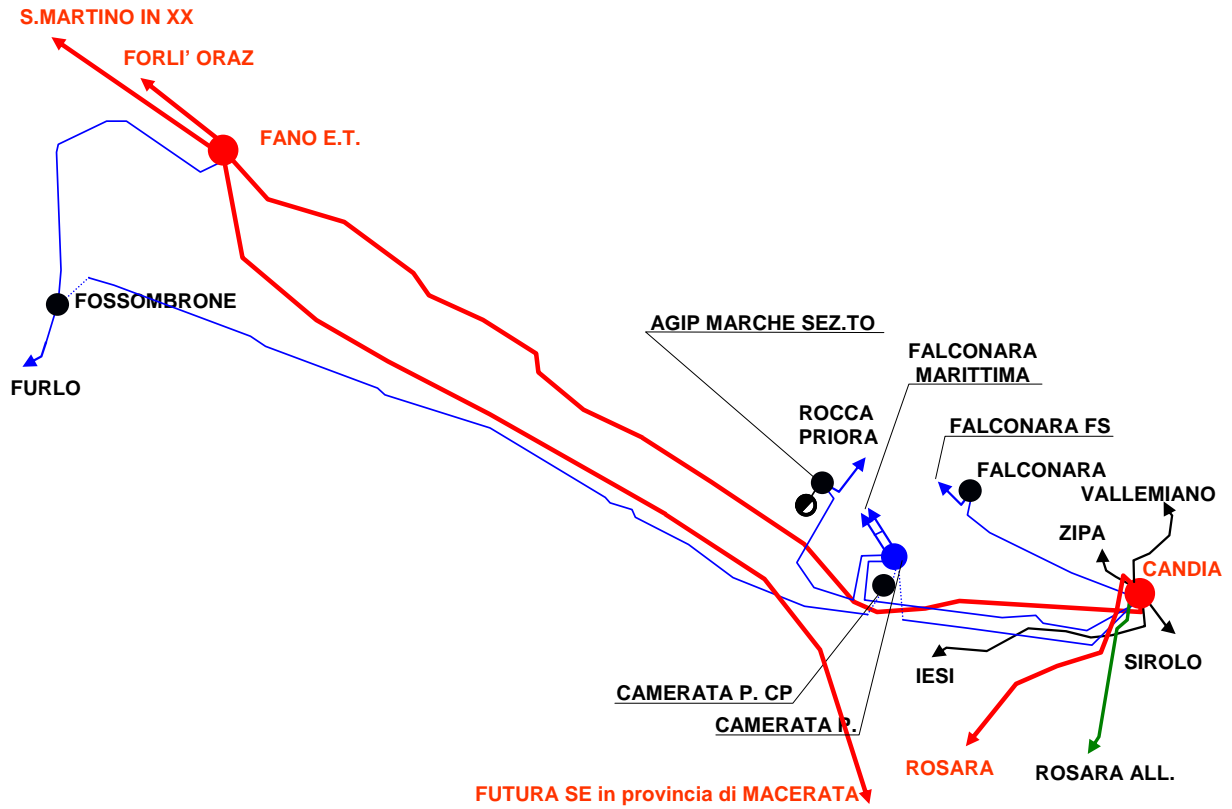
Sviluppo rete tra Pesaro ed Ancona

Lavori programmati



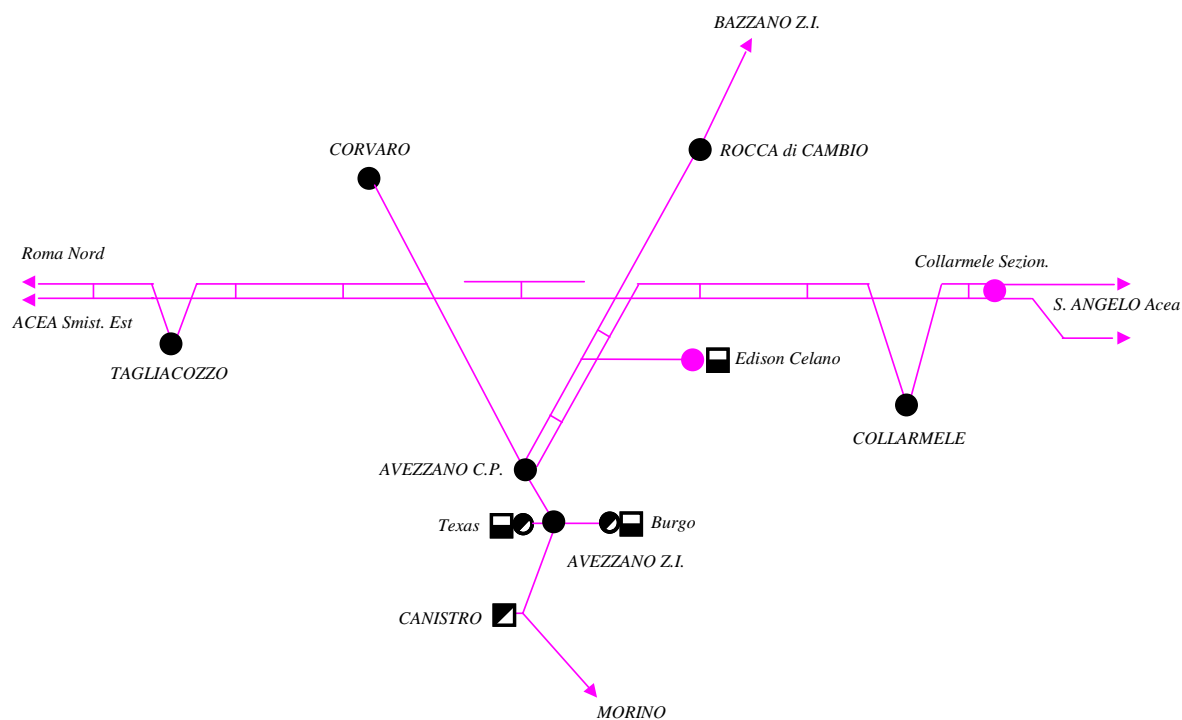
Sviluppo rete tra Pesaro ed Ancona

Assetto finale

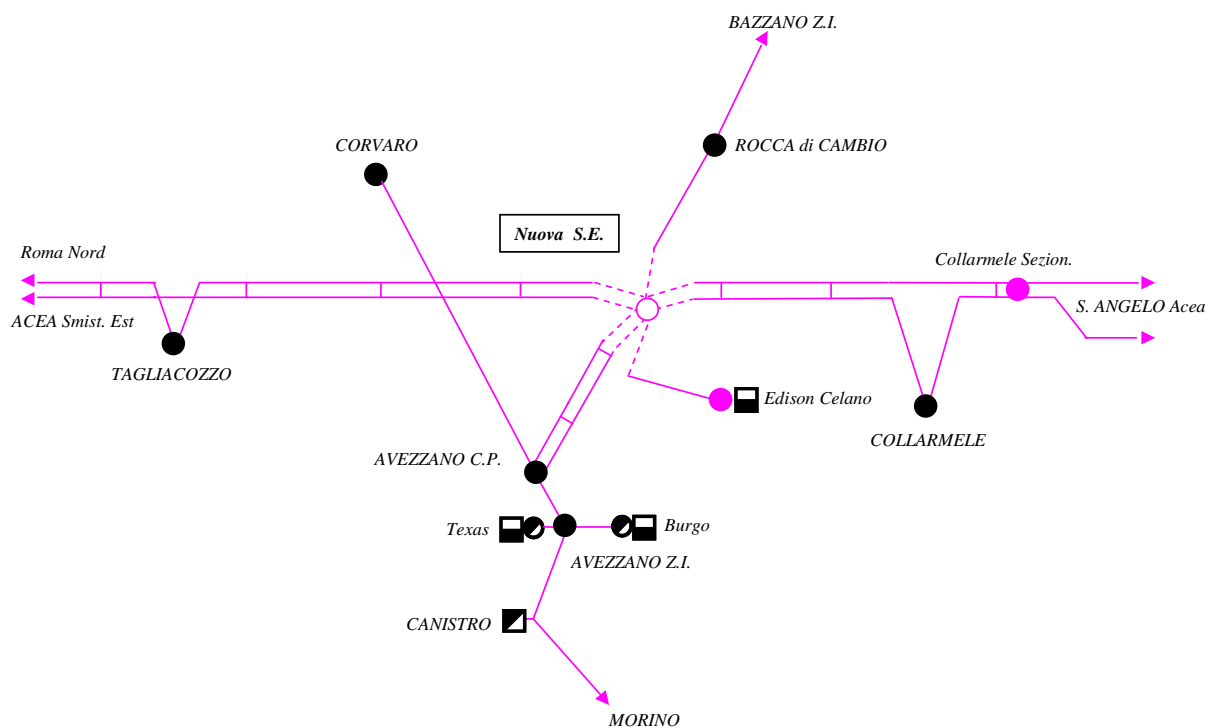


Stazione elettrica Celano

Assetto iniziale

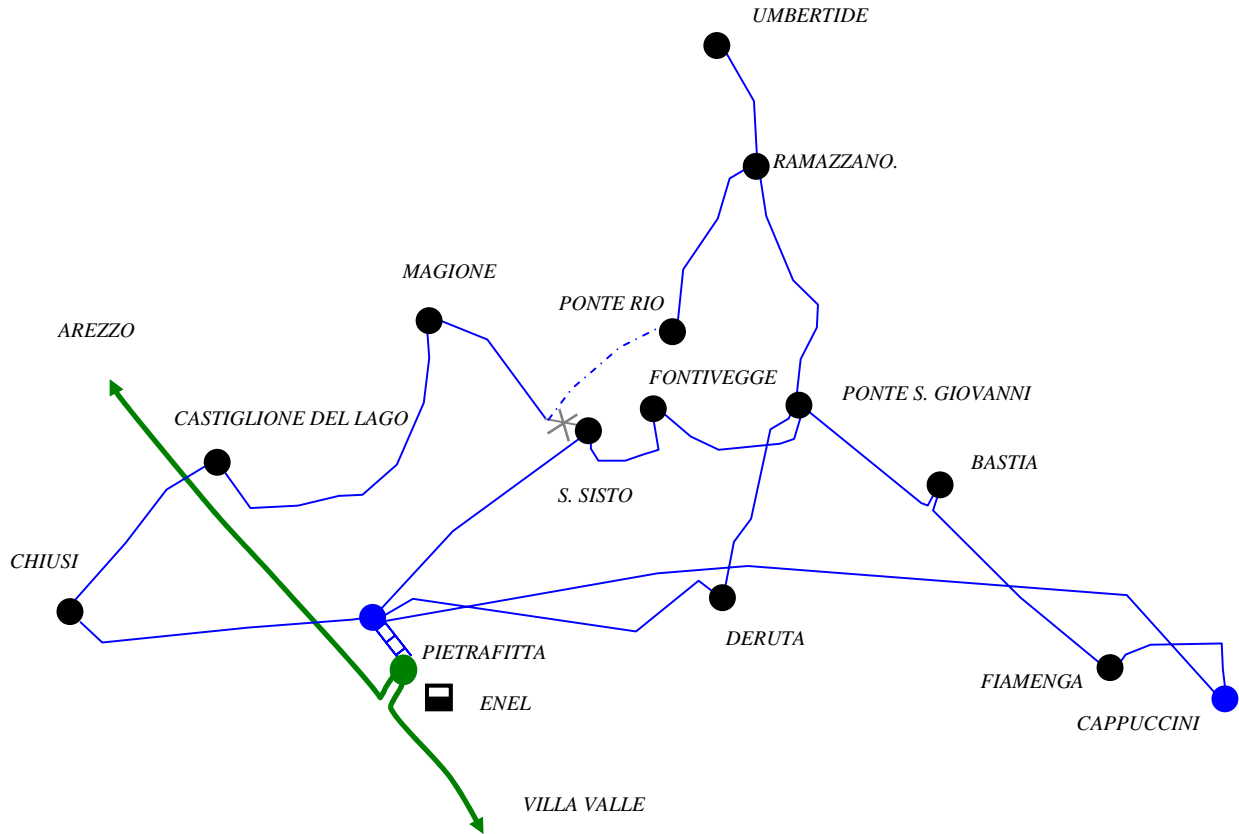


Assetto finale



Linea 132 kV Magione - Ponte Rio

Lavori programmati



4.6 Area di Napoli

Interventi previsti

Stazioni 380 kV di raccolta di impianti eolici nell'area tra Foggia e Benevento anno: 2013

Disegno allegato: Interventi per la raccolta di impianti eolici nell'area tra Campania e Puglia

È prevista la realizzazione di una nuova stazione a 380 kV da collegare in entra-esce alla linea a 380 kV “Foggia – Benevento II”, necessaria a raccogliere la produzione dei numerosi parchi eolici previsti nell'area della provincia di Foggia. La stazione, da localizzare nel Comune di Troia, sarà dotata di adeguate trasformazioni 380/150 kV e sarà inoltre collegata alla rete 150 kV mediante nuovi raccordi agli impianti di Celle S. Vito, Roseto, Savignano, CP Troia ed Eos 1 Troia. Le attività programmate prevedono anche l'adeguamento in doppia sbarra delle stazioni esistenti di Roseto e Montefalcone, ed alcuni interventi di riassetto delle linee a 150 kV esistenti nei pressi degli impianti di Foiano e CP Troia.

È in programma la realizzazione di una nuova stazione a 380 kV da inserire sulla linea a 380 kV “Foggia – Candela”, finalizzata a raccogliere la produzione dei numerosi parchi eolici previsti nell'area compresa tra Foggia e Melfi (PZ). La nuova stazione, dotata di adeguate trasformazioni 380/150 kV, sarà inoltre opportunamente collegata alla locale rete AT.

All'impianto, da localizzare nell'area del Comune di Deliceto, verrà anche raccordata la nuova linea a 380 kV, prevista per il collegamento alla futura stazione elettrica a 380 kV di Bisaccia, da inserire in entra-esce sull'elettrodotto a 380 kV “Matera – S. Sofia”. Le suddette opere contribuiscono a ridurre le previste congestioni sulla rete a 380 kV, “liberando” nuova capacità produttiva in Puglia e sul versante adriatico, compresa quella da fonte eolica prevista nell'area di Candela.

È in programma la realizzazione di ulteriori nuove stazioni a 380/150 kV nei comuni di Ariano Irpino e di Manfredonia.

La realizzazione degli interventi consentirà di evitare ulteriori ricostruzioni della rete AT locale, altrimenti necessarie per ridurre i sovraccarichi previsti.

Stato di avanzamento dell'opera: È in fase di attivazione il tavolo tecnico con la Regione Campania per la condivisione del corridoio del collegamento che, allo stato attuale è previsto fra le future stazioni di Deliceto (FG) e di Bisaccia (AV). La Regione Campania ha emesso Decreto di autorizzazione unica ai sensi dell'art. 12 del D.Lgs. 387/03, n. 68 del 03/04/2008, con il quale autorizza l'impianto eolico della CER di Bisaccia (AV) e l'opera connessa consistente nella nuova S.E. 380/150 kV di Bisaccia e i relativi raccordi aerei alla linea a 380 kV “Matera – S. Sofia”. La Regione Puglia ha emesso Decreto di autorizzazione unica ai sensi dell'art. 12 del D.Lgs. 387/03, n. 1367 del 12/12/2008, con il quale autorizza l'impianto eolico della DAUNIA WIND S.r.l. di Deliceto (FG) e l'opera connessa consistente nella nuova S.E. 380/150 kV di Deliceto e i relativi raccordi aerei alla linea a 380 kV “Foggia – Candela”. In data 19/12/2008 è stato autorizzato l'intervento relativo alla SE di Troia (FG). Sono state firmate le Convenzioni per le compensazioni relative alle nuove stazioni e relativi raccordi nel Comune di Deliceto (19 maggio) e nel Comune di Bisaccia (30 Maggio).

Stazione 380 kV a est del Vesuvio (NA)

anno: lungo termine

Disegno allegato: Stazione ad Est del Vesuvio

L'area compresa tra le province di Napoli e Salerno è caratterizzata da una carenza di punti di immissione di energia elettrica dalla rete a 380 kV e da una elevatissima densità di carico; l'incremento del fabbisogno e l'insufficiente adeguatezza della rete, allo stato attuale, non garantiscono adeguati margini di sicurezza durante il normale esercizio della rete elettrica, con conseguente incremento di disservizi e rischio di continue disalimentazioni dell'utenza.

Si prevede, pertanto, la realizzazione di una nuova stazione di trasformazione 380/220/150 kV che permetterà l'alimentazione in sicurezza delle CP localizzate nell'Agro Nocerino Sarnese, nonché il rafforzamento della rete a 220 kV e 150 kV, che permetterà l'alimentazione in sicurezza delle utenze presenti nella penisola sorrentina. Il completamento dell'opera permetterà di avviare un vasto programma di razionalizzazione della rete elettrica nell'area e la demolizione di un considerevole numero di km di linee, con evidenti benefici ambientali.

L'impianto sarà inserito sulla rete primaria AAT mediante la realizzazione di raccordi in entra-esce alla linea a 380 kV “Montecorvino – S. Sofia” e alla linea a 220 kV “Nola – S. Valentino”.

Inoltre, la nuova stazione alimenterà il sistema a 150 kV mediante la realizzazione di raccordi a 150 kV sulla linea “S. Giuseppe – Scafati – der. Sarno FS” e di un nuovo collegamento a 150 kV con la CP di Lettere. L’impianto sarà dotato di tre sezioni in doppia sbarra a 380 kV, 220 kV e 150 kV, un ATR 380/220 kV e due ATR 380/150 kV. Al fine di migliorare i profili di tensione della rete nell’area è inoltre prevista l’installazione di una batteria di condensatori. In relazione al previsto aumento dei carichi nell’area a Nord di Salerno è prevista (successivamente alla data indicata) la realizzazione di un ulteriore collegamento a 220 kV con la CP di Torre Nord.

Stato di avanzamento dell’opera: La realizzazione della nuova stazione richiede un coordinamento delle attività con il distributore locale, al fine di condividere i programmi delle attività e le esigenze di sviluppo. L’intervento, di preminente interesse nazionale ai fini dell’utilizzo degli strumenti previsti dalla “Legge obiettivo” 443/2001, è stato inserito fra gli “Interventi di rilevanza strategica” contenuti nella delibera CIPE del 21 dicembre 2001, con il nome di “Stazione a 380 kV di Striano (NA)”. In fase di attivazione il tavolo tecnico con la Regione Campania per la condivisione del corridoio.

Elettrodotto 380 kV Montecorvino – Avellino Nord – Benevento II

anno: 2011/2013

A seguito delle autorizzazioni di nuove centrali di produzione in Calabria, Puglia e Campania, è necessario potenziare la rete di trasmissione, per eliminare le limitazioni sulle produzioni attuali e future causate dalle congestioni e dai vincoli all’esercizio presenti nella rete ad altissima tensione in Campania. Si provvederà pertanto alla realizzazione del nuovo elettrodotto in doppia terna a 380 kV “Montecorvino – Benevento II” e agli adeguamenti negli impianti di Montecorvino e di Benevento II. Presso la stazione di Montecorvino saranno predisposti gli stalli a 380 kV per il collegamento del futuro elettrodotto. L’opera risulta particolarmente importante in quanto permetterà di aumentare la potenza disponibile per garantire la copertura del fabbisogno nazionale.

In correlazione con il nuovo elettrodotto sopra citato, è prevista la realizzazione di una nuova stazione di trasformazione 380/150 kV a nord di Avellino, da collegare alla linea a 380 kV “Matera – S. Sofia”, alla futura linea a 380 kV “Montecorvino – Benevento II”.

Inoltre saranno realizzati dei raccordi alla rete locale a 150 kV, grazie ai quali sarà assicurata una maggiore continuità del servizio nell’area di Avellino, garantendo anche in futuro un’alimentazione affidabile del carico elettrico previsto in aumento. L’intervento consentirà di operare un ampio riassetto della rete a 150 kV nell’area compresa tra le stazioni di Montecorvino e Benevento II, riducendo l’impatto ambientale e territoriale delle infrastrutture di trasmissione in programma, con evidenti benefici ambientali.

La stazione svolgerà anche funzione di smistamento sulla rete a 380 kV della Campania delle potenze provenienti dai poli produttivi di Puglia e Calabria, con conseguente miglioramento della sicurezza e flessibilità di esercizio e dei profili di tensione del sistema di trasmissione primario.

Stato di avanzamento dell’opera: È stato presentato in autorizzazione (30 Maggio u.s.) ai sensi della Legge 239/04 il progetto per la SE 380/150 kV di Avellino Nord, i raccordi aerei in semplice terna all’elettrodotto a 380 kV “Matera – S. Sofia”, l’elettrodotto in doppia terna in cavo a 150 kV “S.E. Avellino Nord – CP FMA Pratola Serra” e la campata per il collegamento in semplice terna aereo “ CP FMA Pratola Serra - CP di Prata PU.”.

In data 06 Giugno 2008 è stata firmata la convenzione con il Comune di Prata di Principato Ultra relativa alla Linea a 380 kV Montecorvino-Benevento, alla nuova stazione elettrica 380/150 kV Avellino Nord e relativi raccordi alla linea Matera Santa Sofia. In data 11 Luglio 2008 è stato firmato dai Comuni Montecorvino Pugliano e Montecorvino Rovella e dalla Provincia di Salerno il verbale di condivisione della Fascia di Fattibilità dell’elettrodotto 380 kV “Montecorvino - Avellino Nord” e dell’Area di Fattibilità della nuova SE 380/150 kV Avellino Nord. Finora hanno firmato 10 dei 14 Comuni interessati dall’opera oltre alla Regione Campania e alla Provincia di Salerno.

Elettrodotto 380 kV Foggia – Benevento II

anno: 2012²⁵

Gli impianti produttivi nel territorio al confine tra le Regioni Puglia e Molise sono attualmente considerati un polo limitato; infatti, a causa della limitata capacità di trasporto della rete a 380 kV le suddette centrali non partecipano pienamente a soddisfare il notevole fabbisogno energetico delle aree limitrofe. In previsione dell'entrata in servizio delle nuove iniziative di produzione di energia elettrica in Puglia e Molise, si renderà necessario aumentare la capacità di trasporto dell'elettrodotto a 380 kV in oggetto, che risulta molto limitata rispetto alle previsioni future. Pertanto, al fine di potenziarne la capacità di trasporto, l'elettrodotto a 380 kV "Foggia – Benevento II" sarà ricostruito con conduttori di portata maggiore. La realizzazione della ricostruzione, consentirà di avviare un programma di razionalizzazione della locale rete AT in accesso alla stazione di Benevento. Al fine di ottimizzare l'utilizzo degli asset di trasmissione e ridurre il rischio di congestioni e conseguenti limitazioni alla produzione dei nuovi impianti del Sud, è in programma l'installazione di un dispositivo per il controllo dei flussi (PST) sulla linea "Foggia – Benevento II".

Stato di avanzamento dell'opera: La richiesta di autorizzazione della ricostruzione dell'elettrodotto a 380 kV è stata inoltrata a fine dicembre 2006, insieme alla richiesta di compatibilità ambientale, alle Autorità competenti. La Commissione VIA Regionale della Campania ha espresso in data 05/05/2008 il "sentito" favorevole sull'opera. Nel corso del 2008 è stato raggiunto l'accordo con l'Amministrazione comunale di Benevento per la soluzione localizzativa del tracciato Benevento - Foggia nell'ambito del territorio comunale.

Elettrodotto 380 kV Foggia – Villanova

anno: 2013/2014²⁶

L'evoluzione recente del sistema elettrico nel meridione ha determinato la limitazione di alcuni impianti produttivi, in particolare a Brindisi e Foggia. Al riguardo il polo limitato di Foggia rappresenta una criticità per l'alimentazione delle zone a nord e a ovest, caratterizzate da un elevato livello di deficit energetico. La costruzione di nuovi impianti di generazione, di recente autorizzazione, rappresenta un ulteriore elemento di criticità della gestione del sistema elettrico.

Al fine di superare tali limitazioni è in programma il raddoppio e la ricostruzione della dorsale medio adriatica, mediante realizzazione di una seconda direttrice in d.t. a 380 kV "Foggia – Villanova", per la quale saranno predisposti i necessari adeguamenti nella SE di Foggia.

Stato di avanzamento dell'opera: In data 08/09/2008 è stato attivato il tavolo tecnico con la Provincia di Foggia per la condivisione dei corridoi relativi all'intervento.

Elettrodotto 380 kV Sorgente – Rizziconi

anno: 2013²⁷

Al fine di rendere possibile un incremento della capacità di trasporto fra la Sicilia ed il Continente sarà potenziata l'interconnessione a 380 kV tra le stazioni elettriche di Rizziconi (RC) e Sorgente (ME), mediante la realizzazione (parte in soluzione aerea e parte in cavo, sia sottomarino che terrestre) di una doppia terna a 380 kV. Il nuovo collegamento e gli interventi ad esso correlati garantiranno una maggiore sicurezza della connessione della rete elettrica siciliana a quella peninsulare, favorendo gli scambi di energia con evidenti benefici in termini di riduzione dei vincoli per gli operatori del mercato elettrico e di maggiore concorrenza.

