

PIANO DI SVILUPPO

DELLA RETE ELETTRICA DI TRASMISSIONE NAZIONALE

2006

1	INTRODUZIONE	7
2	LINEE DI SVILUPPO	9
2.1	OBIETTIVI DERIVANTI DALLA CONCESSIONE E DAL CODICE DI RETE	10
2.1.1	DATI E INFORMAZIONI ALLA BASE DEL PROCESSO DI PIANIFICAZIONE	11
2.2	PRINCIPALI INTERVENTI REALIZZATI NEL 2005	12
2.3	ATTUALI CRITICITÀ DI ESERCIZIO DELLA RETE	13
2.3.1	SICUREZZA DI ESERCIZIO DELLA RETE IN AAT	13
2.3.2	QUALITÀ E CONTINUITÀ DEL SERVIZIO	15
2.3.3	QUALITÀ DELLA TENSIONE SULLA RETE	18
2.4	SEGNALI PROVENIENTI DAL MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA	21
2.4.1	PRINCIPALI VINCOLI NEL MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)	22
2.4.2	UNITÀ ESSENZIALI PER LA SICUREZZA DEL SISTEMA ELETTRICO	25
2.4.3	PRINCIPALI VINCOLI DI ESERCIZIO NEL MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO (MSD)	27
2.5	PREVISIONI ED EVOLUZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO	32
2.5.1	PREVISIONI DELLA DOMANDA DI ENERGIA ELETTRICA	32
2.5.2	PREVISIONI DELLA DOMANDA DI POTENZA ALLA PUNTA	35
2.5.3	CONNESSIONE ALLA RTN DI IMPIANTI DI IMMISSIONE O PRELIEVO DI ENERGIA ELETTRICA	37
2.5.4	SVILUPPO DEL PARCO PRODUTTIVO NAZIONALE	39
2.5.5	INTERVENTI DI SVILUPPO DIRETTO PER IL POTENZIAMENTO DELLA CAPACITÀ DI INTERCONNESSIONE CON L'ESTERO	44
2.6	CRITICITÀ PREVISTE ED ESIGENZE DI SVILUPPO DELLA RTN	44
2.6.1	COPERTURA DEL FABBISOGNO NAZIONALE	44
2.6.2	SEZIONI CRITICHE PER SUPERAMENTO DEI LIMITI DI TRASPORTO E RISCHI DI CONGESTIONE	47
2.6.3	ESIGENZE DI MIGLIORAMENTO DELLA SICUREZZA LOCALE E DELLA QUALITÀ DEL SERVIZIO	50
3	PRINCIPALI INTERVENTI DI SVILUPPO	53
3.1	PIANO DI SVILUPPO DI BREVE-MEDIO TERMINE	55
3.1.1	INTERVENTI DI SVILUPPO PER LA SICUREZZA	56
3.1.2	INTERVENTI DI SVILUPPO PER LA RIDUZIONE DELLE CONGESTIONI DI RETE	62
3.1.3	INTERVENTI PER IL POTENZIAMENTO DELL'INTERCONNESSIONE CON L'ESTERO	63
3.1.4	INTERVENTI DI SVILUPPO PER LA QUALITÀ	64
3.2	PIANO DI SVILUPPO DI LUNGO TERMINE	69
3.2.1	INTERVENTI DI SVILUPPO PER LA RIDUZIONE DELLE CONGESTIONI DI RETE	69
3.2.2	INTERVENTI PER IL POTENZIAMENTO DELL'INTERCONNESSIONE CON L'ESTERO	70
3.2.3	INTERVENTI DI SVILUPPO PER LA QUALITÀ	71
3.3	ULTERIORI IPOTESI DI SVILUPPO DELLA RETE	73
3.3.1	POTENZIAMENTI INTERNI DELLA RTN IN VALUTAZIONE	73

3.3.2	<i>FUTURE INTERCONNESSIONI CON L'ESTERO ALLO STUDIO</i>	74
3.3.3	<i>RAZIONALIZZAZIONI ALLO STUDIO</i>	75
3.4	<i>ACQUISIZIONE DI ELEMENTI DI RETE ESISTENTI NELL'AMBITO DELLA RTN</i>	76
3.4.1	<i>PREDISPOSIZIONE DELLA PROPOSTA DI AMPLIAMENTO DELLA RTN</i>	76
3.4.2	<i>CRITERI PER L'ACQUISIZIONE DI ELEMENTI DI RETE NELL'AMBITO DELLA RTN</i>	77
3.4.3	<i>PROPOSTE DI ACQUISIZIONE NELLA RTN DI ELEMENTI DI RETE ESISTENTI</i>	77
4	RISULTATI ATTESI	81
4.1	<i>INCREMENTO DI CONSISTENZA DELLA RTN</i>	81
4.2	<i>INCREMENTO DELLA CAPACITÀ DI IMPORTAZIONE DALL'ESTERO</i>	82
4.3	<i>RIDUZIONE DELLE CONGESTIONI E DEI POLI PRODUTTIVI LIMITATI</i>	83
4.4	<i>RIDUZIONE DEI VINCOLI ALLA PRODUZIONE DA FONTI RINNOVABILI</i>	85
4.5	<i>MIGLIORAMENTO ATTESO DEI VALORI DELLE TENSIONI</i>	86
4.6	<i>RIDUZIONE DELLE PERDITE DI TRASMISSIONE E DELLE EMISSIONI DI CO₂</i>	88

APPENDICE - IL QUADRO NORMATIVO DI RIFERIMENTO **AP-1**

PROVVEDIMENTI DI RECENTE EMANAZIONE **AP-3**

PROVVEDIMENTI IN CORSO DI PREDISPOSIZIONE O DI PERFEZIONAMENTO **AP-10**

IL PROCESSO DI PIANIFICAZIONE INTEGRATA **AP-13**

ALLEGATO 1 - DETTAGLIO DEGLI INTERVENTI **A1-1**

INTERVENTI PREVISTI NELLE REGIONI: VALLE D'AOSTA, PIEMONTE E LIGURIA **A1-3**

INTERVENTI PREVISTI NELLA REGIONE LOMBARDIA **A1-17**

INTERVENTI PREVISTI NELLE REGIONI: TRENTINO A. A., VENETO E FRIULI V. G. **A1-25**

INTERVENTI PREVISTI NELLE REGIONI: EMILIA ROMAGNA E TOSCANA **A1-37**

INTERVENTI PREVISTI NELLE REGIONI: MARCHE, UMBRIA, LAZIO, ABRUZZO E MOLISE **A1-51**

INTERVENTI PREVISTI NELLE REGIONI: CAMPANIA, PUGLIA, BASILICATA E CALABRIA **A1-61**

INTERVENTI PREVISTI NELLA REGIONE SICILIANA **A1-71**

INTERVENTI PREVISTI NELLA REGIONE SARDEGNA **A1-79**

ALLEGATO 2 - DISEGNI RELATIVI AGLI INTERVENTI PREVISTI NEL PIANO DI SVILUPPO **A2-1**

LEGENDA **A2-3**

DISEGNI RELATIVI AGLI INTERVENTI PREVISTI IN VALLE D'AOSTA, PIEMONTE E LIGURIA **A2-5**

DISEGNI RELATIVI AGLI INTERVENTI PREVISTI IN LOMBARDIA **A2-23**

DISEGNI RELATIVI AGLI INTERVENTI PREVISTI IN TRENTINO A. A., VENETO E FRIULI V. G. **A2-29**

DISEGNI RELATIVI AGLI INTERVENTI PREVISTI IN EMILIA ROMAGNA E TOSCANA **A2-33**

DISEGNI RELATIVI AGLI INTERVENTI PREVISTI IN MARCHE, UMBRIA, LAZIO, ABRUZZO E MOLISE **A2-43**

DISEGNI RELATIVI AGLI INTERVENTI PREVISTI IN CAMPANIA, PUGLIA, BASILICATA E CALABRIA **A2-47**

DISEGNI RELATIVI AGLI INTERVENTI PREVISTI IN SICILIA **A2-53**

DISEGNI RELATIVI AGLI INTERVENTI PREVISTI IN SARDEGNA **A2-57**

ALLEGATO 3 - CONNESSIONI ALLA RTN

A3-1

TABELLA A - CONNESSIONE DI C.LI TERMOELETTRICHE CON $P > 300$ MWT

A3-3

TABELLA B - CONNESSIONE DI C.LI CON $P < 300$ MWT O DA FONTI RINNOVABILI

A3-5

TABELLA C - CONNESSIONE DI C.P. DI DISTRIBUZIONE ED IMPIANTI UTILIZZATORI

A3-7

1 Introduzione

Lo sviluppo del sistema di infrastrutture funzionali al trasporto dell'energia elettrica è di fondamentale importanza per il Paese. Il nuovo contesto regolamentare, con l'unificazione della proprietà e della gestione della rete di trasmissione nazionale (nel seguito RTN) in attuazione del DPCM 11.05.2004, identifica la società TERNA Rete Elettrica Nazionale come motore principale dello sviluppo.

L'assetto adottato mira a potenziare la capacità e l'efficacia dell'operatore di trasmissione nella realizzazione degli investimenti necessari a superare le principali criticità della rete, per garantire l'esercizio in sicurezza, risolvere le congestioni ed aumentare il livello di competitività dei mercati.

TERNA predispone annualmente un Piano di Sviluppo (PdS), soggetto all'approvazione del Ministero delle Attività Produttive, contenente una analisi delle criticità attuali e future della rete e l'individuazione dei principali interventi di sviluppo e realizza le opere previste.

Il Piano 2006, in linea con quanto previsto nella Concessione e nel Codice di Rete recentemente entrati in vigore, punta a rendere chiare ed oggettive le esigenze di sviluppo della rete, al fine di favorire la piena comprensione delle problematiche e delle debolezze infrastrutturali che caratterizzano il sistema nazionale di trasporto dell'energia elettrica, nonché la condivisione delle soluzioni di intervento prospettate.

Il documento è strutturato in modo da ripercorrere idealmente il processo decisionale che conduce alla definizione e pianificazione delle soluzioni di sviluppo della RTN.

In particolare, il **cap. 2** analizza i principali interventi realizzati nel corso del 2005 e lo stato della rete attuale, inclusi i parametri elettrici che ne caratterizzano il funzionamento, tenendo conto delle previsioni di crescita del fabbisogno di energia elettrica e di rinnovamento e potenziamento del parco di generazione.

Il **cap. 3** esamina i principali interventi di sviluppo, classificandoli in base ai benefici prevalenti ad essi associati (adeguatezza del sistema per la copertura del fabbisogno, sicurezza di esercizio della rete, riduzione delle congestioni e dei poli di produzione limitati nel mercato, miglioramento della qualità e continuità del servizio e della fornitura) e differenziandoli tra opere di breve-medio termine, di norma riferite al prossimo quinquennio, e attività di lungo periodo relative al prossimo decennio.

Il **cap. 4** descrive i principali risultati conseguibili con la realizzazione degli interventi programmati nel Piano, 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.

Il PdS è anche lo strumento per informare le amministrazioni locali delle iniziative di sviluppo della RTN che interessano i diversi ambiti territoriali, consentendo un coordinamento di Piani e politiche energetiche locali coerenti con i programmi di evoluzione del sistema elettrico sul territorio.

TERNA si adopera per giungere preventivamente ad accordi con Regioni ed enti interessati a livello territoriale dagli interventi di sviluppo della RTN, avvalendosi primariamente dei nuovi strumenti messi a disposizione nell'ambito della procedura di Valutazione Ambientale Strategica (VAS), prevista dalla direttiva europea 2001/42 CE.

In Appendice sono riportate le principali novità del quadro legislativo e normativo che regola il settore della trasmissione elettrica, comprese quelle derivanti dall'applicazione della Direttiva europea n. 42/2001 sulla VAS per una integrazione sempre maggiore e più efficace della componente socio-ambientale e territoriale nella pianificazione dello sviluppo della RTN.

Negli **Allegati 1 e 2** si riportano rispettivamente il dettaglio delle opere di sviluppo del Piano e disegni schematici di alcuni degli interventi previsti; mentre l'**Allegato 3** riporta l'elenco degli impianti di rete per la connessione di cabine primarie e centrali di produzione.

2 Linee di sviluppo

La necessità di sviluppare il sistema di trasmissione nasce dall'esigenza di superare le problematiche riscontrate attualmente nel funzionamento della rete e di prevenire le criticità future correlate alla crescita della domanda di energia elettrica ed al potenziamento della generazione, con conseguente aumento delle potenze trasportate sulla rete.

Il processo di 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. Tale processo può essere schematizzato come in **Figura 1**.

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

La prima fase consiste nella raccolta ed analisi dei dati ed informazioni sui principali parametri fisici ed economici che caratterizzano lo stato attuale e l'evoluzione prevista del sistema elettrico nazionale¹ (cfr. **paragrafi 2.3, 2.4 e 2.5**). Tali elementi 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.

Figura 1

Il processo di pianificazione dello sviluppo RTN: descrizione delle fasi



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

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

Successivamente 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.

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. **cap. 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 la piena 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 all'art. 9 del "Disciplinare di Concessione" (D.M. del 20.04.2005), TERNA, in qualità di Concessionaria delle attività di trasmissione e dispacciamento, persegue i seguenti obiettivi generali:

- assicura che il servizio sia erogato con carattere di sicurezza, affidabilità e continuità nel breve, medio e lungo periodo;
- delibera gli interventi volti ad assicurare l'efficienza e lo sviluppo del sistema di trasmissione dell'energia elettrica nel territorio nazionale e realizza gli interventi di propria competenza;
- garantisce l'imparzialità e la neutralità del servizio di trasmissione e dispacciamento al fine di consentire l'accesso paritario a tutti gli utilizzatori;
- concorre a promuovere nell'ambito delle proprie competenze e responsabilità la tutela dell'ambiente e la sicurezza degli impianti.

In particolare, in merito allo sviluppo della rete, la nuova 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 le reti 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 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 sia per coprire meglio il fabbisogno sia 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 Rete, di cui al D.M. 11.05.2004, ove 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 ed alla riduzione delle possibili congestioni di rete, nel rispetto dei vincoli ambientali e paesaggistici".

Infine, come sancito dalla Direttiva MAP 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 ed affidabilità, in quanto in tali aree il rinforzo della rete elettrica di trasmissione può risultare determinate 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 essenzialmente riconducibili a due fondamentali aspetti del funzionamento del sistema elettrico: la produzione ² e il consumo ³ di energia elettrica. Essi comprendono:

- a. dati ed 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 o 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 zonali, frequenza e rendita di congestione, ecc.), e del Mercato dei Servizi di Dispacciamento (congestioni intra-zonali e alle frontiere, 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;

² *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.*

³ *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.*

- lo sviluppo atteso e l'evoluzione tecnologica del parco produttivo (ri-potenziamenti di impianti esistenti e realizzazione di nuove centrali);
- le connessioni di utenti e di impianti di distribuzione alla RTN;
- le richieste di interconnessione con l'estero attraverso linee private;
- 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 ed il miglioramento ambientale.

Le informazioni di cui al precedente punto a. (descritte nei successivi **paragrafi 2.3 e 2.4**) 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 di cui al punto b. (esaminati nel **par. 2.5**) 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 Principali interventi realizzati nel 2005

Il perseguimento degli obiettivi di sviluppo ha portato negli anni passati alla realizzazione di nuovi impianti di trasmissione di significativa importanza per il funzionamento della RTN. In particolare, tra le principali opere realizzate nel corso del 2005 si ricordano:

- la linea a 380 kV di circa 42 km "S. Fiorano – Robbia", per il potenziamento della capacità di interconnessione e scambio di energia elettrica con la Svizzera, entrata in servizio all'inizio del 2005;
- la nuova direttrice a 380 kV da Rizziconi a Laino lunga oltre 200 km, in servizio da novembre 2005⁴ che ha consentito di aumentare l'affidabilità e la sicurezza della rete di trasmissione della Calabria, riducendo alcuni degli attuali vincoli di esercizio del sistema di interconnessione tra la Sicilia ed il Continente;
- la ricostruzione in classe 380 kV della stazione di Feroletto e l'inserimento della stessa sulla nuova linea a 380 kV "Rizziconi – Laino", essenziale per il miglioramento della qualità e continuità del servizio in Calabria;
- la linea a 380 kV, lunga circa 40 km, per la connessione a gennaio 2005 della centrale EDISON di Candela in ciclo combinato da 370 MW alla stazione a 380 kV di Foggia;
- il completamento, alla fine del 2005, delle opere di posa del cavo sottomarino tra la stazione elettrica di Bonifacio (Corsica) e una nuova stazione di smistamento a 150 kV nel comune di S. Teresa (SS), per il nuovo collegamento a 150 kV "Sardegna – Corsica" (SAR.CO.), previsto

⁴ *Alla realizzazione dell'opera è associato un piano di razionalizzazione della rete 220-150 kV nell'area nord della Calabria, che prevede, tra l'altro, il declassamento a 150 kV della direttrice a 220 kV "Rotonda – Mucone – Feroletto" e la demolizione di alcune linee a 150 kV in uscita dalla stazione di Rotonda.*

in servizio entro gennaio 2006, con mutui benefici in particolare in termini di sicurezza di alimentazione, legati all'interconnessione sincrona dei due sistemi elettrici;

- la linea a 380 kV "La Spezia – Acciaio", che è stata ripristinata in servizio in seguito al superamento di un contenzioso legale e grazie ai lavori di adeguamento effettuati nel 2005 nella stazione di La Spezia, con notevoli benefici per la sicurezza del sistema e la riduzione dei vincoli di rete tra le zone Nord e Centro Nord del mercato elettrico;
- i raccordi a 380 kV in doppia terna, completati a febbraio 2005, che hanno consentito di ottenere i nuovi collegamenti a 380 kV "Pian della Speranza – Montalto" e "Suvereto – Valmontone", per un migliore funzionamento della rete e del mercato nel centro Italia;
- la realizzazione, con entrata in servizio a fine 2005, dei raccordi a 380 kV per il collegamento in entra-esce alla stazione di Ravenna Canala dell'elettrodotto "Ferrara – Forlì", che hanno consentito di superare le limitazioni alla produzione del polo di Ravenna.

2.3 Attuali criticità di esercizio della rete

Lo sviluppo della RTN non può prescindere dall'esame delle problematiche che già attualmente caratterizzano l'esercizio della rete.

In assenza di adeguati interventi, le criticità oggi presenti sono in generale destinate ad amplificarsi in futuro a causa dell'incremento dei transiti di potenza sulla rete, dovuto alla crescita del fabbisogno di energia elettrica e al parallelo sviluppo del parco di generazione nazionale.

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. Gli sviluppi di rete previsti nel presente Piano e descritti nel successivo **cap. 3** e nell'**Allegato 1** sono finalizzati a superare la gran parte delle criticità qui evidenziate.

2.3.1 Sicurezza di esercizio della rete in AAT

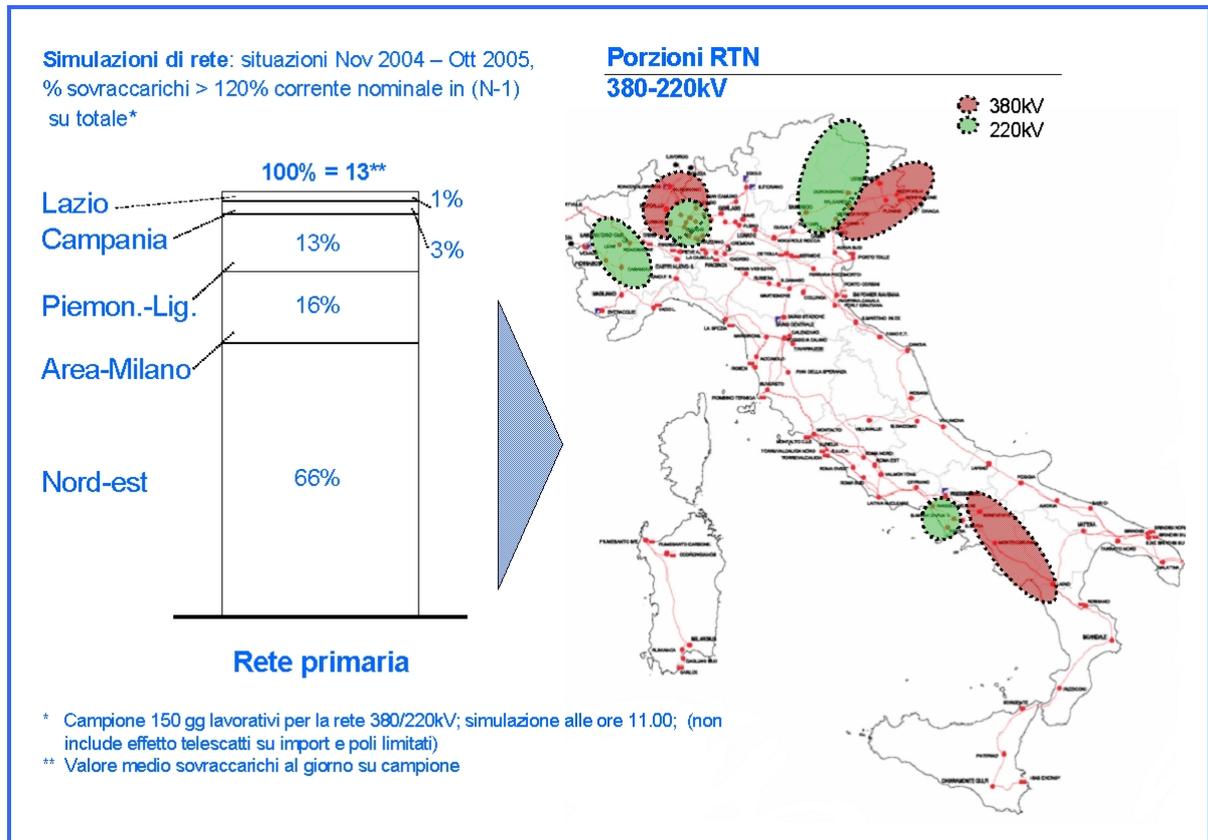
Nella **Figura 2** è riportata la distribuzione territoriale dei rischi di sovraccarico sulla rete di trasporto primaria (cioè quella a 380 e 220 kV), con una mappa qualitativa delle zone geografiche nelle quali sono più alte le probabilità che si verifichino sovraccarichi in condizioni di sicurezza N-1, ossia dovuti al fuori servizio di un qualsiasi elemento di rete.

I dati in esame sono il risultato di simulazioni di rete riferite all'ora di massimo carico (tipicamente alle 11:00 del mattino) su un campione di 150 giorni lavorativi dal Novembre 2004 all'Ottobre 2005.

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.

Figura 2

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



L'area di rete maggiormente a rischio è quella del Nord-Est del Paese, in particolare Veneto e Friuli Venezia Giulia, ove sono localizzati i due terzi degli eventi. La porzione di rete in questione è infatti caratterizzata da una capacità di trasporto non adeguata al transito delle potenze in importazione dalla frontiera slovena, spesso superiori ai valori programmati, a cui si aggiunge la produzione dei locali poli di generazione. L'evoluzione del sistema elettrico e del parco di generazione in Europa e la graduale interconnessione del sistema UCTE con quello del blocco dell'ex Unione Sovietica, sta producendo una distribuzione dei transiti sulla frontiera Nord del nostro Paese diversa da quella registrata in precedenza, determinando un progressivo aumento dei flussi di energia provenienti da Est anche a parità di capacità di interconnessione. Ciò rende potenzialmente critico l'esercizio della rete di interconnessione con la Slovenia.

Risulta critica anche l'area di Milano, ove si concentra circa il 16% dei rischi di sovraccarico su rete primaria, principalmente a causa della limitata capacità di trasporto della rete che alimenta la città di Milano e per la presenza di forti transiti di potenza dal Piemonte e dai poli di produzione di Roncovalgrande, Turbigo, Tavazzano e Cassano verso i centri di carico del milanese.

A seguire si segnalano problemi anche in Piemonte, essenzialmente a causa dei citati fenomeni di trasporto 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 e quelle, sempre a 220 kV, che trasportano dal nord del Piemonte la potenza importata dalla Svizzera e la produzione idroelettrica locale. A queste si aggiungono le difficoltà legate alle debolezze strutturali della rete che alimenta la città di Torino e che attualmente deve vettoriare anche la produzione del nuovo gruppo in ciclo combinato di Moncalieri. 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 ed Avenza (MS).

I problemi riscontrati sulla rete della Campania sono in numero limitato, ma 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. Essi 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. Si segnalano inoltre alcuni problemi legati alla sicurezza di alimentazione della rete a 220 kV di Napoli città dal sistema a 380 kV.

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, ove sono fissati ex ante i limiti di scambio tra zone di rete congestionate ed i vincoli di esercizio dei gruppi di produzione.

Il rischio associato agli eventi analizzati è attualmente gestito attraverso la predisposizione di contromisure di carattere automatico (es. telescatti) o attivate da operatore in grado di ridurre quasi immediatamente i transiti su alcune sezioni di rete critiche al verificarsi di fuori servizio di determinati elementi.

2.3.2 Qualità e continuità del servizio

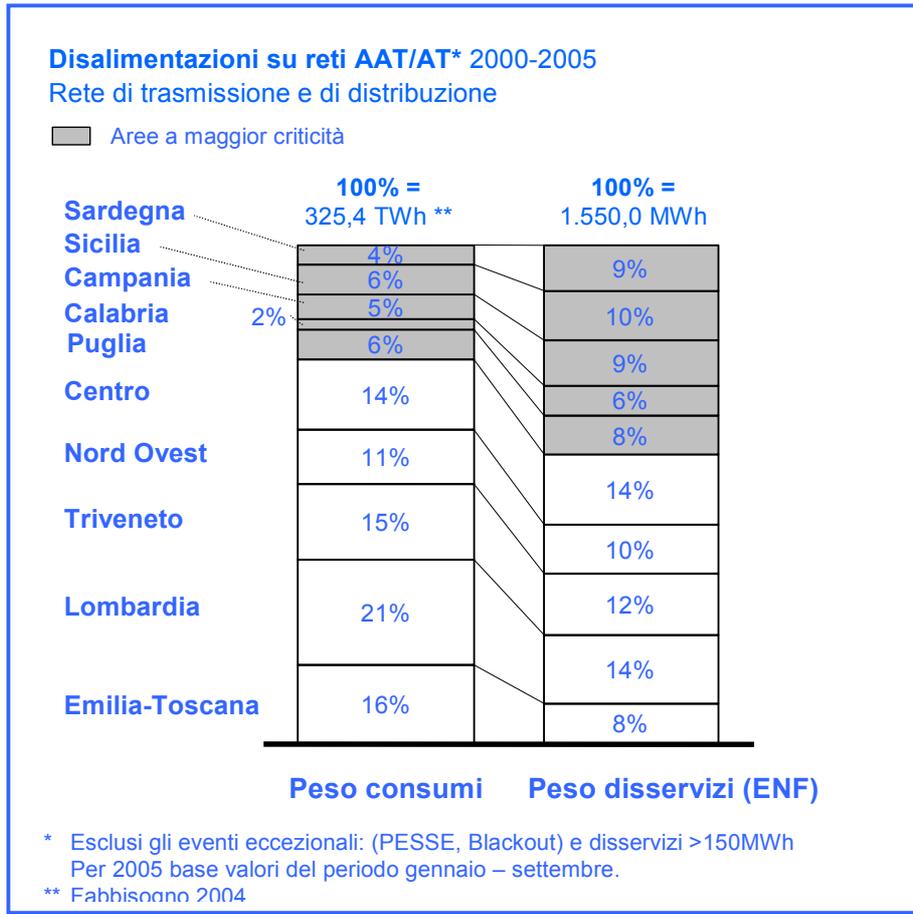
La qualità del servizio è associata principalmente alla sicurezza e continuità delle forniture elettriche. La funzione della rete di trasmissione è quella di trasportare le potenze prodotte dagli impianti di generazione verso gli impianti di prelievo destinati ad alimentare le utenze. La gran parte degli 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 di alimentazione di detti impianti.

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

In **Figura 3** sono evidenziate le aree che negli ultimi cinque anni hanno registrato livelli della continuità del servizio di alimentazione elettrica relativamente peggiori rispetto ai relativi tassi di domanda. In particolare, si osserva che oltre il 40% dell'energia non fornita (ENF) in occasione di disservizi riguarda le regioni del Mezzogiorno e le Isole, ove le disalimentazioni pesano maggiormente, in rapporto ai consumi, rispetto ad altre aree del Paese. Ciò è dovuto anche alla presenza di elementi di rete (non solo di trasmissione) in condizioni non sempre ottimali (impianti vetusti e scarsamente affidabili), ridotti livelli di magliatura della rete, capacità di trasformazione e trasporto insufficienti in determinate situazioni di carico.

Figura 3

Continuità del servizio di alimentazione elettrica

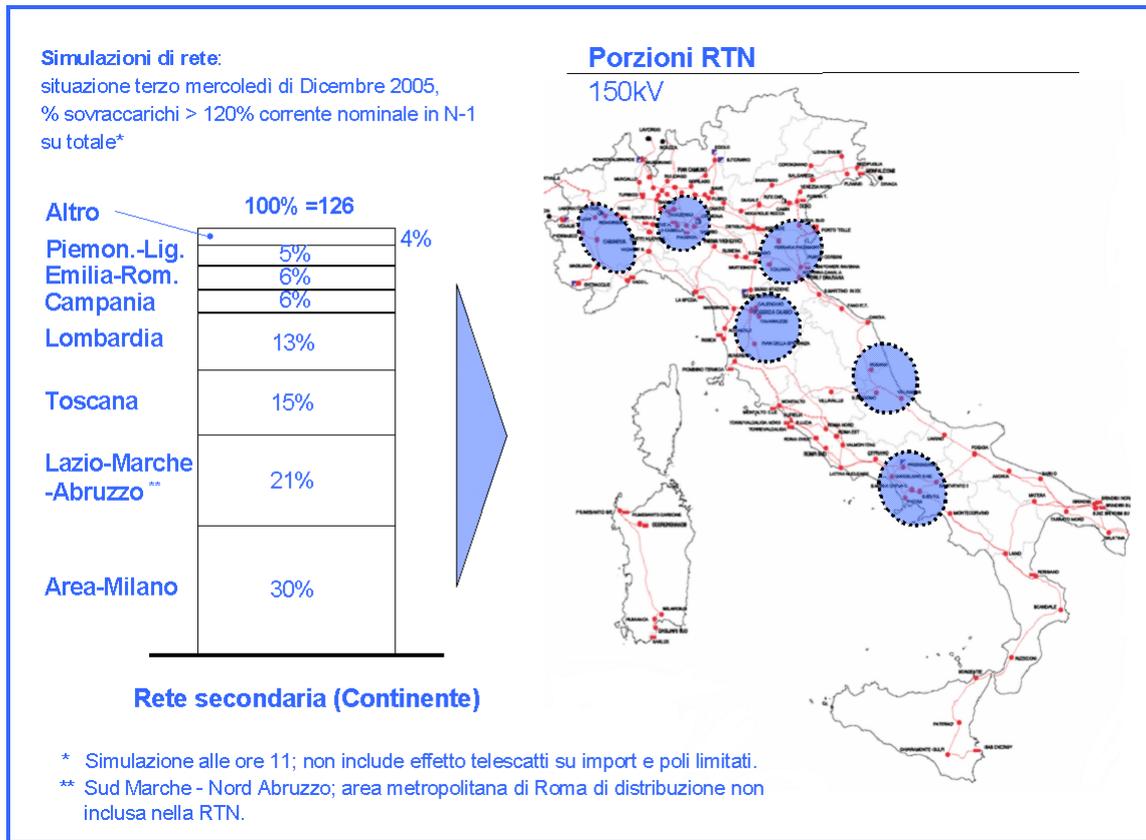


La probabilità di sovraccarico di elementi della rete secondaria in AT rappresenta un indicatore indiretto del rischio di disalimentazione ad essa associato.