La realizzazione del collegamento è particolarmente importante poiché favorirà anche la connessione alla rete siciliana di un maggior numero di centrali eoliche.

Sfruttando le opportunità offerte dal nuovo collegamento, entrambe le linee del nuovo elettrodotto saranno raccordate all'esistente stazione di Scilla (RC) e ad una nuova stazione elettrica da realizzarsi in località Villafranca T. (ME). Presso tali stazioni estreme saranno pertanto approntati i necessari adeguamenti.

In correlazione, è in programma un piano di razionalizzazione ed ammodernamento della rete a 150 kV in uscita dalla stazione di Scilla, finalizzati ad alimentare in sicurezza le utenze elettriche locali ed al contempo

²⁵ Data relativa all'ipotesi di acquisizione delle autorizzazioni entro il 2010, in fase di approvazione le modifiche progettuali introdotte a seguito degli accordi con il comune di Benevento e alle indicazioni raccolte durante l'iter autorizzativo.

²⁶ Data relativa all'ipotesi di avvio delle autorizzazioni delle tratte separate (Villanova-Gissi, Gissi- Larino, Larino – Foggia).

²⁷ Data relativa all'ipotesi di acquisizione delle autorizzazioni entro il 2009.

ridurre significativamente l'impatto sul territorio degli impianti di rete in AT mediante la demolizione di un considerevole numero di km di linee a 150 kV, con evidenti benefici ambientali. In tale impianto sarà adeguata la sezione a 150 kV e installato un nuovo ATR 380/150 kV, che consentirà di alimentare direttamente dal sistema a 380 kV la rete di distribuzione a 150 kV del sud Calabria, migliorandone in gran parte la qualità del servizio. Nella stazione è prevista inoltre l'installazione, in derivazione al nuovo collegamento, di opportune reattanze di compensazione per garantire il rifasamento delle tratte in cavo.

Stato di avanzamento dell'opera: La richiesta di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'elettrodotto a 380 kV è stata inoltrata a dicembre 2006 insieme alla richiesta di compatibilità ambientale alle Autorità competenti. A ottobre 2007 è stato richiesto al MSE l'anticipo dell'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dei tratti in cavo e della SE di Scilla e Villafranca non oggetto di VIA. Su tale aspetto il 14/12/07 e il 29/05/2008 si sono svolte due CdS. Per quanto riguarda il tratto calabrese, ai fini della conclusione dell'iter, tra i pareri rilevanti si segnalano l'intesa con la Regione Calabria ed il parere positivo della Provincia di Reggio Calabria. Relativamente alla procedura di VIA sono stati recentemente ripetuti i sopralluoghi con l'ultima Commissione. Inoltre sono stati ultimati gli studi di fattibilità degli interventi previsti nel piano di riassetto della rete AT di RC. A breve potrà essere stipulato un apposito protocollo di intesa con il Comune di RC al fine di condividere i tracciati dei cavi terrestri all'interno del centro urbano. In data 04 marzo 2008 è entrato in esercizio il parallelo sbarre a 150 kV ed il congiuntore sbarre della sezione 2 a 150 kV. Ciò ha consentito l'esercizio del nodo a 150 kV su tre sistemi di sbarre.

Elettrodotto 380 kV Trasversale calabra

anno: 2011

È prevista la realizzazione di un nuovo elettrodotto a 380 kV, per il collegamento delle due dorsali ionica e tirrenica a 380 kV della Calabria.

L'intervento, che consente di equilibrare i transiti sulle citate dorsali e migliorare i profili di tensione sulla rete primaria calabrese, contribuirà a ridurre le limitazioni sulle produzioni attuali e future in Calabria e agevererà le attività di manutenzione sulla rete a 380 kV.

La soluzione realizzativa al momento individuata prevede la realizzazione di una linea in singola terna tra la stazione a 380 kV di Feroletto e la futura stazione a 380 kV di Maida.

Stato di avanzamento dell'opera: La stazione di Maida è stata autorizzata in data 11/04/2007 secondo quanto previsto dal D.Lgs. 387/03, in quanto opera connessa ad un impianto eolico (SAV-ENERGY S.r.l.). Per quanto riguarda il nuovo elettrodotto aereo 380 kV il 12 Giugno 2008 sono state firmate le convenzioni con i Comuni interessati Feroletto, Pianopoli e Maida. L'8 Maggio u.s. è stato firmato il verbale di condivisione del corridoio e fasce di fattibilità con i Comuni interessati e la Regione Calabria.

Riassetto rete nord Calabria

anno: 2012 e post

Il sistema elettrico della Regione Calabria è caratterizzato da un basso livello di magliatura della rete di trasmissione AAT e da elevati transiti verso le aree di carico presenti in Basilicata e Campania, regioni fortemente deficitarie di energia. Particolarmente critica risulta la sezione di rete a nord della Calabria, dove è presente una sola stazione a 380 kV di collegamento tra le reti delle tre suddette regioni, in cui convergono i flussi di energia diretti verso le stazioni elettriche a 380 kV site in Campania. Al fine di incrementare lo scambio di energia verso nord è prevista la realizzazione del secondo collegamento in singola terna a 380 kV in uscita da Laino fino ad Altomonte, in cui saranno in parte utilizzate infrastrutture già esistenti, al fine di limitare l'impatto ambientale dell'opera. Il collegamento sarà realizzato sfruttando un tronco dell'elettrodotto a 380 kV "Laino – Rossano" (per il tratto afferente la stazione di Laino); il completamento, per circa 9 km, fino ad Altomonte consentirebbe inoltre di collegare il secondo tratto della linea "Laino – Rossano" alla terna, ancora non in servizio, già montata sui sostegni in doppia terna dell'elettrodotto esistente "Laino – Altomonte".

In correlazione con l'intervento è previsto un vasto piano di riassetto e razionalizzazione della rete a 220 e 150 kV ricadente nel territorio del Parco del Pollino, che, anche attraverso il declassamento a 150 kV delle esistenti linee a 220 kV comprese tra le stazioni di Rotonda (PZ), Taranto e Feroletto (CZ), consentirà di ridurre notevolmente l'impatto ambientale delle infrastrutture di trasmissione presenti sul territorio. Tale piano di riassetto richiede anche la realizzazione di una nuova stazione di trasformazione 380/150 kV nell'area di Aliano (MT), da raccordare alla linea a 380 kV "Matera – Laino" ed alla locale rete a 150 kV, finalizzata a rialimentare adeguatamente la porzione di rete in questione a fronte della prevista riduzione del numero di elettrodotti a 150 kV in uscita dalla stazione di Rotonda. La nuova stazione consentirà, inoltre, di

ridurre l'impegno delle trasformazioni 380/150 kV e delle linee a 150 kV in uscita dalle esistenti stazioni di Taranto e Matera e contribuirà ad alimentare il carico e migliorare la qualità della tensione nell'area di Potenza.

In correlazione con il citato declassamento a 150 kV della direttrice a 220 kV "Rotonda – Pisticci – Taranto Nord" è previsto:

- la dismissione della sezione a 220 kV di Rotonda e l'adeguamento della sezione a 150 kV;
- la dismissione della sezione a 220 kV di Taranto Nord e l'adeguamento della sezione a 150 kV;
- l'adeguamento della stazione di Pisticci, con realizzazione di una sezione a 150 kV a cui attestare, oltre ai collegamenti a 150 kV esistenti, anche le linee "Pisticci – Rotonda" e "Pisticci – Taranto" declassate;
- l'adeguamento della connessione degli impianti del produttore Tecnoparco al nuovo livello di tensione.

In correlazione con il citato declassamento a 150 kV della direttrice a 220 kV "Rotonda – Mucone – Feroletto", sono inoltre previste le seguenti attività:

- installazione del secondo ATR 380/150 kV e dismissione dell'attuale trasformazione 220/150 kV; l'installazione del secondo ATR sarà anticipata rispetto alla data di completamento dell'intervento;
- realizzazione di una nuova stazione elettrica nell'area a nord di Cosenza (in prossimità della nuova CP Luzzi del distributore locale), a cui raccordare le linee RTN a 150 kV "Rende – Torano" e "Mucone 2S – Feroletto" (da declassare); quest'ultimo intervento consentirà di sfruttare opportunamente la linea declassata "Rotonda – Mucone – Feroletto" per risolvere le attuali criticità di esercizio della rete locale a 150 kV che alimenta l'area di Cosenza dalle stazioni di Rotonda (linee da S. Barbara a Cetraro), Mucone, Orichella e Feroletto.

Infine è previsto il mantenimento in servizio in classe 220 kV del collegamento da Laino a Montecorvino, che potrà contribuire a liberare una quota della nuova capacità produttiva in Calabria; inoltre sarà potenziata la esistente direttrice a 150 kV "Rotonda – Lauria – Padula", al fine di garantire i necessari livelli di continuità del servizio nell'area in questione.

Stato di avanzamento dell'opera: In fase di condivisione della fascia di fattibilità di tracciato per il collegamento a 380 kV in uscita da Altomonte. In fase di formalizzazione l'accordo con Regione e gli EE.LL. interessati dal riassetto della rete AT. Avviato a dicembre 2007 l'iter autorizzativo per la SE di Aliano a 380/150 kV (EL-107) per la quale è stata convocata la prima CdS il 28 maggio 2008. Il 9 Maggio 2008 è stato sottoscritto tra Terna, l'Ente Parco del Pollino ed i Comuni interessati dalla razionalizzazione (Rotonda, Viggianello, Laino Borgo, Laino Castello, Mormanno, Morano Calabro e San Basile) l'Accordo di Programma e relative Convenzioni per le compensazioni degli impatti ambientali residui. L'Accordo di programma è stato già sottoscritto dalla Regione Calabria, manca la sottoscrizione da parte della Regione Basilicata, legate alla condivisione della localizzazione del sito per la Stazione Elettrica di Aliano. È stato completato l'intervento di potenziamento sull'elettrodotto 150 kV "Rotonda – Lauria".

Riassetto rete a 220 kV città di Napoli

anno: da definire

Disegno allegato: Riassetto rete a 220 kV città di Napoli

Il sistema elettrico nell'area della provincia di Napoli è caratterizzato da vetustà e scarsa affidabilità degli elementi di rete (in particolare cavi e linee aeree 220 kV) che determinano un livello elevato di indisponibilità annua e di rischio di energia non fornita agli utenti finali. Al fine di migliorare la sicurezza di esercizio della rete nell'area di Napoli e di eliminare i vincoli di esercizio, anche in corrispondenza dei lavori di potenziamento della centrale di Napoli Levante, è stato pianificato un programma di attività di sviluppo, di seguito descritte nel dettaglio:

- eliminazione, presso Starza Grande, della derivazione rigida presente nel collegamento a 220 kV "Fratta – Casoria – Secondigliano", al posto della quale è prevista la realizzazione dei collegamenti diretti "Fratta – Casoria" e "Fratta – Secondigliano";
- realizzazione di un nuovo elettrodotto a 220 kV di collegamento tra la CP Poggioreale e la CP Secondigliano;
- realizzazione di un nuovo elettrodotto a 220 kV di collegamento tra la CP Napoli Direzionale e la SE Napoli Levante;
- ricostruzione del collegamento "Napoli Direzionale – Castelluccia", tenuto conto della ridotta portata, con nuovo collegamento di adeguata capacità di trasporto;
- realizzazione di un nuovo elettrodotto a 220 kV di collegamento tra la CP Casalnuovo e la CP Acerra.

A valle di tali interventi, per i quali si impiegherà la soluzione in cavo interrato, sarà possibile procedere alla dismissione di alcuni elettrodotti aerei a 220 kV, con conseguenti benefici ambientali e sociali, in termini di minor occupazione del territorio.

Inoltre, al fine di migliorare la qualità del servizio di alimentazione del carico di Ercolano è allo studio la fattibilità di un nuovo elettrodotto a 220 kV di collegamento in cavo tra la CP Ercolano e la SE Napoli Levante. Infine è prevista la realizzazione di un nuovo elettrodotto a 220 kV di collegamento in cavo tra la CP Poggioreale e la CP Doganella di adeguata capacità di trasporto.

Stato di avanzamento dell'opera: Nell'ambito del tavolo tecnico istituito tra Terna e la Regione Campania con Protocollo d'Intesa del 30/06/2005, in data 20/07/2007 si è tenuto un primo incontro con i rappresentanti della Regione e della Provincia di Napoli per illustrare il presente intervento. È stata predisposta apposita bozza di Protocollo d'Intesa per condividere le attività da avviare e per semplificare i procedimenti autorizzativi; in merito la Provincia di Napoli ha emesso apposita Delibera di Giunta n.572 del 31 luglio 2008 con cui ha approvato tale la bozza, mentre la Regione Campania, che ha avuto il parere favorevole da parte dell'Avvocatura, dovrebbe provvedere nel corrente mese di settembre; a valle di tale adempimento si procederà alla stipula formale del protocollo. In merito alla sostituzione delle linee in cavo in uscita da Napoli Levante (ad eccezione della linea in cavo XLPE) l'iter autorizzativo è in fase conclusiva. È stato avviato lo studio di fattibilità relativo all'interramento del tratto di linea Starza – Casoria.

Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione eolica in Campania **anno: 2010**

Disegno allegato: Interventi per la raccolta di impianti eolici nell'area tra Campania e Puglia

Sono previsti interventi per ridurre i vincoli sulla rete a 150 kV che rischiano di condizionare la produzione degli impianti da fonte eolica (alcuni già in servizio ed alcuni di prossima realizzazione) nelle aree di Benevento, Salerno e Potenza.

In particolare, sono previste azioni atte a rimuovere le limitazioni di trasporto attualmente presenti sulla direttrice a 150 kV "Benevento Ind.le – Ariano Irpino – Flumeri – Lacedonia – Bisaccia – Calitri – Calabritto – Contursi", in modo da realizzare una maggiore capacità di trasporto.

Presso la stazione a 150 kV di Vallesaccarda, già connessa all'elettrodotto a 150 kV "Flumeri – Lacedonia", saranno realizzati i raccordi di collegamento con la C.le eolica IVPC Anzano e con la stazione RTN di Accadia, entrambe attualmente collegate in derivazione rigida all'elettrodotto 150 kV "Vallesaccarda – Lacedonia".

Tali interventi consentiranno di immettere in rete l'energia prodotta dai futuri impianti di produzione eolica previsti nell'area. Nell'area compresa tra Benevento e Salerno, è prevista la ricostruzione della direttrice di trasmissione a 150 kV "Montecorvino – Campagna – Contursi – Buccino – Tanagro – Sala Consilina – Padula", in modo da massimizzare la capacità di trasporto.

Stato di avanzamento dell'opera: Sono stati ultimati i lavori di ricostruzione nei tratti compresi tra Ariano e Lacedonia. Sono in corso i lavori di ricostruzione dei rimanenti tratti. La ricostruzione della linea a 150 kV "Campagna – Contursi" è in iter autorizzativo con iniziativa da fonte rinnovabile ai sensi della D.Lgs. 387/03. L'intervento relativo ai raccordi a Vallesaccarda è in iter autorizzativo con la L. 239/04 (EL-59) La Regione Puglia con delibera n° 919 del 13/06/2008 ha decretato l'intesa.

Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione eolica in Basilicata **anno: 2014**

Disegno allegato: Ricostruzione rete AT in Basilicata

Al fine di favorire e migliorare la sicurezza di esercizio della rete a 150 kV in uscita dalla stazione di trasformazione di Matera, soggetta a rischi di sovraccarico per consistenti transiti di energia dovuti alla produzione degli impianti eolici, saranno potenziate le linee a 150 kV "SE Matera – CP Matera – CP Salandra" e la linea "SE Matera – CP Acquaviva delle Fonti", prevedendo una capacità di trasporto superiore rispetto a quella attuale. L'efficacia dell'intervento è subordinata all'eliminazione a cura del distributore locale delle limitazioni degli elementi di impianto esistenti nella CP Matera (sbarre e sezionatori linea). La ricostruzione del tratto "SE Matera – CP Matera" era già prevista nel precedente PdS.

Stato di avanzamento dell'opera: Nel corso del 2008 è stato stipulato un Protocollo d'Intesa con il Comune di Matera. In data 29/12/2008 è stato avviato l'iter autorizzativo per la variante in cavo dell'elettrodotto 150 kV "SE Matera – CP Matera".

Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione eolica in Calabria **anno: 2011**

Al fine di favorire la sicurezza di esercizio della rete a 150 kV in uscita dalla stazione di trasformazione di Rossano, soggetta a rischi di sovraccarico per consistenti fenomeni di trasporto, saranno potenziate la

capacità di trasporto delle linee a 150 kV “Acri – Rossano T.”, “Calusia – Rossano T.” e delle dorsali tra Calusia e Catanzaro (linea 150 kV “Calusia – Mesoraca” di lunghezza pari a km 14; linea 150 kV “Calusia – Catanzaro” di lunghezza pari a km 44; linea 150 kV “Mesoraca – Catanzaro” di lunghezza pari a km 31). Per ridurre i vincoli sulla rete a 150 kV che rischiano di condizionare la produzione degli impianti da fonte eolica previsti nell'area di Crotona, saranno rimosse le limitazioni di trasporto attualmente presenti sulla direttrice di trasmissione a 150 kV “Scandale – Catanzaro” nel tratto da Belcastro a Simeri (linea n. 181), in modo da garantire una capacità di trasporto standard.

Stato di avanzamento dell'opera: Il potenziamento della linea “Acri – Rossano T.” è stato completato.. In data 27 settembre 2007 è stata sottoscritta una convenzione tra Terna, la provincia di Cosenza ed i Comuni di Acri e Rossano per varianti alla linea esistente; si prevede il completamento dei lavori entro il 2008. È in corso la progettazione relativa alla ricostruzione della linea “Calusia - Rossano T.” al fine di avviare l'iter autorizzativo entro giugno 2009.

Elettrodotto 150 kV Sural – Taranto Ovest

anno: 2012

Al fine di favorire la sicurezza di esercizio della rete a 150 kV in uscita dalla stazione di trasformazione di Taranto, soggetta a rischi di sovraccarico per consistenti fenomeni di trasporto, è prevista la ricostruzione della linea a 150 kV “Sural – Taranto O.”.

Pertanto saranno rimosse le limitazioni di trasporto attualmente presenti sul tratto “Sural – Taranto Molo” mentre il tratto “Taranto Molo – Taranto O.” sarà ricostruito in modo da ottenere migliori prestazioni dal sistema di trasporto locale.

Stato di avanzamento dell'opera: Completamento attività preliminari (studio di fattibilità) e progetto definitivo.

Elettrodotto a 150 kV Castrocucco – Maratea

anno: 2013

Disegno allegato: Castrocucco – Maratea

L'area del Cilento è alimentata dalle SE di Montecorvino e Rotonda, tramite un'estesa rete ad anello a 150 kV, la quale, a causa dell'elevato consumo soprattutto nei periodi estivi, è impegnata da notevoli transiti. Tale assetto comporta un elevato impegno delle trasformazioni nelle due stazioni e un rischio elevato di energia non fornita in condizioni di manutenzione su un tronco del suddetto anello. Al fine di incrementare l'adeguatezza del sistema e migliorare la sicurezza di esercizio della trasmissione è programmata la realizzazione di un nuovo collegamento a 150 kV tra la C.le di Castrocucco e la SE di Maratea. Tale intervento consentirà una migliore gestione delle manutenzioni e un minore rischio di disalimentazioni.

Stato di avanzamento dell'opera: avviata la fase concertativa con la Regione Basilicata.

Interventi su impianti esistenti o autorizzati

Stazione 380 kV S. Sofia (CE)

anno: 2009

Disegno allegato: Stazione di S. Sofia

L'aumento dei carichi previsto nell'area di Caserta e la necessità di contribuire alla rialimentazione di un'ampia porzione della rete di distribuzione a 150 kV compresa tra Benevento, Caserta e Nocera, rendono necessario ed improcrastinabile l'inserimento di un nuovo punto di alimentazione dal 380 kV cui attestare alcuni degli elettrodotti a 150 kV presenti nell'area.

Pertanto, entro la data indicata, presso la stazione di S. Sofia saranno installati due ATR 380/150 kV, sarà ampliata l'esistente sezione a 380 kV e sarà realizzata una nuova sezione a 150 kV, prevedendo spazi per il successivo ampliamento di tale sezione. Al fine di garantire adeguati profili di tensione è previsto l'inserimento di una batteria di condensatori.

In particolare, saranno anticipate il più possibile le attività finalizzate ad alimentare dal nodo 380/150 kV di S. Sofia il raccordo (già realizzato) di collegamento alla direttrice di distribuzione a 150 kV "Airola – Montesarchio – Benevento II".

La linea di distribuzione "S. Sofia – Airola" è già realizzata e le previsioni del distributore locale per l'ultimazione delle restanti due linee di distribuzione da raccordare alla sezione a 150 kV di S. Sofia sono:

- "S. Sofia – Caserta Sud";
- "S. Sofia – Somma Vesuviana – S. Giuseppe".

Stato di avanzamento dell'opera: I lavori di adeguamento hanno già avuto inizio e se ne prevede il completamento per la data indicata.

Stazione 380 kV Garigliano (CE)

anno: 2009

Per garantire agli utenti della rete adeguati livelli di qualità del servizio sarà installata nella sezione a 150 kV della stazione elettrica di Garigliano una batteria di condensatori da 54 MVAR.

Stato di avanzamento dell'opera: Il piano di committenza è stata espletato ottenendo il permesso a costruire. Richiesto il parere al Ministero per i Beni Ambientali Soprintendenza dei Beni Archeologici.

Stazione 220 kV Maddaloni (CE)

anno: 2009

Il complesso delle attività di potenziamento in programma comprende tra l'altro il pieno adeguamento della stazione ai nuovi valori di corto circuito. La data indicata si riferisce alle attività da anticipare relative all'adeguamento degli stalli linea n. 237 per Frattamaggiore, n. 238 per Graftech e dello stallo TR1.

Stato di avanzamento dell'opera: I lavori di adeguamento hanno già avuto inizio e se ne prevede il completamento entro la data indicata.

Stazione 380/150 kV di Palo del Colle

anno: 2011

Disegno allegato: Stazione di Palo del Colle

La rete di trasmissione a 380 kV in Puglia è caratterizzata da un alto impegno dei trasformatori presenti nelle stazioni, in particolare nella provincia di Bari. Al riguardo si segnala che il notevole fabbisogno di tipo domestico ed industriale è in parte soddisfatto grazie alla produzione immessa sulla rete AT dalla c.le ad olio combustibile di Bari Termica.

Al fine di superare le suddette criticità, è prevista la realizzazione, presso la futura stazione a 380 kV di Palo del Colle (impianto di consegna della centrale Sorgenia Puglia SpA di Modugno, da raccordare in entra-esce sulla linea a 380 kV "Bari Ovest – Foggia"), dello stadio di trasformazione 380/150 kV e di una sezione a 150 kV, da collegare alla locale rete AT. Al riguardo, è prevista la realizzazione di un nuovo collegamento a 150 kV in cavo verso la SE 150 kV di Bari TE e di brevi raccordi a 150 kV in entra-esce alla linea RTN "Bari Ind. 2 – Corato" ed alla linea di proprietà del distributore locale "Modugno – Bitonto". La stazione permetterà non solo di alimentare in sicurezza la rete a 150 kV, migliorando i profili di tensione e l'esercizio delle stazioni di trasformazione limitrofe, ma anche di superare gli attuali problemi di trasporto sulla rete in

AT tra Brindisi e Bari delle ingenti potenze prodotte dal polo di Brindisi. Successivamente alla data indicata è prevista per la SE di Palo del Colle la realizzazione degli ulteriori raccordi in entra-esce alla linea a 380 kV “Brindisi Sud – Andria” con l’obiettivo di aumentare la sicurezza e flessibilità di esercizio.

In correlazione con gli interventi descritti ed al fine di garantire i necessari livelli di sicurezza, flessibilità ed affidabilità di esercizio, è previsto anche l’ampliamento ed il rifacimento in doppia sbarra della sezione a 150 kV della stazione RTN di Bari TE. L’impianto, che riveste una importante funzione di smistamento delle potenze sul carico cittadino, dovrà essere ricostruito, per motivi di spazio, in soluzione blindata con isolamento in SF6.

Inoltre sarà prevista la ricostruzione della linea a 150 kV “Corato – Bari TE”, necessaria per garantire il funzionamento in condizioni di sicurezza della rete a 150 kV nell’area a nord di Bari in presenza della nuova stazione di trasformazione.

Stato di avanzamento dell’opera: È entrata in servizio la sezione 380 kV della SE 380/150 kV di Palo del Colle (BA) inserita in entra-esce alla linea 380 kV “Bari Ovest – Foggia” ed è stato avviato l’iter autorizzativo per la realizzazione della sezione 150 kV a Palo del Colle, dei raccordi a 150 kV di collegamento della linea “Modugno – Bitonto” alla nuova stazione di Palo del Colle e per il nuovo collegamento in cavo a 150 kV tra Palo del Colle e Bari Termica. In data 29/12/2008, ai sensi della L.239/04, è stato avviato l’iter autorizzativo dell’intervento relativo all’elettrodotto 150 kV “Corato – Bari industriale 2”.

Riassetto area di Galatina

anno: 2013

L’area del Salento è caratterizzata da un elevato consumo di energia, in particolare nel periodo estivo; i carichi sono alimentati dalle trasformazioni presenti nella stazione di Galatina attraverso un’estesa rete a 150 kV. Al riguardo si segnala che nel corso dell’esercizio i due ATR 380/150 kV si caricano notevolmente, approssimandosi nei periodi di punta ai limiti di funzionamento nominale. Pertanto, al fine di ottenere un esercizio più sicuro e flessibile e garantire una migliore qualità del servizio di alimentazione, nella stazione di Galatina sarà installato il terzo ATR 380/150 kV e conseguentemente sarà adeguata la sezione a 150 kV. È inoltre previsto il raddoppio della linea a 150 kV “Galatina - Casarano”, in correlazione alla connessione di impianti eolici previsti nell’area.

Stato di avanzamento dell’opera: Sono in corso contatti con il distributore locale, al fine di condividere le esigenze di rete e coordinare i rispettivi piani di sviluppo.

Stazione 380 kV Brindisi Pignicelle

anno: 2010

A seguito dell’entrata in servizio della centrale Enipower a ciclo combinato da 1.170 MW, si rende necessaria la ricostruzione della sezione a 380 kV di Brindisi Pignicelle, mediante l’adeguamento della portata delle sbarre di stazione, caratterizzate da valori inferiori agli standard. Inoltre, in considerazione della inadeguatezza della attuale sezione a 220 kV, si effettuerà una razionalizzazione della rete a 220 kV afferente la stessa stazione. Verrà pertanto dismessa la sezione a 220 kV e verrà realizzata la trasformazione diretta 380/150 kV mediante l’installazione di tre ATR. La linea a 220 kV “Brindisi – Taranto Nord” sarà declassata a 150 kV e sarà collegata alla sezione a 150 kV, previa predisposizione degli apparati idonei. Inoltre a seguito della recente rinuncia ufficiale alla connessione a 220 kV a Brindisi Pignicelle da parte della Edipower, si renderanno necessari interventi nella rete afferente tale impianto; in particolare sarà dismessa completamente la sezione a 220 kV a Brindisi Nord, con relativa perdita della riserva di alimentazione per il nastro Carbone (di proprietà Enel Produzione). Al fine di mantenere tale riserva sono in corso analisi di rete con i Titolari degli impianti; non si esclude la realizzazione di un bypass in accesso alla SE di proprietà Edipower tra la linea 229 e la 260 (da ammazettare con la 261) e di adeguare i montanti di attestazione delle linee al nuovo livello di tensione. Tale soluzione prevederebbe due alternative:

1. il mantenimento in classe 220 kV di tale bypass: tale soluzione prevede il mantenimento dell’ATR 380/220 kV presso Brindisi Pignicelle al fine di mantenere l’alimentazione a 220 kV del Nastro Carbone
2. il declassamento a 150 kV di tale bypass: tale soluzione prevede l’adeguamento dell’impianto di Enel Produzione per l’alimentazione a 150 kV del Nastro Carbone e la predisposizione di un nuovo stallo a 150 kV presso la sezione a 150 kV di Brindisi Pignicelle

In correlazione con la modifica della connessione della c.le Edipower di Brindisi Nord, gli impianti utilizzatori oggi alimentati anche dalla stazione a 220 kV annessa alla c.le di Brindisi N. saranno opportunamente ricollegati alla rete a 150 kV a cura del distributore locale.

L'intervento nel suo complesso prevede, dunque, anche l'ampliamento dell'attuale sezione a 380 kV, con la realizzazione di ulteriori due stalli primari ATR e con gli spazi per n. 2 stalli linea futuri e per l'eventuale evoluzione ad un assetto con due sistemi a 380 kV separabili, interconnessi con due congiuntori.

Con il riassetto della SE di Brindisi P., si rende infine necessaria la realizzazione di varianti dei tratti in ingresso alla stazione dei seguenti elettrodotti a 380 kV: "Brindisi P. – Brindisi S. 2", "Bari O. – Brindisi P.", "Brindisi P. – Taranto N.", "Brindisi P. – Enipower".

Le attività programmate comprendono anche il pieno adeguamento dell'impianto ai nuovi valori di corto circuito, mediante sostituzione con nuovi apparati adeguatamente dimensionati.

Stato di avanzamento dell'opera: La realizzazione della nuova linea a 380 kV tra la C.le di Brindisi N. e la stazione di Brindisi Pignicelle, in sostituzione dell'attuale doppia terna a 220 kV "C.le Brindisi Nord – Brindisi Pignicelle", è subordinata all'ottenimento delle autorizzazioni da parte Edipower (C.le Brindisi Nord) nell'ambito della procedura ai sensi della Legge 55/02. Nel caso in cui tali autorizzazioni non dovessero essere ottenute, l'elettrodotto in d.t. a 220 kV "C.le Brindisi Nord – Brindisi Pignicelle" sarà mantenuto in servizio ammassettato e collegato transitoriamente sul secondario di uno degli esistenti ATR 380/220 kV presenti nella stazione di Brindisi Pignicelle.

La dismissione della citata linea in d.t. a 220 kV è condizionata anche alla realizzazione dei nuovi impianti a 150 kV funzionali a garantire un'adeguata riserva di alimentazione per le utenze attualmente alimentate dal sistema a 220 kV della stazione annessa alla centrale di Brindisi Nord.

Stazione 380 kV Laino (CS)

anno: 2009

Per consentire il corretto esercizio dell'impianto 380 kV di Laino, è previsto il suo adeguamento completo ai nuovi valori di corto circuito.

Stato di avanzamento dell'opera: i lavori di adeguamento hanno già avuto inizio e se ne prevede il completamento per la data indicata.

Stazione 380 kV Scandale (KR)

anno: 2012

Per consentire una migliore regolazione della tensione ed assicurare adeguati livelli di qualità e sicurezza nell'esercizio della rete AT nell'area della provincia di Crotone, sarà installata una reattanza di compensazione da 200 MVar nella esistente stazione di 380 kV di Scandale.

Interventi modificati

Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione eolica in Puglia

Disegno allegato: Interventi per la raccolta di impianti eolici nell'area tra Campania e Puglia

Al fine di consentire l'immissione in rete in condizioni di migliore sicurezza dell'energia prodotta dai parchi eolici previsti nella zona compresa tra le regioni Puglia e Campania e nell'area limitrofa al polo di Foggia, sono in programma attività di ricostruzione della esistente rete AT, già attualmente impegnati dai transiti immessi in rete dagli impianti eolici.

Al riguardo è prevista una nuova linea a 150 kV dalla stazione elettrica di Foggia fino al Punto di Raccolta n. 3 (P. D. R. n. 3) a 150 kV di Accadia (FG). Questo comporterà il conseguente ampliamento delle stazioni RTN di Foggia ed Accadia. È inoltre previsto il collegamento del nuovo elettrodotto all'impianto RTN a 150 kV di Orsara. La stazione di Orsara, che svolgerà una importante funzione di smistamento, sarà pertanto adeguata ed ampliata. Sul nuovo elettrodotto sarà collegata in entra-esce la futura CP Foggia Ovest del distributore locale. Lo stesso distributore locale curerà la progettazione del tratto di linea "CP Foggia Ovest – SE Foggia".

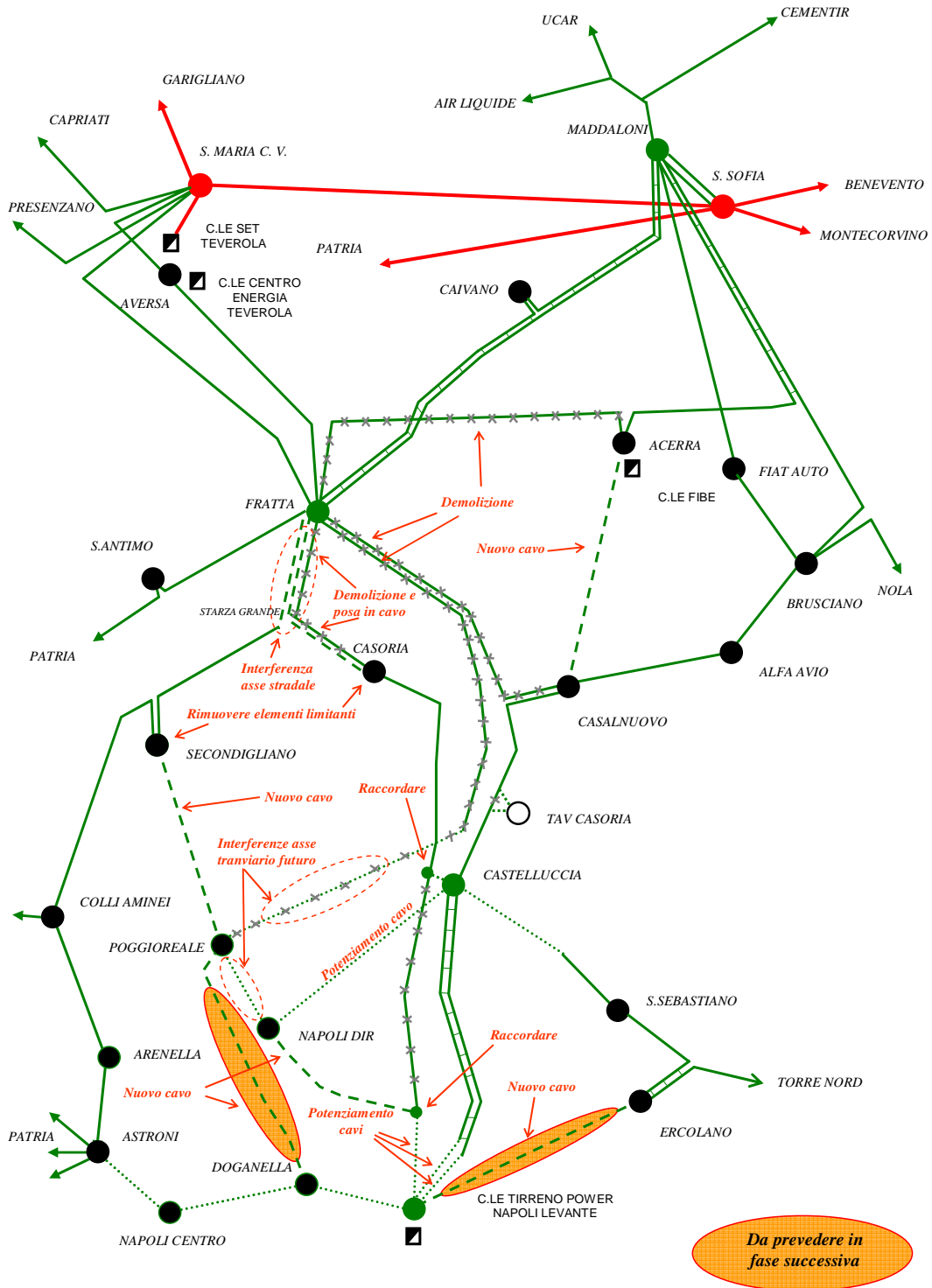
Il secondo intervento nell'area limitrofa di Foggia, previsto per il 2009, consiste nella ricostruzione della linea a 150 kV "Foggia – Lucera" in modo da migliorare la capacità di trasporto.

Stato di avanzamento dell'opera: l'intervento è oggetto di rielaborazione (cfr. Sezione I "Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione eolica in Puglia").

Disegni

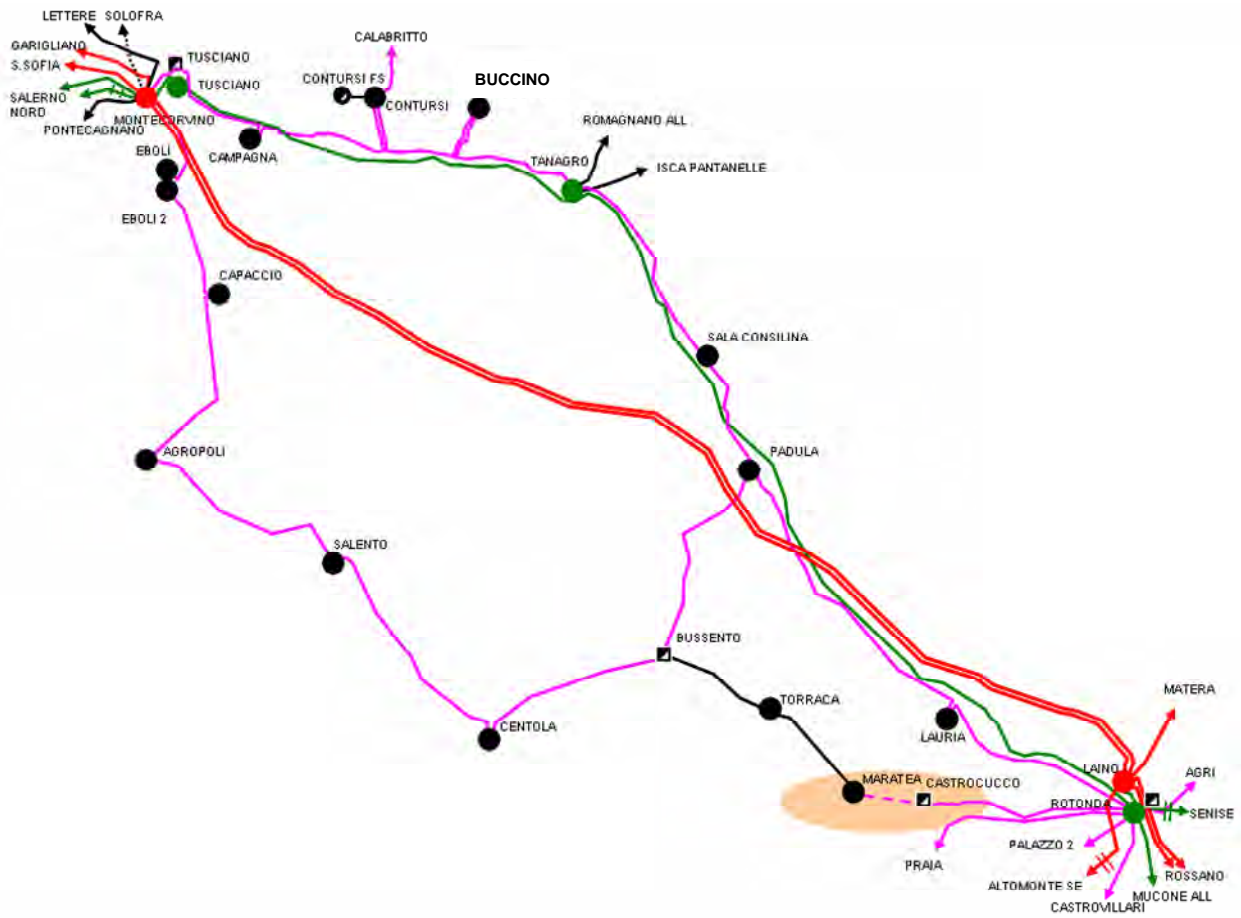
Riassetto rete a 220 kV città di Napoli

Lavori programmati



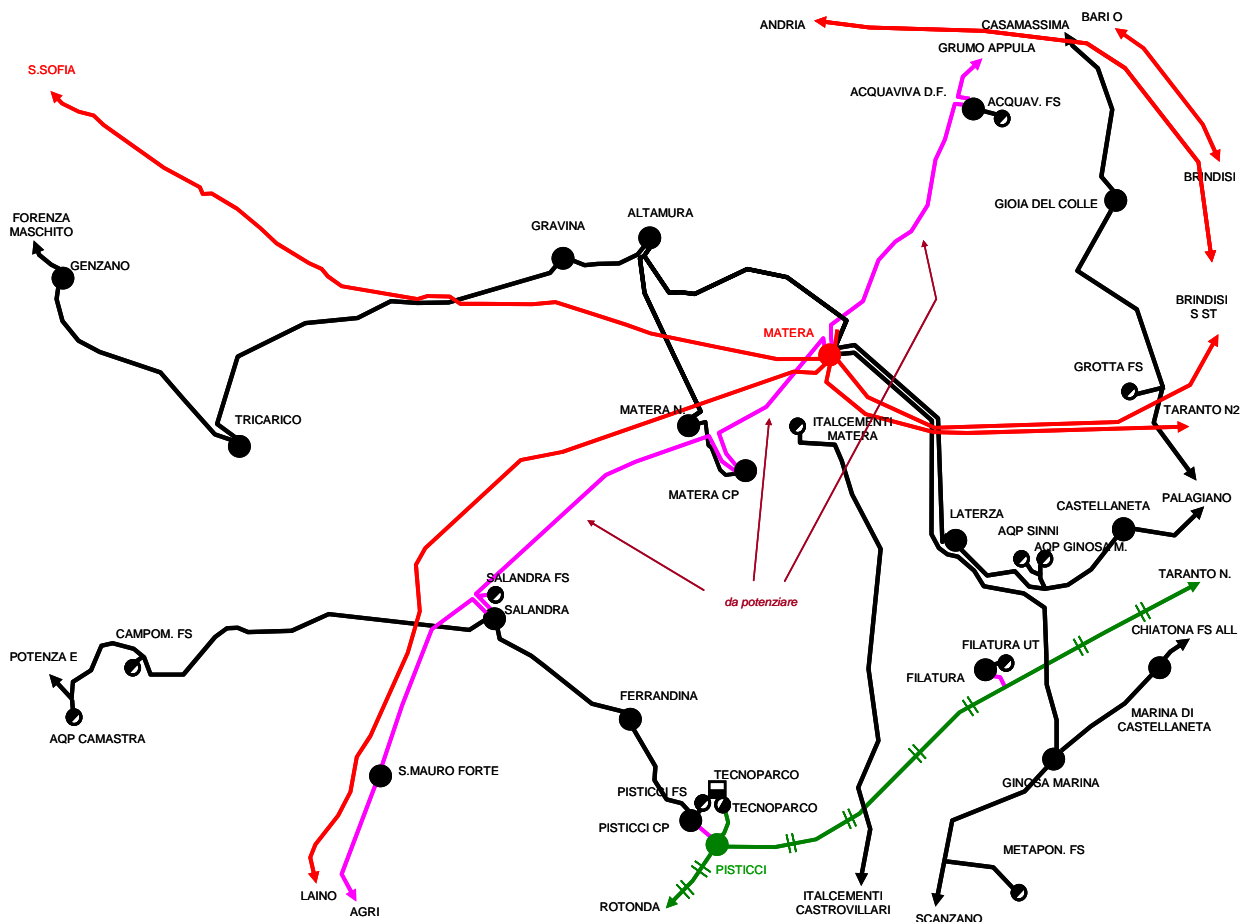
Castrocucco – Maratea

Lavori programmati



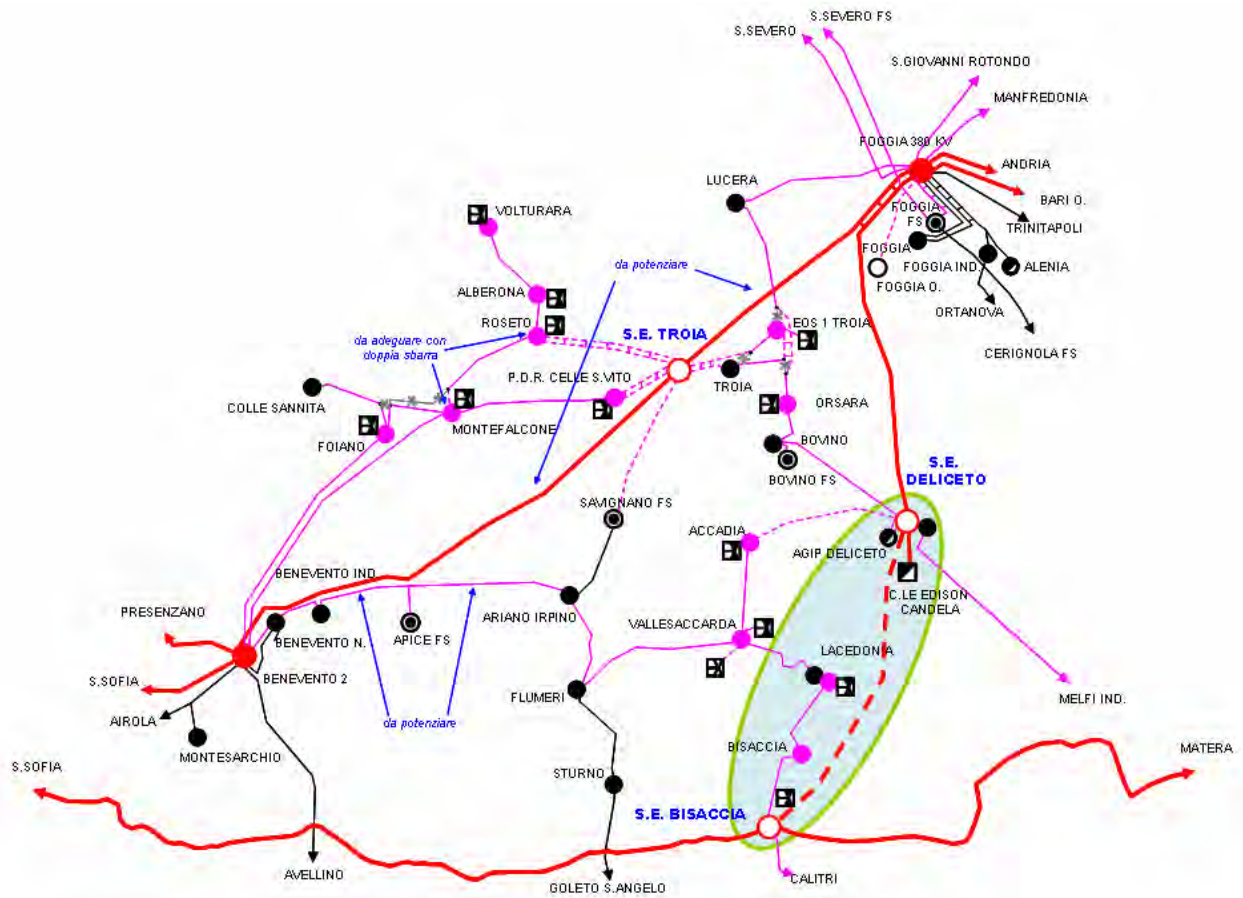
Ricostruzione rete AT in Basilicata

Lavori programmati



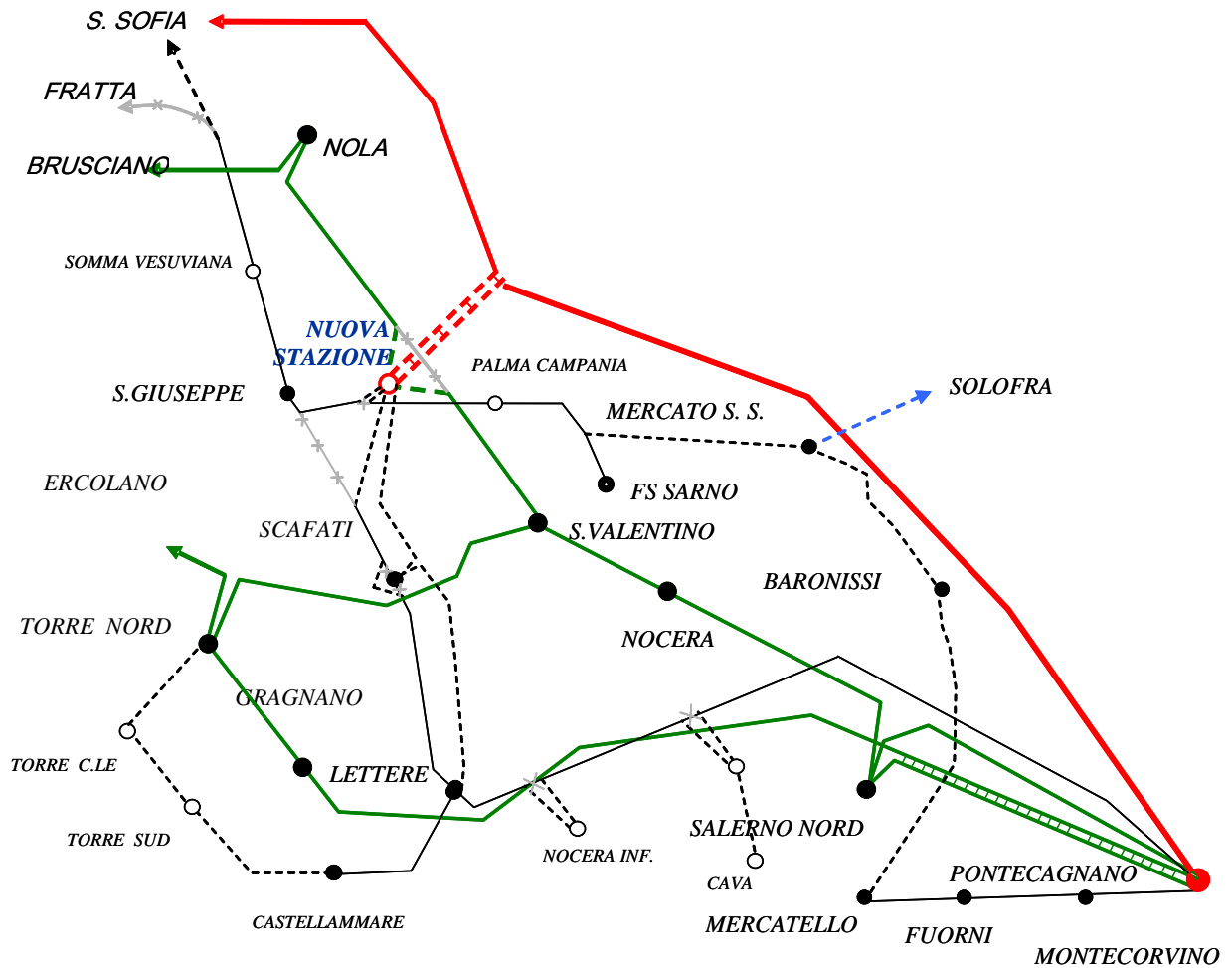
Interventi per la raccolta di impianti eolici nell'area tra Campania e Puglia