Nella **Figura 4** 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 in Figura sono il risultato di simulazioni di load flow riferite alla situazione di rete corrispondente al terzo mercoledì di Dicembre 2005 al massimo carico (tipicamente alle ore 11.00 del mattino).

Figura 4

Aree a maggiore criticità per la sicurezza su rete secondaria



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

I problemi di rete evidenziati sono dovuti ad una insufficiente capacità di trasporto degli elettrodotti e/o ad una capacità di trasformazione non adeguata nelle stazioni AAT/AT esistenti. Tali criticità, soprattutto se riguardanti impianti della RTN, sono espresse in dettaglio nell'**Allegato 1** del PdS, che descrive le soluzioni di sviluppo programmate (in particolare nuove stazioni AAT/AT e potenziamento degli impianti esistenti) appunto in risposta ai problemi di rete riscontrati già oggi e previsti in futuro.

2.3.3 Qualità della tensione sulla rete

In ciascun nodo di una rete elettrica si verificano variazioni lente di tensione legate alle modificazioni periodiche del carico⁵ e della potenza generata dalle centrali⁶, in relazione alle disponibilità di energia primaria e alle strategie ottimali di utilizzazione.

Inoltre, il fuori servizio temporaneo di linee e/o trasformatori ed 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.

In considerazione dell'importanza che il livello di tensione ha per la qualità del servizio, TERNA, con periodicità annuale, esegue delle analisi statistiche sui valori della tensione nei nodi della rete primaria di trasmissione. Queste analisi mostrano che nell'arco degli ultimi 7 anni, le tensioni si sono mantenute per la maggior parte del tempo in un intervallo entro il 5% del valore nominale, nel rispetto delle indicazioni fornite dal Codice di Rete⁷, mentre per alcuni nodi la tensione è risultata contenuta sempre entro il 3% del valore nominale.

La dispersione dei valori intorno alla media è stata di circa 4.4 kV per la rete a 380 kV, ad indicare una generale costanza della tensione che deve interpretarsi come un indice indiretto di una buona qualità del servizio elettrico.

La **Figura 5** riporta la media dei valori massimi, minimi e medi registrati in tutti i nodi elettrici a 380 kV della RTN, nel periodo 1998-2004. Si osserva che, quasi ogni anno, 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, che tuttavia, in particolare dal 2004, sono stati efficacemente controllati con azioni correttive di ri-dispacciamento delle produzioni o di variazioni degli assetti della rete.

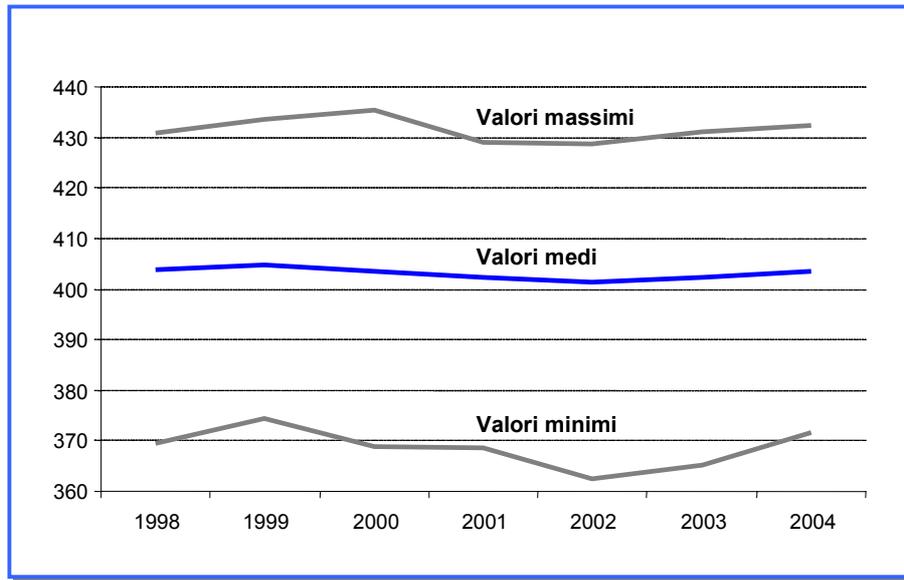
⁵ *Tra le ore diurne e notturne (cicli giornalieri), i giorni feriali e festivi (cicli settimanali), i mesi estivi e invernali.*

⁶ *Giornaliera, settimanale, stagionale.*

⁷ *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 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".*

Figura 5

Media dei valori massimi, minimi e medi registrati nei nodi a 380 kV (1998 – 2004, kV)



Relativamente al solo 2004 le tensioni della RTN, anche grazie alla disponibilità di risorse di dispacciamento approvvigionabili sul MSD, si sono mantenute generalmente buone, sempre nei limiti previsti dalla normativa tecnica, con un valor medio di circa 403 kV per i nodi della rete a 380 kV, e di circa 231 kV per i nodi della rete a 220 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 tra i 390 e i 410 kV.

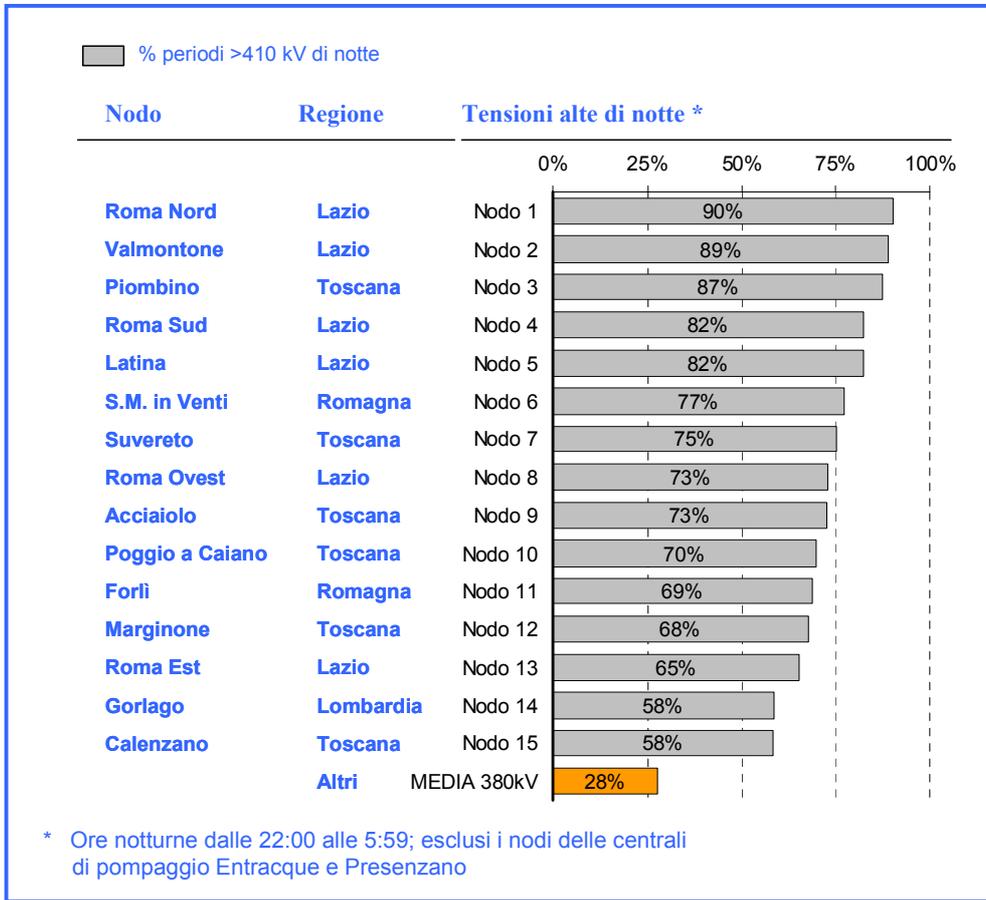
Nell'analizzare le criticità di rete a livello nodale vengono prese inoltre a riferimento le seguenti situazioni tipiche:

- le ore notturne, a basso carico, in cui è maggiore la probabilità di tensioni elevate a causa del ridotto impegno della rete;
- le ore diurne, di alto carico, 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.

In **Figura 6** sono elencati i nodi della rete nazionale a 380 kV (limitatamente alla rete continentale) con i valori di tensione che più frequentemente superano la soglia di attenzione di 410 kV nelle ore notturne (la soglia, seppure all'interno dei parametri obiettivo del Codice di Rete, costituisce un riferimento per TERNA per l'attivazione di azioni correttive). I dati elaborati si riferiscono ai primi 5 mesi del 2005.

Figura 6

Andamento della tensione nei nodi critici – tensioni alte di notte

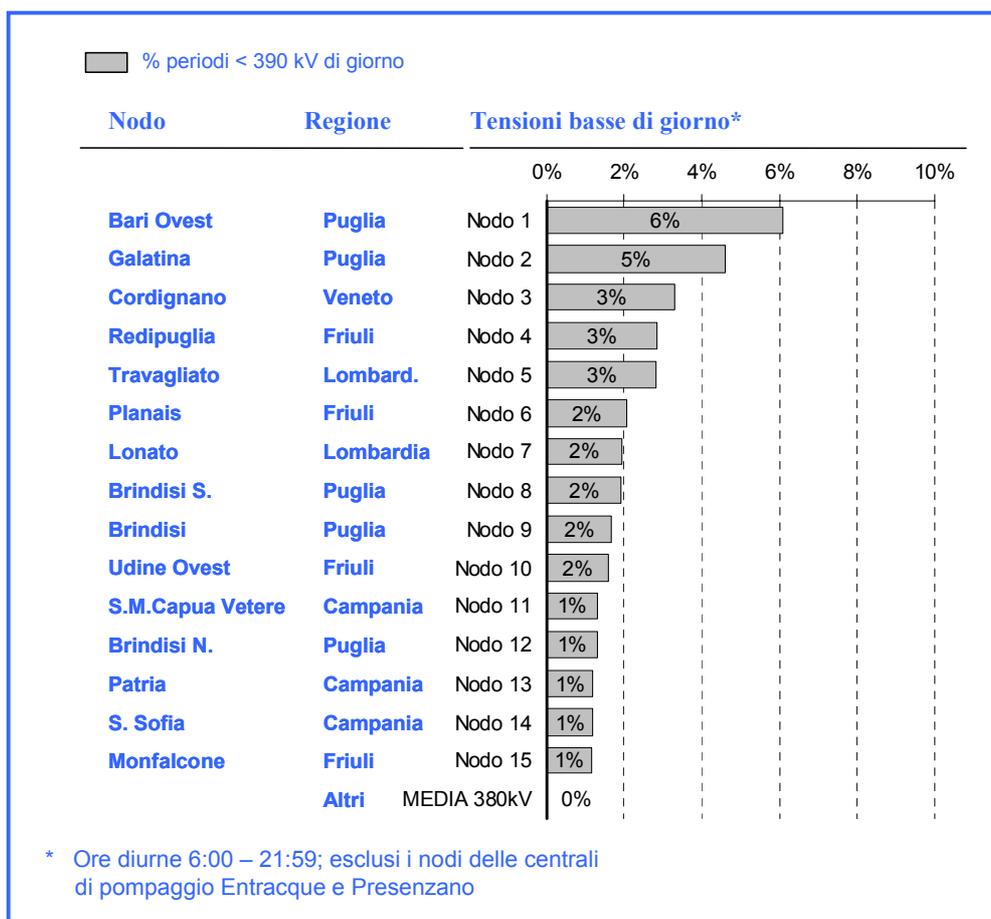


A parte i nodi che svolgono funzione di regolazione, si notano valori di tensione elevati nell'area di Roma, ove sono presenti numerose linee a 380 kV di considerevole lunghezza scarsamente impegnate nelle ore di basso carico. Ad enfatizzare il fenomeno contribuisce anche la presenza dei cavi a 220 kV in uscita dalle stazioni di Roma Nord e Roma Sud. In generale le tensioni risultano alte in particolare in presenza di sezioni di rete neutre (con transiti ridotti) ed in corrispondenza di nodi magliati. Tali situazioni si registrano nelle ore notturne nelle stazioni di Forlì e S. Martino in Venti.

In **Figura 7** sono riportati invece i nodi a 380 kV del continente in cui la tensione è risultata inferiore al valore di 390 kV nelle ore diurne durante il periodo gennaio-maggio 2005.

Figura 7

Andamento della tensione nei nodi critici – tensioni basse di giorno



Si osserva che 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. Tra queste si segnala la direttrice a 380 kV da Redipuglia a Dugale che trasporta la potenza in importazione dalla Slovenia e sulla quale risultano critici in particolare i nodi di Planais, Udine O. e Cordignano.

Tensioni non ottimali si registrano anche nell'area di Brescia (nodi di Travagliato e Lonato), principalmente a causa dei carichi elevati.

Nel Meridione le aree che presentano maggiori scostamenti della tensione dai valori di attenzione risultano la Campania (in particolare la zona di Napoli) e la Puglia, in cui è presente il nodo più critico, quello di Bari Ovest, in considerazione della notevole entità del carico e per la presenza di fenomeni di trasporto delle potenze provenienti dal polo produttivo di Brindisi e dalla Grecia.

La realizzazione di apparati di stazione atti a regolare la tensione (reattanze e banchi di condensatori) consente 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.

2.4 Segnali provenienti dal mercato dell'energia elettrica

Oltre ad assicurare la continuità degli approvvigionamenti e l'efficienza ed economicità del servizio di trasmissione, TERN 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 elettrica della RTN l'analisi delle dinamiche del mercato.

Risultano particolarmente rilevanti le evidenze desumibili dall'analisi:

- della separazione in zone nel *Mercato del Giorno Prima* (congestioni interzonalì 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 al fine di risolvere le congestioni infrazonali, regolare le tensioni, oltre che di 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, al fine di consentire il migliore sfruttamento del parco di generazione nazionale e possibilmente la riduzione del prezzo dell'energia per i clienti del mercato.

2.4.1 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 ad 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 nei primi 9 mesi del 2005 si sono manifestate le citate limitazioni di rete.

Tabella 1

Saturazione dei margini di scambio tra zone di mercato (gennaio-settembre 2005)

DA	A	Numero Ore	Frequenza (Gen-Sett 2005)
Calabria	Sicilia	2408	36,8%
Nord	Centro Nord	1467	22,4%
Piombino	Corsica	1198	18,3%
Sicilia	Calabria	1129	17,2%
Centro Nord	Piombino	746	11,4%
Rossano	Calabria	590	9,0%
Priolo Gargallo	Sicilia	430	6,6%
Calabria	Rossano	355	5,4%
Sardegna	Corsica	303	4,6%
Piombino	Centro Sud	197	3,0%
Centro Sud	Sud	72	1,1%
Brindisi	Rossano	44	0,7%
Turbigo	Nord	12	0,2%
Rossano	Sud	9	0,1%
Centro Nord	Nord	8	0,1%
Sud	Centro Sud	6	0,1%
Monfalcone	Nord	0	0%

Con riferimento al periodo gennaio-novembre 2005, nella **Figura 8** 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.

Dall'analisi del comportamento del mercato, si è evidenziato che risultano frequentemente saturate:

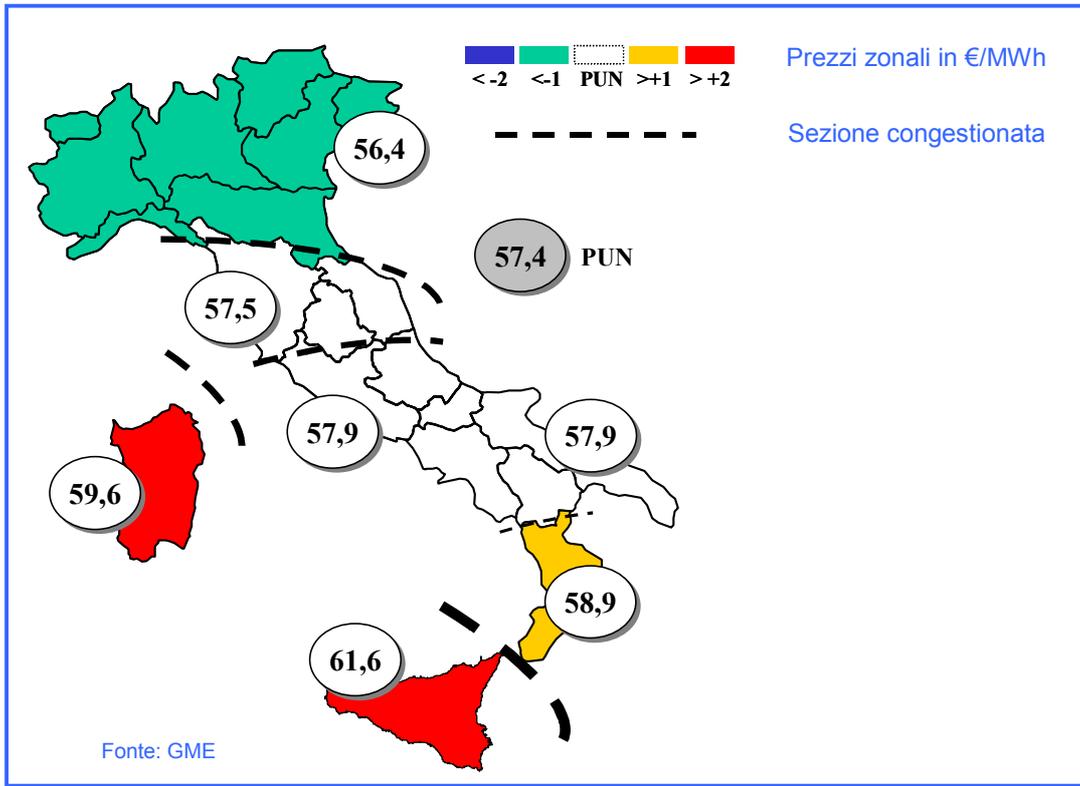
- la sezione Sicilia – Calabria – Rossano in entrambi i versi, con il maggiore differenziale di prezzo tra le zone coinvolte, a testimonianza di problemi principalmente strutturali;
- la sezione Nord – Centro Nord, quasi esclusivamente nel verso nord-sud, a causa della localizzazione non uniforme delle varie tipologie delle unità di produzione sul Continente che si riflette sulle strategie di offerta di vendita da parte dei produttori;
- la sezione Sardegna – Continente, con un consistente differenziale di prezzo lato offerta.

I poli limitati di Monfalcone, Turbigo, Brindisi e Rossano, non congestionano frequentemente le sezioni di rete su cui si affacciano direttamente, in quanto è ipotizzabile si verifichi una limitazione della produzione già in fase di 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.

Figura 8

Impatto delle congestioni di rete sul Mercato del Giorno Prima



Analisi dei livelli di contendibilità sul MGP

Il livello di competizione lato produzione è associato 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.

Nell'ambito dell'attività di monitoraggio del Mercato elettrico, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha condotto specifiche analisi di struttura su base mensile, riferite al periodo compreso tra i mesi di gennaio e settembre 2005, tese all'individuazione del livello di contendibilità del mercato, stante la capacità di produzione di ciascun operatore e le limitazioni strutturali di rete, di cui le capacità di transito tra le zone di mercato sono espressione⁸.

Le analisi effettuate 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.

⁸ Si veda a riguardo il documento dal titolo "Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore dell'energia elettrica" del Febbraio 2005, pubblicato sul sito www.autorita.energia.it.

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

1. Nord – Centro Nord (collegamento diretto);
2. Centro Nord – Sardegna (collegamento indiretto);
3. Calabria – Sicilia (collegamento diretto).

Si ritiene tuttavia 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.

2.4.2 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 (nuove linee, potenziamento delle trasformazioni, 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 (tutte concentrate al Nord, per un totale di 187 MW, cfr. **Tabella 2**) e termoelettriche (per complessivi 728 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 in **Allegato 1**, se relative a impianti della RTN).

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 ad 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.
Somplago UP 1	Dei quattro gruppi della centrale di Somplago, è l'unico ad erogare sulla rete a 132 kV ed il più utilizzato anche perché ha la funzione di sopperire alle carenze di produzione sulla rete a 132 kV e risolverne le congestioni locali. Per detta unità di produzione è atteso il funzionamento nelle punte di carico e come riserva alla locale rete in AT. L'assenza del gruppo comporta il verificarsi di condizioni critiche sulla locale rete a 132 kV, che possono portare ad un degrado delle tensioni nonché alla disalimentazione delle utenze. Sarà possibile rinunciare alla disponibilità del gruppo al termine degli interventi di sviluppo previsti presso la stazione RTN di Somplago e sulla locale rete di distribuzione..
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; l'assenza di tale UP comporta le stesse criticità precedentemente descritte per il gruppo di Somplago. Per detta unità è atteso il funzionamento nelle punte di carico e come riserva alla locale rete a 132 kV.

Tabella 3

Unità termoelettriche essenziali per la sicurezza del sistema elettrico

Nome	Motivazioni
S.Barbara UP 1	Il gruppo della centrale è necessario per la copertura del fabbisogno nell'area a Sud della città di Firenze, inclusa l'area di Siena e Arezzo, anche a causa degli attuali vincoli, imposti dalle Autorità Locali, sull'esercizio della rete a 380 kV afferente all'impianto di Tavarnuzze. La necessità di disporre del gruppo persisterà sino al completamento degli interventi previsti nei piani di sviluppo della rete locale, ovvero alla realizzazione dei lavori previsti nel "Protocollo d'intesa per la Centrale di Santa Barbara sottoscritto tra la Regione Toscana ed Enel S.p.A."
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.
Napoli L. UP 2 e 3	La disponibilità di almeno un gruppo della centrale si rende necessaria per garantire l'alimentazione della città di Napoli e i corretti profili di tensione delle afferente rete, sino all'entrata in servizio della previste trasformazioni 380/220 kV a S. Maria Capua Vetere e della futura stazione nell'area ad est del Vesuvio.
Bari T. UP 1 e 2	La disponibilità di almeno un gruppo (due in caso di fuori servizio accidentale o programmato di elementi della afferente rete a 380 e 150 kV) risulta necessaria all'alimentazione in sicurezza del carico della città di Bari e dei limitrofi centri industrializzati; l'azione risulta particolarmente utile ai fini del controllo dei transiti e per la regolazione della tensione del nodo 132 kV di Bari Ovest. Sarà possibile ridurre l'utilizzo di questa centrale al completamento degli interventi di sviluppo previsti sulla RTN (banco di condensatori nel nodo di Bari O., nuova S.E. nell'area a nord di Bari) e sulla rete di distribuzione (nuovo collegamento a 150 kV tra Taranto Nord e Putignano).

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.

2.4.3 Principali vincoli di esercizio nel Mercato dei Servizi 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 suddetti 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 circa la presenza o assenza in servizio delle suddette unità di produzione risulti negativa in esito al Mercato dell'energia, se ne effettua la selezione sul Mercato per i Servizi di Dispacciamento, programmando un avviamento o uno spegnimento della centrale. Tali selezioni avvengono di norma nel rispetto dell'ordine di merito economico, dando priorità alle unità di produzione più efficaci alla risoluzione del vincolo, con conseguente possibilità che restino escluse dal processo di selezione sul MSD unità meno efficaci cui corrisponderebbero invece prezzi di offerta più economici rispetto a quelli selezionati.

Avviamenti e spegnimenti di UP a programma nel MSD ex ante

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 delle suddette unità equivale ad 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, gli interventi di sviluppo della RTN in generale non sono in grado di determinare una diminuzione delle esigenze di approvvigionamento sul MSD, se non con riferimento alla interconnessione di reti isolate.

Le attività di sviluppo determinano, invece, 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.

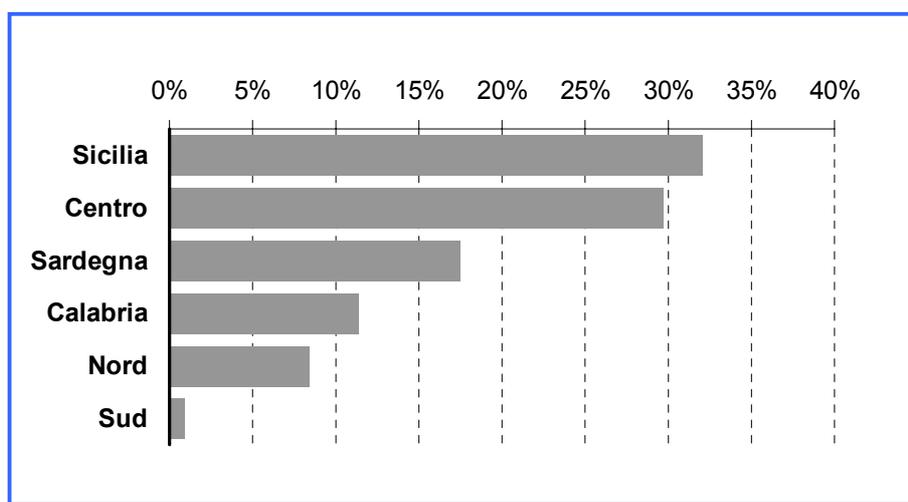
In particolare, il problema del controllo delle tensioni ricorre generalmente nelle ore e nei giorni di basso carico (come i giorni festivi, in cui le tensioni sono tendenzialmente elevate) o nei periodi durante i quali si registrano elevati prelievi di energia (come nel periodo estivo, in cui la richiesta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

In **Figura 9** si riporta il numero, per macro area territoriale di competenza, degli avviamenti di unità a programma, avvenuti nel periodo compreso tra gennaio e settembre 2005. Tale analisi evidenzia come nelle zone del Centro e della Calabria e Sicilia si concentri la gran parte delle accensioni a programma. Ciò è in parte dovuto, da una lato alla necessità di garantire adeguati margini di riserva e disponibilità dei servizi di dispacciamento sopra citati, dall'altro alla maggiore incidenza in queste zone dei vincoli di rete che rendono meno fungibili gli impianti di produzione.

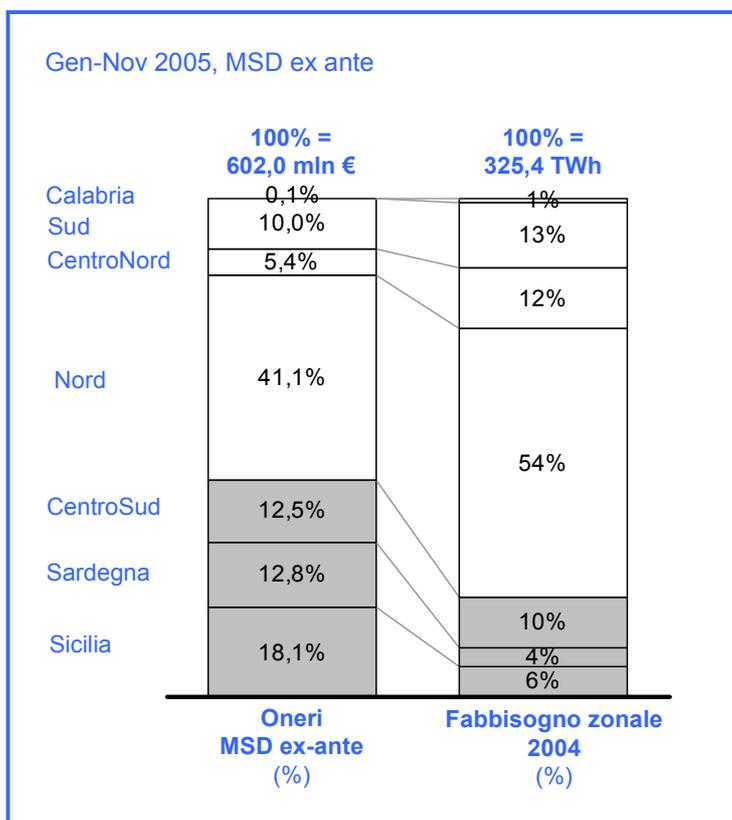
Figura 9

Distribuzione avviamenti a programma per area di mercato (gen – set 2005, % avviamenti)



Nella **Figura 10** è indicata inoltre la ripartizione nelle diverse zone di mercato degli oneri associati agli avviamenti (al netto degli spegnimenti) a programma di unità produttive nel MSD, confrontati con la rispettiva domanda zonale. Le quantità di energia a salire (risp. a scendere) approvvigionata dalle unità selezionate al di fuori dell'ordine di merito economico sono valorizzate sulla base del differenziale tra il prezzo zonale e i prezzi offerti a salire (risp. a scendere).

Figura 10
Confronto oneri MSD vs. consumi per zona di mercato



Dalla **Figura 10** si può notare come circa il 44% degli oneri di dispacciamento venga generato dalle Isole e dal Centro Sud, che rappresentano complessivamente il 20% del fabbisogno di energia elettrica del Paese.

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

- alimentazione in sicurezza del carico dell'area a 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 della Puglia 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.

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 (es. 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 ed 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 di 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.

2.5 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:

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

2.5.1 Previsioni della domanda di energia elettrica

Le previsioni della domanda di energia elettrica in Italia effettuate da TERNA, hanno come scopo principale quello di fornire un quadro di riferimento per le valutazioni relative al Piano di Sviluppo della rete elettrica nazionale.

Tali previsioni si estendono attualmente fino al 2015 e sono disaggregate nelle principali macroaree geografiche ed in base ai consumi di energia elettrica nelle principali attività. Nelle tabelle di questo paragrafo sono riportati anche i dati in previsione relativi all'anno 2010, intermedio nel periodo 2005-2015.

Sono state utilizzate le serie storiche dei consuntivi della richiesta e dei consumi di energia elettrica sulla rete italiana e, per la potenza, le serie storiche delle punte stagionali sulla rete nazionale. Si è inoltre evidenziata la previsione del 2005 della richiesta di energia elettrica. Dal punto di vista macroeconomico, si sono considerate, sempre a consuntivo, le serie storiche del prodotto interno lordo (PIL) italiano e del valore aggiunto settoriale.

Per le previsioni economiche a supporto della previsione in energia, si è tenuto conto delle più recenti indicazioni contenute nei documenti prodotti dalle società specializzate nell'aggiornamento periodico del quadro macroeconomico. Il PIL dell'Unione Monetaria Europea è previsto essere in lieve accelerazione, in particolare quello dell'Italia, che dovrebbe portarsi ad una crescita dell'1,6% medio annuo grazie, nei primi anni, ad un aumento della produttività del lavoro e, su un orizzonte più lungo, al graduale aumento del tasso di occupazione.

La previsione di medio – lungo termine della domanda di energia elettrica è ottenuta, quindi, a partire da una previsione dell'andamento del valore aggiunto e del PIL. La grandezza che mette in relazione domanda elettrica e grandezze economiche è l'intensità elettrica⁹.

Le analisi recenti 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 debolmente calante, in Italia essa mantiene qualche margine di crescita potenziale nel medio periodo.

Nella previsione della domanda in energia si è pertanto ipotizzato, per il prossimo decennio, una crescita dell'intensità complessiva per l'intero Paese pari ad un tasso medio di circa +1,1 % per

⁹ *L'intensità elettrica è la quantità di elettricità (kWh) consumata da ciascun settore, per unità (Euro) del rispettivo contributo (valore aggiunto) alla formazione del PIL.*

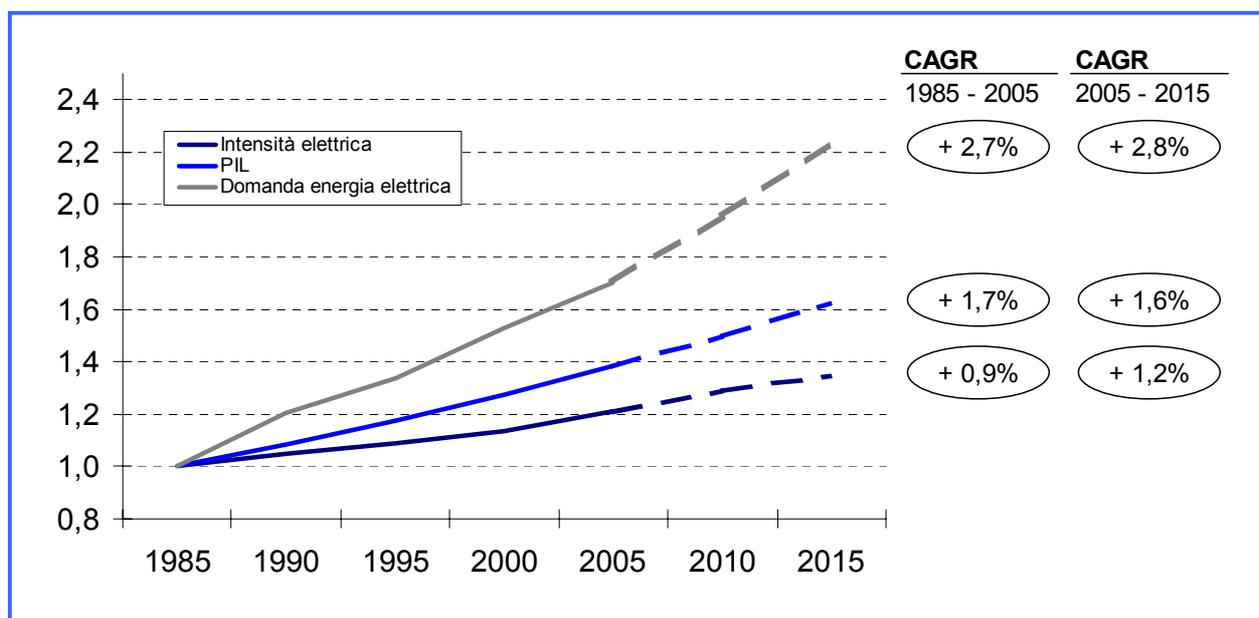
anno, intermedio tra i livelli riscontrati a consuntivo nel periodo dalla fine degli anni '90 ai primi anni del nuovo decennio.

Il progressivo aumento dell'intensità elettrica, in particolare se legato alle condizioni climatiche dell'anno e, come negli ultimi anni, alla diffusione dei condizionatori d'aria, può determinare maggiore variabilità nei tassi di crescita annui che tuttavia non dovrebbero incidere sui trend di medio-lungo periodo.

Nel periodo 2005 – 2015 si stima una evoluzione della domanda di energia elettrica in Italia con un tasso medio annuo del 2,8% (cfr. **Figura 11**).

Tale percentuale di incremento consentirebbe il raggiungimento dei 432,0 TWh nel 2015.

Figura 11
Tassi medi di crescita annui (CAGR) della domanda di energia elettrica



Rispetto alla media nazionale, la crescita della domanda per il prossimo decennio 2005-2015 delle quattro macroaree geografiche, si manifesterà leggermente più sostenuta al Sud (tasso medio annuo del +2,9%), mentre le aree del Centro, del Nord Italia e delle Regioni insulari si collocheranno pressoché in media, con valori compresi tra +2,7% e +2,8% (v. **Figura 12**).

Per quanto riguarda i principali settori di consumo (v. **Figura 13**), l'industria si conferma il settore più rilevante sotto l'aspetto dei consumi elettrici: nel 2015 la sua quota è pari circa alla metà dei consumi, con uno sviluppo in linea con quello del totale dei consumi (tasso medio annuo +2,8% sull'intero periodo 2005-2015). Nell'ambito del settore industriale si prospetta nello stesso periodo un andamento più dinamico delle industrie per la produzione di beni finali¹⁰ (incluse le altre industrie, +3,6%) ed uno sviluppo più contenuto per le industrie dei beni intermedi¹¹ (+1,9%). 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 (+3,4%). Nel 2015 il settore terziario raggiungerà una quota nella struttura pari quasi ad un terzo dei consumi (28%).

¹⁰ *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.*

¹¹ *Industrie dei metalli, dei materiali da costruzione, della chimica, della carta.*

Con un tasso medio annuo di crescita di circa il 2% sull'intero periodo, il settore domestico verrà a detenere nel 2015 una quota dei consumi elettrici pari a circa il 20%. Sostanzialmente stabile il contributo del settore agricolo, attorno all'1,5% nella struttura dei consumi.

Figura 12

Previsioni della domanda di energia elettrica - Principali aree geografiche (TWh)

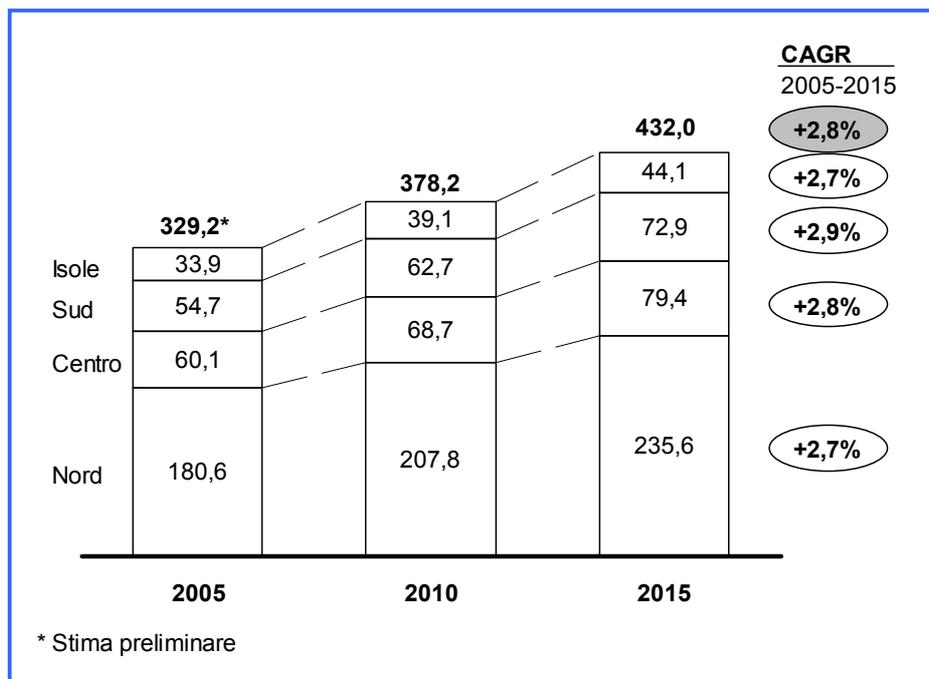
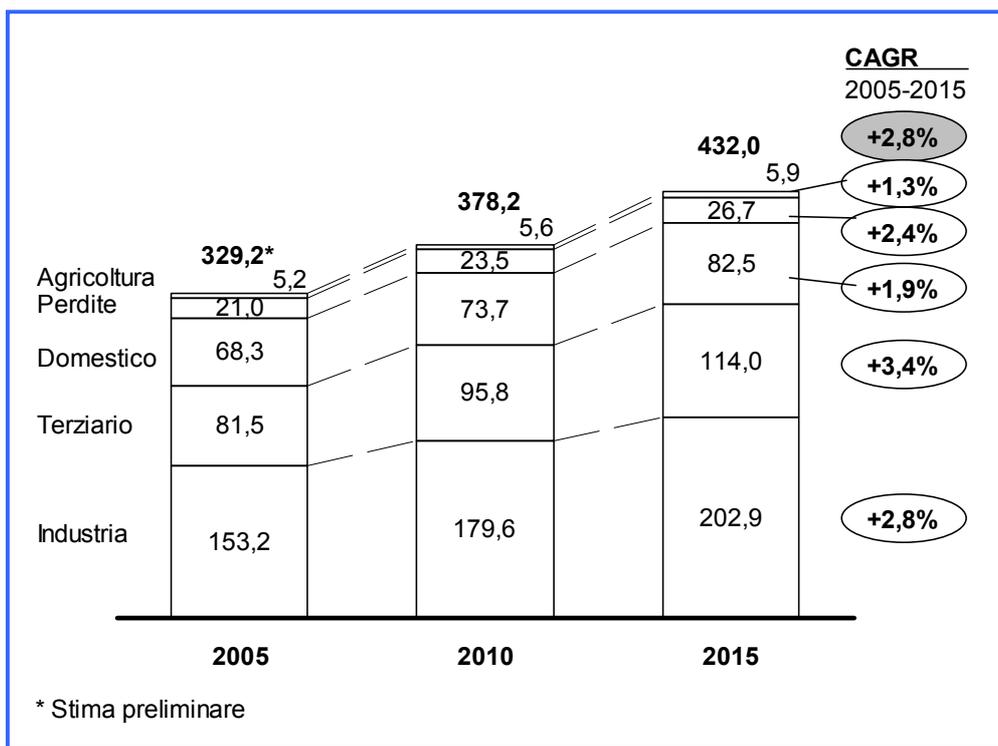


Figura 13

Previsioni di crescita della domanda di energia elettrica per settore (TWh)

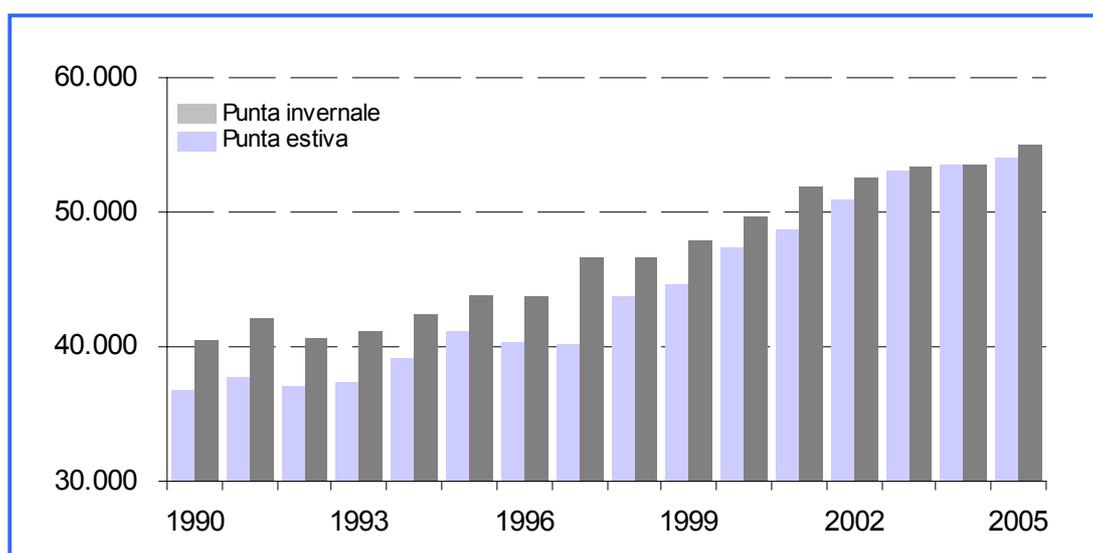


2.5.2 Previsioni della domanda di potenza alla punta

Le previsioni della domanda di potenza sulla rete italiana sono elaborate partendo da quelle sulla domanda di energia elettrica. La metodologia adottata è quella che muove da una previsione delle ore di utilizzazione¹² della potenza alla punta, per arrivare alla previsione della potenza alla punta invernale ed estiva. In considerazione della definizione delle ore di utilizzazione della potenza alla punta, a parità di domanda di energia elettrica al diminuire delle ore di utilizzazione corrisponde un fabbisogno di potenza alla punta maggiore.

In **Figura 14** è illustrato l'andamento sinora registrato della potenza alla punta invernale ed estiva. Si può osservare come anche in Italia, al pari di quanto è avvenuto in diversi altri Paesi industrializzati, negli ultimi anni si sia sempre più ridotta la differenza tra il valore invernale ed estivo della potenza alla punta.

Figura 14
Andamento della domanda alla punta (1990-2005, MW)



L'andamento storico delle ore di utilizzazione della domanda alla punta invernale evidenzia 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 6'000 ore/anno. A partire dal 1992, le ore di utilizzazione della domanda alla punta invernale sono sostanzialmente stabili nell'intervallo tra 5.900 e 6.000 ore/anno, come mostrato in **Figura 15**.

Nella stessa figura sono riportate le ore di utilizzazione della domanda alla punta estiva. Si osserva che ad una fase di relativa stabilità attorno a 6.500 ore/anno si è sostituita in anni più recenti una tendenza molto pronunciata alla diminuzione verso livelli potenzialmente anche inferiori a quelli delle ore invernali. Al fine di rendere più riconoscibili le tendenze di fondo, nella figura sono inoltre riportate medie mobili centrate a cinque termini per le ore di utilizzazione della potenza massima estiva ed invernale¹³.

¹² Le ore di utilizzazione della domanda alla punta sono pari al rapporto tra la domanda annua di energia elettrica e la domanda di potenza alla punta.

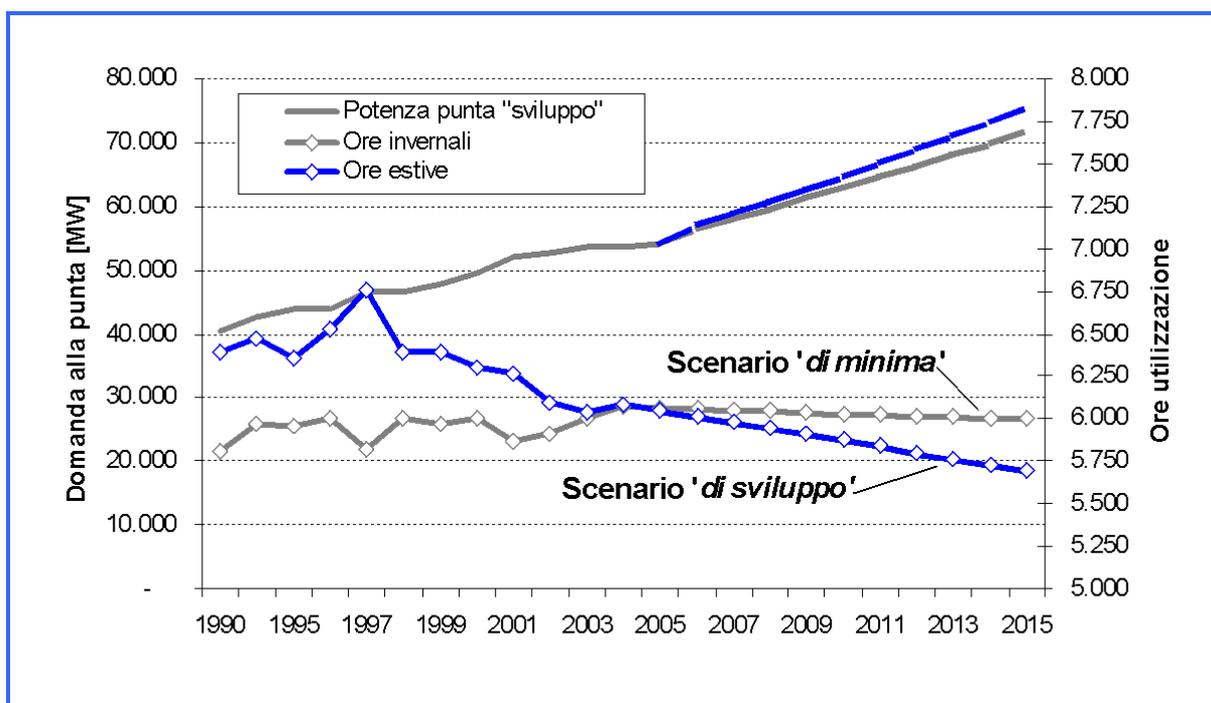
¹³ In figura si è utilizzata la rappresentazione del dato puntuale (anno per anno) e della media mobile. Con la media mobile si raggiunge l'obiettivo di depurare la serie storica dalla componente accidentale, lasciando in evidenza il trend di fondo; in particolare la media a cinque termini (cinque anni) usata è applicata all'anno centrale (media centrata).

La previsione delle ore di utilizzazione della potenza alla punta invernale ottenuta è quella relativa al cosiddetto “inverno medio”, sostanzialmente determinata dal trend di fondo. Nel prevedere le ore di utilizzazione della potenza alla punta estiva è determinata, con criterio analogo, una “estate media”. In particolare per la punta estiva si possono prospettare due andamenti previsionali: il primo ‘di minima’ che prevede una fase di stabilizzazione del trend di riduzione delle ore di utilizzazione ed un secondo ‘di sviluppo’ in cui il trend di riduzione è ipotizzato proseguire fino al 2015.

Nel grafico di **Figura 15** sono illustrati i risultati delle estrapolazioni relative alla previsione delle ore di utilizzazione della potenza alla punta estiva ed invernale fino al 2015.

Figura 15

Previsione delle ore di utilizzazione e potenza alla punta estiva e invernale (1990 – 2015, MW, ore)



Per l’anno 2015, la condizione di massimo fabbisogno in potenza è prevista con una utilizzazione della potenza alla punta estiva di circa 5’700 ore/anno, per la quale si avrebbe una domanda di potenza alla punta pari a circa 76 GW (ipotesi alta), con incremento di circa 21 GW rispetto alla punta del 2005. La **Tabella 4** fornisce i dati di riepilogo della evoluzione prevista per la potenza alla punta nel nostro Paese.

Tabella 4

Previsione della domanda di potenza alla punta

Anno	Potenza
2005	55'015 MW
2010 ipotesi bassa/alta	62'000 / 64'000 MW
2015 ipotesi bassa/alta	72'000 / 76'000 MW

2.5.3 Connessione alla RTN di impianti di immissione o prelievo di energia elettrica

TERNA, in qualità di concessionaria dell'attività di trasmissione, ha l'obbligo di connettere alla RTN tutti i soggetti che ne facciano richiesta, senza compromettere la continuità del servizio e purché siano rispettate le regole tecniche di connessione e le prescrizioni del Codice di Rete.

Le connessioni possono essere suddivise in tre principali tipologie:

- centrali termoelettriche di grossa taglia, con potenza termica maggiore di 300 MW;
- centrali di piccola taglia termoelettriche o da fonte rinnovabile (per lo più centrali eoliche);
- impianti di utenti da connettere direttamente alla RTN e impianti appartenenti a reti interoperanti con la RTN.

Gli interventi per la connessione alla RTN di impianti che immettono o prelevano energia elettrica contemplati nel presente documento, si riferiscono esclusivamente alle connessioni per le quali siano state definite ed accettate le modalità di connessione alla RTN e rispondenti ad uno almeno dei seguenti requisiti:

- impianti in corso di effettiva realizzazione (cantieri già avviati per le opere funzionali alla messa in opera della nuova capacità produttiva o all'incremento di quella esistente);
- centrali termoelettriche con potenza termica maggiore di 300 MW che al 31.12.05 risultino autorizzate alla costruzione e all'esercizio in base a quanto in merito disposto dalla Legge 55/02 o secondo la procedura definita nell'allegato IV al DPCM 27 dicembre 1988;
- impianti per i quali i proponenti abbiano costituito in favore di TERNA un deposito fideiussorio a totale copertura degli oneri di realizzazione degli impianti della RTN dedicati alla connessione.

In questa tipologia ricade tutto l'insieme delle opere necessarie al collegamento degli impianti di utenza che prelevano o immettono energia elettrica alla RTN (generalmente stazioni di consegna/smistamento e raccordi a linee esistenti) e i soli rinforzi di rete necessari ad "ancorare" in sicurezza detti impianti alla rete.

Come indicato nello stesso Codice di Rete (par. 2.3.3), fra gli interventi di connessione non sono invece contemplati i rinforzi strutturali della RTN necessari a limitare le congestioni, anche quando questi sono riconducibili alla connessione di impianti produttivi.

Tali rinforzi strutturali, infatti, oltre a consentire la piena operatività di tutti i nuovi impianti di produzione, apportano benefici alla RTN nel suo complesso e sono pertanto annoverati fra gli interventi di interesse generale della RTN e sono descritti nel **Capitolo 3**.

Nelle analisi di rete volte alla valutazione del rischio di congestione non sono stati presi in considerazione gli impianti di produzione di energia elettrica non rispondenti ai requisiti precedentemente elencati. Sono stati invece presi in considerazione tutti i nuovi impianti di distribuzione per i quali sia stata presentata regolare richiesta di connessione alla RTN e sia stata fornita accettazione alla soluzione di allacciamento individuata.

Qualora il nuovo collegamento tra l'impianto dell'utente da connettere e la RTN non risulti di interesse per lo sviluppo della RTN, esso sarà realizzato dall'operatore interessato, che ne sarà proprietario facendosi carico della costruzione, esercizio e manutenzione.

Impianti di Rete per la connessione di centrali con potenza termica maggiore di 300 MW

Come accennato, nel Piano sono riportati gli interventi sulla RTN relativi alle connessioni di nuove centrali termoelettriche o alla modifica delle connessioni a seguito del potenziamento di centrali esistenti con potenza termica maggiore di 300 MW.

Nel prosieguo del presente documento (cfr. **Allegato 3**) sono sinteticamente descritti i lavori in parola. Per ciascuno di essi la data indicata si riferisce di norma all'entrata in servizio della centrale, così come indicato dal proponente o come riportato nel decreto autorizzativo¹⁴. 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 e con i titolari di RTN assegnatari dei lavori.

Nella **Tabella A** riportata nell'Allegato 3 vengono elencate tutte le connessioni di centrali con potenza termica maggiore di 300 MW. La potenza indicata rappresenta la potenza della nuova centrale o l'incremento di potenza relativa ad una modifica di centrale (in tal caso nella tabella l'indicazione della potenza è preceduta da un segno +).

Impianti di Rete per la connessione di centrali termiche di piccola taglia e di centrali da fonti rinnovabili

Anche gli interventi di connessione di piccole centrali termiche e da fonti rinnovabili sono sinteticamente descritti nell'**Allegato 3**. Qualora indicate, le date degli interventi in questione si riferiscono di norma all'entrata in servizio della centrale. L'eventuale dicitura "data da definire" indicata al posto della data di entrata in servizio, si riferisce ad interventi per i quali non è ancora stato definito, insieme ai produttori, un preciso programma temporale.

Nella **Tabella B** riportata nell'Allegato 3 vengono elencate le opere da eseguire sulla RTN al fine di realizzare la connessione di impianti di produzione da fonte rinnovabile o con potenza termica inferiore a 300 MW (rispettando i requisiti prima indicati).

¹⁴ *Non si esclude tuttavia che, in alcuni casi, a seguito di difficoltà autorizzative o realizzative, la data indicata possa tener conto di eventuali ritardi.*

Connessione alla RTN di Utenti, Cabine primarie ed altri impianti appartenenti a reti interoperanti

Una fra le più ricorrenti classi di interventi di connessione è rappresentata dai collegamenti alla RTN di Cabine Primarie (C.P.), per i quali le società di distribuzione formulano apposita richiesta a TERNA.

Le C.P. sono impianti di trasformazione atti ad alimentare la rete di distribuzione in media tensione che, seppur inseriti nel tessuto della RTN, restano generalmente di proprietà dei gestori delle reti di distribuzione che le esercitano.

Gli interventi della presente categoria si riferiscono alle seguenti tipologie di connessione:

- connessioni alla RTN di C.P. (per le quali lo schema di connessione più frequente prevede il collegamento in entra-esce a linee di trasmissione);
- connessioni su stazioni della RTN di nuovi elettrodotti in alta tensione appartenenti alla rete di distribuzione che a loro volta alimentano delle C.P.;
- connessioni alla RTN di impianti per il trasporto ferroviario ad alta velocità/alta capacità (lo schema di connessione prevede di norma un ATR AAT/AT presso stazioni della RTN che alimenta una rete AT di proprietà della società per il trasporto ferroviario RFI);
- connessioni alla RTN di sottostazioni elettriche (SSE) per l'alimentazione in corrente continua degli impianti di trazione ferroviaria tradizionale;
- connessioni dirette alla RTN di impianti di utenza destinati al prelievo di energia elettrica.

La **Tabella C** riportata nel citato **Allegato 3** riassume gli interventi di connessione (nuovi o già programmati) la cui soluzione di allacciamento alla RTN indicata da TERNA (già GRTN) è stata accettata dai richiedenti e per i quali gli stessi abbiano fornito le necessarie garanzie.

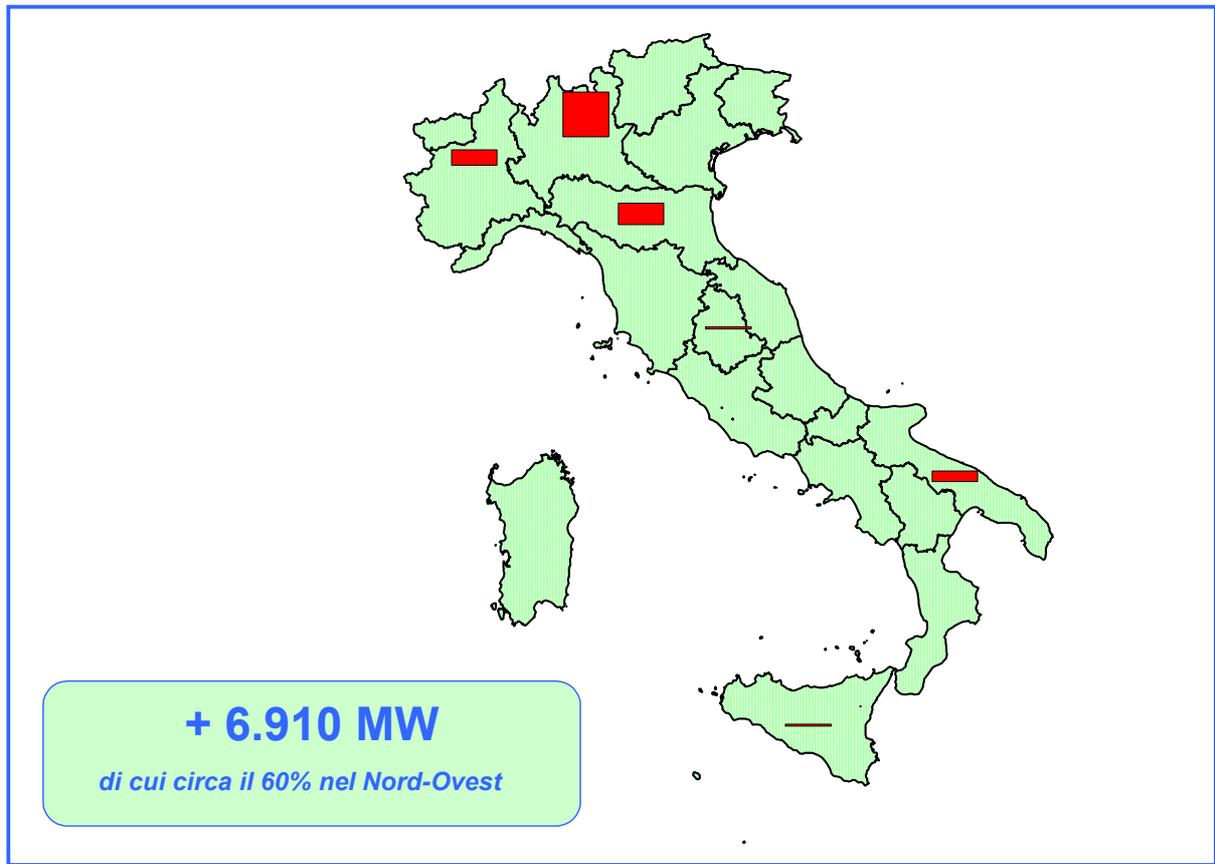
2.5.4 Sviluppo del parco produttivo nazionale

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

Complessivamente sono stati autorizzati, con le procedure previste dalla legge 55/02 (o dal precedente DPCM 27 dicembre 1988), circa 55 impianti di produzione con potenza termica maggiore di 300 MW, che renderanno disponibili oltre 20.000 MW elettrici.

Nella **Figura 16** e nella **Figura 17** viene visualizzata la distribuzione sul territorio dell'aumento di capacità produttiva rispettivamente realizzato dal 2002 al 2005 ed atteso nel periodo 2006-2010.