Lavori programmati



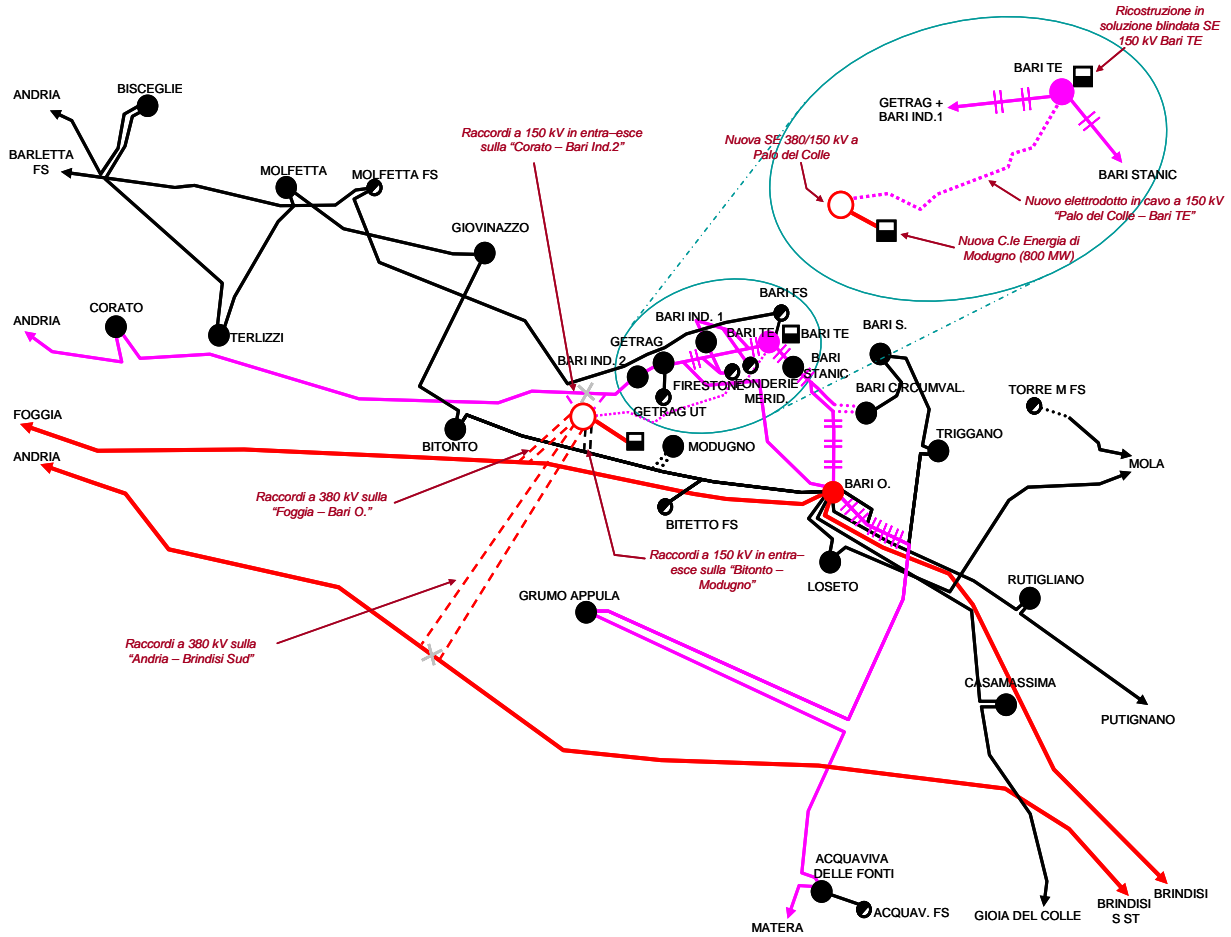
Stazione ad est del Vesuvio

Lavori programmati



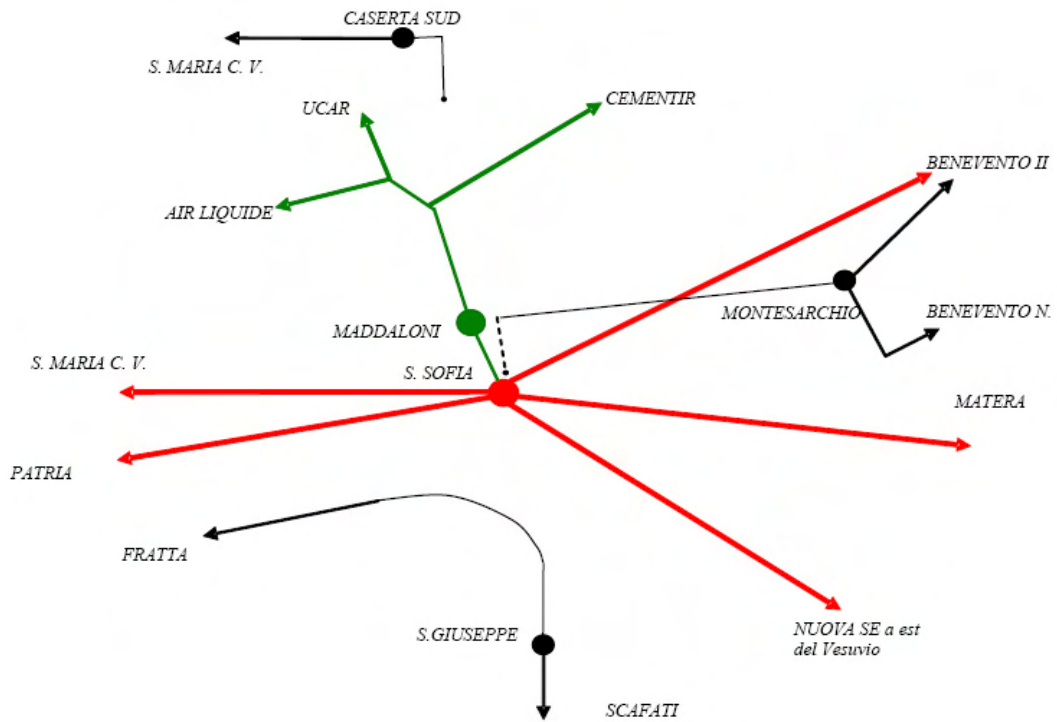
Stazione 380/150 kV di Palo del Colle

Lavori programmati

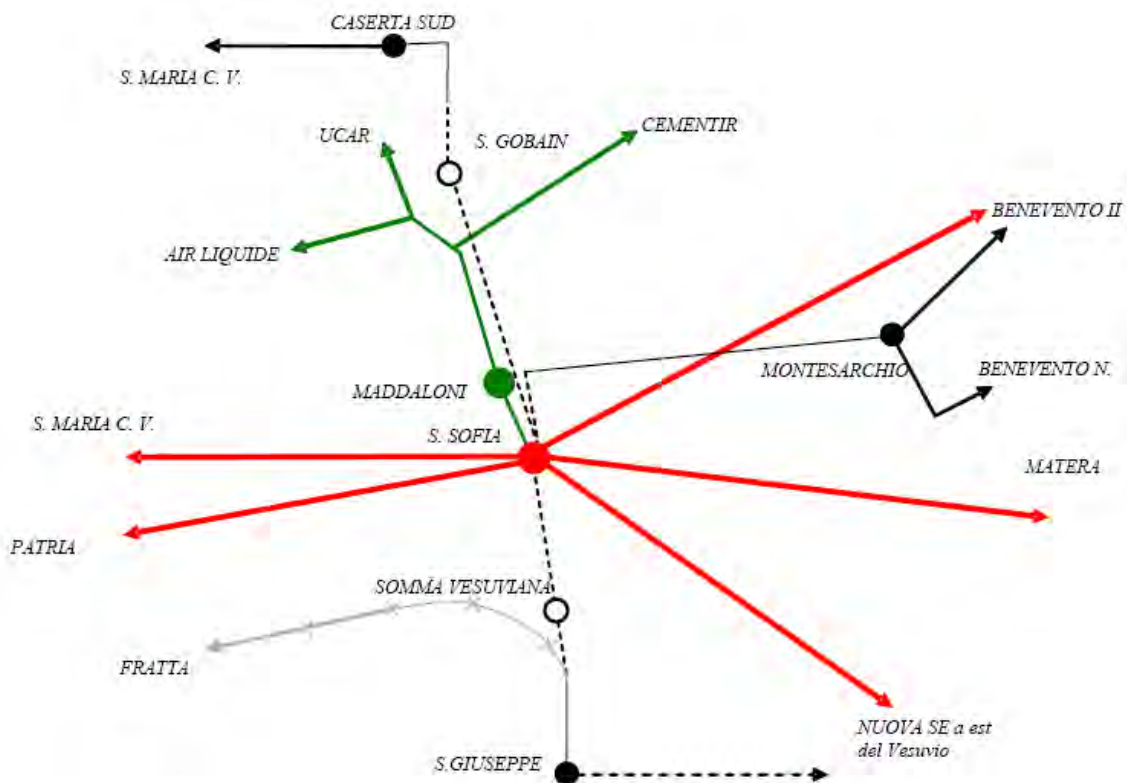


Stazione di S. Sofia

Assetto iniziale



Assetto finale



4.7 Area di Palermo

Interventi previsti

Elettrodotto 380 kV Sorgente – Rizziconi e Riassetto rete 150 kV Messina

anno: 2013²⁸

Al fine di rendere possibile un consistente incremento della capacità di trasporto fra la Regione Sicilia ed il Continente, verrà potenziata l'interconnessione a 380 kV tra le SE di Rizziconi (RC) e Sorgente (ME), mediante la realizzazione (parte in soluzione aerea e parte in cavo, sia sottomarino che terrestre) di un secondo collegamento in doppia terna a 380 kV. Il nuovo collegamento e gli interventi ad esso correlati garantiranno una maggiore sicurezza della connessione della rete elettrica siciliana a quella peninsulare, favorendo gli scambi di energia con evidenti benefici in termini di riduzione dei vincoli per gli operatori del mercato elettrico e di maggiore concorrenza.

La realizzazione del collegamento è particolarmente importante poiché favorirà anche la produzione nella rete siciliana di un maggior numero di centrali eoliche.

Entrambe le terne a 380 kV del nuovo elettrodotto saranno raccordate ad una nuova stazione elettrica da realizzarsi presso il Comune di Villafranca Tirrena (ME). Sfruttando il tracciato del nuovo elettrodotto, tale stazione avrà una posizione maggiormente baricentrica rispetto alla distribuzione dei carichi elettrici locali e sarà opportunamente raccordata alle linee a 150 kV che alimentano le utenze del messinese. Nell'impianto sarà inizialmente installato un ATR 380/150 kV (nella nuova stazione sono previsti gli spazi per l'installazione di un secondo ATR) ed è prevista l'installazione di opportune reattanze trasversali di compensazione necessarie a garantire il rifasamento delle tratte in cavo.

In correlazione a tali opere è previsto un piano di razionalizzazione della rete AT che alimenta l'area di Messina, che consentirà di migliorare la qualità del servizio e, conseguentemente, permetterà la dismissione di un considerevole numero di linee aeree a 150 kV verso Sorgente, con evidenti benefici ambientali.

Stato di avanzamento dell'opera: L'intervento riguardante la realizzazione dell'elettrodotto "Sorgente - Rizziconi" è attualmente in corso di autorizzazione, ivi inclusa la procedura VIA, ad oggi ancora in corso, per i tratti in elettrodotto aereo. È stata avviata la fase progettuale della razionalizzazione della rete a 150 kV di Messina. L'iter autorizzativo è stato avviato nel Dicembre 2006. A ottobre 2007 è stato richiesto al MSE l'anticipo dell'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dei tratti in cavo e delle SE di Scilla e Villafranca non oggetto di VIA. Lo spostamento dei gruppi Edipower da Corriolo a Sorgente è stato completato a novembre 2007. Il nuovo ATR 220/150 kV è in servizio presso Sorgente da maggio 2008.

Elettrodotto 380 kV Chiaramonte Gulfi – Ciminna

anno: 2014²⁹

È previsto un nuovo elettrodotto a 380 kV che collegherà la SE Chiaramonte Gulfi a quella di Ciminna, già realizzata in classe 380 kV, ma esercita a 220 kV, presso la quale saranno installati due ATR 380/220 kV da 400 MVA con relativi stalli. L'intervento è finalizzato a creare migliori condizioni per il mercato elettrico e a migliorare la qualità e la continuità della fornitura dell'energia elettrica nell'area centrale della Regione Sicilia. Il nuovo elettrodotto consentirà di ridurre gli attuali vincoli di esercizio delle centrali presenti nella parte orientale dell'isola, migliorando l'affidabilità e la sicurezza della fornitura di energia elettrica nella Sicilia occidentale, in particolare nella città di Palermo, inoltre permetterà, anche in relazione al previsto nuovo collegamento a 380 kV "Sorgente - Rizziconi", di sfruttare maggiormente l'energia messa a disposizione dalle nuove centrali, garantendo così una migliore copertura del fabbisogno isolano.

Per migliorare la qualità e la sicurezza di alimentazione del centro dell'isola il tracciato del nuovo elettrodotto sarà valutato in modo tale da raccordarsi alla stazione a 150 kV di Caltanissetta, avente gli spazi necessari per realizzarvi una nuova sezione a 380 kV.

²⁸ Data relativa all'ipotesi di acquisizione delle autorizzazioni entro il 2009.

²⁹ La data tiene conto della condivisione con gli Enti Locali della fascia di fattibilità dell'elettrodotto entro il primo semestre 2009 e ottenimento delle autorizzazioni entro 18 mesi.

Stato di avanzamento dell'opera: È stato deliberato dalla regione Siciliana in data 10/09/2008 il corridoio del suddetto collegamento.

Elettrodotto 380 kV Paternò – Pantano – Priolo e riassetto rete 150 kV nell'area di Catania e Siracusa anno: 2013³⁰

Disegno allegato: Paternò – Priolo

In correlazione con la futura connessione della nuova centrale ERG Nu.Ce. Nord di Priolo (SR), al fine di superare le possibili limitazioni alla generazione del polo produttivo di Priolo, è in programma la realizzazione di un nuovo elettrodotto a 380 kV che collegherà la SE di Paternò (CT) con la nuova SE a 380 kV di Priolo.

Al fine di aumentare la continuità del servizio e la stabilità delle tensioni nella Sicilia orientale e in previsione di un forte sviluppo della produzione di energia eolica nella zona sud orientale della Sicilia, il futuro elettrodotto 380 kV "Paternò – Priolo" sarà raccordato ad una nuova SE 380/150 kV da realizzarsi in località Pantano D'Archi (CT) (anno 2011). L'intervento consentirà di interconnettere il sistema a 380 kV con la rete a 150 kV che alimenta l'area di Catania, migliorando la sicurezza e la flessibilità di esercizio della rete.

Alla nuova stazione 380 kV di Pantano saranno raccordate le linee:

- "Misterbianco – Melilli" in doppia terna a 220 kV, da declassare a 150 kV;
- "Pantano d'Archi – Zia Lisa" a 150 kV;
- un tratto della linea a 150 kV "Catania Z.I. – Lentini", che consentirà l'eliminazione del resto della linea verso Lentini.

Nella stazione 220 kV di Misterbianco, in anticipo rispetto al riassetto complessivo, sarà sostituito l'attuale trasformatore 220/150 kV da 160 MVA con un trasformatore di potenza 250 MVA al fine di poter esercire con maggior sicurezza la rete dell'area.

Nella stazione a 220 kV di Melilli sarà realizzata una nuova sezione a 380 kV, da collegare alla nuova SE di Priolo attraverso due terne a 380 kV. Le trasformazioni di Melilli saranno adeguatamente potenziate con l'installazione di 2 ATR 380/220 kV da 400 MVA e di 1 ATR 380/150 kV da 250 MVA al posto dell'attuale ATR 220/150 kV da 160 MVA; ciò consentirà di interconnettere il sistema a 380 kV con quello a 220 kV di Melilli che alimenta l'area di Siracusa, determinando ulteriori benefici in termini di continuità del servizio e di stabilità delle tensioni.

Inoltre l'intervento interesserà anche la rete a 150 kV di Catania, dove è previsto un programma di razionalizzazione della rete esistente. Nel quadro dell'attività svolta per eliminare gli attuali vincoli di rete sono stati individuati gli interventi di ricostruzione della rete a 150 kV di seguito descritti.

È in programma la realizzazione di due nuovi collegamenti a 150 kV tra la SE di Augusta - CP Augusta 2 e SE Melilli – C.le ERG Nu.Ce. Nord, da effettuarsi in cavo con portata maggiore rispetto a quella attuale. Inoltre, per consentire la connessione della nuova linea, la SE di Augusta dovrà essere ampliata e potenziata, realizzando, per motivi di spazio, la nuova sezione a 150 kV in blindato SF6.

Le CP di Lentini e Sortino saranno raccordate in entra-esce alla declassanda linea in doppia terna a 220 kV "Melilli – Misterbianco" mediante tratti di linea già esistenti, ottenendo così la direttrice a 150 kV "Pantano – Lentini – Sortino – Melilli".

Nel punto di incrocio tra la linea a 150 kV "Carlentini S.ne – Augusta 2" e la declassanda linea in doppia terna a 220 kV "Melilli – Pantano" saranno realizzati dei raccordi che consentiranno di ottenere le linee a 150 kV: "Carlentini S.ne - Melilli" e "Augusta 2 – Pantano".

Al fine di aumentare l'affidabilità e la capacità di trasporto della rete saranno eseguite le seguenti attività:

- ricostruzione in doppia terna di un tratto della linea a 150 kV "Melilli – Sortino" in uscita dalla CP di Sortino;
- ricostruzione della doppia terna a 150 kV in uscita dalla CP di Lentini;
- ricostruzione della linea a 150 kV "SE Augusta – Priolo CP – der. Erg Nu.Ce. Nord" con eliminazione dell'esistente derivazione rigida in uscita da ERG Nu.Ce. Nord.
- ricostruzione delle attuali linee a 150 kV "Augusta 2 – Carlentini" e "Carlentini – Francofonte";
- ricostruzione del tratto di linea a 150 kV "Zia Lisa – Pantano D'Archi" raccordata alla nuova SE a 380 kV di Pantano;
- ricostruzione in cavo della linea a 150 kV "Melilli – Priolo CP".
- Infine saranno demoliti tratti estesi dei seguenti collegamenti a 150 kV:
- Lentini – Melilli – der. ERG Nu.Ce. Nord;

³⁰ La data tiene conto della condivisione con gli Enti Locali della fascia di fattibilità dell'elettrodotto entro il primo semestre 2009 e ottenimento delle autorizzazioni entro 18 mesi.

- Lentini – Catania Z.I.;
- Melilli – Augusta SE;
- Melilli – Sortino;
- SE Augusta - Augusta 2;
- Augusta 2 - Pantano d'Arce

La futura CP di Filonero sarà raccordata in entra-esce alla linea a 150 kV “Carlentini S.ne – Augusta 2” attraverso un nuovo tratto iniziale in doppia terna e due tratti da potenziare con nuovi conduttori appartenenti alle linee da demolire; in alternativa sarà valutata la possibilità di collegare la suddetta CP in doppia antenna a 150 kV alla SE di Augusta.

Stato di avanzamento dell'opera: L'intervento, ai fini dell'utilizzo degli strumenti previsti dalla “Legge obiettivo”, è stato inserito fra quelli di “preminente interesse nazionale” contenuti nella Delibera CIPE n. 121 del 21/12/2001, con il nome di “Raccordi 150 kV alla stazione di trasformazione 380/150 kV di Paternò”. Per l'elettrodotto a 380 kV “Paternò – Priolo” sono in corso gli incontri con gli EE.LL. per la condivisione del corridoio finale. Riguardo agli interventi sulla SE di Paternò è in corso l'attività di monitoraggio dell'avifauna locale, come richiesto dall'Assessorato Territorio e Ambiente della Regione Siciliana, per il rilascio della valutazione di incidenza ambientale. La stazione a 380 kV di Priolo è entrata in servizio nel secondo semestre 2008. È stato deliberato presso la Regione Siciliana in data 10/09/2008 il corridoio del suddetto collegamento, che prevede l'attraversamento del parco del Simeto. Si prevede di avviare l'iter autorizzativo per il 2009.

Elettrodotto 380 kV Sorgente – Ciminna

anno: 2015

Al fine di realizzare l'anello a 380 kV nella Regione Sicilia, si intende realizzare un nuovo collegamento a 380 kV tra le stazioni di Sorgente e Ciminna.

L'intervento è finalizzato all'incremento della capacità di trasporto della rete per creare migliori condizioni di mercato elettrico e migliorare la qualità e la continuità della fornitura elettrica, favorendo lo sviluppo del tessuto socio-economico dell'isola. Tale opera permetterà di sfruttare l'energia messa a disposizione delle nuove centrali tramite il nuovo collegamento a 380 kV “Sorgente - Rizziconi”, consentendo di scambiare con maggior sicurezza la produzione prevista nell'isola e garantendo nuovi assetti produttivi più convenienti.

Stato di avanzamento dell'opera: iter concertativo in corso.

Elettrodotto 220 kV Partinico – Fulgatore

anno: 2015

Al fine di alimentare in sicurezza la Sicilia occidentale, è in programma la nuova linea a 220 kV “Partinico - Fulgatore”, che con l'attuale linea a 220 kV “Partanna – Fulgatore” realizzerà una seconda alimentazione per l'area di Trapani.

La nuova linea a 220 kV garantirà una maggiore sicurezza e una migliore qualità nell'alimentazione della rete locale a 150 kV e sarà realizzata in classe 380 kV.

Nella stazione di Fulgatore sarà ampliata la sezione a 220 kV realizzando un sistema a doppia sbarra con 4 stalli: 2 stalli linea, 1 per l'ATR 220/150 kV già presente in stazione ed 1 parallelo sbarre.

Nella stazione di Partinico sarà realizzato uno stallo linea 220 kV.

Con tale rinforzo di rete infine si favorirà la connessione degli impianti di produzione da fonte eolica previsti nell'area.

Stato di avanzamento dell'opera: Da avviare l'iter concertativo.

Elettrodotto 150 kV Caracoli – Casuzze

anno: lungo termine

Al fine di aumentare l'esercizio in sicurezza della rete e la continuità del servizio di trasmissione nell'area di Palermo è pianificata la ricostruzione della direttrice a 150 kV che collega la SE di Caracoli con quella di Casuzze. Tale elettrodotto è suddiviso in tre tratti: “Caracoli – Brancaccio FS” (di proprietà RFI), “Brancaccio FS – Brancaccio CP” (di proprietà Terna) e “Brancaccio CP – Casuzze” (di proprietà RFI).

La ricostruzione del collegamento incrementerà la capacità di trasporto della rete elettrica tra la centrale di Termini Imerese e la città di Palermo e semplificherà le attività e i tempi di manutenzione ordinaria sulla rete, migliorando in tal modo l'efficienza del servizio di trasmissione.

Stato di avanzamento dell'opera: L'intervento è subordinato alla definizione delle attività con RFI.

Elettrodotto 150 kV Vittoria – Gela – der. Dirillo

anno: 2013

Si intende trasformare l'attuale connessione in derivazione rigida della CP Dirillo in connessione entra-esce alla linea a 150 kV "Vittoria - Gela"; per tale intervento è richiesto l'approntamento di un ulteriore stallo linea presso la CP Dirillo a cura del distributore locale, titolare dell'impianto. In alternativa non si esclude la realizzazione di una nuova stazione di consegna per utente nei pressi del T rigido. In tal modo si migliorerà l'efficienza del servizio di trasmissione incrementando la continuità del servizio e si semplificheranno le attività e i tempi di manutenzione ordinaria sulla rete.