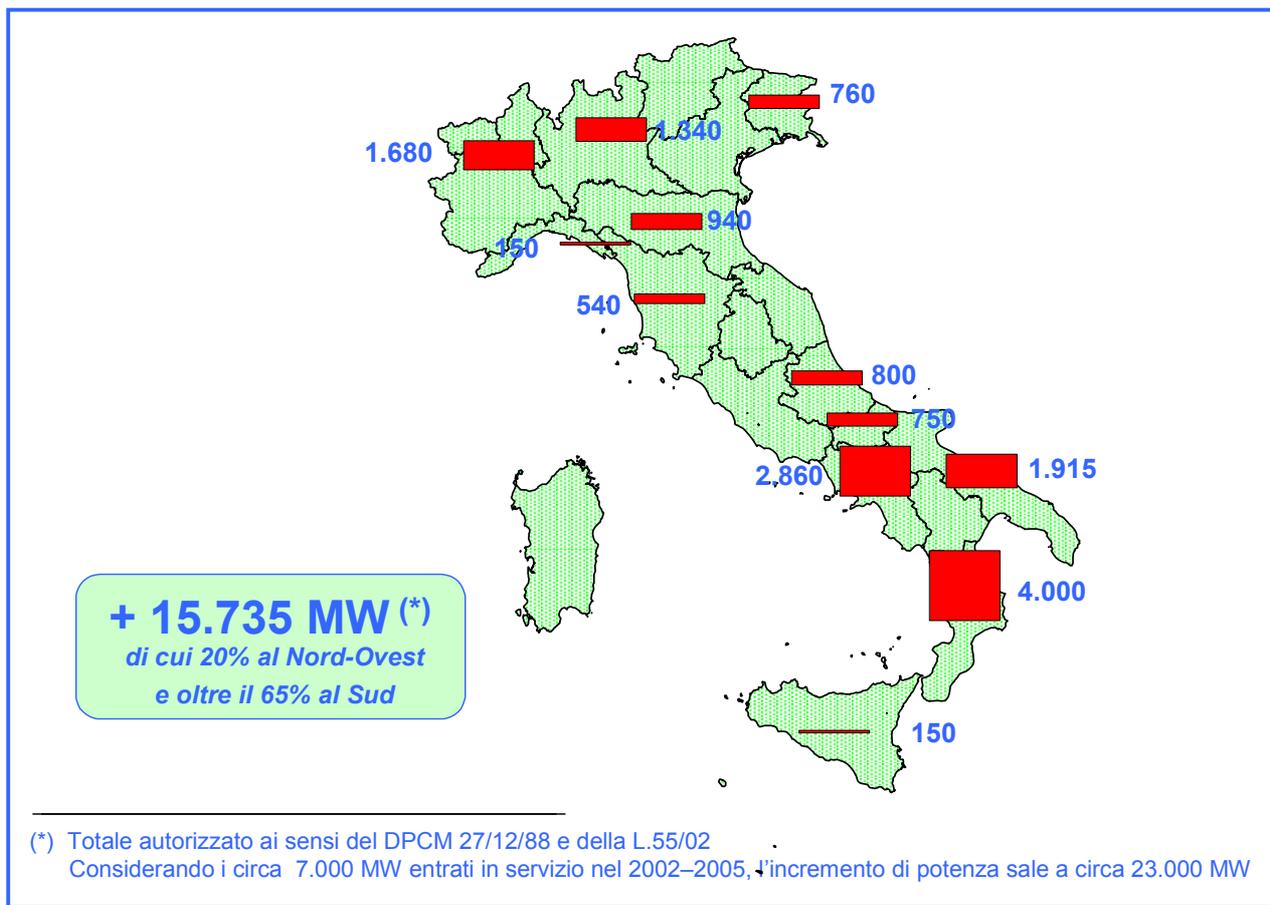
Figura 16
Potenza da nuove centrali termoelettriche dal 2002 al 2005



Si può osservare come circa il 60 % degli impianti entrati in servizio sia localizzato nell'area nord-ovest del Paese, mentre circa il 65 % degli impianti autorizzati (in costruzione o con i cantieri non ancora avviati) sia concentrato nella parte meridionale del paese, principalmente in Campania, Puglia e Calabria.

Come verrà meglio illustrato nel **par. 2.6.2**, 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.

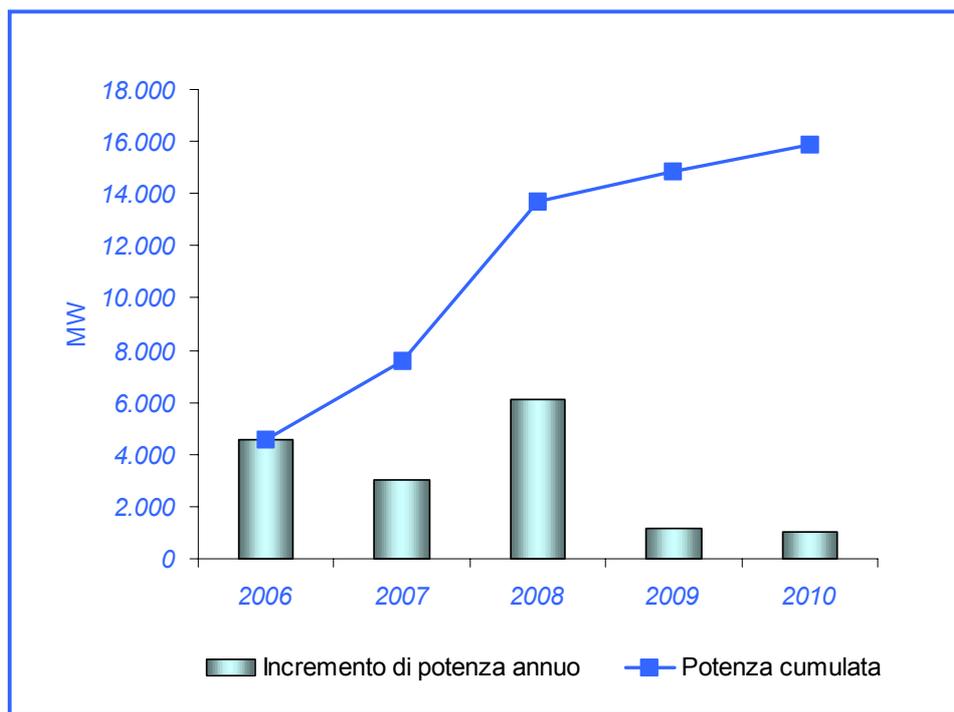
Figura 17
Potenza da nuove centrali termoelettriche dal 2006 al 2010



In **Figura 18** si riporta invece il quadro di riepilogo della nuova potenza che ad oggi si prevede possa essere disponibile alla fine di ciascun anno, a partire dal 2006 e fino al 2010, in base alle informazioni ricevute dalle diverse società titolari delle autorizzazioni alla costruzione ed esercizio degli impianti termoelettrici.

Figura 18

Nuova potenza annuale disponibile e cumulata negli anni 2006 -2010



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. Al riguardo, il maggiore contributo è fornito dagli impianti eolici, come noto caratterizzati da una fonte primaria particolarmente discontinua che non rende possibile l'utilizzo a programma della potenza installata. Analizzando la **Figura 19** si può osservare come la capacità produttiva eolica sia raddoppiata nel biennio 2004-2005.

In totale le richieste di connessione di impianti eolici alla rete elettrica di trasmissione nazionale ammontano ad oltre 10.000 MW, tuttavia il numero di impianti realizzati è di un ordine di grandezza inferiore. Risulta pertanto difficile riuscire ad individuare con precisione uno scenario di evoluzione di tale parco produttivo, considerando anche il fatto che la normativa per la regolamentazione tecnico-economica dell'iter di connessione non è stata ancora completamente definita.

Tuttavia, al fine di avere un'idea sull'ordine di grandezza 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.

In **Figura 20** è rappresentata, per ogni regione, la potenza totale degli impianti eolici ipotizzabile al 2008, ovvero ottenuta sommando gli impianti in servizio al 2005 con quelli che hanno assunto, come detto, impegni economici con i gestori di rete. Si può osservare che la maggior parte degli impianti risultano localizzati nel Mezzogiorno e nelle Isole maggiori e che in totale si prevedono per la fine del 2008 circa 3.000 MW di impianti eolici. Particolarmente significativa è la situazione della Sicilia e della Sardegna, che risultano i territori più favorevoli dal punto di vista della disponibilità del vento e nelle quali sarà installato circa un terzo di tutti gli impianti eolici italiani.

Figura 19

Crescita della capacità produttiva da fonte eolica nel periodo 2000-2005

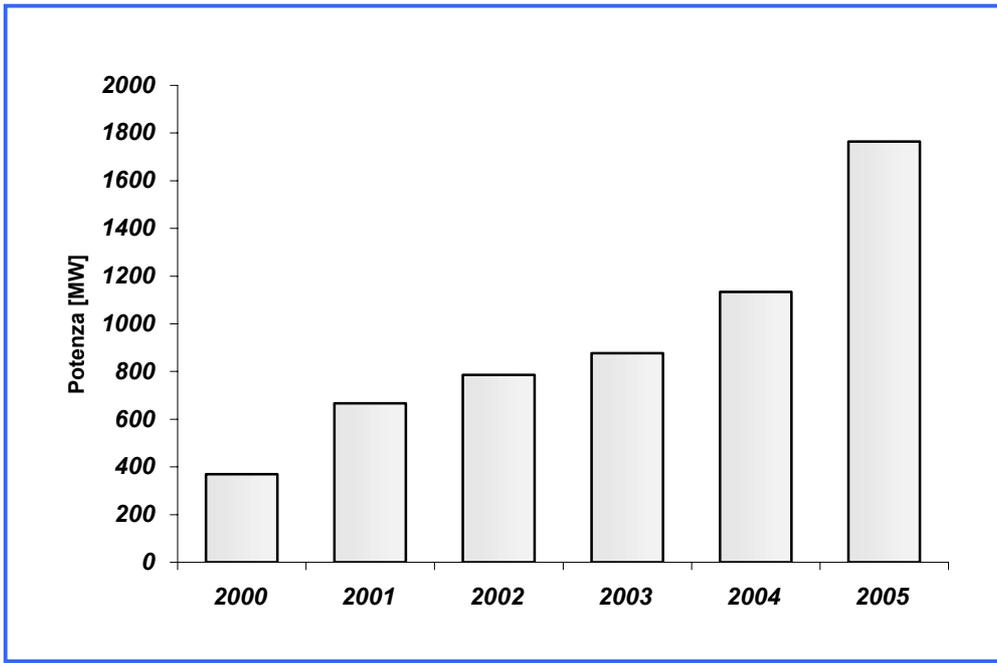
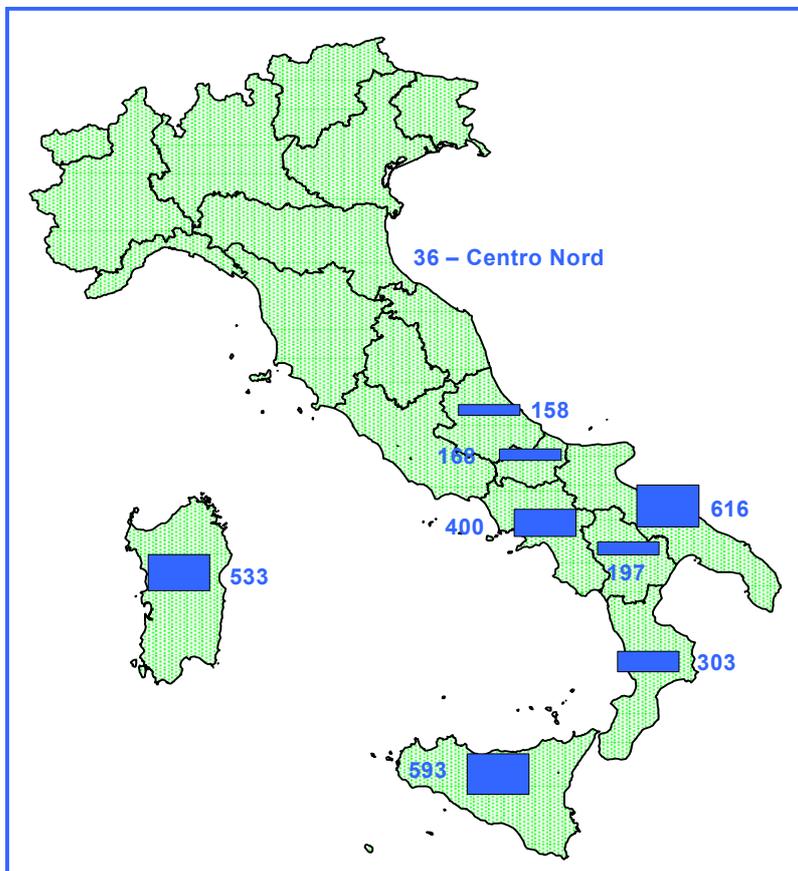


Figura 20

Capacità produttiva [MW] da centrali eoliche al 2008



2.5.5 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 debito conto anche le proposte di realizzazione di interconnessioni private con l'estero (di seguito interconnector), avanzate ai sensi del quadro normativo comunitario e nazionale basato sull'esenzione dalla disciplina di accesso dei terzi.

Il recente D.M. 21.10.2005 stabilisce infatti modalità e criteri per il rilascio dell'esenzione 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 (cfr. Appendice per approfondimenti sul provvedimento legislativo).

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 che 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 adiacenti.

Tenuto conto del fatto 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 NTC stimabile in un valore compreso tra i 1000 ed i 2000 MW. Tale valore è suscettibile di modifiche anche in base alla variazione dei punti di connessione degli interconnector ed 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 (cfr. **par.4.2**).

2.6 Criticità previste ed esigenze di sviluppo della RTN

Nel presente paragrafo si descrivono le esigenze e le criticità della RTN futura rilevate mediante studi di rete nell'assetto previsionale. Sono state infatti analizzate, attraverso simulazioni di possibili scenari futuri, le aree ove, 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).

2.6.1 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.

Come già detto nel **par. 2.5.4**, negli ultimi anni si è assistito ad 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 (20 % nel continente, 35 % in Sicilia e 70 % in Sardegna).

Per identificare gli scenari rilevanti ai fini della 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, quest'ultima circostanza è tanto più probabile quanto maggiore sia la crescita del fabbisogno e la capacità della rete di trasportare le nuove potenze.

Pertanto, la combinazione di previsioni di domanda e ipotesi di sviluppo della capacità produttiva porta all'individuazione dei tre scenari rilevanti di seguito analizzati, escludendo quelli "estremi", caratterizzati cioè da sviluppi molto elevati di domanda ed offerta.

Un primo scenario esaminato è quello caratterizzato da una bassa crescita del carico (coerente con il valore minimo della forchetta indicata nel **par. 2.5.2**), dall'entrata in servizio delle sole centrali in avanzata fase di realizzazione e da nessuna variazione nella capacità di importazione dall'estero; questo scenario, poiché non considera in servizio buona parte delle centrali autorizzate e nessun incremento di capacità di importazione dall'estero, è quello in cui si hanno meno margini di riserva disponibile.

Un secondo scenario da considerare è quello relativo ad una situazione media; ad una crescita del carico intermedia rispetto ai valori minimi e massimi previsti, corrisponde una ipotesi di disponibilità di nuove centrali comprendente non solo le centrali in fase avanzata di costruzione, ma anche quelle con cantiere di prossimo avvio (alcune delle quali autorizzate più di recente). Viene ipotizzato anche un aumento della capacità di importazione, legato prevalentemente al rinforzo dell'interconnessione della frontiera Nord-Est previsto nel lungo periodo.

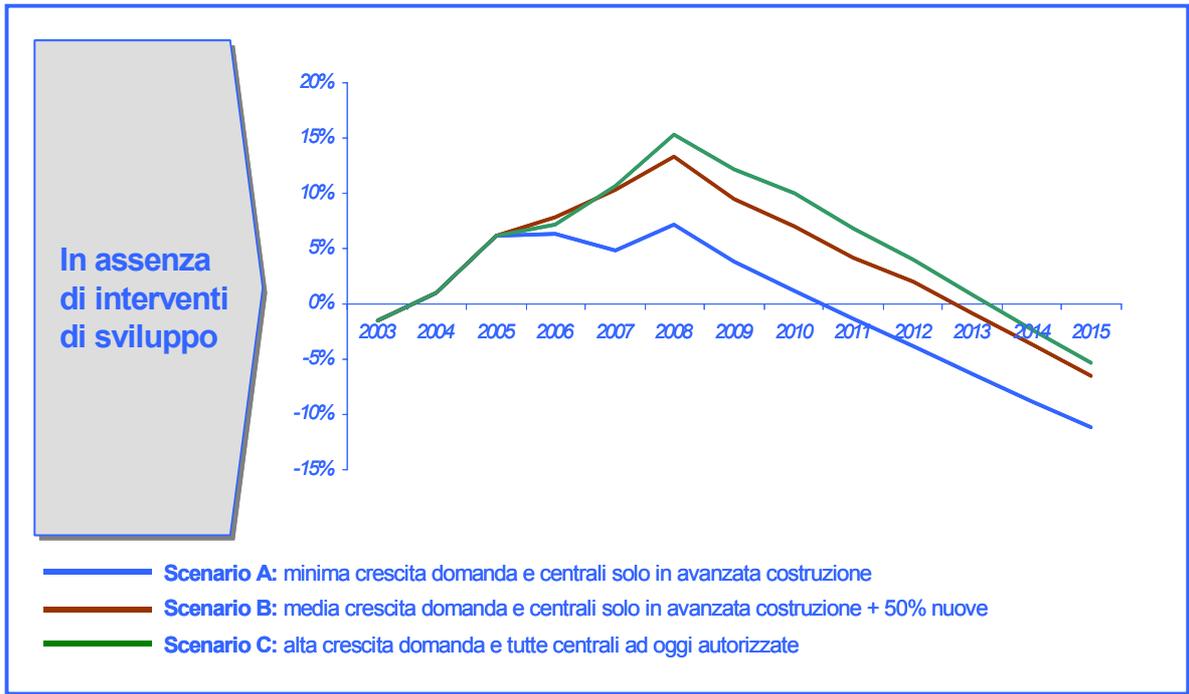
L'ultimo scenario analizzato è contraddistinto dalla massima crescita del carico, dalla realizzazione di tutte le centrali al momento autorizzate e dal massimo aumento prevedibile della capacità d'importazione già dal breve-medio periodo. Questo scenario rappresenta quindi l'involuppo dei massimi in quanto si associa alla massima crescita del fabbisogno la massima disponibilità di centrali ed è quello in cui si ha la massima disponibilità di riserva necessaria alla copertura del fabbisogno. Tuttavia la nuova potenza in servizio risulterà in buona parte operativa in zone della rete già congestionate o prossime ai limiti; pertanto, considerando le possibili limitazioni introdotte dalla rete, i rischi di non fare fronte alla punta rimangono alti e non si può escludere l'eventualità che il sistema elettrico si trovi già dal 2010 nelle stesse condizioni di riserva sperimentate nel 2003, allorché si è dovuto ricorrere preventivamente al distacco di parte del carico.

Nella **Figura 21** è riportata la proiezione dei margini di riserva disponibili nei prossimi 10 anni, determinata in assenza di sviluppo di rete. Si può osservare come nell'arco di cinque anni i benefici derivanti dall'ingresso dei nuovi impianti di produzione sarebbero ridotti dalle limitazioni di rete, che non permetterebbero il pieno sfruttamento delle centrali.

Infatti, come già osservato, buona parte delle nuove centrali autorizzate è localizzata in aree dove sono già presenti diverse limitazioni. E' 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, rendendo così pienamente disponibili ulteriori quantitativi di potenza indispensabili per il soddisfacimento della domanda di energia del Paese.

Figura 21

Margini di riserva di potenza per la copertura del carico



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

Come già evidenziato nel par. 2.5.4, la nuova capacità produttiva risulta distribuita prevalentemente nell'area Nord e nell'area Sud del Paese, ovvero in aree attualmente congestionate sia a rete integra che in N-1. Tale situazione si traduce in una maggiore esposizione al rischio di non riuscire a garantire il rispetto delle condizioni di sicurezza sulla rete.

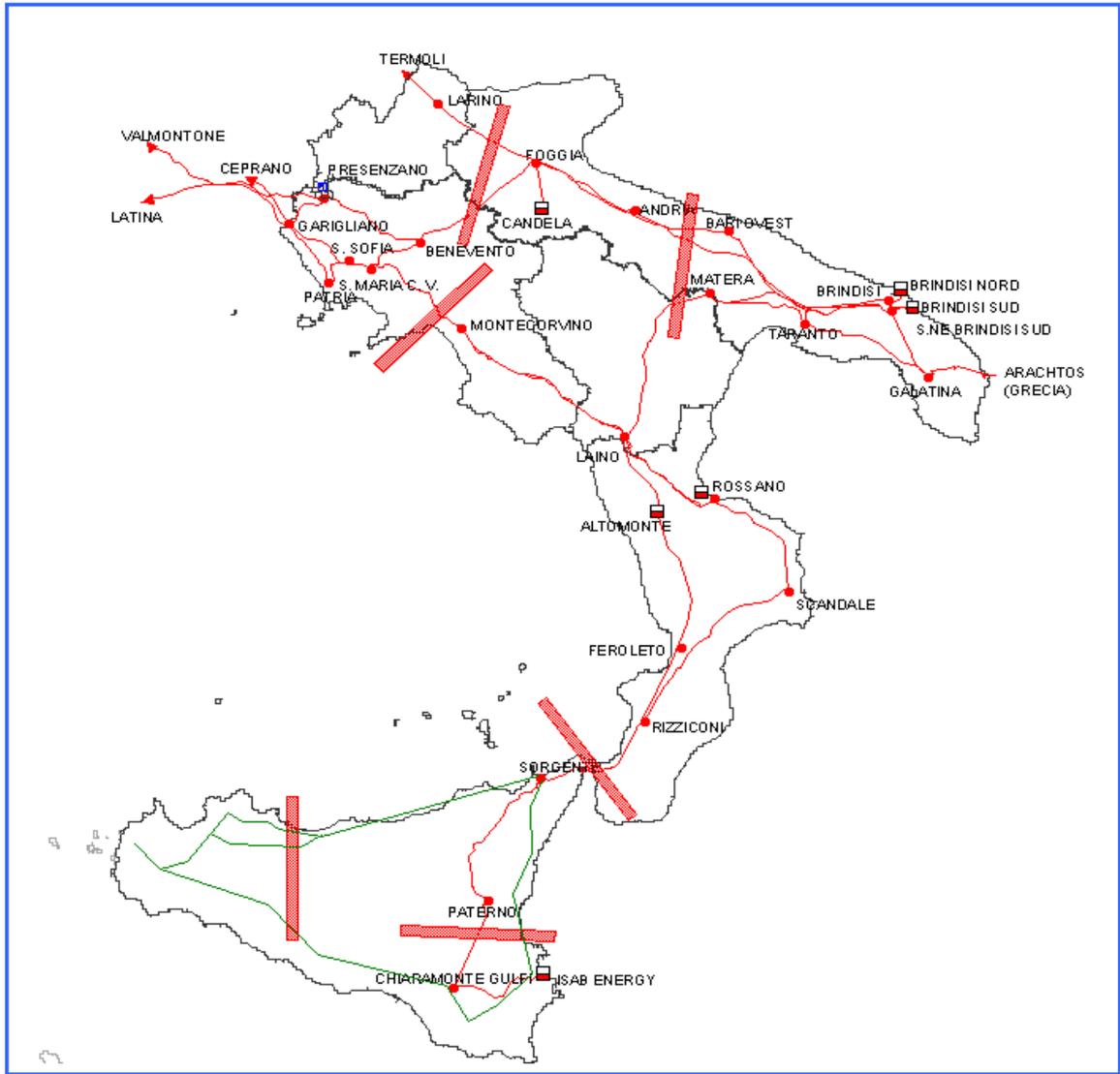
Figura 22
Sezioni critiche aree Nord, Centro e Sardegna



Nella Figura 22 e nella Figura 23 sono rappresentate le sezioni di rete nelle quali è prevedibile già nel breve-medio periodo la presenza delle maggiori criticità di esercizio che non renderanno possibile il pieno sfruttamento delle risorse produttive.

Il forte incremento di potenza disponibile nell'area Nord Ovest del Paese (oltre 7.000 MW dal 2002 al 2010) comporterà un peggioramento delle condizioni d'esercizio ed il sorgere di nuove congestioni di rete.

Figura 23
Sezioni critiche aree Sud e Sicilia



Una prima sezione critica è rappresentata dall'area tra il Piemonte e Lombardia; sono previsti infatti notevoli flussi di potenza in direzione Ovest – Est che andranno a peggiorare i transiti già elevati verso i nodi di Turbigo e Castelnuovo.

In mancanza quindi di 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 quota di potenza per la copertura del fabbisogno nazionale. Analogamente, anche in Lombardia sono prevedibili criticità, soprattutto nell'area del polo limitato di Turbigo e Roncovalgrande.

In generale è prevedibile, almeno nel breve-medio periodo, un aumento dei transiti di potenza dall'area Nord verso il Centro Nord. Negli scenari di generazione ipotizzati sono probabili criticità d'esercizio e congestioni anche tra la Lombardia ed il nord dell'Emilia Romagna, in quanto in questa sezione transiterà sia la produzione della Lombardia, sia la potenza proveniente dal Piemonte.

Sono inoltre da evidenziare in questa sede anche le notevoli difficoltà di esercizio nell'estremo Nord-Est del Paese, dovute all'aumento previsto dei flussi fisici di import su quel versante. 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.

Lo sviluppo della generazione non riguarderà solamente l'area Nord del Paese, ma anche il Mezzogiorno, ove si prevede la realizzazione di impianti per oltre 10.000 MW. Pertanto, in presenza di un mercato concorrenziale, possono prevedersi flussi di potenza dall'area Sud verso il Centro Sud. Particolari criticità si potranno verificare sulla dorsale adriatica, dove agli attuali transiti prodotti dal polo di Brindisi, si aggiungeranno a breve anche le produzioni delle nuove centrali autorizzate tra le stazioni di Villanova e Foggia (circa 2.000 MW); è necessario pertanto intervenire per evitare probabili limitazioni ai poli di produzione attuali futuri, permettendo l'aumento dei limiti di scambio tra le zone Sud e Centro Sud.

Nell'area Sud inoltre, la presenza di poli di produzione di ingente capacità in Puglia (ove arriva anche l'import dalla Grecia) ed 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. Successivamente, la realizzazione degli impianti di produzione autorizzati in Campania (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 altissima tensione in Campania ed in uscita dalla Puglia.

Infine anche in Sardegna e in Sicilia, tanto più se si considera il forte sviluppo delle fonti rinnovabili non programmabili, devono essere previsti importanti rinforzi della rete.

Per quanto riguarda la 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 che 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 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.

Per quanto riguarda la Sicilia, questa 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) che in Calabria. Tali circostanze richiedono consistenti opere di rinforzo della rete sia all'interno dell'Isola che con il Continente.

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

Oltre le problematiche legate alle congestioni di porzioni di rete o alle limitazioni di poli produttivi attuali e/o futuri, sulla RTN sono prevedibili altri problemi, legati essenzialmente alla sicurezza locale ed alla qualità del servizio.

Per quanto riguarda la sicurezza locale, si tratta di problemi legati principalmente alla violazione del criterio N-1 (con probabile aumento del rischio di disalimentazione) o al mancato rispetto dei limiti consentiti per i valori della tensione nei nodi della rete, mentre per quanto riguarda la qualità del servizio si tratta essenzialmente di esigenze che 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 ed ambientale.

Una prima area critica è rappresentata dalla zona Nord-Est del Paese dove è previsto il peggioramento 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 nelle aree delle città di Milano e Torino, ove a causa dell'elevato incremento dei carichi e della localizzazione di nuove centrali di produzione non sarà possibile, con la rete attuale, garantire la necessaria sicurezza di alimentazione delle locali utenze elettriche. È 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 ed 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 anche l'area di Brindisi, caratterizzata da impianti vetusti, non adeguati a gestire in sicurezza la potenza prodotta nell'area; anche la flessibilità di esercizio risulta limitata.

Per quanto riguarda invece la qualità del servizio, sono di seguito elencate le diverse aree nelle quali presumibilmente si verificheranno opportunità di sviluppo.

Nel Piemonte l'area che presenta le maggiori criticità è quella compresa tra Asti ed Alessandria, dove 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 continuo 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 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 è previsto 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. Analoga situazione si presenta nell'area nord della Toscana, ovvero nelle province di Lucca, Massa Carrara, Pistoia e Firenze.

Per quanto riguarda invece le Marche, sono previste criticità di alimentazione dei carichi soprattutto per quanto riguarda la fascia costiera meridionale, specialmente nel periodo estivo, quando la rete sarebbe al limite della sicurezza e l'area risulterebbe esposta a rischi di disalimentazioni in caso di fuori servizio di linee o trasformatori.

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 ad est del Vesuvio. Tale area è caratterizzata da una significativa densità di carico e, a causa del continuo incremento della domanda di energia e

l'invecchiamento della rete, si sono assottigliati i margini di esercizio in sicurezza, con un concreto il rischio di disservizi e disalimentazioni di utenza.

Nella Puglia, la rete di trasmissione è caratterizzata da un alto impegno dei trasformatori nelle stazioni di trasformazione e particolarmente critica risulta l'area in provincia di Bari, caratterizzata da un alto carico industriale in continuo aumento.

In Calabria sono prevedibili problemi per l'alimentazione della parte meridionale della regione, attualmente alimentata dalla sola stazione di Rizziconi e caratterizzata da una bassa qualità del servizio di distribuzione.

3 *Principali interventi di sviluppo*

Il presente capitolo descrive sinteticamente le attività di sviluppo della RTN pianificate in risposta alle principali criticità di rete attuali e future evidenziate nel **capitolo 2**. Gli interventi di seguito esaminati sono pertanto solo quelli particolarmente rilevanti, interessanti in generale i livelli di tensione più elevati ovvero 380 e 220 kV (rete primaria), mentre il dettaglio di tutti gli altri lavori programmati è riportato nell'Allegato 1.

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 variazione della capacità di trasporto o di interconnessione ed estensione geografica della rete ottenuta rispettivamente attraverso il potenziamento o la realizzazione ex novo di elementi della RTN¹⁵.

Per minimizzare i possibili rischi dovuti alle incertezze circa la 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 realizzazione¹⁶ 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, ove 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) ed alta tensione (AT), alla riduzione dell'impatto ambientale dei nuovi impianti ed al rispetto delle esigenze di interoperabilità delle reti elettriche.

Come caso particolare si ricordano qui 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 da quelli ad oggi esistenti, valutandone caso per caso i potenziali benefici e gli eventuali svantaggi/rischi.

Per maggiori dettagli sui criteri utilizzati si rimanda a quanto già più volte descritto nei precedenti Piani di Sviluppo ed a quanto riportato nel Codice di rete¹⁷.

¹⁵ *Nel Piano e negli allegati 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.*

¹⁶ *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).*

¹⁷ *Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete - cap.2.*

Programmazione temporale delle attività di sviluppo

In base all'orizzonte temporale in cui si collocano, gli interventi di sviluppo presenti nel Piano sono suddivisi in due categorie, costituenti anche le due principali sezioni del documento:

- il Piano di Sviluppo di breve-medio termine (cfr. **Paragrafo 3.1**);
- il Piano di Sviluppo di lungo termine (cfr. **Paragrafo 3.2**).

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 quindi alcuni interventi di sviluppo - tendenzialmente quelli programmati da più tempo - sono ritenuti più urgenti, in quanto 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 invece ad 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.

Classificazione degli interventi di sviluppo

Nei paragrafi che seguono, gli interventi di sviluppo di maggior rilevanza sono stati inoltre raggruppati in base alle principali esigenze che li hanno determinati ed ai benefici prevalenti attesi con la realizzazione degli stessi, quali:

- il miglioramento della sicurezza del servizio di trasmissione e del sistema elettrico (intesa sia come sicurezza del trasporto di energia elettrica, sia come contributo alla copertura del fabbisogno da parte del sistema di produzione),
- la riduzione delle congestioni e dei poli di produzione limitati,
- l'incremento della capacità di trasporto sull'interconnessione con l'estero,
- il miglioramento della qualità e continuità di alimentazione del carico.

Risulta tuttavia importante precisare che tale attribuzione non descrive in maniera esaustiva le motivazioni ed 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 attività di sviluppo riportate in questa sezione, sono state descritte in dettaglio, insieme a tutti gli altri interventi programmati, nell'Allegato 1, 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 1, nell'ambito di ciascun area territoriale, gli interventi sono stati ordinati per livello di tensione e secondo le diverse tipologie di seguito specificate.

Stazioni elettriche

Gli interventi di sviluppo raggruppati sotto questo titolo 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.

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 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.

3.1 Piano di Sviluppo di breve-medio termine

Con l'autorizzazione di nuova capacità produttiva nel corso degli ultimi due anni e con l'avvio del mercato elettrico, parte degli interventi pianificati in precedenza hanno assunto maggiore importanza, risultando prioritari ed urgenti nel breve-medio termine. Alcuni di questi interventi, peraltro, sono già in corso di realizzazione o risultano avviati gli iter autorizzativi. Per gli altri invece, la data di completamento prevista è stimata considerando i tempi necessari per concertare

la localizzazione con le amministrazioni territorialmente coinvolte, per ottenere l'autorizzazione e per la costruzione e messa in opera.

A tal proposito, i tempi stimati per l'attivazione dell'iter autorizzativo (riportati in Allegato 1) tengono conto sia della fase di concertazione preventiva¹⁸, sia dei tempi di autorizzazione e di costruzione. Nella fase concertativa è prevista la progressiva maturazione progettuale dell'intervento attraverso un'intesa sul corridoio preferenziale e la successiva individuazione delle fasce di fattibilità del tracciato al suo interno¹⁹. Inoltre in questa fase viene predisposta la documentazione tecnica necessaria (Piano Tecnico delle Opere, Studio di Impatto Ambientale, ecc.) per l'attivazione dell'iter autorizzativo, quando richiesto dalla normativa vigente. I tempi stimati per l'acquisizione delle autorizzazioni tengono quindi conto anche dell'esito positivo del processo di concertazione preventiva; è infatti prevedibile che, mediante tale processo, l'iter autorizzativo possa avere esito più certo e durata più rispondente ai tempi tecnici previsti dalla normativa.

Nei paragrafi che seguono vengono sinteticamente descritti gli interventi di particolare rilevanza programmati sulla RTN, il cui completamento è previsto nel breve-medio termine.

3.1.1 Interventi di sviluppo per la sicurezza

Nel presente paragrafo sono sinteticamente riportate le attività di breve-medio periodo, che rivestono una particolare rilevanza prevalentemente dal punto di vista delle esigenze di miglioramento della sicurezza per il servizio di trasmissione e per il sistema elettrico.

Per questi interventi risulterebbe particolarmente forte lo stato di criticità che potrebbe manifestarsi qualora non si raggiungesse il completamento entro i tempi previsti a causa di ritardi in fase di approvazione delle opere sul territorio, o per ostacoli nel corso dell'iter autorizzativo e/o realizzativo.

Attività per la sicurezza della copertura del fabbisogno nazionale

Sono di seguito sinteticamente descritte le principali attività di sviluppo programmate con l'obiettivo di garantire anche in futuro la copertura in sicurezza del fabbisogno nazionale. Tali interventi rispondono pertanto alle esigenze evidenziate nel **paragrafo 2.6.1**, in quanto consentono, attraverso il rinforzo di particolari sezioni di rete critiche, 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.

Elettrodotto a 380 kV "Trino – Lacchiarella"

In considerazione della situazione esistente e della nuova generazione che si renderà disponibile nel Nord-Ovest del Paese, sarà necessario realizzare un nuovo elettrodotto a 380 kV in doppia terna che colleghi le stazioni di Trino (VC) e Lacchiarella (MI), favorendo la trasmissione di potenza in sicurezza verso l'area di carico della città di Milano, con una contestuale sensibile riduzione delle perdite di trasmissione.

¹⁸ Tale fase avviene, tendenzialmente, attraverso il processo di valutazione ambientale strategica (VAS).

¹⁹ Dette localizzazioni vedono il loro riconoscimento formale mediante l'espressione del parere della Regione e la stipula di protocolli di intesa con gli Enti locali territorialmente interessati.

Elettrodotto a 380 kV "Turbigo - (Rho) Bovisio"

Al fine di migliorare la sicurezza di esercizio della rete di trasmissione nell'area di Milano e risolvere le congestioni di rete nel nodo di Turbigo e sulla sezione critica ovest-est, sarà operata la costruzione di un nuovo tratto di linea a 380 kV da Turbigo a Rho (MI) e il collegamento dello stesso alla seconda terna presente sulla palificazione della linea "Baggio - Bovisio". Successivamente è previsto il prolungamento di tale elettrodotto fino alla stazione di Ospiate, ripristinando la doppia terna "Baggio – Bovisio"²⁰.

Razionalizzazione 380 kV in provincia di Lodi (ex "La Casella – Caorso")

La realizzazione di un nuovo elettrodotto in doppia terna che si atterrerà alla rete a 380 kV afferente alle stazioni di La Casella e Caorso è resa necessaria al fine di assicurare il rispetto delle condizioni di sicurezza ed evitare le possibili limitazioni alla produzione delle centrali (attuali e previste in futuro) collegate alla rete a 380 kV dell'area Nord-Ovest del Paese. La soluzione ottimale per gli aspetti ambientali prevede la localizzazione delle nuove opere nella Regione Lombardia e fornirà l'opportunità di razionalizzazione del sistema di rete AT del lodigiano.

Completamento dell'elettrodotto a 380 kV "Matera – S.Sofia (CE)"

Il completamento dell'elettrodotto - già costruito per circa il 95% degli oltre 207 km complessivi di lunghezza - è di fondamentale importanza per il trasporto in sicurezza dell'energia prodotta dai poli di generazione (attuali e futuri) di Puglia e Calabria verso il resto della rete italiana a 380 kV²¹.

Elettrodotto a 380 kV "Montecorvino (SA) – Benevento"

Al fine di ridurre le congestioni di rete previste con la realizzazione di nuove centrali di produzione in Puglia e Calabria, è necessario potenziare la rete di trasmissione ad altissima tensione in Campania. Si provvederà pertanto alla realizzazione di un nuovo collegamento in doppia terna a 380 kV tra l'area di Salerno e quella di Benevento.

Potenziamento dell'elettrodotto a 380 kV "Benevento – Foggia"

In previsione dell'entrata in servizio dei nuovi impianti di produzione di energia elettrica interessanti in particolare la Puglia e il Molise, si renderà necessario aumentare la capacità di trasporto dell'elettrodotto a 380 kV in oggetto.

Collegamento a 500 kV HVDC fra Sardegna e Italia peninsulare (SA.PE.I.)

Al fine di consentire agli operatori elettrici della Sardegna (inclusi i produttori da fonte eolica) di partecipare con minori vincoli di scambio alle contrattazioni nel mercato elettrico, ed al contempo garantire una maggiore sicurezza e flessibilità di esercizio della rete sarda, è prevista la realizzazione di un nuovo collegamento sottomarino a 500 kV in corrente continua tra Fiumesanto in Sardegna e Latina nel Continente.

L'opera riveste notevole importanza per lo sviluppo della rete di trasmissione nazionale ed europea, anche in vista del possibile nuovo collegamento in corrente continua tra Algeria e Italia.²².

²⁰ L'opera è in corso di realizzazione ed il suo ingresso in esercizio è previsto entro il 2006.

²¹ L'opera, inserita fra quelle di "preminente interesse nazionale" ai fini dell'utilizzo degli strumenti previsti dalla "Legge obiettivo", ha ottenuto l'autorizzazione dal CIPE e si prevede che la sua realizzazione sarà ultimata entro il 2006.

²² L'intervento, inserito fra quelli di "preminente interesse nazionale" ai fini dell'utilizzo degli strumenti previsti dalla "Legge obiettivo", ha ottenuto l'autorizzazione dal CIPE e si prevede che il primo dei due cavi entri in servizio entro il 2008".

Altri interventi per la sicurezza locale

In aggiunta alle attività su descritte, sono di seguito riportati gli altri interventi di maggior rilevanza per la sicurezza locale (cfr. **paragrafi 2.3.1 e 2.6.3**), determinati dai problemi evidenziati sulla rete relativamente 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.

Potenziamento della rete a 220 kV per l'alimentazione del carico della città di Milano

Considerati l'elevato incremento dei carichi della città di Milano, gli ingenti 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 AAT sul territorio milanese (cfr. Allegato 1) finalizzati a garantire anche in futuro la sicurezza di alimentazione delle utenze elettriche, diminuendo la probabilità di energia non fornita e assicurare un migliore deflusso della potenza generata nell'area.

Razionalizzazione 220 kV città di Torino

Sono previsti interventi di potenziamento e riassetto della rete a 220 kV, finalizzati a migliorare qualità e la continuità del servizio e la sicurezza di esercizio del sistema di trasmissione nell'area urbana di Torino (cfr. Allegato 1).

Elettrodotto a 380 kV Redipuglia - Udine Ovest

Al fine di migliorare la sicurezza di esercizio della rete AAT nell'estremo Nord-Est del Paese e al contempo ridurre alcuni vincoli sull'importazione dall'estero, sarà realizzata una nuova linea in doppia terna a 380 kV in uscita dalla stazione di Redipuglia (dove oggi confluisce la potenza importata dalla Slovenia e la produzione della centrale elettrica di Monfalcone), verso il nodo a 380 kV di Udine Ovest. Sono inoltre stati effettuati studi di razionalizzazione degli impianti 132 kV che insistono nell'area, i cui benefici in termini di salvaguardia del territorio potranno essere combinati con le esigenze di sviluppo della rete.

Elettrodotto a 380 kV fra le direttrici RTN "Sandrigo (VI) - Cordignano (TV)" e "Venezia N. - Salgareda (TV)"

Per migliorare la sicurezza di alimentazione dei carichi locali, è necessario rafforzare l'anello a 380 kV del Triveneto, realizzando un collegamento trasversale a 380 kV tra le direttrici RTN "Sandrigo - Cordignano" e "Venezia Nord - Salgareda"²³. Sono state inoltre studiate soluzioni realizzative che consentano di sfruttare infrastrutture esistenti e sono stati eseguiti studi di razionalizzazione sulla rete a 132 kV nell'area che mirano a ridurre l'impatto sul territorio degli impianti esistenti

Nuova sezione a 380 kV nella stazione di Casellina e relativi raccordi a 380 kV

Con l'obiettivo di rimuovere le attuali limitazioni di esercizio della linea a 380 kV "Poggio a Caiano-Tavarnuzze-Calenzano" e migliorare la sicurezza di alimentazione dell'area urbana di Firenze,

²³ 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, con il nome di "Elettrodotto a 380 kV Venezia Nord - Cordignano (TV)".

presso la stazione di Casellina sarà realizzata una nuova sezione a 380 kV, da raccordare alle linee a 380 kV per Poggio a Caiano, Calenzano e Tavarnuzze.

Elettrodotto a 380 kV tra Fano e Teramo

Al fine di soddisfare l'aumento di carico previsto nei prossimi anni lungo la fascia medio-adriatica, migliorando gli attuali livelli di continuità e sicurezza di alimentazione, è prevista la realizzazione:

- di una nuova stazione di trasformazione in provincia di Macerata da inserire in entra-esce sulla linea a 380 kV "Candia - Rosara";
- di un nuovo elettrodotto a 380 kV tra la stazione di Fano e Teramo²⁴, da collegare in entra-esce alla citata stazione in provincia di Macerata.

Per la realizzazione del nuovo collegamento, funzionale anche a favorire il trasporto in sicurezza delle potenze prodotte dalle nuove centrali previste sulla costa adriatica e nel sud Italia, potrebbero essere sfruttati i tracciati degli attuali impianti a 220 kV.

Riassetto rete elettrica 380/220/150 kV di Brindisi Pignicelle

Per aumentare la sicurezza del sistema elettrico e la flessibilità di esercizio della rete AAT nell'area di Brindisi, è previsto l'ampliamento ed il potenziamento della attuale sezione a 380 kV della stazione di Brindisi Pignicelle, previa eliminazione della esistente sezione a 220 kV, ormai vetusta.

Elettrodotto a 380 kV "Sorgente - Scilla - Rizziconi"

Il nuovo elettrodotto a 380 kV "Sorgente – Rizziconi", parte in doppio cavo sottomarino attraverso lo stretto di Messina e parte in linea aerea in doppia terna, garantirà una maggiore sicurezza di connessione della rete elettrica siciliana a quella del continente e favorirà gli scambi di energia, con evidenti benefici in termini di riduzione dei vincoli per gli operatori e maggiore concorrenza nel mercato dell'energia elettrica. Il futuro collegamento consentirà anche l'immissione sulla rete sicula di una maggiore produzione da fonte eolica e, attraverso la nuova stazione di trasformazione di Scilla (cfr. **par. 3.1.4**), permetterà di migliorare la qualità del servizio nella Calabria meridionale.

Adeguamento al corto circuito delle stazioni della RTN

Alcune stazioni della RTN presentano già attualmente valori massimi di corrente di corto circuito critici rispetto alle caratteristiche elettriche di alcuni elementi di impianto²⁵.

Tale fenomeno è da attribuire, oltre che agli incrementi della magliatura di rete, ai più o meno recenti interventi di connessione alla RTN di nuove centrali (nell'ultimo biennio nelle aree in questione sono entrate in servizio sulla rete in AAT le nuove centrali di Ferrera Erbognone e Voghera ed i nuovi gruppi a La Casella, Chivasso e Moncalieri).

Tali criticità sono inoltre destinate ad aumentare in futuro, in relazione ai previsti necessari sviluppi di RTN (linee e stazioni) con l'aumento della magliatura della rete e la connessione di altre nuove centrali, che comporteranno nel breve-medio e nel lungo termine un ulteriore innalzamento delle correnti di corto circuito.

²⁴ Il nuovo elettrodotto contribuirà a migliorare la sicurezza della rete, fornendo un punto di alimentazione intermedio sull'unica arteria a 380 kV, da Fano fino a Teramo, su cui sono collegate in serie le 3 stazioni di trasformazione che servono tutta la regione Marche. Risulteranno in tal modo semplificate anche le attività e i tempi di manutenzione ordinaria della rete adriatica e migliorata la qualità e sicurezza del servizio di trasmissione.

²⁵ Ad es. il potere di interruzione degli interruttori.

Si rende quindi talvolta necessario il ricorso ad assetti con ridotta magliatura di rete per limitare le correnti di corto circuito, ma che finiscono di fatto per ridurre anche le potenzialità della rete in termini di capacità di trasporto e flessibilità di esercizio e pertanto devono essere considerate in generale soluzioni provvisorie non sempre idonee a risolvere il problema nel lungo termine.

In **Tabella 5** sono indicate le stazioni a 380 e 220 kV per le quali - in considerazione dei livelli attualmente previsti di corto circuito e dei limiti di uno o più elementi di impianto esistenti - si ritiene necessario prevedere interventi finalizzati a garantire migliori condizioni di sicurezza e di esercizio. Le soluzioni impiantistiche ed operative più opportune saranno individuate caso per caso, tenendo conto delle opportunità realizzative e dei vincoli tecnici ed economici associati nelle diverse situazioni.

Tabella 5
Adeguamento al corto circuito - impianti a 380 e 220 kV

<i>Area Territoriale</i>	<i>Impianto</i>	<i>Titolare</i>	<i>Sezione kV</i>
Torino	<i>La Spezia</i>	<i>TERNA</i>	<i>380</i>
	<i>Leyni</i>	<i>TERNA</i>	<i>380</i>
	<i>Rondissone</i>	<i>TERNA</i>	<i>380</i>
	<i>Leyni</i>	<i>TERNA</i>	<i>220</i>
	<i>Stura</i>	<i>TERNA</i>	<i>220</i>
	<i>Martinetto</i>	<i>AEM TO</i>	<i>220</i>
Milano	<i>Baggio</i>	<i>TERNA</i>	<i>380</i>
	<i>Bovisio</i>	<i>TERNA</i>	<i>380</i>
	<i>Ospiate</i>	<i>TERNA</i>	<i>380</i>
	<i>Turbigo</i>	<i>TERNA</i>	<i>380</i>
	<i>Caorso</i>	<i>TERNA</i>	<i>380</i>
	<i>Chiari</i>	<i>TERNA</i>	<i>380</i>
	<i>Verderio</i>	<i>TERNA</i>	<i>380</i>
	<i>Magenta</i>	<i>TERNA</i>	<i>220</i>
	<i>Ric.Sud MI AEM</i>	<i>AEM MI</i>	<i>220</i>
Venezia	<i>Venezia Nord</i>	<i>TERNA</i>	<i>380</i>
	<i>Sandrà</i>	<i>EDISON</i>	<i>220</i>
	<i>Malcontenta</i>	<i>EDISON</i>	<i>220</i>
Firenze	<i>Ravenna C.</i>	<i>TERNA</i>	<i>380</i>
Roma	<i>Aurelia</i>	<i>TERNA</i>	<i>380</i>
	<i>S. Lucia</i>	<i>TERNA</i>	<i>380</i>
	<i>Montalto</i>	<i>TERNA</i>	<i>380</i>
Napoli	<i>Brindisi</i>	<i>TERNA</i>	<i>380</i>
	<i>Brindisi Sud</i>	<i>TERNA</i>	<i>380</i>
	<i>Laino</i>	<i>TERNA</i>	<i>380</i>
	<i>Montecorvino</i>	<i>TERNA</i>	<i>380</i>
	<i>Castelluccia</i>	<i>TERNA</i>	<i>220</i>
	<i>Frattamaggiore</i>	<i>TERNA</i>	<i>220</i>
	<i>Maddaloni</i>	<i>TERNA</i>	<i>220</i>

Tenuto conto del fatto che, in generale, i livelli massimi previsionali di corto circuito potranno essere influenzati dalla effettiva soluzione realizzativa degli interventi di sviluppo nell'area in questione, ci si limita qui a segnalare gli impianti associati a situazioni già attualmente critiche e quelli che risulteranno inadeguati nel breve-medio termine, a causa di nuove centrali o interventi di sviluppo ormai definiti nel dettaglio.

Le maggiori criticità legate ai livelli massimi di corto circuito si ritrovano già oggi sulla rete a 380 kV dell'area di Milano nelle stazioni a 380 kV di Baggio e Bovisio; mentre nel breve-medio termine,

nella stessa area, saranno interessati dal fenomeno anche gli impianti a 380 kV di Ospiate e Turbigo.

Analogamente, in **Tabella 6** sono elencati gli impianti a 150-132 kV per i quali occorre prevedere interventi finalizzati a garantire adeguati livelli di tenuta al corto circuito massimo.

Tabella 6
Adeguamento al corto circuito - impianti a 150-132 kV

Area Territoriale	Impianto	Titolare	Sezione kV
Torino	<i>Rosone</i>	<i>AEM TO</i>	<i>132</i>
Milano	<i>Ricevitrice Sud Brescia</i>	<i>ASM BS</i>	<i>132</i>
	<i>ASM Brescia Ovest</i>	<i>ASM BS</i>	<i>132</i>
	<i>Nave</i>	<i>TERNA</i>	<i>132</i>
	<i>Termoutilizzatore BS</i>	<i>ASM BS</i>	<i>132</i>
	<i>Ricevitrice Nord Brescia</i>	<i>ASM BS</i>	<i>132</i>
	<i>Ricevitrice Est Brescia</i>	<i>ASM BS</i>	<i>132</i>
	<i>S. Bartolomeo</i>	<i>TERNA</i>	<i>132</i>
	<i>Ziziola</i>	<i>ASM BS</i>	<i>132</i>
	<i>Donegani</i>	<i>ASM BS</i>	<i>132</i>
	<i>XXV Aprile</i>	<i>ASM BS</i>	<i>132</i>
	<i>S. Eufemia</i>	<i>ASM BS</i>	<i>132</i>
	<i>Flero</i>	<i>TERNA</i>	<i>132</i>
	<i>Cislago</i>	<i>TERNA</i>	<i>132</i>
	<i>Tavazzano</i>	<i>TERNA</i>	<i>132</i>
	Venezia	<i>Bressanone</i>	<i>TERNA</i>
<i>Bussolengo MA</i>		<i>TERNA</i>	<i>132</i>
<i>Nove 71</i>		<i>TERNA</i>	<i>132</i>
Firenze	<i>Carpi Sud</i>	<i>TERNA</i>	<i>132</i>
	<i>Lago</i>	<i>TERNA</i>	<i>132</i>
Roma	<i>Larino</i>	<i>TERNA</i>	<i>150</i>
	<i>Latina Nuc.</i>	<i>TERNA</i>	<i>150</i>
	<i>Roma Nord</i>	<i>TERNA</i>	<i>150</i>
	<i>Fano ET</i>	<i>TERNA</i>	<i>132</i>
	<i>Pietrafitta</i>	<i>TERNA</i>	<i>132</i>
	<i>Villavalle</i>	<i>TERNA</i>	<i>132</i>
Napoli	<i>Taranto N.</i>	<i>TERNA</i>	<i>150</i>

3.1.2 Interventi di sviluppo per la riduzione delle congestioni di rete

Di seguito sono riportate in sintesi le principali attività previste nel breve-medio termine funzionali prevalentemente alla riduzione delle congestioni sulla rete di trasmissione (cfr. **paragrafi 2.4.1 e 2.6.2**).

Potenziamento della capacità di trasporto della rete AAT fra Venezia e Padova

Al fine di incrementare l'esercizio in sicurezza della rete veneta, anche alla luce delle nuove interconnessioni e delle centrali che gravitano nel Nord-Est, è necessario potenziare la rete a 380 kV mediante la realizzazione di un nuovo collegamento tra le stazioni di Dolo (VE) e Camin (PD). Sono stati inoltre effettuati studi di razionalizzazione nell'area, i cui benefici in termini di salvaguardia del territorio potranno essere combinati con le esigenze di sviluppo della rete.

Ricostruzione in classe 380 kV dell'elettrodotto "Calenzano – Colunga".

Con la finalità di ridurre le limitazioni applicate agli scambi tra le aree di mercato Nord e Centro Nord, ed in particolare risolvere le congestioni sulla sezione Bargi – Calenzano, verrà realizzato un nuovo collegamento a 380 kV tra le stazioni di Calenzano e Colunga, sfruttando il tracciato dell'attuale elettrodotto a 220 kV "Casellina-Colunga", parzialmente già in classe 380 kV.

Interventi per favorire la produzione da impianti eolici nell'area compresa tra Foggia, Benevento e Salerno

Al fine di rimuovere i principali vincoli di rete che rischiano di condizionare l'utilizzazione della produzione eolica prevista nell'area in questione, è in programma la realizzazione di:

- due nuove stazioni a 380 kV finalizzate a raccogliere la produzione dei numerosi parchi eolici previsti nell'area di Troia (FG) e Candela (FG);
- interventi di rinforzo e potenziamento della rete a 150 kV esistente tra le stazioni di Foggia, Benevento e Montecorvino (SA).

Elettrodotto a 380 kV "Chiaramonte Gulfi – Ciminna"

E' previsto un nuovo collegamento a 380 kV che collegherà la stazione elettrica di Chiaramonte Gulfi a quella di Ciminna. La soluzione pianificata è finalizzata a ridurre gli attuali vincoli di esercizio delle produzioni dell'Isola (comprese quelle da fonte eolica), creando migliori condizioni di mercato, e a migliorare la sicurezza locale della rete elettrica con conseguente incremento della qualità e della continuità della fornitura nella Sicilia Occidentale ed in particolare nella città di Palermo.

L'intervento nel suo complesso prevede anche la successiva realizzazione della sezione a 380 kV presso la stazione di Caltanissetta, da raccordare in entra-esce al futuro elettrodotto a 380 kV al fine di migliorare la sicurezza e la qualità di alimentazione del centro dell'Isola.

Nuovo collegamento a 380 kV tra Paternò (CT) e Priolo (SR)

La realizzazione del nuovo elettrodotto risulta funzionale al trasporto della nuova capacità produttiva prevista, che si aggiunge a quella già limitata del polo presente nell'area orientale dell'Isola. L'attività si inserisce nel quadro delle attività previste dal Protocollo di Intesa firmato in data 26.08.2004 da GRTN, Regione Siciliana, ENEL Distribuzione e alcune imprese industriali dell'area in questione.

Raccordi a 380 kV a Codrongianos

Al fine di superare le attuali limitazioni del polo produttivo di Fiume Santo e incrementare la robustezza della rete in vista del nuovo collegamento SA.PE.I., migliorando al contempo l'affidabilità della rete a 380 kV nel Nord della Sardegna, sarà operato il collegamento dell'elettrodotto a 380 kV "Fiume Santo - Selargius" alla stazione di trasformazione di Codrongianos.

3.1.3 Interventi per il potenziamento dell'interconnessione con l'estero

Una particolare categoria di opere di sviluppo della RTN di rilevanza strategica per il Paese è rappresentata dagli interventi destinati al potenziamento dell'interconnessione con l'estero.

La rete elettrica italiana è attualmente interconnessa con le reti dei Paesi confinanti tramite 6 collegamenti a 380 kV (di cui uno con la Francia ed uno con la Svizzera²⁶ realizzati in doppia terna), 9 collegamenti a 220 kV ed uno con la Grecia in corrente continua a 400 kV. Esiste inoltre un collegamento in corrente continua con la Francia in territorio corso, vincolato da accordi di interscambio ENEL-EDF (collegamento SA.CO.I.).

All'inizio del 2006 è inoltre prevista l'entrata in servizio del nuovo elettrodotto in corrente alternata a 150 kV tra Sardegna e Corsica (SAR.CO.).

Tali collegamenti, oltre ai notevoli vantaggi tecnici legati all'interconnessione di differenti sistemi elettrici, consentono gli scambi di energia elettrica con i Paesi esteri, che offrono notevoli opportunità in termini di riduzione del costo dell'energia elettrica.

Nel processo di liberalizzazione del mercato elettrico europeo gli scambi di energia elettrica rivestono un ruolo molto 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 particolare rilevanza, considerata la differenza dei costi marginali di produzione fra la stessa Italia e gli altri Paesi europei.

Per tali ragioni TERNA, pur nella consapevolezza dell'indiscutibile necessità tecnica e strategica di sviluppare il parco di produzione nazionale, persegue l'ulteriore incremento della capacità di interscambio con l'estero.

Da osservare che la Commissione Europea (Programma TEN) ha concesso il co-finanziamento degli studi di fattibilità di svariati progetti di interconnessione ed anche il Governo italiano ha stanziato fondi in tal senso.

Sono di seguito riportati i principali interventi programmati nel breve-medio termine per la realizzazione di infrastrutture destinate a incrementare l'attuale livello di interconnessione e la capacità di scambio di energia elettrica tra l'Italia ed i vicini Paesi esteri.

Nuovo elettrodotto a 380 kV "Udine O. – Okroglo" per il potenziamento dell'interconnessione con la Slovenia

E' 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 componenti limitanti nelle stazioni collocate sulle due direttrici 380 kV del Triveneto interessate dal flusso di import dalla Slovenia.

²⁶ *Dai primi giorni di gennaio 2005 è in servizio il nuovo elettrodotto a 380 kV "S. Fiorano – Robbia" di interconnessione con la Svizzera.*

E' stata infine 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.

Elettrodotto di interconnessione a 150 kV "Sardegna – Corsica" (SAR.CO.)

Entro gennaio 2006 entrerà in esercizio un nuovo collegamento in cavo sottomarino in corrente alternata a 150 kV tra la stazione elettrica di Bonifacio (Corsica) e una nuova stazione di smistamento a 150 kV nel comune di S. Teresa (SS), con mutui benefici per la sicurezza e continuità di alimentazione, legati all'interconnessione sincrona dei sistemi elettrici sardo e corso. Per consentire il pieno utilizzo del collegamento, sono parallelamente previsti potenziamenti della rete nell'area nord della Sardegna, tra cui un nuovo elettrodotto a 150 kV tra la nuova stazione di S. Teresa e la C.P. di Buddusò (SS).

Elettrodotto di interconnessione a 132 kV "Prati di Vizze - Steinach (Austria)"

Per aumentare la capacità di scambio tra Italia ed 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 Vizze - Brennero", attualmente esercito in media tensione.

3.1.4 Interventi di sviluppo per la qualità

Nel presente paragrafo sono sinteticamente descritte le principali attività di breve-medio periodo finalizzate prevalentemente al miglioramento della qualità e continuità del servizio nelle aree di rete maggiormente critiche sotto questi aspetti (cfr. **paragrafi 2.3.2 e 2.6.3**).

Come accennato, si tratta essenzialmente di interventi per la realizzazione di nuove stazioni di trasformazione che consentono di prelevare potenza dalla rete AAT e di immetterla sulla rete AT di sub-trasmissione e di distribuzione 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 ed evitando il potenziamento di estese porzioni di rete AT, con notevoli benefici ambientali.

L'opportunità di realizzare nuove stazioni di trasformazione risulta strettamente correlata ai seguenti elementi:

- elevata crescita della domanda a livello locale in potenza ed energia;
- saturazione delle esistenti trasformazioni AAT/AT e delle reti AT funzionali all'alimentazione dei carichi, con rischi di violazione dei criteri di sicurezza statica (a rete integra ed in N-1).

Nuova stazione di trasformazione in provincia di Asti

La rete a 132 kV che alimenta l'area di Asti ed 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".

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 ²⁷.

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.

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".

Stazione a 380/132 kV di Carpi Fossoli (MO)

Per fronteggiare la crescente richiesta di energia ed ottenere adeguati livelli di qualità e continuità del servizio nell'area delle Province di Modena e Reggio Emilia, sarà realizzata una nuova stazione a 380/132 kV nel Comune di Carpi in località Fossoli ²⁸.

Nuova stazione a 380 kV in provincia di Macerata

Come accennato al **par. 3.1.1**, al fine di superare le criticità di alimentazione dei carichi in costante crescita della fascia costiera meridionale delle Marche, che impegnano notevolmente le attuali linee a 132 kV, soprattutto nel periodo estivo, è prevista la realizzazione di una nuova stazione di trasformazione a 380/132 kV in provincia di Macerata ²⁹.

Nuova stazione 380/220/150 kV nell'area pedemontana a est del Vesuvio

La realizzazione di una stazione di trasformazione 380/220/150 kV nell'area pedemontana a est del Vesuvio consentirà di alimentare in sicurezza gli impianti della zona, nonché di ridurre l'impegno della rete a 220 kV dell'area, superando così gli attuali condizionamenti sull'esercizio. L'intervento risulta particolarmente importante ed urgente, considerato che l'area in questione è caratterizzata da una elevata densità di carico elettrico, peraltro previsto in aumento, e da una rete di limitata capacità, con conseguenti rischi di disservizi e disalimentazioni di utenza ³⁰.

²⁷ 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)".

²⁸ L'intervento è stato inserito fra quelli di "preminente interesse nazionale" contenuti nella Delibera CIPE n. 121 del 2001. Gli equipaggiamenti in AAT e le trasformazioni sono state ultimate; si è in attesa del completamento dei raccordi alla rete AT.

²⁹ 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 Abbadia (MC)".

³⁰ 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 Striano (NA)".