Stato di avanzamento dell'opera: L'opera è inserita nel pacchetto di interventi in concertazione con la Regione Siciliana.

Elettrodotto 150 kV Mineo SE – Mineo CP

anno: lungo termine

A seguito delle previste connessioni di centrali eoliche lungo l'arteria a 150 kV tra la stazione di Augusta (SR) e la cabina primaria di S. Cono (CT), per superare le prevedibili congestioni di rete è programmata la realizzazione di una nuova linea a 150 kV che collegherà la stazione elettrica di Mineo (CT) con la CP Mineo, di proprietà del distributore locale.

Stato di avanzamento dell'opera: L'opera è inserita nel pacchetto di interventi in concertazione con la Regione Siciliana.

Elettrodotto 150 kV Roccalumera – S. Venerina all.

anno: 2010

Disegno allegato: Dorsale Ionica

L'arteria a 150 kV tra le stazioni di Sorgente e Misterbianco, che alimenta la costa orientale della Sicilia compresa tra Messina e Catania, è interessata da un elevato carico e, per ragioni di sicurezza, il suddetto collegamento è frequentemente esercito radialmente con le cabine alimentate in antenna.

Per garantire la necessaria sicurezza di esercizio e di continuità di alimentazione della costa ionica è previsto il raddoppio della dorsale da ottenersi con la realizzazione di due collegamenti a 150 kV.

Il primo collegamento, in parte già costruito, è previsto fra la CP di Roccalumera (ME) e il punto in derivazione rigida per la CP di S. Venerina (CT) della linea a 150 kV "S. Venerina - S. Venerina all."

Con la nuova linea si eliminerà la derivazione stessa e si realizzerà la linea "Roccalumera – S. Venerina". Su tale collegamento sarà inserita, in base ai programmi ENEL Distribuzione, in entra-esce la futura cabina di Mascali.

Il tratto finora costruito è lungo circa 10 km dal punto di derivazione fino al comune di Mascali.

Stato di avanzamento dell'opera: L'opera è inserita nel pacchetto di interventi in concertazione con la Regione Siciliana.

Interventi su impianti esistenti o autorizzati

Stazione 380 kV Caltanissetta (CL)

anno: 2012

Per migliorare la qualità e la sicurezza di alimentazione del centro dell'Isola, nonché favorire l'ingresso in rete di nuove centrali eoliche, il tracciato del nuovo elettrodotto a 380 kV "Chiaramonte Gulfi – Ciminna" sarà tale da passare vicino e raccordarsi alla stazione RTN di Caltanissetta, avente gli spazi necessari per realizzarvi due trasformazioni 380/150 kV.

Tale intervento, fornendo un'alimentazione dal 380 kV alla rete di trasmissione in AT presente nell'area, consentirà la necessaria riserva di alimentazione per la rete di Caltanissetta, migliorando la qualità del servizio locale e semplificando le attività e i tempi di manutenzione ordinaria della rete.

Oltre i raccordi a 380 kV, nella stazione di Caltanissetta si realizzerà una nuova sezione a 380 kV in doppia sbarra con 5 stalli: 2 per i raccordi, 2 per i due ATR 380/150 kV da 250 MVA ed 1 per il parallelo sbarre. Nella sezione a 150 kV si predisporranno due nuovi stalli per i secondari degli ATR e uno per l'installazione di una batteria di condensatori da 54 MVAR.

Stazione 380 kV Sorgente (ME)

anno: 2010

Attualmente la stazione elettrica di Sorgente è costituita da tre sezioni ciascuna realizzata con doppio sistema di sbarre rispettivamente a 380, 220 e 150 kV. Il sistema 380 kV è interconnesso con il 220 kV tramite 2 ATR da 400 MVA e con il 150 kV tramite 1 ATR da 250 MVA, mentre il sistema 220 kV è interconnesso con il 150 kV tramite 2 ATR da 250 MVA.

Per aumentare lo scambio in sicurezza con il Continente e quindi, indirettamente, per favorire la connessione di un maggior numero di impianti di produzione da fonte eolica nell'Isola è prevista, in correlazione con il nuovo collegamento a 380 kV "Sorgente – Rizziconi", l'installazione in stazione di un terzo ATR 380/220 kV da 400 MVA con i relativi stalli.

Stato di avanzamento dell'opera: La realizzazione dell'intervento è in fase avanzata

Stazione 220/150 kV Corriolo (ME)

anno: lungo termine

In correlazione con i lavori di potenziamento della stazione di Sorgente, si procederà nella stazione di Corriolo all'eliminazione della sezione 220 kV. A regime la stazione di Corriolo sarà pertanto costituita dalla sola sezione 150 kV. Le linee in doppia terna a 220 kV "Caracoli – Corriolo" e "Corriolo – Sorgente" saranno tra loro messe in continuità, ottenendo il collegamento a 220 kV in doppia terna "Caracoli – Sorgente". Inoltre sulla sezione a 150 kV sono previste le attività di adeguamento dello stallo di parallelo e dello stallo linea verso la CP Milazzo FS con degli apparati opportunamente dimensionati per la tenuta al corto circuito. Infine, per far fronte all'incremento di fabbisogno sulla rete MT è previsto il potenziamento delle trasformazioni 150/20 kV, mediante la sostituzione dei TR esistenti con analoghi di potenza maggiore.

Stato di avanzamento dell'opera: Il potenziamento delle trasformazioni è in corso.

Stazione 150 kV Castel di Lucio (ME)

anno: 2009

È prevista una nuova stazione elettrica a 150 kV denominata "Castel di Lucio" da inserire in entra-esce sulla linea "Castelbuono – Troina CP" necessaria alla connessione del parco eolico da 25,5 MW della società Minerva S.r.l..

Nella nuova stazione di Castel di Lucio sarà previsto uno stallo per l'attestamento della linea a 150 kV che attualmente collega la CP di Nicosia, in derivazione a T, alla sopraccitata linea "Castelbuono – Troina CP".

Stato di avanzamento dell'opera: In realizzazione.

Stazione 220 kV Partinico

anno: 2009

Presso la stazione di Partinico è stata pianificata l'installazione di una reattanza di compensazione connessa alla sezione 220 kV ed avrà una potenza di 75 MVAR con prese di regolazione standard.

Interventi modificati

Elettrodotto 150 kV Paternò – Viagrande

Disegno allegato: Dorsale Ionica

Per garantire la necessaria sicurezza di esercizio e di continuità di alimentazione della costa ionica compresa tra Messina e Catania, è previsto il raddoppio della dorsale a 150 kV tra le stazioni di Sorgente e Misterbianco.

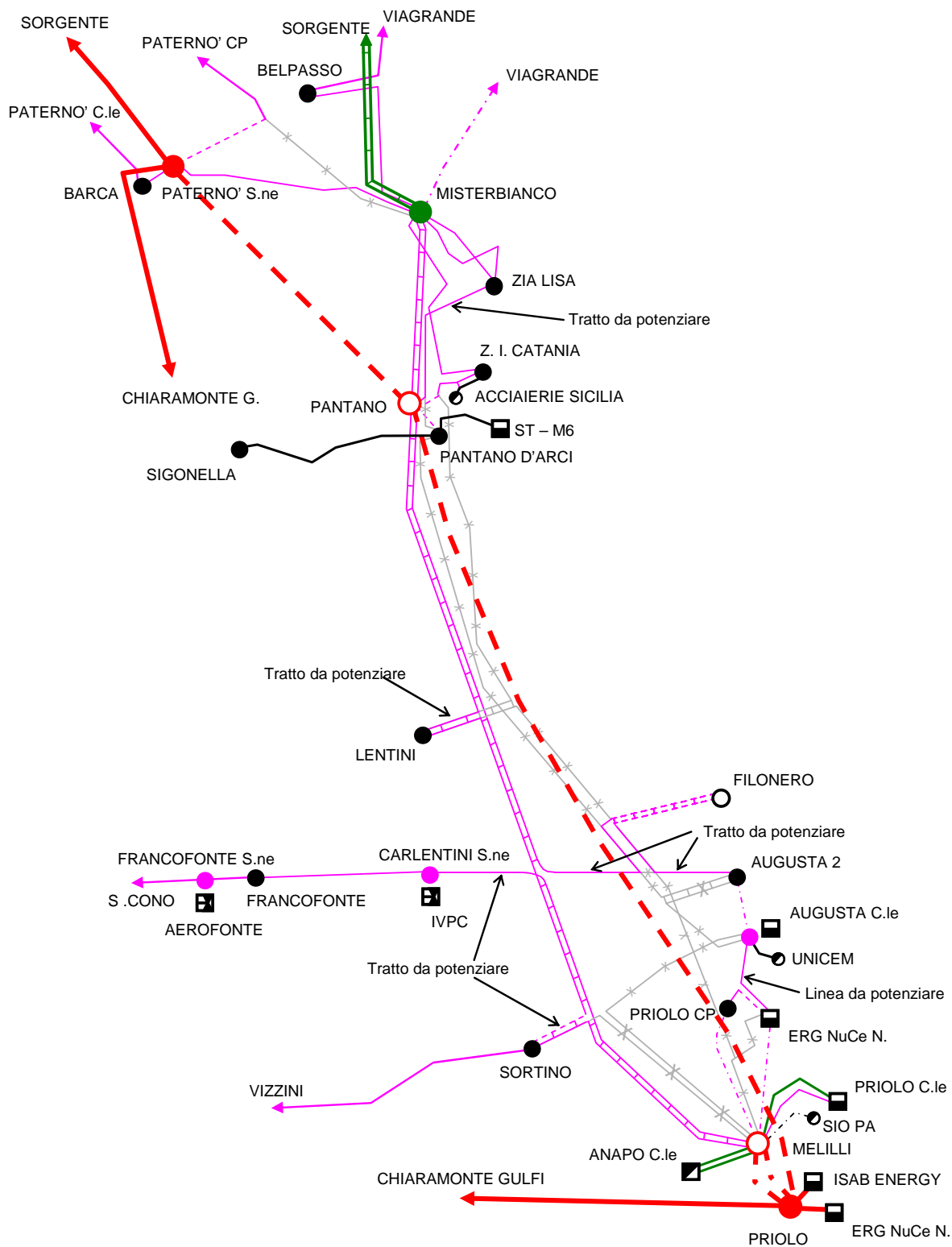
Oltre alla realizzazione del collegamento a 150 kV "Roccalumera – S. Venerina all." (cfr. "Elettrodotto 150 kV "Roccalumera – S. Venerina all.") per il completamento della nuova dorsale, è prevista la realizzazione della linea a 150 kV "Paternò – Viagrande", con relativo stallo a Paternò.

Stato di avanzamento dell'opera: L'intervento è oggetto di rielaborazione (cfr. Sezione I "Elettrodotto 150 kV Misterbianco – Viagrande").

Disegni

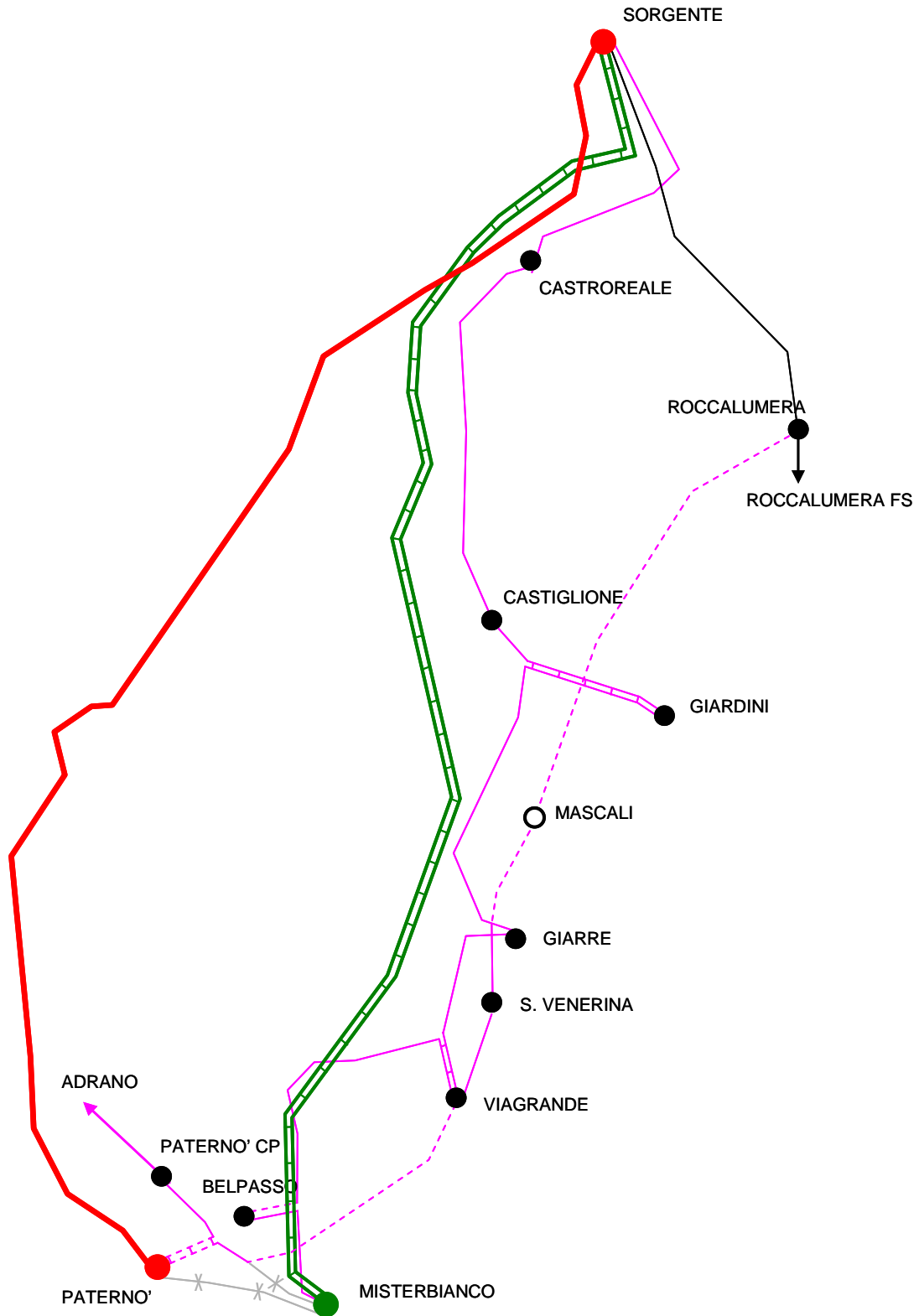
Paternò - Priolo

Lavori programmati



Dorsale Ionica

Lavori programmati



4.8 Area di Cagliari

Interventi previsti

Stazione 220 kV Taloro (NU)

anno: 2009/2010

Con l'attivazione nella sezione a 150 kV di Taloro degli stalli per la connessione delle centrali idroelettriche di Taloro, sono previsti una serie di interventi volti al riassetto della rete in corrispondenza della stazione elettrica di Taloro e funzionali alla dismissione dell'esistente impianto ormai inadeguato.

Presso la nuova sezione a 150 kV di Taloro saranno attestate le future linee di connessione della CP Fonni e della CP Bono (su cui verrà inserita la futura CP di Ovodda attualmente in fase di realizzazione).

Il nuovo collegamento 150 kV "Taloro – CP Fonni", la cui realizzazione è in carico a ENEL Distribuzione, sarà ottenuto mediante riclassamento a 150 kV dell'esistente linea a 70 kV "Taloro – Fonni"; a valle del completamento dei lavori sarà possibile demolire anche la sezione in aria a 70 kV.

Successivamente, con la realizzazione sempre a cura del distributore locale della CP di Ovodda da inserire in entra-esce sulla linea a 150 kV Taloro – futura CP Bono, sarà possibile dismettere completamente la sezione in aria a 150 kV della stazione elettrica Taloro.

Stato di avanzamento dell'opera: Il riclassamento a 150 kV della "Taloro-Fonni" è previsto per il 2009.

Elettrodotto 150 kV Cagliari Sud – Rumianca (CA)

anno: 2010

Al fine di migliorare l'affidabilità di esercizio ed aumentare i margini di continuità del servizio di trasmissione è stato programmato un intervento di potenziamento della rete elettrica a 150 kV nell'area di Cagliari.

In particolare sarà realizzata una nuova linea a 150 kV in cavo che collegherà tra loro le stazioni di Cagliari Sud e Rumianca; tale attività rende necessario l'ampliamento delle esistenti sezioni a 150 kV di Rumianca e Cagliari Sud.

Tale nuovo collegamento è finalizzato a trasmettere, in condizioni di sicurezza, la potenza prodotta della centrale Sarlux verso l'elevato carico della città di Cagliari.

Contestualmente l'ampliamento dell'esistente sezione a 150 kV di Rumianca, sarà previsto anche per la connessione del produttore eolico Energia Verde.

Stato di avanzamento dell'opera: In data 11 Gennaio 2008 è stata avviata la richiesta di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio ai sensi della Legge 239/04. In data 24 Agosto 2008 si è svolta la Conferenza di Servizi presso il Ministero dello Sviluppo Economico.

Elettrodotto 150 kV "SE S. Teresa – Buddusò" (OT)

anno: 2012³¹

Disegno allegato: S. Teresa - Buddusò

Al fine di potenziare la rete nord della Sardegna, e mantenere un adeguato livello di sicurezza della rete e della qualità della fornitura, anche nel periodo estivo quando si registra un incremento del carico, sarà realizzato un nuovo collegamento a 150 kV tra le CP di S. Teresa (OT), di Tempio (OT) e di Buddusò (OT).

Il nuovo collegamento consentirà, inoltre, di utilizzare alla piena potenza, senza limitazioni di esercizio, il collegamento con la Corsica denominato SARCO favorendo anche la connessione di impianti eolici previsti nell'area.

Per garantire la connessione del nuovo collegamento con la CP di S. Teresa, verrà realizzata, in adiacenza alla CP, una nuova stazione alla quale si atterrerà il cavo con la Corsica, la linea per Tempio e un breve raccordo per il collegamento con la CP di S. Teresa di proprietà ENEL Distribuzione.

Per garantire una migliore magliatura con la rete esistente nell'area e incrementare la sicurezza di esercizio è in programma la realizzazione di una seconda nuova stazione di smistamento. La nuova stazione sarà

³¹ La data tiene conto della condivisione con gli Enti Locali della fascia di fattibilità dell'elettrodotto entro il primo semestre 2009.

inserita in entra-esce alla linea "Olbia – Tempio" e ad essa saranno connesse, mediante nuove linee, la futura stazione, di cui sopra, in prossimità della CP S. Teresa e la CP di Buddusò.

Stato di avanzamento dell'opera: Con deliberazione n. 18/29 del 18/03/2008, la Regione Sardegna ha deliberato l'istituzione e l'avvio dei tavoli di concertazione per la localizzazione di opere urgenti quali la nuova linea "Santa Teresa – Tempio – Buddusò".

Elettrodotto 150 kV "Selargius – Goni" (CA)

anno: 2012³²

Disegno allegato: Selargius - Goni

Al fine di rafforzare la rete a 150 kV dell'Ogliastra, in considerazione della programmata demolizione della linea 70 kV "Villasor - Isili - Flumendosa" da parte di ENEL Distribuzione, e di migliorare il servizio di trasmissione, sarà realizzato un nuovo elettrodotto a 150 kV tra la SE di Selargius e la CP di Goni.

L'intervento consentirà anche di favorire la connessione degli impianti di produzione da fonte eolica previsti nell'area nonché la connessione della futura CP di Donori.

Stato di avanzamento dell'opera: Con deliberazione n. 18/29 del 18/03/2008, la Regione Sardegna ha deliberato l'istituzione e l'avvio dei tavoli di concertazione per la localizzazione di opere urgenti quali la nuova linea "Selargius – Goni".

Stazione 150 kV Mulargia (CA)

anno: 2011

Al fine di garantire flessibilità e sicurezza di esercizio della rete a 150 kV si realizzerà una nuova stazione di smistamento in corrispondenza dell'incrocio delle direttrici "Goni – S. Miali" e "Villasor – Nurri".

³² La data tiene conto della condivisione con gli Enti Locali della fascia di fattibilità dell'elettrodotto entro il primo semestre 2009.

Interventi su impianti esistenti o autorizzati

Elettrodotto 380 kV "Ittiri – Codrongianos" (SS)

anno: 2010/2011

Per aumentare la sicurezza della rete di trasmissione sarda e consentire di migliorare la gestione della produzione dei gruppi di Fiumesanto verrà realizzata una nuova trasversale a 380 kV che collegherà l'elettrodotto a 380 kV "Fiumesanto – Selargius" alla stazione di trasformazione di Codrongianos (SS).

La nuova interconnessione tra Codrongianos e la suddetta linea a 380 kV, oltre al rinforzo della rete 380 kV sarda, permetterà anche l'esercizio in sicurezza del futuro collegamento in corrente continua SA.PE.I. tra la Sardegna ed il Continente.

Per rendere possibile tale intervento sarà opportuno realizzare una nuova stazione di smistamento a 380 kV nel comune di Ittiri (SS) da inserire in entra-esce sulla linea 380 kV "Fiumesanto - Selargius" e da connettere alla SE di Codrongianos.

Stato di avanzamento dell'opera: In data 15 Novembre 2006 è stata avviata la richiesta di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio ai sensi della Legge 239/04; In data 8 Aprile 2008 è stato rilasciato, da parte della Regione Autonoma della Sardegna, parere positivo di compatibilità ambientale con Delibera di Giunta Regionale 21/31. A seguito dell'intesa Regionale pervenuta in data 8 Agosto 2008, l'impianto è stato autorizzato in data 31 ottobre 2008.

Stazione 380 kV Codrongianos (SS)

anno: 2009

Nella sezione a 150 kV della stazione di Codrongianos sarà dismesso l'esistente compensatore sincrono, ormai inadeguato. Per garantire adeguati profili di tensione sulla rete, è in programma l'installazione sulla stessa sezione di un banco di condensatori da 54 MVAR.

L'intervento è condizionato alla definizione di un regolamento di esercizio relativo alla direttrice di riaccensione, per il quale non sia più necessario il compensatore sincrono di Codrongianos.

Elettrodotto 500 kV cc Sardegna - Continente (SAPEI)

anno: 2009

In considerazione dell'inadeguatezza e limitata capacità di trasporto dell'attuale collegamento a 200 kV in corrente continua da 300 MW che collega la Sardegna al Continente (SACOI), che presenta anche limitazioni d'esercizio e un elevato tasso di indisponibilità, è in corso di realizzazione un nuovo collegamento sottomarino ad altissima tensione in corrente continua tra la Sardegna e la penisola italiana (SA.PE.I.).

L'intervento è particolarmente importante sia per dare maggiore garanzia alla copertura del fabbisogno sardo, sia per favorire l'esportazione della produzione eolica nell'Isola. Il nuovo cavo sottomarino, infatti, consentirà agli operatori elettrici della Sardegna di partecipare con minori vincoli di scambio alle contrattazioni nel mercato elettrico, garantendo al contempo una maggiore flessibilità e una migliore sicurezza di esercizio della rete sarda.

Tale potenziamento, inoltre, riveste notevole interesse per lo sviluppo della rete di trasmissione nazionale ed europea, anche in vista del possibile collegamento in corrente continua tra il continente Africano e la Sardegna.

Stato di avanzamento dell'opera: Opera in realizzazione.

Stazione 150 kV Uvini (CA)

anno: 2009

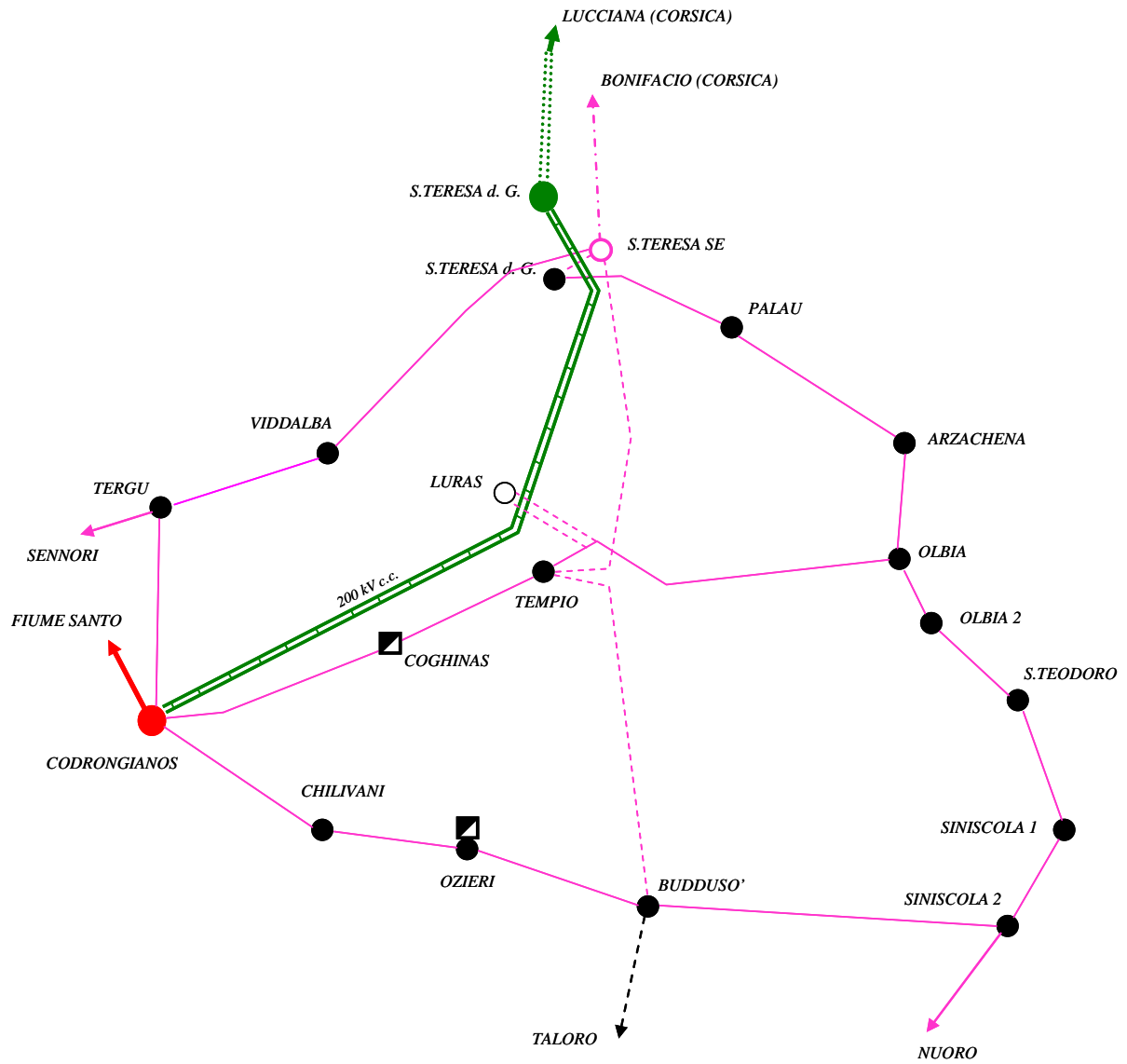
Al fine di garantire la necessaria flessibilità e sicurezza di esercizio della stazione di Uvini, realizzata in classe 150 kV ma esercita a 70 kV, in considerazione della ripresa del servizio della centrale idrica connessa all'impianto si adeguerà l'impianto agli standard di qualità e sicurezza della RTN.

Si valuterà in futuro l'opportunità di esercire l'impianto in entra-esce alla limitrofa rete 150 kV.

Disegni

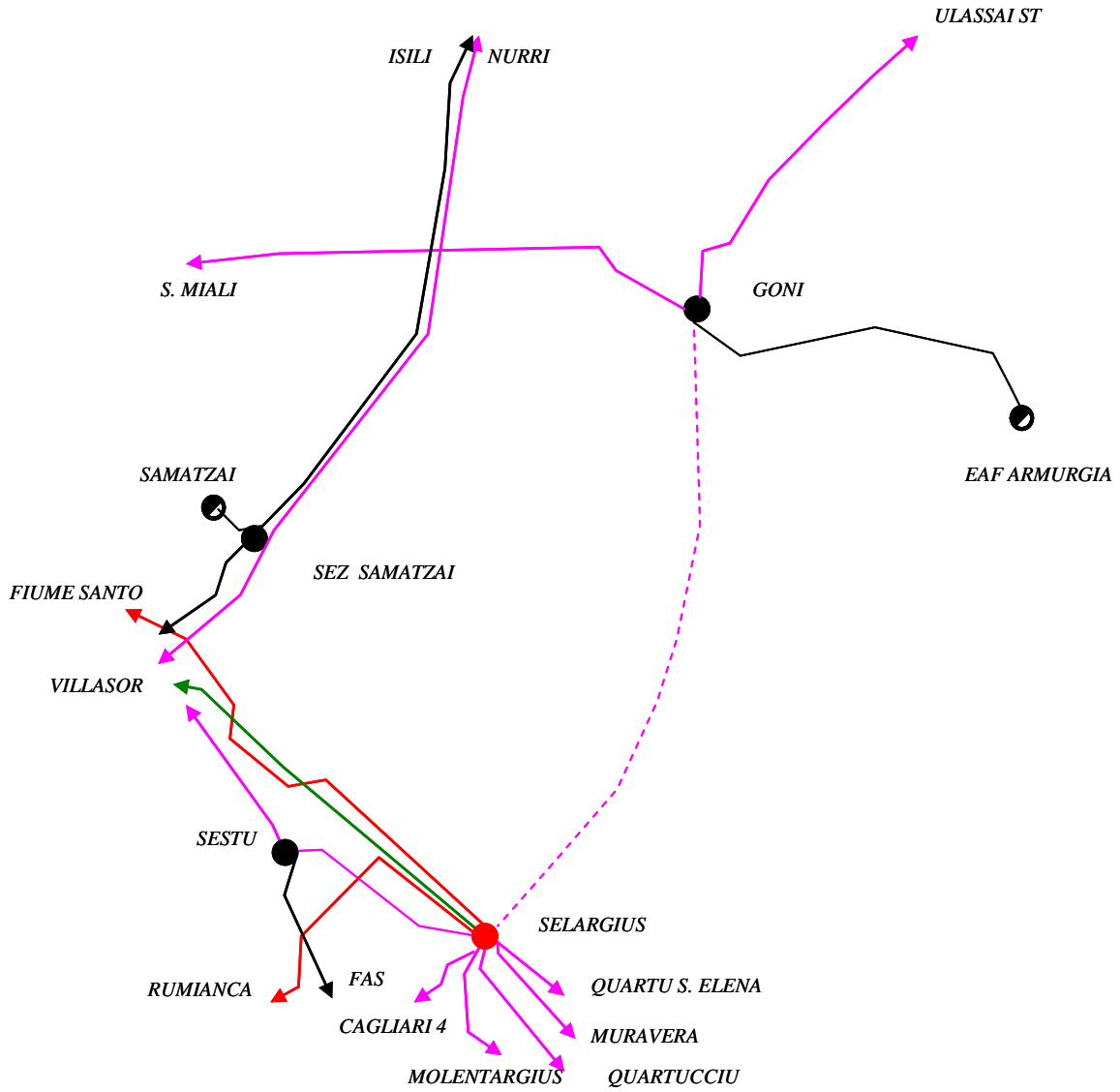
Elettrodotto 150 kV SE S. Teresa – Buddusò

Lavori programmati



Elettrodotto 150 kV Selargius-Goni

Lavori programmati



Allegato 1

Connessioni alla RTN

Tabella 9 - Connessioni di centrali elettriche³³

Società	Potenza [MVA]	Regione	Soluzione connessione	Data
Iride Energia SpA di Moncalieri (TO)	400	Piemonte	In antenna 220 kV alla stazione 220 kV di Moncalieri.	2009
TRM SpA (TO)	78	Piemonte	In antenna a 220 kV alla nuova stazione 220 kV da inserire in doppia antenna a 220 kV tra le stazioni di Grugliasco e Salvemini.	2010
ASM-BS e AGSM-VR (MN)	250	Lombardia	In antenna alla stazione Mincio 220 kV (nuova sezione 220 kV) da inserire in entra-esce alla linea "Bussolengo-Marcaria". Attualmente connesso con soluzione provvisoria a 132 kV.	2009
Sorgenja SpA (LO)	800	Lombardia	In antenna 380 kV alla nuova stazione 380 kV da inserire in entra-esce alla linea a 380 kV "San Rocco - Tavazzano".	2010
Enel Produzione SpA di Fusina (VE)	12	Veneto	In antenna a 132 kV alla sezione a 132 kV di Fusina 2.	2009
Cabot di Ravenna (RA)	23	Emilia Romagna	In antenna a 132 kV alla futura stazione "Ravenna Zona Industriale".	da definire
Oppimitti Costruzioni S.r.l.	20	Emilia Romagna	- In antenna a 220 kV alla nuova stazione da inserire in entra-esce alla linea a 220 kV "S.Colombano - La Spezia".	da definire
Seca di Piombino S.r.l. (LI)	22	Toscana	In antenna a 132 kV alla nuova stazione 132 kV da inserire in entra-esce alla linea a 132 kV "Piombino Cotone-Cafaggio".	2009
Sorgenja SpA di Aprilia (LT)	800	Lazio	In antenna 380 kV alla nuova stazione 380 kV, da inserire in entra-esce alla linea a 380 kV "Latina - Roma Sud2".	2010

³³ La data indicata si riferisce di norma all'entrata in servizio della centrale (marcia commerciale), così come indicato dal proponente o come riportato nel decreto autorizzativo. Non si esclude tuttavia che, in alcuni casi, a seguito di difficoltà autorizzative o realizzative, la data indicata possa tener conto di eventuali ritardi. Gli interventi sulla RTN relativi alle connessioni di centrali saranno in generale completati alcuni mesi prima dell'entrata in servizio del primo gruppo dell'impianto produttivo, al fine di consentire le prove di parallelo alla rete. In ogni caso il programma temporale della realizzazione degli impianti di rete per la connessione verrà concordato e definito in sede operativa di concerto con i produttori.

Società	Potenza [MVA]	Regione	Soluzione connessione	Data
Etruria Energy S.r.l. (VT)	60	Lazio	In antenna 150 kV alla nuova stazione di smistamento da inserire in entra - esce alla linea a 150 kV "Canino - S.Savino".	2010
Cassipea Srl (ex Sunray Srl) (VT)	24	Lazio	In antenna 150 kV alla stazione 380 kV di Montalto.	2009/2010
EALL – Energia Ambiente Laziale S.r.l. (FR)	45	Lazio	In antenna 150 kV alla nuova stazione 150 kV da inserire in entra-esce alla linea 150 kV "Montelungo - Cassino Der. Sud Europa Tissue".	da definire
Garbino Eolica S.r.l.	25	Marche	In antenna a 132 kV alla nuova stazione 132 kV della RTN da inserire in entra-esce alla linea 132 kV "S. Lorenzo in Campo – Sassoferrato".	da definire
Wind Turbines Engineering 2 S.r.l. (AQ)	28	Abruzzo	In antenna alla nuova stazione 150 kV, alla quale verranno collegati gli elettrodotti a 150 kV "Collarmeale Sez. - Acea Castel Madama", "Collarmeale Sez. - Collarmeale CP", "Collarmeale Sez. - Cocullo B. (Terna Nord) ", "Collarmeale Sez. - Acea S. Angelo der. Sulmona NI" (Terna Sud).	da definire
Windsol S.r.l. (AQ)	28	Abruzzo	In antenna alla nuova stazione 150 kV, alla quale verranno collegati gli elettrodotti a 150 kV "Collarmeale Sez. - Acea Castel Madama", "Collarmeale Sez. - Collarmeale CP", "Collarmeale Sez. - Cocullo B. (Terna Nord) ", "Collarmeale Sez. - Acea S. Angelo der. Sulmona NI" (Terna Sud).	2010
Essebiesse Power S.r.l. (CB)	32	Molise	In antenna a 150 kV alla nuova stazione di smistamento a 150 kV da inserire in entra - esce alla linea a 150 kV "Matese 2S - Campobasso".	da definire
IVPC Power 5 S.r.l. (CB)	42	Molise	In antenna a 150 kV alla nuova stazione di smistamento 150 kV da inserire in entra-esce alla linea 150 kV Agip Rotello-Larino SE.	2009
Energia in Natura S.r.l. (CB)	50	Molise	In antenna 150 kV alla nuova stazione elettrica di smistamento da inserire in entra - esce alla linea a 150 kV "Agip Rotello - Larino".	2010
New Green Energy S.r.l. (CB)	70	Molise	In antenna 150 kV alla nuova stazione di smistamento 150 kV da inserire in entra - esce alla linea 150 kV "Portocannone - S. Severo".	2010
Andromeda Wind (ex New Energy Group Srl) (CB)	39	Molise	In antenna 150 kV alla sezione 150 kV della stazione 380 kV Larino.	2010

Società	Potenza [MVA]	Regione	Soluzione connessione	Data
Acea Electrabel Produzione SpA (SA)	40	Campania	In antenna 150 kV alla nuova stazione di smistamento 150 kV da collegare in entra-esce alla linea 150 kV "Campagna – Contursi". Attualmente connesso con soluzione transitoria.	2009
CER - Consorzio Energie Rinnovabili (AV)	75	Campania	In antenna a 150 kV alla sezione 150 kV della futura stazione 380 kV di Bisaccia collegata in entra-esce alla linea a 380 kV "Matera - S. Sofia".	2011
Daunia Wind SRL (AV)	35	Campania	In antenna 150 kV alla stazione 150 kV di Faeto.	2009
Edison energie speciali SpA (SA)	10	Campania	In antenna 150 kV alla stazione 150 kV di Castelnuovo di Conza. Attualmente connesso con soluzione provvisoria.	2009/2010
Edison di Orta di Atella (CE)	780	Campania	In antenna alla nuova stazione 380 kV da collegare in entra-esce sulla linea a 380 kV "S. Sofia - Patria".	da definire
Energy Plus SpA (SA)	800	Campania	In antenna 380 kV alla stazione 380 kV di Montecorvino.	2011
Fw Power S.r.l. (AV)	36	Campania	In antenna 150 kV alla nuova stazione di smistamento 150 kV da inserire in entra-esce alla linea 150 kV "Lacedonia - Vallesaccarda - cd Anzano".	2009/2010
Natural Energy S.r.l. (SA)	15	Campania	In antenna 150 kV alla nuova stazione 150 kV da inserire in entra-esce alla linea 150 kV "Tanagro - Sala Consilina".	da definire
Sorgenia SpA (SA)	10	Campania	In antenna 150 kV alla stazione 150 kV di Castelnuovo di Conza.	2009/2010
Tirreno Power di Napoli Levante (NA)	400	Campania	In antenna 220 kV alla nuova stazione 220 kV di Napoli Levante. Attualmente connesso con soluzione provvisoria.	2009/2010
Wind Energy Foiano Srl (BN)	16,5	Campania	In antenna a 150 kV alla nuova stazione di smistamento della RTN da inserire in entra-esce alla linea 150 kV "Foiano – Roseto Valfortore".	2009/2010
Parco eolico di Faeto WVEH 2 S.r.l. (BN)	40	Campania	In antenna 150 kV alla nuova stazione 150 kV da inserire in entra-esce alla linea 150 kV "Celle San Vito – Montefalcone".	2009/2010
Accornero SpA (BN)	12	Campania	In antenna 150 kV alla nuova stazione 150 kV da inserire in entra-esce alla linea 150 kV "Cercemaggiore - Colle Sannita".	da definire

Società	Potenza [MVA]	Regione	Soluzione connessione	Data
Gongolo Srl (AV)	10	Campania	In antenna 150 kV alla nuova stazione di smistamento 150 kV da inserire in entra-esce alla linea 150 kV "Ariano - Flumeri".	da definire
Ferrovie del Gargano Srl	24	Puglia	In antenna 150 kV alla stazione 150 kV Alberona.	da definire
Daunia Wind S.r.l. (FG)	74	Puglia	In antenna a 150 kV alla sezione 150 kV della futura stazione 380/150 kV di Deliceto da collegare in entra-esce alla linea 380 kV "Foggia - Candela".	2011
Daunia Candela SRL (FG)	39	Puglia	In antenna 150 kV alla stazione 150 kV di Pisciole.	2009
Daunia Serracapriola SRL (FG)	42	Puglia	In antenna 150 kV alla nuova stazione smistamento della RTN da inserire in entra-esce alla linea 150 kV "CP S. Severo - CP Portocannone".	2009
Sorgenia Minervino SpA (BA)	18	Puglia	In antenna alla stazione 150 kV di Andria. Attualmente connesso con soluzione provvisoria.	2009
Sorgenia Puglia SpA (BA)	760	Puglia	In antenna 380 kV alla nuova stazione smistamento 380 kV da inserire in entra-esce alla linea 380 kV "Bari Ovest - Foggia".	2009
Enplus Srl (FG)	385	Puglia	In antenna alla nuova stazione di smistamento 380 kV da collegare in entra-esce alla linea a 380 kV "Larino – Foggia".	2010
Eos 4 - Faeto S.r.l.(FG)	30	Puglia	In antenna 150 kV alla stazione 150 kV di Faeto	2009
IVPC Power 5 S.r.l. (FG)	62	Puglia	In antenna 150 kV alla nuova stazione di smistamento 150 kV da inserire in entra-esce alla linea "Ascoli Satriano - Melfi Industriale".	2009
Daunia Faeto S.r.l. (FG)	20	Puglia	In antenna 150 kV alla stazione 150 kV di Faeto.	2009
Società Energie Rinnovabili (SER) SpA (FG)	70	Puglia	In antenna 150 kV alla stazione di smistamento 150 kV di Accadia.	2009
Windstrom Energia S.r.l. (FG)	60	Puglia	In antenna 150 kV alla stazione 150 kV di Pisciole.	2009
FRI-EL Grottole Srl (MT)	70	Basilicata	In antenna 150 kV alla nuova stazione di smistamento 150 kV da inserire in entra-esce alla linea 150 kV "CP Matera - CP Salandra".	2009

Società	Potenza [MVA]	Regione	Soluzione connessione	Data
Edison di Pianopoli (CZ)	800	Calabria	In antenna alla stazione 380 kV Feroletto.	da definire
Eolica Sud Srl (CZ)	120	Calabria	In antenna 150 kV alla nuova stazione di smistamento della RTN da inserire in entra-esce alla linea 150 kV "CP Soverato - Badolato".	2009/2010
Ergo Sud SpA (KR)	800	Calabria	In antenna 380 kV alla stazione 380 kV Scandale.	2009
Parco Eolico Marco Aurelio Severino SRL (CS)	60	Calabria	In antenna 220 kV alla nuova stazione di smistamento 220 kV della RTN da inserire in entra-esce alla linea a 220 kV "Rotonda - Mucone 1°S". Attualmente connesso con soluzione transitoria.	2009
Sav Energy S.r.l. (CZ)	12	Calabria	In antenna 150 kV alla sezione 150 kV della nuova stazione 380 kV Maida collegata in entra-esce alla linea 380 kV "Rizziconi - Scandale".	2010/2011
Gemsa Energia Fonti Rinnovabili Srl (CZ)	108	Calabria	In antenna 150 kV alla sezione 150 kV della nuova stazione 380 kV Maida collegata in entra-esce alla linea 380 kV "Rizziconi - Scandale".	2010/2011
Anemos Wind Srl (EN)	60	Sicilia	In antenna 150 kV alla nuova stazione di smistamento della RTN da inserire in entra-esce alla linea 150 kV "Nissoria – Grottafumata".	2009
Api Holding SpA (SER 1 Srl) Alcantara Peloritani (ME)	57,6	Sicilia	In antenna 150 kV alla nuova stazione di smistamento della RTN da inserire in entra-esce alla linea 150 kV "Castiglione-Castroreale".	2009/2010
Api Holding SpA (SER 1 Srl) (ME)	68,4	Sicilia	In antenna 150 kV alla nuova stazione di smistamento della RTN da inserire in entra-esce alla linea 150 kV "Bronte-Ucria".	2009/2010
Api Holding SpA (SER 1 Srl) Sambuca di Sicilia (ME)	75,5	Sicilia	In antenna 220 kV alla nuova stazione di smistamento della RTN da inserire in entra-esce su una delle due terne 220 kV "Favara-Partanna".	2009
Callari di Vizzini (CT)	36	Sicilia	In antenna 150 kV alla stazione 150 kV Mineo.	2009
Consorzio Eolico Villafrati SRL (PA)	31,45	Sicilia	In antenna a 150 kV alla nuova stazione smistamento della RTN da inserire in entra-esce alla linea 150 kV "Casuzze-Ciminna".	2009
Eolica Petralia Srl	39	Sicilia	In antenna 150 kV alla nuova stazione di smistamento della RTN da inserire in entra-esce alla linea 150 kV "Caltavuturo – S.Caterina".	2010

Società	Potenza [MVA]	Regione	Soluzione connessione	Data
Minerva Messina SRL (ME)	42	Sicilia	In antenna 150 kV alla nuova stazione smistamento della RTN da inserire in entra-esce alla linea a 150 kV "Furnari-Ucria".	2009
Minerva Castel di Lucio SRL (ME)	25,5	Sicilia	In antenna 150 kV alla futura stazione di smistamento della RTN di Castel di Lucio.	2009
Palermo Energia Ambiente (PA)	61,2	Sicilia	In antenna 150 kV alla sezione 150 kV della stazione 220 kV di Bellolampo.	da definire
Parco Eolico Licodia Eubea SRL (CT)	28	Sicilia	In antenna 150 kV alla nuova stazione smistamento della RTN da inserire in entra-esce alla linea 150 kV "Caltagirone-Vizzini".	2009/2010
Sicil Power (CT)	67,5	Sicilia	In antenna 150 kV alla nuova stazione smistamento della RTN da inserire in entra-esce alla linea a 150 kV "Barca-Paternò C.le".	da definire
Tifeo (SR)	55	Sicilia	In antenna 150 kV alla stazione 150 kV di Augusta.	da definire
Trinacria Eolica S.R.L. (ex. ENERFERA) (CT)	46	Sicilia	In antenna 150 kV alla stazione Brulli di Vizzini.	2009
Windco S.r.l. (TP)	66,25	Sicilia	In antenna 150 kV alla sezione 150 kV della stazione 220 kV di Fulgatore.	2009
Aero-Rossa S.r.l. (AG/PA/CL)	60	Sicilia	In antenna alla nuova stazione smistamento della RTN da inserire in entra-esce alla linea 150 kV "Castronovo-Caltanissetta S.ne".	da definire
Edison Energie Speciali (ME)	30	Sicilia	In antenna 150 kV con nuova stazione smistamento della RTN da inserire in entra-esce alla linea 150 kV "Serra marocco All.-Troina CP".	2010
Enel Produzione SpA Carlentini (SR)	14	Sicilia	In antenna 150 kV alla nuova stazione smistamento della RTN da inserire in entra-esce alla linea a 150 kV "Sortino-Vizzini". Attualmente connesso con soluzione provvisoria.	2010
Energia Eolica (EN.EO.) S.R.L. (ex Ghezzi Holding) (TP)	19,5	Sicilia	In antenna 150 kV alla sezione 150 kV della stazione 220 kV di Fulgatore.	2009

Società	Potenza [MVA]	Regione	Soluzione connessione	Data
Enpower 3 S.r.l. (AG)	42	Sicilia	In antenna 220 kV ad una delle due terne della linea 220 kV "Favara Partanna".	2009/2010
Mer Wind (TP)	37,89	Sicilia	In antenna alla sezione 150 kV della stazione 220 kV di Partinico.	2010
SER 1 S.R.L. (gruppo API HOLDING) (PA)	15,3	Sicilia	In antenna 150 kV alla nuova stazione smistamento della RTN da inserire in entra-esce alla linea 150 kV "Castronovo -Ciminna".	da definire
Solarwind S.R.L. (CL)	35	Sicilia	In antenna 150 kV alla nuova stazione da inserire in entra-esce alla linea 150 kV "Caltanissetta – Castronovo".	da definire
Energia Verde (CA)	21	Sardegna	In antenna alla sezione a 150 kV della stazione 380 kV di Rumianca. Attualmente connesso con soluzione transitoria.	2009/2010
Bonorva Wind Energy S.r.l. (SS)	115	Sardegna	In antenna 150 kV alla futura stazione 150 kV da inserire in entra-esce alla linea 150 kV "Macomer - Cheremule".	da definire
Energia Alternativa S.R.L. (CA)	40	Sardegna	In antenna sull'impianto di utenza dell'Energia Verde, collegata a sua volta attualmente a T rigido, in attesa del completamento del blindato di Rumianca.	2009
Greentech Energy System A/S (OR)	99,8	Sardegna	In antenna 220 kV alla nuova stazione smistamento della RTN da inserire in entra-esce alla linea 220 kV "Busachi-Villasor".	2010
ENEL Produzione (SS), C.le Sa' Turrina Manna 2"	66	Sardegna	In antenna 150 kV su SE 150 kV di Tula (SS).	2010

Tabella 10 – Connessioni di Cabine Primarie di distribuzione³⁴

Impianto	Regione	Soluzione connessione	Data
CP Gressoney La Trinitè (AO)	Val d'Aosta	In entra-esce alla linea 132 kV "Gressoney – Sendren Al.". In fase di localizzazione.	da definire
CP Aosta Ovest in Aymavilles (AO)	Val d'Aosta	In entra-esce alla linea 132 kV "Rhins - Villeneuve".	da definire
CP Oleggio (NO)	Piemonte	In entra-esce alla linea a 132 kV "Mercallo - Cameri".	2013
CP Sezzadio (AL)	Piemonte	In entra-esce alla linea a 132 kV "Spinetta Marengo-San Giuseppe di Cairo".	2009
CP Scarmagno (TO)	Piemonte	In entra-esce alla linea 132 kV "San Bernardo – Caluso".	2014
CP Ivrea (TO)	Piemonte	In entra-esce alla linea a 132 kV "S. Bernardo – Ivrea".	2010
CP Lucento (TO)	Piemonte	In entra-esce alla linea 132 kV "Pianezza-Lucento-Borgaro". Attualmente connessa sulla linea a 132 kV "Martinetto – Borgaro".	Da definire
CP Verampio (VB)	Piemonte	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 132 kV della RTN.	Da definire
CP Ponte (VB)	Piemonte	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 132 kV della RTN.	Da definire
CP Alessandria Sud (AL)	Piemonte	È prevista la delocalizzazione dell'attuale CP in un nuovo sito.	Da definire
CP Sassello (SV)	Liguria	In entra-esce alla linea 132 kV "Vetri Dego – C.le Spigno".	2009
CP Cadorago (CO)	Lombardia	In entra-esce alla linea a 132 kV "Cucciago-Novedrate".	2010
CP Legnano (MI)	Lombardia	In antenna 132 kV alla sezione 132 kV della stazione 380 kV Cislago.	2014
CP Stocchetta (BS)	Lombardia	In entra-esce alla linea alla linea RTN 132 kV "Nave - Travagliato".	2012

³⁴ La data indicata si riferisce di norma all'entrata in servizio dell'impianto utilizzatore, così come indicato dal richiedente. Non si esclude tuttavia che, in alcuni casi, a seguito di difficoltà autorizzative o realizzative, la data indicata possa tener conto di eventuali ritardi. In ogni caso il programma temporale della realizzazione degli impianti di rete per la connessione verrà concordato e definito in sede operativa di concerto con i richiedenti.