Stazione 380/150 kV di Scilla

La realizzazione presso la stazione a 150 kV di Scilla di una nuova sezione a 380 kV con trasformazione 380/150 kV consentirà di alimentare direttamente dal sistema in AAT la rete di distribuzione a 150 kV del sud Calabria, migliorando la qualità del servizio di gran parte della Calabria meridionale. L'impianto, da realizzare in sinergia con il nuovo elettrodotto a 380 kV "Sorgente – Rizziconi" (cfr. **par. 3.1.1**), costituirà anche uno dei nodi di rifasamento per il nuovo collegamento a 380 kV.

Piano di rifasamento della rete

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

Infatti in determinate situazioni (cfr. **par.2.3.3**), 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 reattiva³¹;
- 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, a seconda delle zone e delle 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 vicino ai centri di consumo.

Ne segue che, anche a livello pianificatorio, 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 rendessero 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 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 termine³² corrispondono ad un totale di circa 1150 MVAR e risultano distribuite sul territorio nazionale come di seguito:

³¹ *E'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.*

³² *Alcune batterie potranno essere installate solo in un secondo tempo, in quanto previste in stazioni future attualmente nel piano di lungo periodo.*

Zona settentrionale: circa 600 MVAR nelle aree Milano Nord-Est, Mantova, Brescia, Verona e Vicenza;

Zona centro settentrionale: circa 150 MVAR nelle aree di Bologna, Reggio Emilia e Parma;

Zona tirrenica: circa 300 MVAR nelle aree Lazio meridionale e Campania settentrionale;

Zona Adriatica: circa 100 MVAR nelle aree di Macerata e Bari.

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 (17 stazioni esistenti, facenti parte della RTN, e 6 future) di seguito specificate:

- stazioni esistenti: Bulciago (LC), Cislago (VA), Chiari (BS), Nave (BS), Travagliato (BS), Marcaria (MN), Cordignano (TV), Sandrigo (VI), Nogarole R. (VR), Colunga (BO), Rubiera (RE), Parma Vigheffio (PR), Latina (LT), Ceprano (FR), Montecorvino (SA), Patria (NA) e Bari Ovest (BA);
- stazioni future: nuova stazione nell'area industriale di Vicenza³³, Vicenza Monteviale (VI), nuova stazione in provincia di Macerata³⁴, S.Sofia (CE)³⁵ e nuova stazione nell'area pedemontana a est del Vesuvio³⁶.

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 prettamente a ridosso dei confini e quindi più direttamente influenzati dall'aumento previsto dei livelli di importazione (anche a seguito della nuova linea di interconnessione "S.Fiorano-Robbia");
- 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.

³³ *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)".*

³⁴ *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)".*

³⁵ *Il banco di condensatori deve essere collegato a S. Sofia, sulla sez. a 150 kV ancora da realizzare.*

³⁶ *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 richiesta³⁷ le tensioni sulla rete a 380-220 kV 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 ed affidabilità del sistema elettrico, oltre che un aggravio dei costi relativi all'approvvigionamento di risorse sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento.

In risposta alle problematiche di esercizio su esposte, sono previsti opportuni interventi sia nel "Programma per il miglioramento dei sistemi di difesa per la sicurezza del sistema elettrico nazionale" (di seguito Piano per la Sicurezza) che nel Piano di sviluppo della RTN, al fine di consentire, anche in ore vuote, un esercizio maggiormente magliato della rete in AAT.

In particolare, nel Piano per la Sicurezza è in programma l'installazione nel breve periodo di nuovi banchi di reattanze trasversali (da 200 MVar l'uno) direttamente sulle sezioni AAT di 6 stazioni della RTN. Nel seguito si elencano, in base alla priorità di installazione, gli impianti interessati:

- 1) stazione a 380 kV di Valmontone (RM),
- 2) stazione a 380 kV di Andria (BA).
- 3) stazione a 380 kV di Suvereto (LI),
- 4) stazione a 380 kV di Dolo (VE),
- 5) stazione a 380 kV di Martignone (BO),
- 6) stazione a 380 kV di Lacchiarella (MI).

Si è evidenziata altresì la necessità di prevedere un reattore da 100 MVAR sulla rete AAT nell'area occidentale della Sicilia.

A queste si aggiunge l'attività di sviluppo programmata nel PdS, che prevede l'installazione (cfr. **Allegato 1**) nel medio periodo, di una ulteriore reattanza da 200 MVar collegare alla nuova sezione a 380 kV della stazione di Casellina.

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 di 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.

³⁷ *In alcune giornate festive il fabbisogno nazionale notturno può scendere anche al di sotto del 40% rispetto alla punta massima.*

3.2 Piano di Sviluppo di lungo termine

Nella presente sezione vengono presentate le possibili azioni di sviluppo individuate in risposta alle criticità di maggiore rilevanza previste sulla rete previsionale in un orizzonte di più lungo periodo.

Rispetto alle attività di sviluppo del **par. 3.1**, tali interventi risultano meno urgenti, in relazione ad uno o più dei seguenti aspetti:

- rispondono ad esigenze di rete (ad es. future congestioni o futuri poli produttivi limitati) individuate con riferimento a scenari di produzione che si prevede debbano concretizzarsi nel quinquennio successivo al prossimo;
- apportano concreti benefici solo a seguito del completamento di altre opere di sviluppo ad essi propedeutiche;
- sono in generale caratterizzati da un maggior grado di incertezza anche dal punto di vista autorizzativo e realizzativo.

Riguardo a tale ultimo aspetto, come accennato, le attività di sviluppo di lungo periodo sono talvolta espresse attraverso proposte di interventi meno definite nel dettaglio e caratterizzate da una maggiore flessibilità in relazione alla loro adattabilità nel territorio.

Tali interventi sono in generale finalizzati a garantire, nel lungo periodo, la riduzione delle congestioni di rete con conseguente maggior offerta di energia sul mercato elettrico per la copertura della domanda, e il miglioramento della qualità, continuità ed affidabilità del servizio.

Similmente a quanto fatto al par. precedente, anche gli interventi previsti nel lungo periodo sono qui sinteticamente descritti raggruppandoli in base ai principali benefici ad essi correlati, quali: la riduzione delle congestioni e dei futuri poli di produzione limitati, l'incremento della capacità di trasporto sull'interconnessione con l'estero, il miglioramento della qualità e continuità di alimentazione del carico.

Non si esclude tuttavia che, anche al mutare delle condizioni al contorno (modifica degli scenari di generazione e carico, autorizzazioni ottenute prima del previsto per gli impianti in questione o per altri ad essi propedeutici), possano modificarsi i principali benefici e il livello di rilevanza associati alle diverse attività di sviluppo e che alcuni interventi al momento inquadrati in un orizzonte di lungo periodo, debbano essere completati nel breve-medio periodo.

Anche il dettaglio di tutti gli interventi previsti nel Piano di Sviluppo di lungo termine è fornito nell'**Allegato 1** al presente documento. A differenza delle opere di sviluppo programmate nel breve-medio termine, per le attività di lungo periodo non viene riportata la data di completamento dei lavori, non essendo attualmente possibile prevedere con un grado di approssimazione accettabile l'ultimazione degli interventi.

3.2.1 Interventi di sviluppo per la riduzione delle congestioni di rete

Sono riportate in sintesi nel presente paragrafo le principali attività di lungo periodo, funzionali prevalentemente alla riduzione delle congestioni sulla rete di trasmissione. Tali interventi consentono di superare le previste limitazioni di esercizio di alcuni impianti di generazione futuri ed esistenti (cfr. **paragrafi 2.6.1 e 2.6.2**), rendendo così disponibili maggiori quantitativi di potenza, in qualche caso essenziali per la copertura del fabbisogno previsionale di lungo termine.

Necessità di potenziare la capacità di trasporto a 380 kV da Voghera (PV) a La Casella (PC)

In considerazione della realizzazione di nuove centrali in ciclo combinato e della futura interconnessione con la Francia, è prevista la realizzazione di un nuovo elettrodotto a 380 kV in uscita dalla stazione di smistamento di Voghera verso il nodo a 380 kV di La Casella (PC).

Nuovo elettrodotto a 380 kV dall'area di Mantova a quella di Modena

E' prevista la realizzazione un nuovo collegamento a 380 kV tra il polo produttivo di Mantova e i centri di carico del modenese. L'intervento consentirà di ridurre significativamente le perdite di rete e di migliorare la sicurezza di alimentazione dei carichi nel nord dell'Emilia.

Elettrodotto a 380 kV "Villanova (PE) – Gissi (CH)"

Al fine di superare le congestioni previste sulla rete a 380 kV in seguito alla futura connessione della nuova centrale Abruzzo Energia di Gissi (la cui produzione si aggiungerà a quella della nuova centrale in ciclo combinato di Termoli), è in programma la realizzazione di una nuova linea a 380 kV che collegherà la stazione elettrica di Villanova con la futura stazione di consegna di Gissi.

Nuovo collegamento a 380 kV tra Sorgente (ME) e Ciminna (PA)

Sono in programma successivi ulteriori sviluppi rispetto al nuovo elettrodotto a 380 kV "Chiaramonte Gulfi – Ciminna" previsto nel breve-medio termine, finalizzati a realizzare la chiusura in anello sulla stazione di Sorgente della rete a 380 kV lungo la costa tirrenica della Sicilia. L'intervento è funzionale a migliorare l'economicità e la qualità della fornitura nella parte occidentale dell'Isola, oltre che a favorire la produzione eolica locale.

Elettrodotto a 220 kV "Partinico (PA) – Fulgatore (TP)"

Al fine di alimentare in sicurezza la Sicilia occidentale, è programmata la realizzazione della nuova linea "classe 380 kV" da esercire a 220 kV "Partinico - Fulgatore" che, rispetto all'attuale linea a 220 kV "Partanna - Fulgatore", realizzerà una seconda alimentazione per l'area di Trapani. L'intervento contribuirà anche a favorire il superamento dei vincoli alla nuova produzione da fonte eolica prevista nell'area occidentale dell'Isola.

3.2.2 Interventi per il potenziamento dell'interconnessione con l'estero

A completamento di quanto riportato nel **par. 3.1.3**, sono di seguito descritti i principali interventi programmati nel lungo termine per rinforzare ulteriormente l'interconnessione ed incrementare gli scambi di energia con l'estero.

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, verrà realizzata la nuova linea in doppia terna a 380 kV per collegare la direttrice RTN "Udine Ovest - Sandrigo" al nodo a 380 kV di Lienz in Austria³⁸.

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.

Potenziamento dell'interconnessione tra Italia e Francia

Si conferma l'interesse per la realizzazione di una nuova linea di interconnessione in doppia terna tra il Piemonte e il territorio francese. Di conseguenza, sono in corso studi congiunti con il gestore francese RTE, finanziati dalla Commissione europea, per definire nel dettaglio il progetto di interconnessione e verificare la possibilità di incrementare la capacità di trasmissione attraverso gli esistenti impianti dei sistemi elettrici italiano e francese.

3.2.3 Interventi di sviluppo per la qualità

Sono di seguito descritte in sintesi le principali attività finalizzate prevalentemente al miglioramento della qualità e continuità del servizio nel lungo periodo, in risposta alla criticità evidenziate nei **paragrafi 2.3.2 e 2.6.3**.

Analogamente a quelli previsti nel breve-medio termine, gli interventi in questione consistono essenzialmente nella realizzazione di nuove stazioni di trasformazione funzionali a:

- ridurre l'impegno previsto per le trasformazioni nelle stazioni esistenti,
- ridurre il trasporto di potenza su lunghe distanze attraverso linee in AT di trasmissione e di distribuzione prossime alla saturazione,
- migliorare l'economicità del servizio mediante la riduzione delle perdite di energia sulla rete;
- migliorare l'impatto ambientale complessivo.

Spesso per le nuove stazioni di trasformazione programmate nel lungo periodo risultano ancora da definire i dettagli circa l'esatta localizzazione degli impianti e conseguentemente da completare gli accordi tecnici preliminari con i gestori delle reti di distribuzione direttamente coinvolte, per la realizzazione dei raccordi di collegamento a linee di distribuzione nuove e/o esistenti.

Altri interventi minori per il miglioramento della qualità e dell'economicità del servizio sono riportati nell'**Allegato 1** e consistono in:

- attività di potenziamento di elettrodotti o di rinforzo della magliatura di rete, come nuovi raccordi a stazioni di trasformazione o smistamento;
- razionalizzazioni di rete, finalizzate all'ottimizzazione del funzionamento della RTN nel lungo termine ed alla riduzione dell'impatto ambientale.

³⁸ *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)".*

Stazione 220 kV Schio (VI)

Al fine di garantire un sensibile miglioramento della qualità del servizio e delle tensioni nell'area di carico ad 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.

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 ³⁹.

Stazione di trasformazione 380/132 KV a Nord di Bologna

In considerazione del previsto aumento dei carichi in Emilia, la realizzazione di una nuova stazione di trasformazione nell'area di Crevalcore (BO) consentirà di ridurre il grado di utilizzazione delle trasformazioni nelle attuali S.E. di Colunga, Martignone e S. Damaso, migliorando la continuità e la qualità della alimentazione della locale rete a 132 kV.

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.

Nuova stazione di trasformazione 380/150 kV nell'area a nord di Bari

La realizzazione della nuova stazione in oggetto 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 ad essa afferente. Il collegamento della nuova stazione alla linea a 380 kV "Brindisi – Andria" 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.

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 "Chiaramonte 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.

³⁹ 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)".

3.3 Ulteriori ipotesi di sviluppo della rete

Nel presente paragrafo vengono riportate ulteriori possibilità di sviluppo, determinate principalmente da esigenze endogene della RTN, dall'import o dall'evoluzione del parco produttivo, che richiedono ulteriori approfondimenti e lo stabilizzarsi delle ipotesi alla base delle decisioni da prendere, per essere completamente definite. Tali elementi non sono quindi riportati negli Allegati di dettaglio.

3.3.1 Potenziammenti interni della RTN in valutazione

Ricostruzione in classe 380 kV dell'elettrodotto "Casanova – Vignole"

E' all'esame l'opportunità del riclassamento, mediante ricostruzione in classe 380 kV, dell'esistente elettrodotto a 220 kV "Casanova – Vignole". L'intervento, comunque previsto nel lunghissimo periodo, è funzionale principalmente al trasporto delle maggiori potenze previste sulla rete del Piemonte in seguito al potenziamento dell'interconnessione con la Francia.

Nuova stazione di trasformazione 380/132 kV tra le Province di Pisa e Lucca

Per migliorare la qualità del servizio ed il livello della tensione forniti ai carichi compresi tra le Province di Pisa e di Lucca, è allo studio la possibilità di realizzare una nuova stazione 380/132 kV con il rinforzo della rete AT nel territorio compreso tra i due capoluoghi.

Raddoppio della dorsale medio-adriatica a 380 kV tra Foggia e Gissi (CH)

Considerato che è già programmata una nuova linea a 380 kV tra la futura stazione di connessione della centrale Abruzzo Energia di Gissi e la stazione di Villanova (cfr. **par. 3.2.1**), è all'esame la possibilità di completare il raddoppio della direttrice adriatica mediante la realizzazione di un secondo elettrodotto a 380 kV fra le stazioni a 380 kV di Foggia e Gissi. L'intervento (anche in considerazione dell'esito degli studi sugli elettrodotti nel Meridione sotto indicati) è funzionale alla eventuale riduzione dei vincoli al trasporto, possibili nel più lungo periodo, delle potenze prodotte nel Sud Italia verso le aree di carico del centro-nord.

Rinforzi della rete elettrica a 380 kV in Calabria e verso la Campania

Al fine di superare i possibili vincoli di esercizio della rete a 380 kV compresa tra i futuri poli di produzione previsti in Calabria e le aree di carico presenti in Campania e nelle altre regioni del centro-sud, potrà risultare necessario rinforzare tali sezioni di rete mediante la realizzazione di nuovi elettrodotti in AAT. Al riguardo, gli studi effettuati e quelli ancora in corso non escludono la realizzazione di:

- una trasversale a 380 kV tra le esistenti direttrici "Laino – Rossano – Scandale – Rizziconi" e "Rizziconi – Feroletto – Laino",
- nuove direttrici a 380 kV tra l'area centro-sud della Calabria e le citate aree di carico del centro-sud Italia (compresa la possibilità di soluzioni in cavo sottomarino HVDC).

Tale attività si inquadra tra quelle previste nell'ambito dell'Accordo di Programma, sottoscritto a Napoli in data 21 Luglio 2004 dal GRTN e dalle Regioni Campania, Basilicata, Calabria e Sicilia al fine di "favorire lo sviluppo delle opere elettriche di interesse nazionale destinate al trasporto di energia elettrica sul territorio delle Regioni firmatarie ed a valutare la fattibilità di realizzazione di ulteriori collegamenti elettrici in altissima tensione nell'Italia meridionale, in funzione della

possibilità di incremento della capacità produttiva di energia elettrica sia all'interno delle Regioni firmatarie, che all'esterno di esse”.

Nuova stazione di trasformazione 380/150 kV di Tito (PZ)

In funzione della soluzione che verrà adottata al fine di risolvere le problematiche evidenziate al punto precedente, è ipotizzabile la realizzazione di una nuova stazione di trasformazione nell'area di Tito (PZ), da collegare ad una delle nuove linee a 380 kV tra la Calabria e la Campania. Tale soluzione permetterebbe di sfruttare le infrastrutture in AT esistenti (già adeguate per un impianto di trasformazione 380/150 kV) e di ridurre i disturbi della tensione (flicker) attualmente presenti, con un notevole miglioramento della qualità del servizio e sicurezza di alimentazione nell'area di Potenza.

3.3.2 Future interconnessioni con l'estero allo studio

Elettrodotto di interconnessione in GIL attraverso il tunnel di base del Brennero

Sono stati conclusi gli studi di fattibilità - finanziati dalla Commissione Europea - propedeutici alla realizzazione di una nuova interconnessione elettrica tra Italia e Austria destinata ad integrarsi con la realizzazione di un nuovo collegamento per l'alta velocità ferroviaria che, mediante un tunnel di circa 60 km, unirà le città di Bressanone (BZ) e Innsbruck.

Lo studio di fattibilità ha individuato la capacità ottimale di trasmissione del collegamento - da realizzare con tecnologie altamente innovative - nel contempo elaborando un'ipotesi preliminare di razionalizzazione delle porzioni di rete AAT italiana e austriaca interessate dal progetto, con conseguenti vantaggi tecnici, economici ed ambientali.

Studio per il potenziamento della capacità di trasporto sull'interconnessione Italia-Francia

Nel 2005 è stato avviato lo studio congiunto tra TERNA e RTE per il potenziamento della capacità di trasporto sull'interconnessione tra Italia e Francia.

Lo studio co-finanziato dalla Commissione Europea si articola in più fasi:

- individuazione dei vincoli esistenti sull'interconnessione Francia-Italia (identificazione dei potenziali punti deboli in termini di sovraccarichi) e sulle rispettive reti interne che limitano la capacità di scambio e definizione dei requisiti per incrementare la capacità di trasporto sull'interconnessione;
- campagna di misure in campo per valutare le effettive condizioni meteorologiche lungo il tracciato delle linee di interconnessione esistenti, allo scopo di verificare l'effettiva capacità di trasporto;
- verifica dei tracciati delle esistenti linee di interconnessione e della compatibilità in relazione all'evoluzione del quadro normativo in merito ai campi elettromagnetici;
- studio della possibilità di incremento della capacità di trasporto mediante il potenziamento delle strutture esistenti anche mediante impiego di conduttori termoresistenti (alta temperatura e freccia ridotta).

Studio per un elettrodotto di interconnessione attraverso il tunnel del Frejus

Nel 2005 è stato avviato uno studio di fattibilità, per il quale è stata presentata richiesta di finanziamento alla Commissione Europea, per la realizzazione di una nuova interconnessione elettrica tra Italia e Francia utilizzando il tunnel del futuro traforo ferroviario del Frejus.

Le attività prevedono l'esecuzione congiunta con RTE di uno studio preliminare, con analisi di rete e reperimento dei dati relativi al progetto del tunnel; lo studio di fattibilità tecnica include la valutazione delle caratteristiche di differenti tecnologie di trasmissione (Cavi XLPE, GIL e HVDC) e la loro compatibilità con le infrastrutture ferroviarie previste. Verranno inoltre effettuate valutazioni ambientali relativamente alla parte del collegamento, esterno al tunnel, afferente alle stazioni elettriche della rete di trasmissione nazionale italiana e francese.

Elettrodotto di interconnessione nella Valchiavenna con la Svizzera

La realizzazione nel tratto sul territorio italiano dell'elettrodotto di interconnessione a 380 kV "Regoledo - Lavorgo" - ottenuto da riclassamento a 380 kV dell'attuale interconnessione a 220 kV "Mese - Gorduno" - e l'opportuno potenziamento/razionalizzazione delle reti a monte e a valle (cfr. Studio della razionalizzazione dei sistemi elettrici della Valchiavenna) risulta ancora subordinata alla ratifica degli accordi con la controparte elettrica svizzera ATEL e condizionata anche a possibili interventi correlati a nuovi interconnector privati proposti nella stessa area di territorio.

Studi di interconnessione con il Nord Africa

Dopo il completamento dello studio di interconnessione con l'Algeria - in accordo ai risultati del quale le istituzioni dei due Paesi si stanno ora muovendo per una verifica della possibile realizzazione, anche con il coinvolgimento di investitori privati - è stato completato anche lo studio di fattibilità del collegamento sottomarino tra Sicilia e Tunisia, finanziato con fondi stanziati dal Governo italiano.

Lo studio è stato lanciato all'inizio del 2005, in collaborazione con la società tunisina STEG, nel quadro dei finanziamenti concessi dal CIPE per valutare la fattibilità di un elettrodotto tra Nord Africa e Italia. Lo studio di fattibilità ha individuato la portata ottimale di trasmissione del collegamento, con una capacità del cavo dell'ordine di 500-1000 MW, con correlati interventi di potenziamento della rete siciliana nel caso di scelta della soluzione massima.

Inoltre, al fine di favorire la sicurezza degli approvvigionamenti e la crescita del mercato energetico nel bacino del Mediterraneo, il Governo italiano ha previsto anche uno stanziamento per lo studio di un elettrodotto in cavo sottomarino di collegamento tra Italia e Libia.

E' stato pertanto sottoscritto un protocollo di cooperazione energetica tra Governi italiano e libico e sono in corso gli studi di fattibilità tecnico-economica del progetto di interconnessione.

3.3.3 Razionalizzazioni allo studio

Studio della razionalizzazione dei sistemi elettrici interessanti l'alta Val d'Adige

E' 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 ed 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 ed inoltre le analisi hanno evidenziato l'opportunità di potenziare le esistenti dorsali AAT verso la rete veneta.

Studio della razionalizzazione dei sistemi elettrici della Valchiavenna

Nell'ambito del Comitato di Sorveglianza istituito presso il MAP per il monitoraggio della realizzazione delle attività di razionalizzazione correlate all'elettrodotto di interconnessione "San Fiorano - Robbia", proseguono anche le attività di discussione - da parte di Provincia di Sondrio, Enti locali e 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 "Regoledo - Lavorgo" con la Svizzera.

Le attività di individuazione dei corridoi e di localizzazione degli impianti - che vedono all'esame anche l'opportunità di realizzare una nuova stazione di trasformazione 380/132 kV a Nord di Milano per contribuire all'alimentazione in sicurezza dei carichi nell'area - risultano ancora subordinate alla ratifica degli accordi con la controparte elettrica svizzera ATEL per la realizzazione dell'interconnessione e condizionate anche da interventi per nuovi interconnector privati insistenti sullo stesso territorio.

3.4 Acquisizione di elementi di rete esistenti nell'ambito della RTN

Il MAP, 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, ecc..

Al riguardo, nel Codice di Rete ⁴⁰, in conformità con quanto previsto dall'art. 2 del citato decreto, si chiarisce che "il Gestore definisce ed inserisce eventuali future proposte di acquisizione di elementi di rete esistenti nel Piano di sviluppo [...]".

3.4.1 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 ed inviate al MAP per la verifica di conformità.

⁴⁰ Codice di Rete, Cap. 2, paragrafo 2.7 "Aggiornamento dell'ambito della RTN".

3.4.2 Criteri per l'acquisizione di elementi di rete nell'ambito della RTN

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

Gli elementi di rete da inserire nell'ambito sono stati determinati in modo da evitare casi che comportano difficoltà nelle 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 ad 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.

Si vuole in tal modo cercare 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, nell'ottica di 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 in modo da mantenere le direttrici di trasmissione, ripristinandole all'occorrenza, qualora lavori sulle reti ne abbiano compromesso l'integrità o la continuità.

3.4.3 Proposte di acquisizione nella RTN di elementi di rete esistenti

Nella **Tabella 7** che segue sono 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.

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

Elettrodotti

Elettrodotti nella Regione Piemonte

<i>Denominazione Linea</i>		<i>Tensione [kV]</i>	<i>Titolare</i>	<i>km terna</i>
<i>1° ESTREMO</i>	<i>2° ESTREMO</i>			
Pianezza	Air Liquide All.	132	AEM Torino Distribuzione	9,18
Air Liquide All.	Stura	132	AEM Torino Distribuzione	4,03

Elettrodotti nella Regione Calabria

<i>Denominazione Linea</i>		<i>Tensione [kV]</i>	<i>Titolare</i>	<i>km terna</i>
<i>1° ESTREMO</i>	<i>2° ESTREMO</i>			
Scilla	Caporafi	220	ENEL Distribuzione	4,70
Scilla	Villa S. Giovanni	150	ENEL Distribuzione	10,40
Villa S. Giovanni	Gallico	150	ENEL Distribuzione	10,40
Gallico	Reggio Condera	150	ENEL Distribuzione	7,00
Reggio Condera	Reggio Ind.	150	ENEL Distribuzione	10,00
Reggio Ind.	Scilla	150	ENEL Distribuzione	23,00
Scilla	Reggio Condera	150	ENEL Distribuzione	17,49

Elettrodotti nella Regione Sardegna

<i>Denominazione Linea</i>		<i>Tensione [kV]</i>	<i>Titolare</i>	<i>km terna</i>
<i>1° ESTREMO</i>	<i>2° ESTREMO</i>			
Quartu S. Elena	Selargius	150	ENEL Distribuzione	12,43

Stazioni

Stazioni nella Regione Lombardia

<i>Denominazione Impianto</i>	<i>Tensione [kV]</i>	<i>Titolare</i>
Stalli TR 220/MT (solo sezionatori lato sbarra) nelle stazioni di Gadio, Ricevitrice N., Ricevitrice S., Ricevitrice O., Porta Venezia, Porta Volta e Lambrate	220	AEM Distribuzione di Milano

Stazioni nella Regione Emilia Romagna

<i>Denominazione Impianto</i>	<i>Tensione [kV]</i>	<i>Titolare</i>
n.2 stalli TAG presso la stazione di La Casella	132	ENEL Produzione

Stazioni nella Regione Sardegna

<i>Denominazione Impianto</i>	<i>Tensione [kV]</i>	<i>Titolare</i>
C.P. Uvini	150	TERNA

Infine in **Tabella 8** sono inoltre 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

Elettrodotti

Elettrodotti nella Regione Sicilia

<i>Denominazione Linea</i>		<i>Tensione [kV]</i>	<i>Titolare</i>	<i>km terna</i>
<i>1° ESTREMO</i>	<i>2° ESTREMO</i>			
Corriolo	Milazzo FS	150	TERNA	2,7

Stazioni

Stazioni nella Regione Lazio

<i>Denominazione Impianto</i>	<i>Tensione [kV]</i>	<i>Titolare</i>
Trasformatori n. 6 e n. 7 (25 MVA) della S.E. Roma S.	150/MT	TERNA

Stazioni nella Regione Sardegna

<i>Denominazione Impianto</i>	<i>Tensione [kV]</i>	<i>Titolare</i>
Stalli con interruttori e cavi dei GR 4 e 5 della S.E. Taloro	150	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, essendo concepito con il fine 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 **par. 2.6**, 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 i notevoli incrementi previsti sia del fabbisogno che della generazione.

I risultati che si attendono a valle della realizzazione del Piano vanno da una parte a limitare i vincoli (attuali e futuri) di utilizzo e gestione della rete, dall'altra ad 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, il sostegno al mercato dell'energia elettrica con un valido supporto allo sviluppo economico del Paese.

4.1 Incremento di 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'Europa⁴¹.

⁴¹ *In Italia negli ultimi 30 anni si è registrato un tasso medio di crescita dei consumi del 3,1 % all'anno, contro una media europea del 2,8 %; la consistenza della rete primaria italiana è aumentata mediamente del 1,3 % all'anno, mentre in Europa del 2,8 % all'anno. Tali elementi hanno portato il tasso di utilizzo della rete in Italia ad un valore superiore, per oltre il 60%, al valore medio europeo.*

Con la realizzazione degli interventi previsti nel presente Piano di Sviluppo sarà possibile ridurre o quantomeno non accrescere ulteriormente gli attuali livelli di impegno della rete, a vantaggio della sicurezza ed efficienza del servizio di trasmissione.

Nel PdS 2006 risultano complessivamente programmate 60 nuove stazioni; la capacità di trasformazione si incrementerà di circa 17'700 MVA.

Inoltre si stima che la consistenza della rete a 380 kV aumenterà di circa 3'250 km (al netto dei km di rete a 220 kV trasformati a 380 kV), quella a 220 kV si ridurrà di circa 1'000 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 1'100 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 3'350 km.

Nella **Tabella 9** che segue è riportato un riepilogo delle attività sulla RTN previste nel Piano di Sviluppo, ripartite in interventi a breve-medio termine e 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]	31	6	23	60
breve-medio termine	18	3	15	36
lungo termine	13	3	8	24
Potenza di trasformazione [MVA]	14'850	2'840	-	17'690
breve-medio termine	10'850	2'430	-	13'280
lungo termine	4'000	410	-	4'410
Elettrodotti [km]	3'240	-990	1'080	3'330
breve-medio termine	2'320	-260	890	2'950
lungo termine	920	-730	190	380

4.2 Incremento della capacità di importazione dall'estero

Le analisi mostrano che, a completamento delle opere previste nel Piano di Sviluppo di breve-medio termine (in primis l'interconnessione con la Slovenia), la capacità di importazione alla frontiera settentrionale vedrebbe un incremento di un valore stimato in circa 1000 MW, peraltro con un sensibile aumento della sicurezza di esercizio, in particolare sul versante Nord-Est. A tale

valore potrebbe sommarsi l'incremento di NTC ad oggi prevedibile per gli interconnector privati in un orizzonte temporale equivalente (v. **par. 2.5.5**).

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. 21.10.05 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 dunque che, nel lungo periodo, ipotizzando una realizzazione combinata di interconnessioni previste nel PdS e interconnector privati, la capacità di importazione alla frontiera settentrionale potrebbe crescere ulteriormente di un valore compreso tra i 1000 e i 2000 MW.

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 in ulteriori 1500-2000 MW, sempre fatto salvo che vengano completate le opere di sviluppo della RTN previste e/o allo studio nello stesso arco temporale.

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 create 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. 3.1.1**).