Impianto	Regione	Soluzione connessione	Data
CP Cortefranca (BS)	Lombardia	In antenna 132 kV alla sezione 132 kV della stazione 380 kV Chiari.	2010
CP Sumirago (VA)	Lombardia	In antenna 132 kV alla sezione 132 kV della stazione 380 kV Mercallo.	2012
SE Porta Volta (MI)	Lombardia	Nuovo stallo a 220 kV per l'alimentazione del quarto trasformatore AT/MT.	2010
CP Rogoredo (MI)	Lombardia	In entra-esce alla linea a 132 kV "Vaiano Valle – Bolgiano".	2010
CP Rozzano (MI)	Lombardia	In entra-esce su nuova SE RTN 220 kV "Cesano Maderno –Tavazzano". In valutazione possibile soluzione a 132 kV.	2014
Stazione Ricevitrice Nord (MI)	Lombardia	Presso la stazione RTN Ricevitrice Nord saranno attestati 2 stalli 220 kV per trasformazioni 220/MT.	2009
SE Savona	Lombardia	In entra esce alla linea 220 kV Ric. Sud – Ric- Ovest.	Da definire
SE Comasina	Lombardia	In entra esce alla linea 220 kV Sesto Torretta – Ospiate.	Da definire
CP Bovisa	Lombardia	Presumibilmente in antenna alla nuova SE Musocco.	Da definire
CP Baggio	Lombardia	Presumibilmente in entra-esce alla linea Cesano – Seguo.	2015
CP Turbigo (MI)	Lombardia	In derivazione rigida alla linea 132 kV "SE Turbigo – Tornavento".	2011
CP Centrale/Marcello (MI)	Lombardia	In entra-esce alla linea RTN 220 kV "Ricevitrice Nord - Gadio".	2012
CP Tremosine (BS)	Lombardia	In entra-esce alla linea 132 kV "Toscolano - Storo - Riva".	2012
CP Gropello Cairoli (PV)	Lombardia	Seconda alimentazione della CP esistente mediante collegamento in antenna 132 kV alla sezione 132 kV della stazione 380 kV Castelnuovo.	2014
CP Vulcano (MI)	Lombardia	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 132 kV della RTN.	Da definire
CP Mazzano (BS)	Lombardia	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 132 kV della RTN.	2009
CP Mules (BZ)	Trentino Alto Adige	In entra-esce alla linea 132 kV "Prati di Vizze – C.le Bressanone".	2011

Impianto	Regione	Soluzione connessione	Data
CP Lasa (BZ)	Trentino Alto Adige	In antenna 132 kV alla stazione 132 kV Lasa.	2013
CP S. Floriano (TN)	Trentino Alto Adige	In antenna 132 kV alla stazione 132 kV S. Floriano.	2013
CP Brennero (BZ)	Trentino Alto Adige	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 132 kV della RTN.	Da definire
CP Glorenza (BZ)	Trentino Alto Adige	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 132 kV della RTN.	Da definire
CP Curon (BZ)	Trentino Alto Adige	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 132 kV della RTN.	Da definire
CP Rio Punteria (BZ)	Trentino Alto Adige	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 132 kV della RTN.	Da definire
CP Grumolo (VI)	Veneto	In entra-esce alla linea 220 kV "Este – Cittadella". In fase di localizzazione.	Da definire.
CP Rubano (PD)	Veneto	In entra-esce alla linea 220 kV "Dugale – Stazione 1" (futura "Dugale-Padova N.O."). In fase di localizzazione.	Da definire.
CP Montebello (VI)	Veneto	In entra-esce alla linea a 132 kV "Dugale - Montecchio" Attualmente connessa con soluzione transitoria.	2012
CP Marostica (VI)	Veneto	In entra-esce alla linea a 132 kV "Sandrigo - Cartigliano" Attualmente connessa in derivazione rigida.	2012
CP Sovizzo (VI) (ex Montecchio Z.I.)	Veneto	In entra-esce alla linea a 132 kV "Montecchio - Altavilla".	2009
CP Caldogno (VI)	Veneto	In entra-esce alla linea 132 kV "Sandrigo – Vicenza Monteviale CP". In fase di localizzazione.	Da definire.
CP Nanto (VI)	Veneto	In entra esce alla futura linea a 132 kV "Castegnero – Este" declassata.	2011
CP Sorio (VR)	Veneto	Ripristino del collegamento in entra-esce alla linea a 132 kV "Verona Campo Marzo – S. Bonifacio der. Zevio".	2009

Impianto	Regione	Soluzione connessione	Data
CP Trevenzuolo (VR)	Veneto	In antenna 132 kV alla stazione Nogarole Rocca (VR). In fase di localizzazione.	Da definire.
CP San Gorgo al Monticano (TV)	Veneto	In entra-esce alla linea 220 kV "Salgareda - Pordenone". In fase di localizzazione.	Da definire.
CP Verona S. Lucia (VR)	Veneto	In entra-esce alla futura linea in cavo 132 kV "Ricevitrice Sud – C.le Chievo".	Da definire
CP Monte Crocetta (VI)	Veneto	In doppia antenna alla sezione 132 kV della S.E. di Vicenza Monteviale.	2011
CP Somprade (BL)	Veneto	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 132 kV della RTN.	Da definire
CP Resana (TV)	Veneto	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 132 kV della RTN.	Da definire
CP Cartigliano (VI)	Veneto	In antenna alla sezione 132 kV della SE Rossano mediante l'utilizzo di un tratto di linea 220 kV esistente.	2010
CP Canaro (RO)	Veneto	In entra-esce alla linea 132 kV "Ferrara Focomorto - Este".	2009
CP Quero (BL)	Veneto	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 132 kV della RTN.	Da definire
CP Fontanafredda (PN)	Friuli Venezia Giulia	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 132 kV della RTN.	Da definire
CP Modena Est (MO)	Emilia Romagna	In entra-esce alla futura linea a 132 kV "Modena Nord – Modena Crocetta". In fase di localizzazione.	Da definire.
CP Sorbolo (PR)	Emilia Romagna	In entra-esce alla linea 132 kV "Parma Vigheffio – S. Quirico".	2012
CP Bastiglia (MO)	Emilia Romagna	In entra-esce alla linea 132 kV "Crevalcore – Carpi Sud".	Da definire

Impianto	Regione	Soluzione connessione	Data
CP Berceto (PR)	Emilia Romagna	In entra-esce alla linea 132 kV "Borgotaro – Marra".	Da definire
CP Roncobilaccio (BO)	Emilia Romagna	In entra-esce alla linea a 132 kV "Suviana - Calenzano - der. Vaiano" (RFI). Già previsto il collegamento della CP in derivazione rigida alla linea di distribuzione "Querceto - Barberino - Firenzuola all.".	2013
CP Nibbiano (PC)	Emilia Romagna	In entra- esce alla linea 132 kV "Borgonovo-Borgotaro" (futura "Bogonovo-Bardi").	2013
CP Mancasale (RE)	Emilia Romagna	In entra-esce alla linea a 132 kV "Reggio Nord - Castelnuovo di Sotto". L'intervento è correlato alle opere previste nell'ambito della razionalizzazione della rete AT nell'area di Reggio Emilia.	2012
CP Fusignano (RA)	Emilia Romagna	In entra-esce alla linea a 132 kV "Ravenna Canala -Colunga". Attualmente connessa alla linea 132 kV "Ravenna Canala – Cotignola".	2011
CP Bedonia (PR)	Emilia Romagna	In entra-esce alla linea a 132 kV "Borgonovo-Borgotaro" (futura "Borgonovo-Bardi").	2010
CP Parma "SPIP" (PR)	Emilia Romagna	In entra-esce alla linea a 132 kV "Vigheffio – S. Quirico".	2010
CP Selice (RA)	Emilia Romagna	In antenna 132 kV alla nuova stazione 132 kV da inserire in entra-esce alla linea 132 kV "Colunga - Ravenna Canala". In fase di localizzazione.	Da definire.
CP Volturno	Emilia Romagna	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 132 kV della RTN.	Da definire.
CP Saline (PI)	Toscana	In entra-esce alla linea a 132 kV "Terricciola-Cecina". Attualmente collegata con soluzione transitoria.	2011
CP Torrita di Siena (SI)	Toscana	In entra-esce alla linea 132 kV "Chiusi – Sab. Lonza". Attualmente collegata con soluzione transitoria.	2011
CP Gioietta Castiglione della Pescaia (GR)	Toscana	In entra-esce alla linea 132 kV "Castiglione della Pescaia – Grosseto Nord". In fase di localizzazione.	Da definire

Impianto	Regione	Soluzione connessione	Data
CP Castelnuovo Garfagnana (LU)	Toscana	In entra-esce alla linea a 132 kV “Corfino – C.le Castelnuovo Garfagnana”. Attualmente collegata con soluzione transitoria. A seguito del completamento dell’intervento, l’utente Georgia Pacific potrà essere collegato in antenna sulla CP.	2011
CP Senigallia Ovest (AN)	Marche	In entra-esce alla linea ex-220 kV “Colunga - Candia” declassata a 132 kV.	2011
CP Montecchio (PS)	Marche	In entra-esce alla linea 132 kV “Colbordolo – Montelabbate”.	2012
CP Venamartello (AP)	Marche	In entra-esce alla linea 132 kV “Venamartello – Capodimonte”.	2009
CP Assisi (PG)	Umbria	In entra-esce alla linea a 132 kV “Fiamenga – Bastia Umbra”	2009
CP San Liberato (TR)	Umbria	In entra-esce alla linea a 132 kV “Attigliano – Nera Montoro”.	2009
CP Castelmassimo (FR)	Lazio	In entra-esce alla linea 150 kV “Ceprano – Canterno C.le”. Attualmente connessa con soluzione transitoria.	2009
CP Villanova di Guidonia	Lazio	In entra-esce alla linea a 150 kV “Guidonia – Acquoria”.	2009
CP Selvotta (RM)	Lazio	In antenna 150 kV alla sezione 150 kV della stazione 380 kV di Roma Sud. In fase di localizzazione.	Da definire.
CP Castel Romano (RM)	Lazio	In antenna 150 kV alla sezione 150 kV della stazione 380 kV di Roma Sud. In fase di localizzazione.	Da definire.
CP Tor di Valle (RM)	Lazio	In antenna 150 kV alla sezione 150 kV della stazione 380 kV di Roma Sud. In fase di localizzazione.	Da definire.
CP Cantalupo in Sabina (RI)	Lazio	In entra-esce alla linea a 150 kV “Colonna – Vacone”. In fase di localizzazione.	Da definire.
CP Primavalle (RM)	Lazio	In entra-esce alla linea a 150 kV “Roma O. – Fiano Romano – Flaminia Acea” nel tratto “Roma O. – Fiano Romano all.”. In fase di localizzazione.	Da definire.
CP La Storta (RM)	Lazio	In entra-esce alla linea a 150 kV “Roma O. – Fiano Romano – Flaminia Acea” nel tratto “Roma O. – Fiano Romano all.”. In fase di localizzazione.	Da definire.

Impianto	Regione	Soluzione connessione	Data
CP Parco dei Medici (RM)	Lazio	In entra-esce alla linea a 150 kV “Magliana – Ponte Galeria”. In fase di localizzazione.	Da definire.
CP Castel di Leva (già Vallerano) (RM)	Lazio	In entra-esce alla linea 220 kV “Roma Sud – S.Paolo”. In fase di localizzazione.	Da definire.
CP Roccaraso (AQ)	Abruzzo	In entra-esce alla linea a 150 kV “Collarmele Sez. – S. Angelo”. In fase di localizzazione.	Da definire.
CP Polla (SA)	Campania	In entra-esce alla linea 150 kV “Tanagro – CP Sala Consilina”.	2010
CP TAV Casoria (NA)	Campania	In entra-esce alla linea a 220 kV “Frattra - Poggioreale”. In fase di localizzazione.	2011
CP Pontelandolfo (BN)	Campania	In antenna a 150 kV alla sezione 150 kV della stazione 380 kV di Benevento II.	2012
CP Nola 2 (NA)	Campania	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.	Da definire
CP S. Valentino 2 (SA)	Campania	CP esistente in entra-esce alla linea a 220 kV “S. Valentino - Nocera”, si prevede un ampliamento della sez. AT.	Da definire
CP Interporto Maddaloni (CE)	Campania	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.	Da definire
CP Monte S. Angelo (NA)	Campania	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.	Da definire
CP Di Vittorio (NA)	Campania	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.	Da definire
CP Bagnoli (NA)	Campania	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.	Da definire
CP Palma Campania (NA)	Campania	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.	Da definire

Impianto	Regione	Soluzione connessione	Data
CP Ascea (SA)	Campania	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.	Da definire
CP Acerra 2 (NA)	Campania	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.	Da definire
CP Lustra (SA)	Campania	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.	Da definire
CP Sanza (SA)	Campania	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.	Da definire
CP Celle (SA)	Campania	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.	Da definire
CP Bari Ferrotranviaria (BA)	Puglia	In entra–esce alla linea 150 kV “Bari T. – Getrag”.	2010
CP Foggia Ovest (FG)	Puglia	In antenna 150 kV alla sezione a 150 kV della stazione 380 kV di Foggia.	2010
CP Santeramo Ind. (BA)	Puglia	In entra-esce alla linea a 150 kV “SE Matera – Acquaviva”. In fase di localizzazione.	Da definire
CP Serracapriola	Puglia	In sinergia con le iniziative produttive nell’area è prevista la realizzazione di una nuova CP. Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.	Da definire
CP Ascoli Satriano Ovest	Puglia	In sinergia con le iniziative produttive nell’area è prevista la realizzazione di una nuova CP. Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.	Da definire
CP Troia Ovest (FG)	Puglia	In sinergia con le iniziative produttive nell’area è prevista la realizzazione di una nuova CP. Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.	Da definire
CP Lesina (FG)	Puglia	In sinergia con le iniziative produttive nell’area è prevista la realizzazione di una nuova CP. Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.	Da definire

Impianto	Regione	Soluzione connessione	Data
CP S.Severo Sud (FG)	Puglia	In sinergia con le iniziative produttive nell'area è prevista la realizzazione di una nuova CP. Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.	Da definire
CP Amendola (FG)	Puglia	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.	Da definire
CP Lagonegro (PZ)	Basilicata	In entra-esce alla linea 150 kV "Lauria - Padula".	2010
CP Gebbione (RC)	Calabria	In entra-esce alla linea a 150 kV "CP Reggio Condera – CP Reggio Ind.le"	2009
CP Ionadi (VV)	Calabria	In entra-esce alla linea a 150 kV "S.E. Feroletto – CP Gioia Tauro Ind.".	2009
CP Tarsia (CS)	Calabria	In entra-esce alla linea a 150 kV "Acri – Cammarata".	2009
CP S. Demetrio Corone (CS)	Calabria	In entra-esce alla linea a 150 kV "Acri – Cammarata".	2010
CP Scandale (KR)	Calabria	In entra-esce alla linea 150 kV "SE Scandale - Calusia".	2010
CP Caloveto (CS)	Calabria	In entra-esce alla linea 150 kV "Cariati - Rossano". In fase di localizzazione.	2010
CP Falconara (CS)	Calabria	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.	Da definire
CP Casalotto (RC)	Calabria	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN..	Da definire
CP Filonero (SR)	Sicilia	In entra-esce alla linea a 150 kV "Melilli – Lentini".	2010
CP Modica (RG)	Sicilia	In entra-esce alla linea a 150 kV "Ragusa all. – Pozzallo".	2010
CP Mussomeli (CL)	Sicilia	In entra-esce alla linea 150 kV "Castronuovo – Caltanissetta SE".	2010
CP Castellammare del Golfo (TP)	Sicilia	In entra-esce alla linea a 150 kV "Alcamo – Custonaci".	2010
CP Caltagirone 2 (CT)	Sicilia	In entra-esce alla linea a 150 kV "Barrafranca – Caltagirone".	2010
CP Carini 2 (PA)	Sicilia	In entra-esce alla linea a 150 kV "Carini – Casuzze".	2010

Impianto	Regione	Soluzione connessione	Data
CP Birgi (TP)	Sicilia	In entra–esce alla linea 150 kV “Matarrocco – Fulgatore”.	2010
CP S. Margherita (ex Sambuca) (AG)	Sicilia	In antenna 150 kV sulla stazione di Partanna.	Da definire
CP S. Giovanni la Punta (CT)	Sicilia	In antenna 150 kV alla stazione di Paternò.	2012
CP Avola (SR)	Sicilia	In entra–esce alla linea a 150 kV "Noto – Cassibile".	Da definire
CP Palazzolo Accreide (SR)	Sicilia	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.	Da definire
CP Biancavilla (CT)	Sicilia	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.	Da definire
CP Partanna (TP)	Sicilia	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.	Da definire
CP Piazza Armerina (EN)	Sicilia	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.	Da definire
CP Bolognetta (PA)	Sicilia	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.	Da definire
CP S. Giorgio (CL)	Sicilia	Sono in fase di definizione la soluzione e lo schema di connessione alla rete 150 kV della RTN.	Da definire
CP Budoni (NU)	Sardegna	In entra-esce alla linea 150 kV “Siniscola1-S.Teodoro”.	2009
CP Truncu Reale (SS)	Sardegna	In entra-esce alla linea 150 kV “Monte Oro – Porto Torres 1”.	2010
CP Ortacesus (CA)	Sardegna	In antenna a 150 kV alla futura stazione di Mulargia.	2012
CP Luras (SS)	Sardegna	In entra-esce alla futura linea 150 kV “S.E. S. Teresa – Tempio”.	2012
CP Putifigari (SS)	Sardegna	In entra-esce alla linea 150 kV "Sunì-Alghero".	Da definire
CP Samatzai (CA)	Sardegna	In antenna alla nuova SE RTN Samatzai. In fase di localizzazione.	2011
CP Palau 2 (OT)	Sardegna	Provvisoriamente in antenna, è prevista la connessione in entra-esce alla linea a 150 kV "Arzachena 2 - Palau".	2009

Impianto	Regione	Soluzione connessione	Data
CP Ulassai (NU)	Sardegna	In antenna a 150 kV alla stazione RTN Ulassai.	2013

Tabella 11 - Connessioni di utenti utilizzatori

Impianto	Potenza [MVA]	Regione	Soluzione connessione
Silfab SpA (TO)	100	Piemonte	In doppia antenna 132 kV alla stazione 132 kV Montestrutto.
Fomas SpA	30	Lombardia	In antenna 132 kV alla nuova stazione 132 kV da inserire in entra-esce alla linea 132 kV della RTN "Verderio CP - Cernusco CP".
Acciaieria Arvedi SpA (CR)	320	Lombardia	In antenna 380 kV sulla sezione a 380 kV di proprietà Arvedi Trasmissione della stazione RTN a 380 kV ISP Cremona, previo: - adeguamento della stessa sezione in modo da garantire che ogni TR sia connesso mediante un nuovo stallo dedicato a 380 kV; - realizzazione, in prossimità dell'attuale stazione "ISP Cremona" di Arvedi trasmissione di una nuova stazione a 380 kV in doppia sbarra e parallelo da collegare all'esistente linea a 380 kV "Cremona - ISP Cremona" e tramite un nuovo collegamento a 380 kV alla direttrice a 380 kV "Caorso - Carpi".
Alfa Acciai SpA (BS)	185	Lombardia	Già connesso in antenna a 132 kV su SE di Flero. Adeguamento sistema di protezione.
San Zeno Acciai Duferco SpA (BS)	245	Lombardia	In doppia antenna a 132 kV alla stazione di Flero.
Valsir SpA (BS)	7,2	Lombardia	In antenna 132 kV alla CP Vobarno.
Memc Electronic Materials S.p.A (BZ)	175	Trentino Alto Adige	In antenna 220 kV alla Stazione di Lana (BZ).
Berco SpA (TV)	20	Veneto	In antenna 132 kV alla nuova stazione 132 kV RTN da inserire in entra - esce alla linea 132 kV "Castelfranco – Camposanpiero der. CP Tombolo" contestualmente verrà rimossa l'attuale doppia derivazione rigida con significativi effetti sulla qualità del servizio.
Bormioli Rocco e Figlio SpA (RO)	15	Veneto	In antenna 132 kV alla nuova stazione 132 kV RTN da inserire in entra - esce alla linea a 132 kV "Ostiglia S.E.-Torricella CP".
Acciaierie Bertoli Safau SpA (UD)	da 160 a 240	Friuli Venezia Giulia	In antenna 220 kV alla futura stazione 380/220 kV (Udine Sud) che sarà collegata in entra-esce alla futura linea 380 kV "Redipuglia-Udine Ovest".

Impianto	Potenza [MVA]	Regione	Soluzione connessione
S.A.I.B. SpA (PC)	25	Emilia Romagna	In antenna 132 kV alla nuova stazione RTN 132 kV da inserire in entra - esce alla linea a 132 kV "S. Rocco-Caorso".
Lucchini SpA (LI)	da 145 a 265	Toscana	Nuova utenza in antenna a 132 kV alla nuova stazione 132 kV da inserire in entra-esce alla linea 132 kV "Colmata-Magona".
Lead Time (MC)	13	Marche	In antenna 132 kV alla nuova stazione 132 kV da inserire in entra-esce ad una delle due linee RTN a 132 kV "Valcimarra - Abbadia CP".
Fiat Powertrain Technologies SpA (FR)	da 45,5 a 110	Lazio	realizzazione di un nuovo elettrodotto a 150 kV tra la CP DI Serene Smistamento ed una nuova s.e. a 150 kV in doppia sbarra da inserire in e-e- alla linea a 150 kV "Garigliano ST-Ceprano".
Raffinerie di Milazzo SpA (ME)	95	Sicilia	In antenna a 150 kV alla stazione 380/220/150 kV Sorgente.

Tabella 12 –Connessioni di merchant line e reti interne di utenza³⁵

Società	Potenza [MVA]	Regione	Soluzione connessione	Data
Elite (VA)	-	Lombardia	In antenna alla nuova stazione elettrica 220 kV collegata in entra-esce alla linea 220 kV "Glorenza - Cesano".	2009
Fondazione centro S.Raffaele del Monte Tabor (MI)	44	Lombardia	In antenna 220 kV alla nuova stazione di smistamento 220 kV da inserire in entra - esce alla linea a 220 kV "Lambrate -Brugherio".	Da definire
Moncada Energy Group S.r.l. (BR)	500	Puglia	In antenna 380 kV alla stazione 380 kV di Brindisi Sud.	da definire

³⁵ La data indicata si riferisce di norma all'entrata in esercizio della merchant line, così come indicato dal richiedente. Non si esclude tuttavia che, in alcuni casi, a seguito di difficoltà autorizzative o realizzative, la data indicata possa tener conto di eventuali ritardi. In ogni caso il programma temporale della realizzazione degli impianti di rete per la connessione verrà concordato e definito in sede operativa di concerto con i richiedenti.