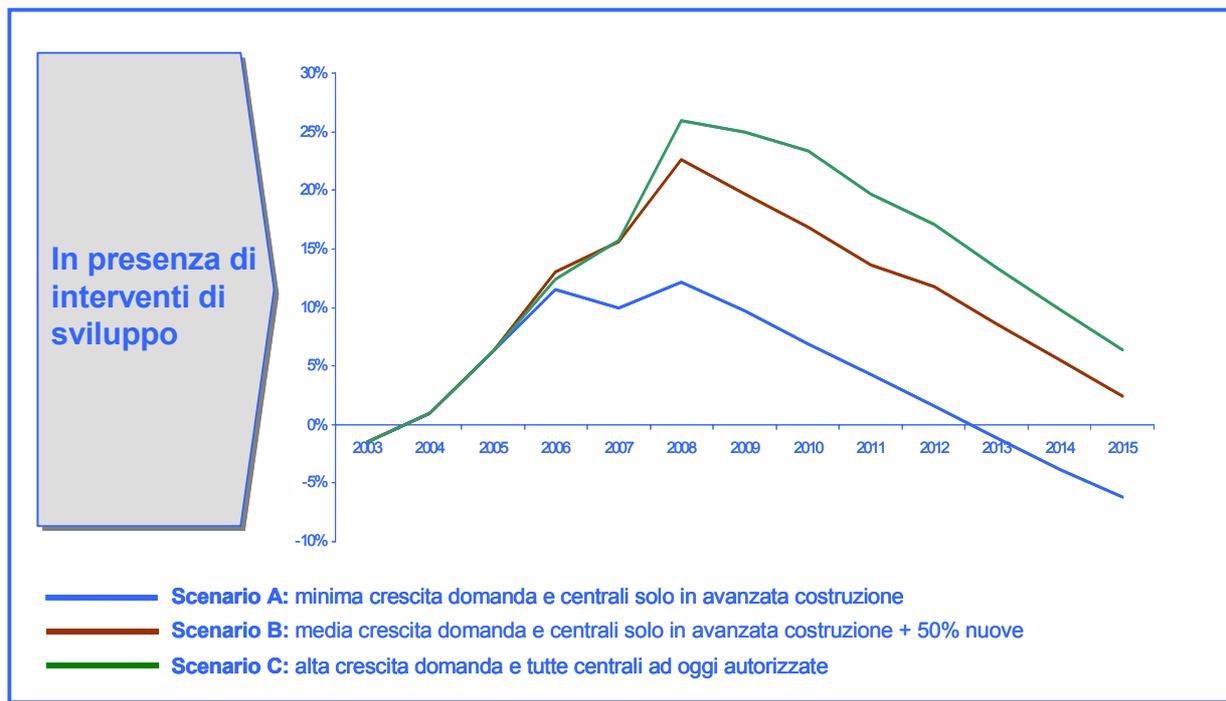
Si stima che il complesso degli interventi previsti garantirebbe la riduzione di potenziali o esistenti vincoli di produzione quantificabile approssimativamente in circa 3'500-6'500 MW di maggiore contributo alla punta (in funzione delle centrali che verranno via via realizzate), incrementabili di ulteriori circa 2'500 MW nell'ipotesi massima di completa realizzazione di tutte le centrali al momento autorizzate e di tutti gli interventi di sviluppo della RTN ipotizzati, inclusi cioè quelli indicati al **par. 3.3.1**.

In **Figura 24** è rappresentata la proiezione dei margini di riserva disponibili fino al 2015, individuata negli stessi scenari descritti nel **par. 2.6.1**, considerando completati i diversi interventi di sviluppo, ciascuno a partire dall'anno previsto di entrata in servizio dei relativi impianti.

Analizzando il grafico si può osservare che, nel periodo in esame, la copertura del fabbisogno con adeguati margini di riserva presenterebbe qualche limitato rischio solo nel cosiddetto scenario minimo, caratterizzato dalla disponibilità delle sole centrali in avanzata fase di costruzione. Il problema non rappresenta tuttavia una carenza strutturale della rete di trasmissione (in quanto, con la realizzazione degli interventi di sviluppo le congestioni potenziali sarebbero tutte risolte), ma riguarderebbe carenza di capacità produttiva in quanto non tutte le centrali autorizzate risulterebbero disponibili. L'attuazione del Piano di sviluppo permetterebbe comunque di posticipare la riduzione dei margini ottenibili con gli impianti ad oggi autorizzati di circa 2-3 anni rispetto alla situazione descritta al **par. 2.6.1**, contenendo in tal modo l'avvio di un nuovo ciclo di autorizzazioni.

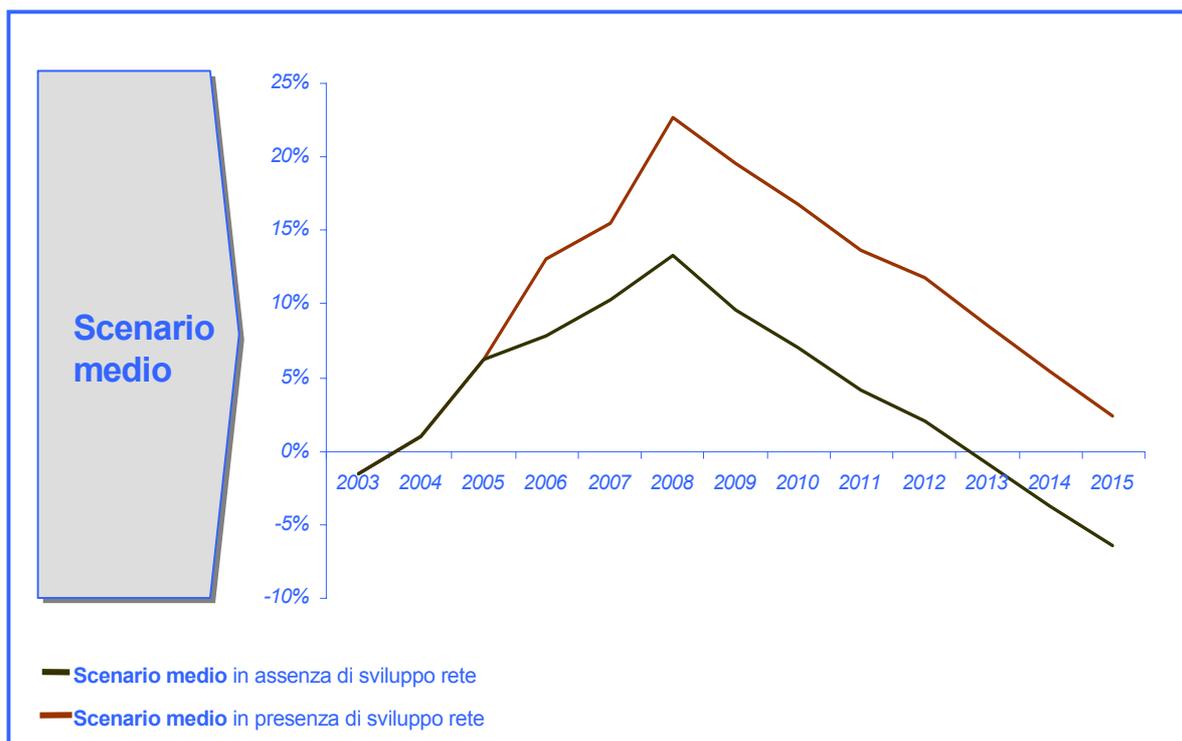
Negli altri due scenari invece, non si evidenziano problemi di riserva, e risultano superate le criticità di copertura del fabbisogno previste dal 2013 in poi nel caso in cui non si attui il piano.

Figura 24
Margini di riserva di potenza per la copertura del carico



In **Figura 25** infine viene messa a confronto la curva relativa allo scenario medio con e senza interventi di sviluppo: risulta evidente l'effetto particolarmente positivo dello sviluppo della rete sulla sicurezza di copertura del fabbisogno negli anni a venire.

Figura 25
Scenario medio - margini di riserva con e senza interventi di sviluppo



4.4 Riduzione dei vincoli alla produzione da fonti rinnovabili

Uno dei principali obiettivi nella pianificazione dei rinforzi della RTN è quello di favorire la produzione da fonti rinnovabili, cercando di superare i vincoli di rete e di esercizio che rischiano di condizionare gli operatori, i quali come noto si avvalgono del diritto di priorità in dispacciamento. Specialmente la produzione da fonte eolica negli ultimi anni ha registrato una crescita considerevole nelle regioni meridionali ed insulari del nostro Paese ed un ulteriore rapido sviluppo si prevede nei prossimi anni.

Nel quadro generale del processo di pianificazione, le analisi finalizzate a individuare gli interventi di potenziamento della capacità di trasporto della RTN sono effettuate con riferimento alle centrali esistenti e future considerate negli scenari previsionali. In particolare, per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili e intermittenti (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 futura rispetto alla produzione degli impianti eolici già esistenti e di quelli la cui entrata in servizio è ipotizzabile entro i prossimi cinque anni.

I condizionamenti alla produzione eolica sono riconducibili essenzialmente a due categorie:

- limiti dovuti a problemi di esercizio in sicurezza del sistema elettrico, legati cioè a vincoli di dispacciamento che richiedono la verifica del bilancio generazione-carico anche in caso di improvvisa mancanza della capacità produttiva da fonti rinnovabili non programmabili; tali limitazioni, transitorie e concentrate solo nelle ore a basso carico, sono indirettamente correlate anche ad una insufficiente capacità di trasmissione su alcune sezioni critiche della rete, in particolare nelle Isole, e pertanto possono essere ridotte con interventi di rinforzo del sistema di trasporto primario in AAT;
- limiti attribuibili direttamente ad una insufficiente capacità di trasmissione delle porzioni di rete (in generale in AT) a cui sono connessi gli impianti da fonti rinnovabili non programmabili in questione.

Le soluzioni di sviluppo pianificate in risposta alle criticità di cui sopra includono quindi sia interventi di rinforzo di sezioni della rete primaria (es. SA.PE.I. ed interconnessione Sicilia – Continente), che consentono indirettamente di ridurre i condizionamenti all'esercizio della produzione delle centrali eoliche, sia interventi di potenziamento locale delle reti di subtrasmissione su cui si inserisce direttamente la generazione eolica.

Si riporta di seguito l'elenco degli interventi di sviluppo previsti nel PdS 2006 funzionali in tutto o in parte a favorire la produzione di energia da impianti a fonti rinnovabili non programmabili esistenti e futuri. 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.

- Il nuovo elettrodotto a 380 kV “Sorgente – Scilla – Rizziconi” e gli altri interventi di sviluppo del sistema in altissima tensione siciliano (le nuove linee “Chiaramonte G. – Caltanissetta – Ciminna - Sorgente” a 380 kV e “Partinico – Fulgatore” a 220 kV), consentiranno, tra l'altro, di ridurre significativamente (fino a circa 1000 MW) i condizionamenti all'esercizio della produzione eolica in Sicilia.
- Il collegamento HVDC a 500 kV tra Sardegna e Continente e quello in c.a. a 150 kV tra Sardegna e Corsica (insieme agli interventi correlati, come il nuovo elettrodotto a 150 kV “S. Teresa – Buddusò”) permetteranno di aumentare lo sfruttamento della capacità produttiva da impianti eolici in Sardegna fino ad un valore di incremento di circa 700 MW.
- Gli interventi di sviluppo della rete tra Foggia, Benevento e Salerno (in particolare le nuove stazioni a 380/150 kV di Troia e Candela funzionali a raccogliere la produzione eolica esistente

e prevista nell'area, la realizzazione dell'elettrodotto a 150 kV "Foggia – Accadia" ed i potenziamenti delle direttrici a 150 kV "Benevento – Lacedonia – Contursi" e "Montecorvino – Tanagro") complessivamente consentiranno di ridurre i rischi di sovraccarico favorendo l'immissione in rete in condizioni di sicurezza di una quota di produzione eolica di almeno 650 MW.

Altri interventi minori, quali le nuove linee a 150 kV "Mineo S.E. – Mineo C.P." e "Selargius – Goni" e l'aumento della capacità di trasporto della linea a 150 kV "Crotone – Simeri", risultano determinanti per decongestionare le relative porzioni di rete in AT in Sardegna, Sicilia e Calabria.

La **Tabella 10** fornisce il riepilogo delle attività su descritte, con la classificazione e quantificazione dei benefici in termini di potenza da fonti rinnovabili potenzialmente liberata.

Tabella 10

Riepilogo principali interventi per favorire la produzione eolica

Categoria	Interventi	Potenza da fonti rinnovabili [MW]
<i>Rinforzi di rete indirettamente funzionali alla riduzione dei vincoli di esercizio nel dispacciamento della generazione, che favoriscono la produzione da fonti rinnovabili non programmabili</i>	Elettrodotto a 380 kV "Sorgente – Scilla – Rizziconi" e potenziamenti della rete AAT in Sicilia	1000
	Potenziamento della capacità di interconnessione tra Sardegna e Continente e tra Sardegna e Corsica	700
<i>Interventi di potenziamento e decongestione di porzioni di rete in AT su cui si inserisce direttamente la produzione da fonti rinnovabili non programmabili</i>	Rinforzi della rete di trasmissione nell'area compresa tra Foggia, Benevento e Salerno	650

4.5 Miglioramento atteso dei valori delle tensioni

Come accennato, 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, 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 Rete⁴², ottenendo peraltro miglioramenti in termini di perdite di trasmissione ed economici⁴³.

⁴² 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

In **Tabella 11** sono riportati i relativi valori di tensione attesi su alcuni nodi rappresentativi delle zone di rete oggetto di interventi di rifasamento.

Tabella 11
Valori della tensioni attesi (riferimento: 400 kV)

ZONA	AREA	STAZIONE a 380 kV	TENSIONE [kV] alla punta estiva	
			2005 ⁴⁴	Medio Termine
Settentrionale	<i>Milano Nord-Est</i>	Bulciago	382	388
	<i>Brescia</i>	Travagliato	377	389
	<i>Vicenza</i>	Sandrigo	376	387
Centro-settentrionale	<i>Reggio Emilia</i>	Rubiera	380	392
Tirrenica	<i>Lazio meridionale</i>	Ceprano	384	392
	<i>Campania settentrionale</i>	Patria	381	386
Adriatica	<i>Bari</i>	Bari Ovest	385	388

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.

⁴³ *E' stata stimata una riduzione delle perdite alla punta di circa 10 MW sulla sola rete AAT.*

⁴⁴ *Valori registrati in corrispondenza della situazione di punta estiva (28.06.2005 ore 11.30).*

4.6 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 ad 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 ed 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 dell'ordine di 100 MW (di cui una metà grazie ai rinforzi operati sulla sola rete a 380 e 220 kV, cui si aggiungono ulteriori 10 MW circa di riduzione per effetto del piano di installazione di condensatori in AT), cui corrisponde una riduzione delle perdite di energia nella Rete valutata in circa 500 GWh/anno. Ipotizzando, come logico, 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 può arrivare sino a 300'000 tonnellate annue.

Le stime qui riportate sulla riduzione delle emissioni di anidride carbonica non includono i benefici ottenibili, mediante la riduzione delle congestioni di rete, dalla sostituzione di impianti con rendimenti più bassi (tipicamente ad olio) necessari per vincoli di rete, con produzioni più efficienti da fonti energetiche meno costose (es. gas).

APPENDICE

IL QUADRO NORMATIVO DI RIFERIMENTO

1 Provvedimenti di recente emanazione

Unificazione della proprietà e della gestione della RTN – DPCM 11.05.2004

L'avvenimento che più di ogni altro ha caratterizzato il settore elettrico nazionale, nel corso del 2005, è rappresentato dall'unificazione della proprietà e della gestione della RTN avvenuta nei tempi e nei modi stabiliti dal DPCM 11.05.2004.

Il citato decreto, predisposto di concerto tra il Ministero dell'Economia e Finanze ed il Ministero delle Attività Produttive in attuazione dell'art.1 ter comma 1 della Legge n. 290/2003, definisce i criteri, le modalità e le condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della Rete elettrica nazionale di trasmissione.

Il provvedimento ha previsto due fasi per l'unificazione:

- la prima, chiusasi nei tempi previsti dal Decreto, ha visto in data 1 Novembre 2005 completata la fusione delle due società GRTN e TERNA (proprietaria della quasi totalità della RTN) in un unico soggetto Gestore con disponibilità degli asset di trasmissione;
- la seconda, finalizzata a promuovere la successiva aggregazione nel nuovo Gestore anche degli altri soggetti, diversi da TERNA, attualmente proprietari delle restanti porzioni della Rete elettrica di trasmissione nazionale.

L'obiettivo del nuovo soggetto derivante dall'unificazione dovrà essere comunque quello di garantire la terzietà della gestione della RTN rispetto agli operatori del settore. Pertanto il DPCM ha disposto che:

- la gestione della Rete sia basata su principi di neutralità ed imparzialità, senza discriminazione di utenti o categorie di utenti;
- nessun operatore del settore della produzione, importazione, trasmissione, distribuzione e vendita di energia elettrica possa esercitare diritti di voto nella nomina degli amministratori della nuova società per una quota superiore a quella corrispondente al 5% del capitale sociale della stessa.

Ai fini della privatizzazione del soggetto derivante dall'unificazione, sono stati inoltre previsti:

- in generale un limite di possesso azionario del 5%;
- la riduzione della partecipazione di ENEL S.p.A. nel capitale della nuova società Gestore ad una quota non superiore al 20% entro il 1 luglio 2007;
- la costituzione di un nucleo stabile formato da uno o più azionisti nel capitale, tale da garantire la tutela delle caratteristiche di servizio di pubblica utilità delle attività svolte.

L'unificazione dei due soggetti e' stata subordinata a un processo che ha visto la realizzazione di tre condizioni: la concessione per le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale rilasciata con decreto del Ministero delle Attività Produttive - Decreto MAP 20.04.2005; il parere dell'Antitrust dello scorso 4 agosto che ha imposto alla Cassa depositi e prestiti, come condizione per l'acquisto, la cessione entro quattro anni del 10% del capitale di Enel attualmente detenuto, per evitare un conflitto di interessi ed infine l'approvazione del Codice di Rete avvenuta con deliberazione della Autorità per l'energia elettrica e il gas- AEEG Del. 79/05 del 28 Aprile 2005.

Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della rete

Come accennato, il DPCM 11.05.2004 prevedeva all'art.1 comma 4 che il GRTN predisponesse entro il 31.12.2004 un documento integrato, denominato "codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete" (di seguito Codice), contenente le regole tecniche, di carattere obiettivo e non discriminatorio, per l'accesso e l'uso della RTN, per l'interoperabilità delle reti, per l'erogazione del servizio di dispacciamento, nonché i criteri generali per lo sviluppo, la manutenzione e la sicurezza della rete elettrica nazionale di trasmissione.

Il GRTN ha pertanto predisposto una proposta di Codice di Rete, effettuando una consultazione aperta a tutti gli operatori, che si è conclusa il 10 dicembre 2004.

Contestualmente alla consultazione avviata dal GRTN, AEEG ha avviato una sua autonoma consultazione per la predisposizione di uno Schema di Direttive al GRTN per l'adozione del Codice di rete. In seguito alla consultazione dell'AEEG sono state approvate le Direttive con deliberazione n.250/04 del 30 dicembre 2004.

Il GRTN ha successivamente inviato a MAP e AEEG - per le verifiche di rispettiva competenza - la versione finale del Codice di rete conforme alle Direttive.

Con Delibera n.79/05 del 28 Aprile 2005, pubblicata su Gazzetta Ufficiale n. 115 del 19.5.05, AEEG ha deliberato di considerare positivamente verificato il Codice di rete ed in vigore all'atto della istituzione del nuovo soggetto integrato ed ha dato mandato al GRTN -ovvero il soggetto unificato, qualora operativo ai sensi del DPCM 11 maggio 2004- di procedere entro il 30 novembre 2005 alla revisione del Codice di rete sulla base delle osservazioni di carattere generale e degli elementi di criticità emersi durante il periodo di prima attuazione del medesimo.

Come disposto dal Decreto, il Codice prevede l'istituzione di un organo tecnico, il Comitato di consultazione, comprendente anche rappresentanti degli utenti della Rete ⁴⁵, con il compito di aggiornare le regole contenute nel Codice ed agevolare la risoluzione delle eventuali controversie derivanti dall'applicazione delle regole stesse.

Per la prima volta è dunque prevista la creazione di una sede permanente di discussione e confronto con gli utenti della rete, per dar voce alle istanze e agli interessi di categoria di cui gli stessi sono portatori, e favorirne la partecipazione attiva al processo di regolamentazione del settore mediante il ruolo riconosciuto al Comitato nell'attività di aggiornamento del Codice.

Con l'adozione del Codice di Rete, l'Italia si uniforma alla maggior parte dei Paesi europei che hanno adottato tale strumento in considerazione del suo apprezzabile apporto in termini di semplificazione e razionalizzazione dell'articolata e complessa regolamentazione dei sistemi elettrici. Il Codice di Rete del GRTN è stato elaborato anche alla luce delle esperienze maturate negli altri Paesi, in primis la Gran Bretagna, il cui National Grid Code rappresenta un importante riferimento, ferme restando le peculiarità del nostro sistema elettrico e le oggettive differenze strutturali e normative esistenti rispetto al sistema anglosassone.

La redazione del Codice di Rete è risultata l'occasione per raccogliere in un unico documento la disciplina più rilevante, in termini di diritti ed obblighi, relativamente alle attività di trasmissione, dispacciamento ed esercizio in sicurezza della RTN e delle altre reti con essa interoperanti.

Il Codice risulta strutturato in modo da rispecchiare il quadro normativo e regolatorio in vigore al momento della sua adozione, tenuto conto del mutato contesto organizzativo che caratterizza la gestione e la proprietà della rete di trasmissione nazionale.

Relativamente alla disciplina dell'accesso alla rete, il Codice descrive condizioni e principi generali applicabili al soggetto risultante dall'unificazione e agli utenti della connessione (distinti in titolari di impianti di generazione, di impianti corrispondenti ad unità di consumo, di reti con obbligo di connessioni di terzi, reti interne di utenza e linee dirette).

⁴⁵ Fino ad un massimo di sette.

A tal fine, espresso riferimento è fatto alle Regole Tecniche di connessione già adottate dal GRTN in attuazione dell'art. 3, comma 6 del decreto legislativo n. 79/99 e delle Delibere adottate in materia dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

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 altri proprietari di rete diversi dal soggetto risultante dalla unificazione; Il Gestore, 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 ed alla riduzione delle possibili congestioni di rete, nel rispetto dei vincoli ambientali e paesaggistici.

Il Gestore predispose entro il 31 dicembre di ciascun anno il Piano di Sviluppo, di seguito PdS, della RTN. Il Gestore delibera il PdS ed entro i successivi 30 giorni lo invia al Ministro delle Attività Produttive per la verifica di conformità agli indirizzi dallo stesso emanati ai sensi dell'art. 1-ter, comma 2, della legge n. 290/03 come modificata dalla legge n. 239/04.

Sono oggetto di regolamentazione anche i rapporti tra il nuovo concessionario del servizio di trasmissione e gli altri gestori di reti, ai fini dell'interoperabilità e dello sviluppo coordinato delle reti elettriche nazionali. In particolare il Codice dispone che i gestori di reti in alta tensione con obbligo di connessione di terzi interoperanti con la RTN trasmettano entro il 30 luglio di ogni anno al nuovo TSO informazioni sulle previsioni di medio periodo (a 5 anni), la stima della produzione sulle reti in MT, indicazioni relative allo schema di connessione, alla potenza massima delle future centrali di generazione e dei futuri impianti corrispondenti ad unità di consumo da collegare alle reti in AT o in AAT, nonché tutte le modifiche pianificate inerenti le reti a tensione uguale o superiore a 120 kV.

Conformemente all'esperienza maturata in altri contesti nazionali, l'AEEG ha stabilito che nell'elaborazione del Codice di Rete, venisse disciplinata anche la qualità del servizio di trasmissione disponendo che venga attuata una campagna di monitoraggio per la rilevazione, registrazione e classificazione di eventi -quali interruzioni e disalimentazioni, nonché definizione di alcuni indici, quali la continuità del servizio e la qualità della tensione, finalizzati alla determinazione dei livelli attesi di qualità del servizio.

Nei tempi e modi previsti dalla deliberazioni n.250/04 e successiva n.79/05 è stato elaborato dal GRTN un piano per la rilevazione della qualità della tensione sulla RTN e trasmesso all'Autorità con lettera 5 settembre 2005; con deliberazione n.210/05, pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale n. 250 del 26-10-2005, AEEG ha deliberato di approvare il citato piano senza l'apporto di modifiche o integrazioni.

Resta salvo, a carico del Gestore del sistema di trasmissione nazionale l'obbligo di elaborare piani per l'installazione di mezzi di compensazione della potenza reattiva per il miglioramento del regime di tensione.

Nuova concessione per le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale - Decreto MAP 20.04.2005

Il DPCM 11.05.2004 prevedeva che - prima della fusione delle due società GRTN e TERNA in un unico soggetto Gestore con disponibilità degli asset di trasmissione (entro il 31 ottobre 2005) - il Ministero delle attività produttive provvedesse a modificare ed integrare il vigente Decreto ministeriale 17.07.2000, concernente la concessione per le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale, rilasciata a favore del GRTN.

Il 20 Aprile 2005 con Decreto Ministeriale, il Ministero delle Attività Produttive ha deliberato il conferimento al Soggetto unificato della concessione per le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale per un periodo di 25 anni a decorrere dalla data di efficacia del trasferimento alla società TERNA S.p.A delle attività detenute dal GRTN

ai sensi del DPCM 11.05.2004. La concessione, inoltre, attribuisce alla nuova Società la facoltà di definire le azioni necessarie per il perseguimento della sicurezza nella gestione della rete e di deliberare gli interventi di manutenzione e sviluppo della RTN a cui le società proprietarie di porzioni di RTN debbono attenersi.

Interconnector privati ed esenzione dalla disciplina di accesso dei terzi

Nel corso del 2005 è stato completato il quadro legislativo nazionale relativo all'autorizzazione dei cosiddetti interconnector privati, ovvero linee di interconnessione trans-nazionali realizzate da soggetti non titolari di concessioni di trasporto e distribuzione di energia elettrica.

Così come previsto nella Legge 290/03 (di conversione del DL n. 239 recante "Disposizioni urgenti per la sicurezza e lo sviluppo del sistema elettrico nazionale e per il recupero di potenza di energia elettrica") e nel rispetto del Regolamento europeo 1228/2003 sulle condizioni di accesso per gli scambi elettrici transfrontalieri, il recente Decreto del Ministero delle Attività Produttive del 21 ottobre 2005 ha definito modalità e criteri per il rilascio dell'esenzione⁴⁶ per le linee elettriche in corrente continua e in corrente alternata che connettono nodi - a tensione superiore o pari a 120 kV - appartenenti a reti elettriche di Stati diversi.

L'esenzione è concessa dal Ministero delle Attività Produttive, su una capacità di trasporto di norma non superiore a 1000 MW per una singola linea di interconnessione, con le seguenti modalità:

- Esenzione totale (100 per cento della nuova capacità di interconnessione): periodo non superiore a 16 anni dalla data di entrata in esercizio della nuova linea;
- Esenzione parziale (quota della nuova capacità di interconnessione): periodo non superiore a 20 anni dalla data di entrata in esercizio della nuova linea.

Non sono ammissibili richieste di esenzione per linee che TERNA valuti come duplicati funzionali di linee di interconnessione in corso di realizzazione da parte della stessa TERNA, ovvero 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.

Nella domanda di esenzione va specificata la capacità di trasporto per la quale si chiede l'esenzione, illustrando le motivazioni economiche che, in mancanza dell'esenzione nei termini richiesti, comporterebbero la rinuncia alla realizzazione della linea; l'esenzione può essere richiesta anche nel caso di potenziamento di linee di interconnessione esistenti per oltre il 20 per cento della capacità di trasporto.

Per le interconnessioni in corrente alternata, quali condizioni aggiuntive rispetto alle linee in corrente continua, è necessario fornire: prova che i costi/rischi dell'investimento siano particolarmente elevati se paragonati a quelli di norma sostenuti nel collegamento in corrente alternata di due reti di trasmissione nazionali limitrofe; consenso a includere l'interconnessione negli asset di trasmissione nazionale e a concedere a TERNA la disponibilità della linea nei casi di emergenza per il sistema elettrico; consenso all'installazione sull'elettrodotto di dispositivi di regolazione dei flussi di potenza qualora richiesti da TERNA.

Lo stesso Decreto, per il periodo fino al 31 dicembre 2010, ha fissato una capacità totale massima di trasporto che può essere concessa in esenzione pari a 4000 MW per le linee in corrente continua e pari a 4000 MW, in termini di Net Transfer Capacity, per le linee in corrente alternata.

⁴⁶ *All'art. 1 quinquies comma 6, della Legge 290/03 si afferma che "i soggetti non titolari di concessioni di trasporto e/o distribuzione di energia che realizzino a proprio carico nuove linee elettriche di interconnessione con i sistemi elettrici di altri Stati, in corrente continua o tecnologia equivalente, possono richiedere [...] un'esenzione dalla disciplina che prevede il diritto di accesso dei terzi", per la quota di incremento della capacità di interconnessione risultante dal nuovo assetto di rete.*

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

Come accennato, una delle fasi più critiche nella realizzazione di grandi opere infrastrutturali, è l'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 dal relativo Decreto legislativo n. 190/02 di attuazione della stessa Legge.

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.

La semplificazione procedurale riguarda anche la Valutazione di Impatto Ambientale (V.I.A.), anticipata alla fase di presentazione del progetto preliminare (che dovrà pertanto contenere anche lo studio di impatto ambientale).

L'intero procedimento autorizzativo, coordinato dal Ministero delle Infrastrutture, prevede l'approvazione finale da parte del CIPE e si conclude entro 160 giorni dalla presentazione del progetto.

La Legge Obiettivo ha previsto che l'individuazione delle opere definite "strategiche e di preminente interesse nazionale" sia operata 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 locale. La programmazione delle infrastrutture si inserisce così, nell'ambito dell'intero documento di programmazione economico finanziario.

Il 24 Novembre 2005, la Conferenza unificata ha sancito che alcune delle principali opere, completamente in autofinanziamento, comprese nel Piano di Sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale 2005 siano parte integrante dell'allegato Infrastrutture DPEF 2006-2009.

Tali opere, che si aggiungono a quelle già contemplate dal provvedimento CIPE del 21.12.2001, sono riportate nella tabella seguente.