Allegato 2

***Sviluppi rete AT previsti da
Enel Distribuzione***

Tabella 13 - Potenziamenti elettrodotti

Denominazione Linea		Tensione (kV)	Regione	Lunghezza (km terna)	Iter autorizzativo
1° Estremo	2° Estremo				
Villanova	Villafranca	132	Piemonte	6,0	Concluso
Fervento	Riva Valdobbia	132	Piemonte	10,0	In corso
Cairo	Murialdo	132	Liguria	5,6	Concluso
Solaro	Arese	132	Lombardia	4,0 (aereo) + 1,2 (cavo)	In corso
Liscate	RFI Pozzuolo	132	Lombardia	11,0	In corso
Chiari	Cortefranca	132	Lombardia	7,0 (nuova ST) + 4,4 (tesatura DT)	In corso
Este N.	Italcementi	132	Veneto	10,0	Concluso
Italcementi	Monselice	132	Veneto	10,2	Concluso
Lonigo	Ponte Botti	132	Veneto	17,1	In corso
Ric. Sud AGSM	Sorio	132	Veneto	5,0	Concluso
Schio	Arsiero	132	Veneto	16,0	In corso
by pass	CP Fusignano	132	Emilia-Romagna	2,5	In corso
AMI Laguna	Faenza	132	Emilia-Romagna	11,8 (aereo) + 1,4 (cavo)	In corso
Correggio	Carpi Fossoli S.E.	132	Emilia-Romagna	12,7	In corso

Piano di Sviluppo 2009 – Allegato 2 (Sviluppi rete AT previsti da Enel Distribuzione)

Denominazione Linea		Tensione (kV)	Regione	Lunghezza (km terna)	Iter autorizzativo
1° Estremo	2° Estremo				
Fabbrico	Carpi Fossoli S.E.	132	Emilia-Romagna	3,7	In corso
Monte alle Croci	Tavarnuzze	132	Toscana	10,7	Concluso
Tavarnuzze	Ponte a Ema	132	Toscana	6,5	Concluso
Candia	Sirolo	132	Marche	10	In corso
Roma Sud	Pomezia	150	Lazio	4,2	Concluso
Mercatello 2	Baronissi	150	Campania	14,5	Concluso
Saint Gobain	Caserta Sud	150	Campania	4,0	In corso
Sorrento 2	Vico	150	Campania	6,0	In corso
Aversa	Santa Maria Capua Vetere	150	Campania	12,0	In corso
Benevento II	Pontelandolfo	150	Campania	24,0	In corso
Canosa	Andria	150	Puglia	18,5	In corso
Canosa	Cerignola	150	Puglia	14,0	In corso
Potenza Est	Smist Tito	150	Basilicata	7,7	In corso
Paternò	Sigonella	150	Sicilia	14,9	Concluso

Piano di Sviluppo 2009 – Allegato 2 (Sviluppi rete AT previsti da Enel Distribuzione)

Denominazione Linea		Tensione (kV)	Regione	Lunghezza (km terna)	Iter autorizzativo
1° Estremo	2° Estremo				
Ravanusa	S. Cono	150	Sicilia	37,2	Concluso
Favara	Ravanusa	150	Sicilia	34,6	Concluso
Ciminna	Mulini	150	Sicilia	32,3 (aereo) + 2 (cavo)	Concluso
Ciminna	Cappuccini	150	Sicilia	32,3 (aereo) + 7 (cavo)	Concluso
Campofranco	Casteltermini	150	Sicilia	14,3	In corso
S.G. La Punta	Acicastello	150	Sicilia	7,2	In corso

Tabella 14 - Connessioni di centrali elettriche

Impianto	Potenza (MVA)	Regione	Tipologia	Soluzione connessione
ACEGAS APS S.P.A. DI PADOVA	12	Veneto	Centrale Energia da Rifiuti e Biomasse	E.E. su linea 132 kV Padova Via Trieste - S. ne Camin.
WARTSILA DI S.DORLIGO DELLA VALLE	28	Friuli-Venezia Giulia	Centrale Altre fonti (convenzionale)	E.E. su linea 132 kV S.ne Patriciano - C.P. Zaule.
INTERECOGEN S.R.L. DI SANTA CROCE SULL'ARNO	31	Toscana	Centrale Cicli combinati	E.E. su linea 132 kV S. Croce - S. Romano.
ENEL GREEN POWER S.P.A. DI FIASTRA	10	Marche	Centrale Eolica	E.E. su linea 132 kV Belforte – Visso.
SVILUPPO TORRACA S.R.L. DI TORRACA	13	Campania	Centrale Eolica	E.E. su linea 150 kV Torraca – Maratea.
FIBE CAMPANIA SPA DI SANTA MARIA LA FOSSA	70	Campania	Centrale Energia da Rifiuti e Biomasse	E.E. su linea 150 kV S.M. Capua Vetere – Cira.
ETA SRL DI MANFREDONIA	14	Puglia	Centrale Termica	E.E. su linea 150 kV Foggia 380 – Trinitapoli.
ITAL GREEN ENERGY S.R.L. DI MONOPOLI	136	Puglia	Centrale Energia da Rifiuti e Biomasse	E.E. su linea 150 kV Monopoli – Putignano.
ORDONA ENERGIA SRL DI ORDONA	44	Puglia	Centrale Eolica	E.E. su linea 150 kV Ortanova - Foggia Ind.le.
ANTONIO SRL DI RUFFANO	22	Puglia	Centrale Eolica	E.E. su linea 150 kV Casarano – Castrignano.
EUROWIND S.R.L. DI ORDONA	44	Puglia	Centrale Eolica	E.E. su linea 150 kV Ortanova - Foggia Ind.le.
POWERFLOR SRL DI MOLFETTA	120	Puglia	Centrale Energia da Rifiuti e Biomasse	E.E. su linea 150 kV Giovinazzo – Molfetta.
C.R.E PROJECT DI CAMPOMAGGIORE	7	Basilicata	Centrale Eolica	Antenna 150 kV da Cabina di Consegna RFI Campomaggiore.
WINDFARM DI RIPACANDIDA	54	Basilicata	Centrale Eolica	E.E. su linea 150 kV Atella – Barile.

Piano di Sviluppo 2009 – Allegato 2 (Sviluppi rete AT previsti da Enel Distribuzione)

Impianto	Potenza (MVA)	Regione	Tipologia	Soluzione connessione
FRI-EL S.P.A. DI ANZI	54	Basilicata	Centrale Eolica	Antenna 150 kV da Cabina di Consegna Monte Cute.
MONTE RAITIELLO SRL DI MURO LUCANO	80	Basilicata	Centrale Eolica	E.E. su linea 150 kV Smist. Tito – Baragiano.
ENEL GREEN POWER S.P.A. DI BAGALADI	42	Calabria	Centrale Eolica	E.E. su linea 150 kV Melito P.S. – Scilla.
ERG EOLICA FOSSA DEL LUPO SRL DI GASPERINA	110	Calabria	Centrale Eolica	E.E. su linea 150 kV Soverato – Girifalco.
SO.RI.CAL (SOCIETÀ RISORSE IDRICHE CALABRESI) DI REGGIO DI CALABRIA	14	Calabria	Centrale Idroelettrica	E.E. su linea 150 kV Scilla – Melito.
GAMESA ENERGIA ITALIA S.P.A. DI JACURSO	60	Calabria	Centrale Eolica	E.E. su linea 150 kV Eufemia Ind.le – Girifalco.
ASJA AMBIENTE ITALIA S.P.A. DI ALIA (PA)	31	Sicilia	Centrale Eolica	Antenna 150 kV da C.P. Cacciamo.
PLATANI ENERGIA AMBIENTE S.C.P.A. DI CASTELTERMINI	35	Sicilia	Centrale Energia da Rifiuti e Biomasse	E.E. su linea 150 kV Racalmuto - Campofranco F.S.
ENEL GREEN POWER S.P.A. DI PIANA DEGLI ALBANESI	31	Sicilia	Centrale Eolica	E.E. su linea 150 kV Guadalami – Ciminna.
ENERGIA FIORE S.R.L. DI CORLEONE	60	Sicilia	Centrale Eolica	E.E. linea 150 kV Ciminna - Corleone.
ERG CESA EOLO SICILIA S.R.L DI CACCAMO	20	Sicilia	Centrale Eolica	E.E. su linea 150 kV Fiumetorto - Montemaggiore F.S.

Tabella 15 - Connessioni di Cabine Primarie di distribuzione

Impianto	Regione	Soluzione connessione
FORNACINO (Settimo Torinese)	Piemonte	E.E. su linea "Stura-Rondissone-Leini T.519".
BORGOVERCELLI	Piemonte	E.E. su linea "Vercelli Nord - Robbio T.588".
RIVA VALDOBBIÀ	Piemonte	Antenna da "Fervento - Riva Valdobbia".
QUARTAIE (Cicagna)	Liguria	E.E. su linea "Molassana - S.Colombano T.842".
PONTEDECIMO (Genova)	Liguria	E.E. su linea "Morigallo - Busalla T.876".
TORRIGLIA	Liguria	Der.T da linea "Molassana - S.Colombano T.842".
BORDIGHERA	Liguria	E.E. su linea "Camporosso - AMAIE T.004".
CIVEZZA	Liguria	E.E. SU LINEA "Imperia - Arma di Taggia FS T.865".
BEVERINO	Liguria	E.E. su linea "Ponte Vizzà - Albiano T.845".
TORZA (Maissana)	Liguria	E.E. su linea "Sestri Levante - Vizzà T.844".
ANTONIANA (La Spezia)	Liguria	E.E. su linea "Rebocco - La Pianta T.050".
LEGINO (Savona)	Liguria	E.E. su linea "Savona - Vado Termica T.016".
DALMINE	Lombardia	E.E. su linea "S.ne Ciserano - CP Locate".
FILAGO	Lombardia	Der.T da linea "CP Chignolo - CS Filago".
VERDELLINO	Lombardia	E.E. su linea "S.ne Ciserano - CP Stezzano".
ARZAGO (Arzago d'Adda)	Lombardia	E.E. su linea "CP Pandino - CS Stamperia".
COSTA DI MEZZATE	Lombardia	E.E. su linea "S.ne Gorlago - CP Ghisalpa".
CALVAGESE (Calvarese della Riviera)	Lombardia	E.E. su linea "Desenzano - CP Salò".

Piano di Sviluppo 2009 – Allegato 2 (Sviluppi rete AT previsti da Enel Distribuzione)

Impianto	Regione	Soluzione connessione
ADRO	Lombardia	E.E. su linea "S.ne Chiari - CP Cortefranca".
VEROLAVECCHIA	Lombardia	E.E. su linea "CP Casalbuttano - CP Borgo S. Giacomo".
LONATO	Lombardia	E.E. su linea "S.ne Lonato - CP Montichiari".
CANZO	Lombardia	E.E. su linea "CP Civate - CP Erba".
SETTIMO MIL.SE	Lombardia	E.E. su linea "CP Seguro - CP Rho".
CROSIO (Crosio della Valle)	Lombardia	E.E. su linea "Varano - CP Sumirago".
GORNATE (Giornate Olona)	Lombardia	E.E. su linea "CP Castiglione O.- CP Sumirago".
PADOVA Z.I.	Veneto	E.E. su linea "Acegas APS - Padova via TS".
SALBORO (Padova)	Veneto	E.E. su linea "Camin - Battaglia".
BRENTELLE (Padova)	Veneto	E.E. su linea "Futura Bassanello - Altichiero".
CANDIANA	Veneto	E.E. su linea "Piove di Sacco - Cà Tron".
SUSEGANA	Veneto	E.E. su linea "Nervesa - Nove 71".
VILLORBA	Veneto	E.E. su linea "S. Lucia - S. benedetto c.d. Marchi G.".
FUSINA Venezia)	Veneto	E.E. su linea "Villabona - Fusina 2".
CONA	Veneto	Der.T da linea "Brontolo - Piove di Sacco".
CONCO	Veneto	E.E. su linea "Carpanè - Zugliano".
MONTE DI MALO	Veneto	E.E. su linea "Schio - Cornedo".
TRISSINO	Veneto	Der.T da linea "Chiampo - Cornedo".
CASELLE (Isola della Scala)	Veneto	E.E. su linea "Nogarole Rocca - Vago".

Piano di Sviluppo 2009 – Allegato 2 (Sviluppi rete AT previsti da Enel Distribuzione)

Impianto	Regione	Soluzione connessione
CORMONS	Friuli Ven.Giulia	E.E. su linea "Gorizia - S. Giovanni al Natisone".
VILLESSE	Friuli Ven.Giulia	E.E. su linea "S.ne Redipuglia - Manzano".
PASIANO	Friuli Ven.Giulia	Der. da CP Prata.
RONCOBILACCIO (Castiglione de Pepoli)	Emilia Romagna	E.E. su linea "Querceto - Barberino der. Firenzuola".
PONTE RIZZOLI (Ozzano Emilia)	Emilia Romagna	E.E. su linea "Colunga - Castel S. Pietro".
BENTIVOGLIO	Emilia Romagna	E.E. su linea "S. Pietro in Casale - Castelmaggiore".
TANARI (Bologna)	Emilia Romagna	E.E. su linea "Martignone - Battiferro".
CORTICELLA (Bologna)	Emilia Romagna	E.E. su linea "Quarto - Castel Maggiore".
FO PIEVE (Forli)	Emilia Romagna	E.E. su linea "Forli Oraziana - Forli Bagnolo".
CESENA SUD	Emilia Romagna	E.E. su linea "Gambettola - Cesena Ovest".
CESENA NORD	Emilia Romagna	E.E. su linea "Ravenna Canala - Gambettola".
SASSUOLO NORD	Emilia Romagna	E.E. su linea "Rubiera - Sassuolo".
FOSSOLI (Carpi)	Emilia Romagna	Antenna da S.ne Carpi Fossoli.
SAVIO (Ravenna)	Emilia Romagna	E.E. su linea "Ravenna Alaggio - Cervia".
CORTETEGGE (Reggio Emilia)	Emilia Romagna	E.E. su linea "S. Ilario - Reggio via Gorizia".
SCHIEZZA (Castelnuovo ne' Monti)	Emilia Romagna	E.E. su linea "Ligonchio - Schiezza".

Piano di Sviluppo 2009 – Allegato 2 (Sviluppi rete AT previsti da Enel Distribuzione)

Impianto	Regione	Soluzione connessione
S.CLEMENTE	Emilia Romagna	E.E. su linea "S. Martino in XX - palo 165".
MARISCHIO (Fabriano)	Marche	E.E. su linea "Fabriano - Merloni".
PEDASO	Marche	E.E. su linea "Colmarino - Grottamare".
S.SAVINO (Monte S. Savino)	Toscana	E.E. su linea "Foiano - S. Giovanni".
GALLENO (Fucecchio)	Toscana	E.E. su linea "Marginone - S. Maria a Monte".
CENTRO (Firenze)	Toscana	E.E. su linea "Agnolo - Cascine".
UNIVERSITA' (Sesto Fiorentino)	Toscana	E.E. su linea "Calenzano - Sodo".
MARRADI	Toscana	Der.T da linea "Casola - Marradi".
S.PIERO A SIEVE	Toscana	E.E. su linea "Barberino - Borgo S. Lorenzo".
MONTRAMITO (Massarosa)	Toscana	E.E. su linea "Viareggio - Filettole".
OSPEDALETTO (Pisa)	Toscana	E.E. su linea "Visignano - Livorno Marzocco".
SAN DOMENICO (Sora)	Lazio	E.E. su linea " Sora - Cartiere Burgo".
AUTOSTRADA (Anagni)	Lazio	E.E. su linea "Anagni - Anagni Z.I.".
VALLEFRATTA (Castro dei Volsci)	Lazio	E.E. su linea "Ceccano - Ceprano".
AUSONIA (Corenio Ausonio)	Lazio	E.E. su linea " Garigliano - Ceprano".
NETTUNO	Lazio	E.E. su linea " Latina Nucleare - Anzio".
SPIGNO (Minturno)	Lazio	E.E. su linea " Maranola - Minturno".
APRILIA 2	Lazio	E.E. su linea " Aprilia - Le Ferriere".
CANTALUPO IN SABINA (Rieti)	Lazio	E.E. su linea " Vacone- Colonna".

Piano di Sviluppo 2009 – Allegato 2 (Sviluppi rete AT previsti da Enel Distribuzione)

Impianto	Regione	Soluzione connessione
VILLANOVA DI GUIDONIA (Roma)	Lazio	E.E.. Su linea "Guidonia - Acquoria".
PARCO (Valmontone)	Lazio	E.E. su linea "Valmontone - Colferro".
SANT'ORESTE	Lazio	E.E. su linea "Orte - Nomentana".
SAN CESAREO	Lazio	E.E. su linea "Frascati - Valmontone".
VIGNATURCI 2 (Civitavecchia)	Lazio	E.E. su linea "S Lucia - Civitavecchia".
PRATICA DI MARE (Pomezia)	Lazio	E.E. su linea " S.Rita - S.Rita Smistamento".
RONCIGLIONE	Lazio	E.E. su linea " Capranica - Orte".
ORTE 2	Lazio	E.E. su linea "Gallese - Orte".
COLONNELLA	Abruzzo	E.E. su linea "Alba Adriatica - Porto D'Ascoli".
RIVISONDOLI (ex Roccaraso)	Abruzzo	E.E. su linea "Collarmele Sez. - S. Angelo".
TORINO DI SANGRO	Abruzzo	E.E. su linea "Lanciano - Vasto".
SANTA FILOMENA (Pescara)	Abruzzo	E.E. su linea "Marruccina - Montesilvano".
MOSCIANO	Abruzzo	E.E. su linea "Giulianova - Roseto".
VENTICANO	Campania	E.E. su linea "Calore - futura S.ne Avellino" <i>(attuale "Calore - Benevento" 60 kV da riclassare).</i>
SAINT GOBAIN (Caserta)	Campania	E.E. su linea "Caserta Sud - Fut. Saint Gobain - S. Sofia".
ARIENZO	Campania	E.E. su linea "Airola - der. CS Durazzano".
GIUGLIANO 2 (Napoli)	Campania	E.E. su linea "Cuma - futura Giugliano 2 - Villa Literno".
SORRENTO 2	Campania	E.E. su linea "Vico - Sorrento 2" <i>(attualmente 60 kV da riclassare).</i>

Piano di Sviluppo 2009 – Allegato 2 (Sviluppi rete AT previsti da Enel Distribuzione)

Impianto	Regione	Soluzione connessione
SOMMA VESUVIANA	Campania	E.E. su linea "San Giuseppe 150 - S. Sofia" (attualmente "S.Giuseppe 150 - Fratta").
ISCHIA	Campania	E.E. su linea "Lacco Ameno - futura Ischia - terraferma".
BARONISSI	Campania	E.E. su linea "Mercatello - futura Baronissi - Mercato S.S".
TORRACA 2 (Sapri)	Campania	E.E. su linea "Torraca - Maratea".
BRINDISI INDUSTRIALE	Puglia	E.E. su linea "Exxon Mobil - Nastro Carbone".
BRINDISI OVEST	Puglia	E.E. su linea "S. Vito dei Normanni - Brindisi".
CEGLIE MESSAPICA	Puglia	E.E. su linea "Francavilla - Grottaglie".
CISTERNINO	Puglia	E.E. su linea "Fasano - Ostuni".
ORIA	Puglia	E.E. su linea "Francavilla - Manduria".
STORNARA	Puglia	E.E. su linea "Ortanova - Cerignola".
SAN SEVERO	Puglia	E.E. su linea "Apricena - S. Severo".
COLLEPASSO	Puglia	E.E. su linea "Galatina 380 - Casarano".
UGGIANO	Puglia	E.E. su linea "Maglie - Diso".
CRISPIANO	Puglia	E.E. su linea "Taranto Nord - Palagiano".
LEPORANO	Puglia	E.E. su linea "Lizzano - S.Giorgio Ionico".
LATERZA	Puglia	E.E. su linea "Laterza - Matera 380".
SAN BASILIO (Gioia del Colle)	Puglia	E.E. su linea "Gioia del Colle - Palagiano".
MESAGNE EST (Mesagne)	Puglia	E.E. su linea "Mesagne - Brindisi".
VEGLIE	Puglia	E.E. su linea "S. Pancrazio - Porto Cesareo".

Piano di Sviluppo 2009 – Allegato 2 (Sviluppi rete AT previsti da Enel Distribuzione)

Impianto	Regione	Soluzione connessione
TUTURANO	Puglia	E.E. su linea "Brindisi - S.P. Vernotico".
MESAGNE SUD (Mesagne)	Puglia	E.E. su linea "Francavilla - Campi Salentina".
AVETRANA	Puglia	E.E. su linea "Manduria - S. Pancrazio".
CAROVIGNO	Puglia	E.E. su linea "S. Vito dei Normanni - Ostuni".
FRANCAVILLA EST (Francavilla Fontana)	Puglia	E.E. su linea "Grottaglie - Francavilla".
BERNALDA	Puglia	E.E. su linea "Ginosa - Scanzano".
VIGLIONE (Santeramo in Colle)	Puglia	E.E. su linea "Laterza - Matera 380".
BORRACCI (Palagianello)	Puglia	E.E. su linea "Castellaneta - Palagiano".
COVELLI (Castellaneta)	Puglia	E.E. su linea "Castellaneta - La Terza".
FATTIZZONE (Ginosa)	Puglia	E.E. su linea " Matera 380" - Ginosa".
LENNE (Palagiano)	Puglia	E.E. su linea " Palagiano - Marina di Castellaneta".
MISICURO (Grottaglie)	Puglia	E.E. su linea " Monteiasi - S. Giorgio Jonico".
SAMIA (Torricella)	Puglia	E.E. su linea " Lizzano - Manduria".
RUVO DEL MONTE	Basilicata	E.E. su linea "Baragiano - Calitri".
COSENZA 3 (Castrolibero)	Calabria	E.E. su linea "Paola - Amantea".
CAMPOLELLI (Reggio Calabria)	Calabria	E.E. su linea "Reggio Ind.le - Melito P.S.".
MONTEBELLO (Montebello Jonico)	Calabria	E.E. su linea "Scilla - Melito".
CANICATTI' 2	Sicilia	E.E. su linea "Ric.Favara - CP Ravanusa".
S. MARGHERITA (ex Sambuca)	Sicilia	E.E. su linea "CP Partanna - S. Carlo".

Piano di Sviluppo 2009 – Allegato 2 (Sviluppi rete AT previsti da Enel Distribuzione)

Impianto	Regione	Soluzione connessione
BIVONA	Sicilia	E.E. su linea "CP S. Carlo - CP Casteltermini".
MAZZARINO	Sicilia	E.E. su linea "CP Ravanusa - S.Cono".
ACIREALE	Sicilia	E.E. su linea "FS Contesse - Catania".
UNIVERSITA' CATANIA (Catania)	Sicilia	E.E. su linea "CP S.G. Galermo - CP Catania Nord".
S. PIETRO LA CLARENZA (ex Mascalucia)	Sicilia	E.E. su linea "SS Paternò - CP S.G. La Punta".
DITTAINO (Enna)	Sicilia	E.E. su linea "CP Valguarnera - Raddusa FS".
LETOJANNI	Sicilia	E.E. su linea "FS Contesse - Catania".
ROCCAMENA	Sicilia	E.E. su linea "CP S. Ninfa - Corleone".
ALIA (Ex Caccamo)	Sicilia	E.E. su linea "CP Fiumetorto - Asja Alia".
UNIVERSITA' DI PALERMO (Palermo)	Sicilia	E.E. su linea "CP Cappuccini - CP Mulini".
SIRACUSA EST	Sicilia	E.E. su linea "CP Siracusa Nord - CP Siracusa 1".
PARTANNA	Sicilia	E.E. su linea "Ric.Partanna - CP S. Margherita".
ASSEMINI	Sardegna	E.E. su linea "Sestu - Fas".
OVODDA	Sardegna	E.E. su linea "Taloro - Bono".
BONO	Sardegna	E.E. su linea "Bono - Budduso".

Tabella 16 – Connessioni di utenti utilizzatori

Nome impianto	Potenza (MW)	Regione	Soluzione di connessione
RFI Collegno	42	Piemonte	Allacciamento con n.3 Stalli Linea da: CP Metro, CP Paracca, CP Pianezza.
RFI Imperia	12	Liguria	Antenna da CP Imperia.
RFI Albairate	12,6	Lombardia	E-E da linea 041 "SE Magenta - CP Gaggiano".
RFI Carnate-Usmate	25,0	Lombardia	E-E da linea 048 "CS Arcore Sondel - CP Biassono".
INOSSMAN	5,5	Friuli Venezia Giulia	Antenna da C.P. Maniago con nuova linea aerea (passaggio da MT a AT).
VERONA STEEL	Aumento da 34,5 a 64,5	Veneto	E-E da linea "Nogarole Rocca - Sorio" T28.0765.
NUOVA PANSAC	30	Veneto	E-E da linea "Villabona-Fusina 2".
RFI Quarto d'Altino	10,8	Veneto	Antenna da C.P. Quarto d'Altino (cavo interrato 0,93 km).
BAGNACAVALLO	15	Emilia Romagna	E-E da linea "Fusignano - Cotignola".
ENYA Botteghino	20	Emilia Romagna	E-E da linea "Parma - Montechiarugolo".
PROFILGLASS	9,5	Marche	Antenna da CP Fano ZI.
GUALDICCIOLO RSM	25	San Marino	E-E su linea "Riccione - Ponticino".
RFI Varano	10,8	Marche	E-E da linea "Candia - Sirolo".
ECOACCIAI	8	Toscana	Derivazione da Linea "Cascina - Pontedera".
Buzzi	9,375	Sardegna	Antenna da CP Siniscola (linea aerea 150 mm ² Al/Acc tipo leggero. 2,2 km).