<i>Regioni Piemonte e Lombardia</i>
• Elettrodotto 380 kV Trino (VC) – Lacchiarella (MI)
<i>Regione Piemonte</i>
• Stazione di trasformazione a 380 kV di Asti
<i>Regioni Lombardia ed Emilia</i>
• Elettrodotto a 380 kV Voghera (PV) – La Casella (PC)
<i>Regione Friuli Venezia Giulia</i>
• Tratti italiano dell'elettrodotto a 380 kV Udine Ovest - Okroglo(Slovenia)
• Elettrodotto a 380 kV "Udine Ovest – Redipuglia"
<i>Regione Veneto</i>
• Dorsale a 380 kV fra l'area di Venezia e l'area di Padova
• Elettrodotto a 380 kV di collegamento fra le direttrici RTN "Sandrigo (VI) – Cordignano(TV)" e "Venezia Nord – Salgareda (TV)"
• Stazione di Trasformazione 380/132 kV in provincia di Treviso ⁽¹⁾
<i>Regioni Emilia Romagna e Toscana</i>
• Elettrodotto a 380 kV "Calenzano (FI) – Colunga (BO)"
<i>Regione Emilia Romagna</i>
• Elettrodotto a 380 kV "La Casella (PC) – Caorso (PC)"
<i>Regione Campania</i>
• Stazione di trasformazione 380/220/150 kV nell'area pedemontana a Est del Vesuvio ⁽²⁾
<i>Regioni Campania e Puglia</i>
• Elettrodotto a 380 kV "Foggia – Benevento"
• Elettrodotto a 380 kV "Montecorvino (NA) – Benevento"
<i>Regioni Calabria e Sicilia</i>
• Elettrodotto a 380 kV "Sorgente (ME) – Rizziconi (VV)"
<i>Regione Sicilia</i>
• Elettrodotto a 380 kV "Chiaromonte G. (RG) – Ciminna (PA)"
<i>Regione Sardegna</i>
• Elettrodotto a 150 kV "Santa Teresa (SS) - Buddusò (SS)"

⁽¹⁾ La presente opera compariva nella delibera CIPE 121 del 21/12/01 con la dizione "Stazione di trasformazione 380/132 kV di Vedelago (Tv)"

⁽²⁾ La presente opera compariva nella delibera CIPE 121 del 21/12/01 con la dizione "Stazione di trasformazione 380/220/150 kV di Striano (Na)"

Legge sulla Comunitaria 2004 – disposizioni per l'adempimento di obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia alle Comunità Europee

E' stata approvata, in data 18 aprile 2005, la legge Comunitaria 2004 - legge n.62 pubblicata nella Gazzetta Ufficiale n. 96 del 27 aprile 2005; il provvedimento contiene la delega al Governo ad adottare, in mancanza di una diversa previsione entro diciotto mesi dalla data di entrata in vigore dello stesso, una serie di decreti legislativi di recepimento di direttive comunitarie.

Tra le direttive alle quali il legislatore dovrà dare attuazione, si può citare la Direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (cfr. articolo 15); nella fattispecie, al fine di completare il processo di liberalizzazione del settore elettrico il Governo è delegato ad adottare, entro un anno dall'entrata in vigore della stessa legge, uno o più decreti legislativi di attuazione della suddetta direttiva, nel rispetto dei precisi principi e criteri, tra i quali:

- apertura del mercato, lato domanda;
- apertura del mercato lato offerta;
- sviluppo delle interconnessioni con l'estero;

- progetti per la sicurezza del sistema elettrico nazionale;
- borsa dell'energia elettrica e monitoraggio del mercato;

e ancora unbundling della fornitura prevedendo la separazione almeno amministrativa dalle attività di produzione e di vendita dell'energia elettrica, riordino delle incentivazioni alle fonti rinnovabili e alla cogenerazione, definizione della durata delle concessioni idroelettriche eliminando clausole di preferenza nel rinnovo delle concessioni stesse, promozione della microgenerazione e internazionalizzazione ossia penetrazione delle imprese nazionali sui mercati esteri dell'energia.

Sono di seguito riportate altre direttive sulle quali il legislatore è tenuto ad intervenire.

- La Direttiva 2004/101/CE recante modifiche alla direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità e che modifica a sua volta la direttiva 96/61/CE. La normativa di recepimento dovrà armonizzare i contenuti della Direttiva con quelli della Decisione dell'8 gennaio 2004 in materia adottata dal Parlamento europeo e dal Consiglio; tale decisione introduce un nuovo meccanismo per monitorare le emissioni di gas a effetto serra, per attuare le procedure previste nel Protocollo di Kyoto.
- La Direttiva 2003/92/CE del Consiglio, relativa alle norme sulla determinazione del luogo di cessione dell' energia elettrica e del gas.
- La Direttiva 2001/42/CE relativa alla procedura di Valutazione Ambientale Integrata (VAS).
- La Direttiva 2004/8/CE relativa alla cogenerazione.
- La Direttiva 2004/22/CE sugli strumenti di misura, compresi i contatori di energia elettrica attiva ed i trasformatori di misura.
- La Direttiva 2003/92/CE relativa all'IVA sugli scambi transfrontalieri di energia elettrica e gas.
- L'art. 5 della Direttiva 85/337/CEE in materia di Valutazione di Impatto Ambientale.
- La Direttiva 2003/96/CE che ristruttura il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità.

2 Provvedimenti in corso di predisposizione

Tra i provvedimenti rilevanti dei quali si attende l'adozione ricordiamo: la definizione degli strumenti di incentivazione a cura AEEG per l'unificazione della proprietà della rete nazionale di trasmissione dell'elettricità, le determinazioni economiche da predisporre a cura dall'AEEG conseguenti all'emanazione della Deliberazione 50/02 e il completamento del quadro normativo inerente la "Legge quadro sulla esposizioni ai campi elettromagnetici" del 22 febbraio 2001 n. 36.

Meccanismi volti a promuovere la completa unificazione della proprietà della rete elettrica nazionale di trasmissione.

Il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 ha stabilito i criteri per la modifica dell'attuale assetto gestionale e proprietario della rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica. L'unificazione della rete di trasmissione nazionale ha tra le sue finalità quella di migliorare la sicurezza e l'efficienza del funzionamento della medesima. In particolare, l'articolo 2 del predetto decreto stabilisce che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas valuti e, se del caso, disponga l'adozione di meccanismi - anche di natura tariffaria - volti a promuovere la completa unificazione della proprietà della rete di trasmissione nazionale (distribuita tra un insieme di soggetti diversi; tra essi la società Terna Spa che è proprietaria di più del 90% del totale delle infrastrutture).

Il 3 Agosto 2005 l'AEEG ha diffuso un documento per la consultazione rivolto a tutti i soggetti interessati, in cui illustra i propri orientamenti sugli strumenti di incentivazione dell'unificazione della proprietà della RTN. A tal fine, il documento dell'Autorità propone che i recuperi di efficienza ottenuti attraverso l'unificazione della proprietà della rete siano completamente riconosciuti, per un periodo regolatorio di quattro anni, al soggetto unificato, consentendo così una maggiore valorizzazione a favore degli operatori che cedono le proprie porzioni di rete. La proposta è, altresì, accompagnata da ulteriori ipotesi di valorizzazione incentivante delle infrastrutture eventualmente oggetto di cessione. Al contrario, viene anche proposto che ai proprietari che non effettuino detta cessione siano addebitate le eventuali inefficienze che potrebbero derivare dalla mancata completa unificazione della rete.

Un primo passo verso l'unificazione della proprietà della rete è stato compiuto con l'acquisto dell'intero capitale di ACEA Trasmissione S.p.A., proprietaria di circa lo 0,7% della rete elettrica di trasmissione nazionale, secondo un contratto stipulato lo scorso 8 Agosto e perfezionato lo scorso 30 settembre.

Condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione

In base a quanto previsto dal D.Lgs. n. 79/99 e dalla Deliberazione della AEEG n. 50/02, la stessa AEEG avrebbe dovuto provvedere a determinare le condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione "[...] tenendo conto dell'esigenza di fornire, ai soggetti che producono energia elettrica, adeguati segnali economici legati alla presenza di congestioni sulle reti elettriche" (art. 8, comma 8.6), prevedendo specifiche condizioni sia per gli impianti di rete per la connessione (progettati e realizzati dai richiedenti), sia per gli impianti di utenza (realizzati dai gestori di rete).

Anche il Decreto Legislativo n. 387 del 29 dicembre 2003 stabilisce che l'AEEG, entro 3 mesi dall'entrata in vigore del provvedimento, emani specifiche direttive relativamente alle condizioni tecniche ed economiche per l'erogazione del servizio di connessione di impianti alimentati da fonti rinnovabili alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV, i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi (art. 14).

Si osserva inoltre che la Deliberazione n. 50/02 dell'AEEG prevede all'articolo 7, comma 7.1, lettera b), che i soggetti richiedenti la connessione siano tenuti alla presentazione, su richiesta del

Gestore della rete di trasmissione (TERNA), di garanzie finanziarie nella forma di fideiussione bancaria che può essere escussa dal Gestore stesso nei casi in cui la connessione non sia realizzata per cause imputabili al soggetto richiedente la connessione, ovvero nei casi in cui il medesimo soggetto risulti insolvente. Anche sull'ammontare di tali fideiussioni, l'AEEG non si è ancora espressa.

Il 17 Marzo 2005, l'AEEG ha diffuso un documento per la consultazione con le proprie proposte di criteri e condizioni a garanzia dell'adeguatezza della futura capacità di produzione elettrica e sulle condizioni economiche per la connessione degli impianti di produzione alla rete elettrica.

Gli interventi proposti dall'Autorità riguardano le connessioni alle reti elettriche di trasmissione e di distribuzione, a tensione nominale superiore ad 1 kV, da parte dei produttori di energia elettrica e i relativi valori economici. Le modalità procedurali del servizio di connessione sono le stesse definite dalla Deliberazione 50/02. Tutti i soggetti interessati sono stati invitati a fornire le proprie osservazioni sui documenti proposti entro il 22 aprile dello stesso anno.

Nelle more della determinazione da parte dell'AEEG dell'importo della suddetta fideiussione e fermo restando l'impegno, a seguito dell'emanazione della citata Deliberazione, ad adeguare, d'intesa tra le parti, i termini della garanzia già presentata, vengono adottati i criteri definiti al capitolo 1 "Accesso alla rete di trasmissione nazionale", sezione 1A, del Codice di Rete.

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,
- della metodologia di calcolo per la definizione delle fasce di rispetto.

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.

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".

Nelle more della completa definizione della metodologia, il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio (al quale il GRTN aveva richiesto la formulazione di uno specifico parere), con lettera del 15 novembre 2004 trasmessa al GRTN ed alle Regioni, riferendosi ad una nota dell'APAT, indica "una metodologia di calcolo per la determinazione *provvisoria* delle fasce di rispetto pertinenti ad una o più linee elettriche".

Si è comunque in attesa della completa definizione da parte dell'APAT della metodologia in oggetto, al fine di consentire il corretto coordinamento della pianificazione elettrica e di quella urbanistica e territoriale.

Provvedimenti per l'installazione di sistemi di controllo e protezione di centrali eoliche (prescrizioni tecniche per le connessioni)

Nel corso dell'anno 2005 il Gestore, tenuto conto delle numerose iniziative di produzione da fonte eolica che hanno richiesto la connessione alla RTN o alle reti con obbligo di connessione di altri gestori, ha ritenuto necessario avviare un'analisi sulla capacità complessiva di connessione di centrali intermittenti caratterizzate, per loro natura, da elevati livelli di aleatorietà..

L'obiettivo di tale studio era quello di analizzare le modalità con le quali era possibile garantire il diritto degli operatori al libero accesso alla rete e alla priorità di dispacciamento previsto per gli impianti a fonte rinnovabile in un contesto che salvaguardi l'imprescindibile necessità di assicurare l'esercizio in sicurezza della rete e la copertura del fabbisogno in ogni istante.

Infatti, in alcune aree del Paese come ad esempio le isole maggiori, l'immissione in rete di energia da impianti intermittenti pone un problema dal punto di vista della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico in quanto, in particolari situazioni in cui il vento dovesse risultare particolarmente difforme nel periodo notturno rispetto al giorno successivo, si potrebbero determinare rischi nel garantire la copertura del fabbisogno.

Dalla salvaguardia della sicurezza del sistema elettrico nazionale nasce quindi l'esigenza di rendere flessibile la produzione degli impianti intermittenti e tale problematica è stata portata a conoscenza dei Ministeri competenti, dell'AEEG, degli operatori e delle diverse associazioni di categoria interessate alla produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile.

In considerazione di quanto sopra, L'Autorità ha pubblicato la Deliberazione n. 138/05 "Avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti aventi ad oggetto condizioni per la gestione della priorità di dispacciamento relativa ad impianti di produzione da fonti rinnovabili in situazioni di criticità del sistema elettrico nazionale".

Tale Deliberazione recepisce, inoltre, le disposizioni contenute nella precedente Deliberazione n. 34/05, con la quale viene assegnata al gestore TERNA la facoltà di sospendere o ridurre il ritiro

di dell'energia prodotta da impianti a fonte rinnovabile⁴⁷ per esigenze di esercizio e di manutenzione della rete.

Nella Deliberazione n. 138/05 viene prescritto che *“nella formazione dei provvedimenti si dovrà tenere conto delle esigenze generali di:*

- *coordinamento dei diversi livelli di priorità di dispacciamento, e le modalità di gestione della medesima, relativi alle differenti fonti di produzione di energia elettrica nelle zone in cui il dispacciamento presenta caratteristiche di rigidità nella gestione del sistema elettrico nazionale;*
- *introduzione di gradi di flessibilità nella produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, mediante l'utilizzo di strumenti installati dall'esercente e di modalità innovative per la modulabilità della predetta produzione”.*

A questo proposito, il Gestore ha individuato appropriate soluzioni tecniche che, in situazioni di rischio, prevedono il distacco, in misura totale o parziale, degli impianti intermittenti ed è stato predisposto allo scopo una proposta di specifica tecnico-funzionale; tali soluzioni dovranno essere concordate con i Ministeri delle Attività Produttive e dell'Ambiente,, l'AEEG e le Associazioni degli operatori.

Si vuole evidenziare che in ogni caso TERNA garantirà i diritti di allacciamento alla rete di tutti gli impianti intermittenti che presenteranno richiesta di connessione e verrà massimizzato lo sfruttamento delle fonti rinnovabili in condizioni di sicurezza.

3 Il processo di pianificazione integrata

Con la prima conferenza delle Nazioni Unite tenutasi a Stoccolma (1972) nell'ambito del movimento ambientalista, nasce l'idea, che poi diventerà l'indirizzo, dello Sviluppo Sostenibile (S.S.), con lo scopo di orientare il sistema economico e influenzare le politiche di governo verso obiettivi di sostenibilità ecologica. L'indirizzo dello S.S. viene successivamente ripreso e ampliato nel Rapporto Brundtland (Tokyo, 1987), nell'Earth Summit di Rio de Janeiro (1992), nella Carta di Aalborg (1994), nel Protocollo di Kyoto (1997), nel Vertice della Terra di Johannesburg (2002).

La VAS (valutazione ambientale strategica) rappresenta uno strumento a servizio dello S.S. per l'analisi preventiva degli effetti previsti dall'attuazione di piani e programmi di vasta portata, con particolare riguardo alla loro sostenibilità ambientale complessiva. Consiste in un processo trasparente e ripercorribile, caratterizzato da elevati livelli di concertazione, consultazione e partecipazione, presupposti indispensabili ai fini di una localizzazione condivisa e sostenibile degli interventi pianificati sul territorio.

In questa nuova edizione del PdS si procede nell'introduzione della componente ambientale nel processo di pianificazione, affiancando l'analisi di compatibilità socio-ambientale a quella tecnico-economica delle esigenze di sviluppo della rete, scaturite dall'esame di scenari previsionali.

Riferimenti normativi

Per quanto riguarda gli aspetti ambientali correlati all'attività di sviluppo della RTN, in base alla normativa vigente, TERNA:

- assicura che le attività di sviluppo della Rete di trasmissione nazionale avvengano anche nel rispetto dei vincoli ambientali e paesaggistici;
- concorre a promuovere, nell'ambito delle proprie competenze e responsabilità, la tutela dell'ambiente, garantendo la sicurezza degli impianti;

⁴⁷ *Da comunicare al produttore con almeno 24 ore di preavviso, salvo i casi di emergenza.*

- nel predisporre e aggiornare annualmente il Piano di Sviluppo, “chiede il parere delle Regioni interessate sugli aspetti di localizzazione di nuovi tratti di rete e di razionalizzazione dei percorsi o di eventuale dismissione dei tratti in esercizio”;
- propone alle amministrazioni di competenza primaria di promuovere accordi di programma qualora si renda necessario ricorrere all'azione integrata e coordinata di più amministrazioni o soggetti pubblici, ai fini della definizione della localizzazione e realizzazione delle opere.

Va ricordato che il riferimento normativo in materia di VAS è rappresentato dalla Direttiva 2001/42/CE “concernente la valutazione degli effetti di determinati piani e programmi sull'ambiente”, da recepire da parte degli Stati Membri entro 21 luglio 2004. A tutt'oggi la Direttiva non è stata ancora recepita, ma essendo scaduto il termine previsto essa risulta in vigore così come emanata. In ogni caso, con la Legge 15 dicembre 2004, n. 308 (legge delega in materia ambientale), il Governo prevede di adottare, entro diciotto mesi dalla data di entrata in vigore, uno o più decreti legislativi che consentiranno, fra l'altro, il coordinamento e l'integrazione delle disposizioni legislative riguardanti le procedure per la valutazione di impatto ambientale (VIA), per la valutazione ambientale strategica (VAS), per l'autorizzazione ambientale integrata (AIA) ⁴⁸.

Il 2 dicembre 2004 è stata approvata dal Governo la “Legge Comunitaria 2004” (disegno di legge C. 5179) che prevede le disposizioni per il recepimento della direttiva 2001/42/CE. Attualmente è in discussione lo schema di decreto legislativo recante le “Norme in materia di procedure per la valutazione di impatto ambientale (VIA), per la valutazione ambientale strategica (VAS) e per la prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento (IPPC)”.

Alcuni Paesi membri prevedono di recepire detta direttiva anche mediante emendamenti alle norme sulla VIA per stabilire modalità di raccordo ed integrazione fra le due procedure e per evitare duplicati di valutazione.

Ad ogni modo, dal 21 luglio 2004 tutti i Piani e i Programmi che rientrano tra quelli previsti dalla Direttiva e che iniziano il loro iter dopo detta data richiedono una Valutazione Ambientale Strategica, secondo un processo sistematico ed iterativo per valutare gli effetti ambientali significativi ed assicurare che tali effetti siano presi in considerazione sin dai primi momenti dell'iter decisionale.

Integrazione della pianificazione elettrica con quella territoriale e settoriale

La realizzazione degli impianti per lo sviluppo del sistema elettrico pone problematiche di duplice natura: da un lato la complessità delle procedure autorizzative derivante anche dall'indispensabile coordinamento tra istituzioni amministrative centrali e locali, dall'altro la necessità di tenere conto delle diverse esigenze economiche, sociali, ambientali e territoriali nei processi di localizzazione. Tali problematiche sono acuite dalla difficoltà di rendere complementari e non conflittuali le esigenze di sviluppo energetico del Paese con le richieste di maggior tutela dell'ambiente da parte della società.

Alla complessità gestionale, derivante dal bisogno di instaurare specifiche relazioni con le diverse e numerose amministrazioni locali, possono aggiungersi spesso difficoltà di natura tecnica, già nella fase di studio di fattibilità degli elettrodotti e delle stazioni.

Gli sforzi degli interventi normativi in anni recenti si sono mossi nella direzione di coniugare esigenze diverse in un obiettivo coordinato di sviluppo energetico ambientalmente sostenibile. Malgrado ciò le procedure autorizzative degli impianti elettrici, in particolare gli elettrodotti, sono andati incontro a difficoltà crescenti. La V.I.A., nell'ambito della quale le Amministrazioni si esprimono su progetti per i quali le scelte localizzative sono di fatto definite, non ha potuto risolvere i crescenti problemi autorizzativi.

⁴⁸ *Lo strumento dell'Autorizzazione Ambientale Integrata rientra nell'ambito del quadro normativo europeo in materia di IPPC (integrated prevention pollution and control).*

Questo dipende anche dalla difficoltà di collocare, nella valutazione ambientale e in particolare nell'ambito della procedura di V.I.A., l'opera all'interno di una programmazione/pianificazione più vasta e motivare in questo modo le esigenze che ne inducono la previsione e la realizzazione. Senza sottovalutare che, analizzando le singole opere indipendentemente dallo sviluppo dell'intero settore elettrico, si perde la visione d'insieme di tale strumento previsionale e l'organicità delle relative interazioni complessive con il territorio.

Nella pianificazione/progettazione sostenibili di nuovi impianti ad alta ed altissima tensione (in particolare elettrodotti), ai fini anche di una loro adeguata localizzazione sul territorio, si parte da una approfondita verifica degli strumenti di pianificazione territoriale, urbanistica, ambientale, dell'uso del suolo e della vincolistica, per giungere auspicabilmente ad un quadro coerente ed armonizzato tra gli sviluppi della rete elettrica e quelli territoriali.

Il Processo di Pianificazione Integrata con la Valutazione Strategica rappresenta il percorso per condividere con Ministeri, Regioni e EE.LL.:

- le motivazioni delle esigenze elettriche,
- la loro contestualizzazione territoriale,
- la graduale ottimizzazione della loro localizzazione.

Il primo elemento di incontro tra la pianificazione elettrica e quella territoriale/ambientale, anche avvalendosi dell'esperienza di alcune normative regionali, può essere rappresentato dal concetto di "corridoio", inteso come quella porzione di territorio che rispetta criteri ambientali, territoriali, tecnici ed economici per l'inserimento di impianti elettrici (linee e stazioni), in analogia con i corridoi energetici e infrastrutturali. Un corridoio rappresenta dunque:

- un'area la cui destinazione d'uso risulta compatibile con l'opera prevista;
- una possibilità di ottimizzazione dello sviluppo delle infrastrutture lineari nel rispetto degli orientamenti dello sviluppo del territorio;
- un elemento territoriale che può essere integrato negli strumenti di pianificazione.

L'ulteriore passaggio della ottimizzazione della localizzazione è rappresentato dalla individuazione, all'interno del corridoio prescelto, della "fascia di fattibilità", larga fino a 150 m, che infine conterrà il tracciato da sottoporre ad autorizzazione.

Questi passaggi si inseriscono in un percorso di concertazione con Regioni ed EE.LL. che permette di giungere a scelte localizzative condivise.

Protocolli di intesa con le Regioni ed accordi di programma

Il corretto inserimento delle opere sul territorio e nell'ambiente richiede dunque un diretto coinvolgimento delle Regioni e, tramite queste, delle Province e dei Comuni, naturali interlocutori di TERNA in considerazione delle competenze e responsabilità loro affidate.

TERNA ritiene pertanto auspicabile un confronto che abbia come finalità:

- lo scambio di informazioni e la conoscenza delle reciproche necessità;
- la condivisione della necessità di garantire un servizio pubblico tramite interventi la cui collocazione sul territorio andrà concertata nel processo di Pianificazione Integrata (VAS);
- la realizzazione della partecipazione degli EE.LL. nell'individuazione delle criticità sociali e territoriali.

Il Processo Integrato di Pianificazione prevede, nell'ambito di Protocolli di intesa con le Regioni, principalmente:

- la predisposizione di un Rapporto Ambientale riportante i risultati della valutazione degli effetti significativi che l'attuazione del piano potrebbe avere sull'ambiente secondo l'all. I della Direttiva Comunitaria, nonché le ragionevoli alternative per la realizzazione degli interventi del Piano di Sviluppo della porzione di RTN regionale;

- l'analisi delle criticità e ricettività ambientale e territoriale delle aree interessate dagli interventi;
- la concertazione delle possibili alternative in funzione del livello di dettaglio delle analisi (macro-alternative a scala strategica, corridoi a scala strutturale e fasce di fattibilità a scala attuativa⁴⁹) con la Regione e gli Enti Locali (Province e Comuni) territorialmente interessati;
- l'espressione del parere regionale sulla localizzazione impianti, attraverso il giudizio di sostenibilità;
- l'agevolazione e lo snellimento delle procedure autorizzative degli interventi sottoposti positivamente a Valutazione Ambientale Strategica.

Il processo è mirato a perseguire la sostenibilità ambientale dell'intero insieme di interventi previsti da TERNA nella singola Regione e descritti nel Piano di Sviluppo, andando ad individuare, di concerto con la Regione e con le Amministrazioni locali, quelle porzioni di territorio più adatte ad ospitare le opere di maggior rilievo.

Lo strumento della VAS può dunque permettere da parte delle Regioni la prevista espressione di un parere più consapevole e informato sul contenuto del Piano di Sviluppo, come previsto dal D.M. del 22 dicembre 2000.

Gli accordi a livello regionale sono funzionali ad estendere gradualmente la VAS ai diversi contesti mediante la sigla di protocolli di intesa tra TERNA e le Regioni. A tal riguardo, al fine di condividere e coordinare i rapporti tra TERNA e dette Amministrazioni, è stato approvato già nel marzo 2004 uno specifico "Accordo di programma" con la Conferenza dei Presidenti delle Regioni e delle Province Autonome, che persegue principalmente i seguenti obiettivi:

- favorire il flusso biunivoco di informazioni e dati di reciproco interesse per lo svolgimento delle rispettive attività istituzionali di programmazione e pianificazione del settore ed attività operative di gestione e di controllo;
- promuovere il confronto sullo sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale, al fine di favorire l'espressione del previsto parere al Piano di Sviluppo;
- promuovere lo Sviluppo Sostenibile anche attraverso la graduale sperimentazione della VAS applicata alle politiche di sviluppo della RTN;
- favorire l'armonizzazione tra pianificazione energetica, elettrica, territoriale ed ambientale, mediante una localizzazione concertata delle opere del Piano di Sviluppo;
- collaborare nella gestione dei conflitti ambientali in materia di campi elettromagnetici;
- favorire l'attuazione del Piano di Sviluppo della RTN attraverso la promozione di specifici accordi di programma.

Nello specifico, oltre a quelli siglati negli anni passati con le Regioni Piemonte, Calabria, Emilia Romagna, Lombardia, Sicilia, Basilicata e Campania, nel corso del 2005 sono stati siglati protocolli di intesa con le Regioni Umbria, Toscana e Marche.

Inoltre, nel corso del 2005:

- TERNA ha finalizzato un Accordo di programma con le Regioni Siciliana, Calabria, Basilicata e Campania, per valutare la fattibilità di realizzazione di ulteriori collegamenti elettrici a 380 kV nell'Italia meridionale, in funzione dell'incremento di capacità produttiva di energia elettrica, mediante l'applicazione volontaria della VAS;
- il proseguimento della fase sperimentale di applicazione della Valutazione Ambientale Strategica con la Regione Piemonte ha prodotto:
 - la formalizzazione di un protocollo di intesa con la Regione e gli Enti Locali coinvolti, ai fini della localizzazione di dettaglio (fasce di fattibilità del tracciato) degli impianti della RTN inseriti nell'ambito delle attività di razionalizzazione della rete a 132 kV della Val d'Ossola Sud (maggio 2004);
 - la proposta di un protocollo di intesa di prossima formalizzazione con la Regione e gli Enti Locali coinvolti, ai fini della localizzazione di dettaglio (fasce di fattibilità del tracciato) degli

⁴⁹ La definizione delle tre componenti citate (strategica, strutturale, attuativa) verrà meglio esplicitata nei paragrafi successivi.

impianti della RTN inseriti nell'ambito delle attività di razionalizzazione della rete a 132 kV della Val d'Ossola nord;

- la redazione da parte di TERNA del Rapporto Ambientale, predisposto per la prima volta nel 2003, sulle attività del Piano di Sviluppo della RTN ricadenti nel territorio del Piemonte.
- il 17 gennaio 2005 il TERNA ha firmato un protocollo d'intesa con il Ministero dei Beni e Attività Culturali (MBAC) allo scopo di:
- verificare e aggiornare i criteri metodologici da adottare ai fini del processo della VAS;
 - conseguire il minimo impatto paesaggistico delle nuove opere elettriche recependo e integrando in fase di progettazione le linee guida per il rispetto dei beni culturali e paesaggistici e gli indicatori di sensibilità che saranno definiti dal MBAC;
 - permettere uno sviluppo della rete elettrica nazionale nel rispetto della compatibilità ambientale, territoriale, sociale, paesaggistica e archeologica, di pari passo con attuazione dei piani e programmi regionali in materia di energia.

Infine, sono in corso di definizione i protocolli di intesa con le Regioni Friuli Venezia Giulia e Sardegna, nonché con le Province Autonome di Trento e Bolzano.

I risultati della sperimentazione: il nuovo processo di Pianificazione Integrata mediante la VAS

Nel corso del 2005 è stato avviato un Tavolo di concertazione tra il Gestore della rete, quattro Ministeri (dell'Ambiente, delle Attività Produttive, dei Beni e Attività Culturali, delle Infrastrutture e Trasporti) interessati per competenza dallo sviluppo di infrastrutture e le prime dieci Regioni firmatarie di un protocollo d'intesa per la disciplina della Valutazione Ambientale Strategica applicata allo sviluppo della rete di trasmissione nazionale di cui all'art. 9 del DM 17.07.2000, ai fini dell'espressione del parere regionale di cui all'art. 2 c. 2 del DM 22.12.2000. Scopo del tavolo è intraprendere, in via esclusivamente volontaria, un processo di pianificazione integrato dalla valutazione ambientale strategica, di concerto con i Ministeri e le Regioni.

Il Processo di Pianificazione Integrata dell'RTN, così come si va definendo nell'ambito della sperimentazione in corso, è previsto articolarsi in cinque fasi, all'interno di ciascuna delle quali si possono individuare specifiche attività di valutazione e di pianificazione, secondo lo schema di seguito riportato (**Figura 1**).

Nella stesura del piano tra l'altro, il pianificatore potrà avvalersi da una parte del contributo degli specialisti ambientali e dei cartografi per acquisire la conoscenza del territorio, della stratificazione dei piani e dei programmi, ecc., dall'altra della consultazione delle Amministrazioni per la definizione della portata delle informazioni, per concordare i criteri di valutazione, per le modalità di coinvolgimento degli EE.LL. nel processo decisionale, per gli aspetti del piano da sottoporre a monitoraggio.

Delle cinque fasi in cui presumibilmente si articolerà il processo, quella prettamente decisionale è essenzialmente la terza. Tali momenti, in funzione della diversa rilevanza dell'intervento, possono rientrare tra quelli di competenza nazionale (interventi strategici nazionali, interventi interregionali) o tra quelli di competenza regionale (interventi con dominio territoriale regionale). Al riguardo si veda lo schema di **Figura 1**.

Nelle fasi relative ai momenti di decisione (fasi 1 e 2), tra le competenze nazionali è prevista la sola componente strategica, mentre nell'ambito delle competenze regionali è possibile distinguere una componente strategica, che avrà lo scopo di definire macro-alternative strategiche o localizzative, una strutturale, che sarà volta ad individuare dei corridoi territoriali entro cui potrebbe collocarsi l'intervento, ed una attuativa, che localizza nell'ambito del corridoio concertato le fasce di fattibilità di tracciato.

Nello svolgimento del Processo Integrato si possono individuare delle specifiche attività, in certi casi di competenza nazionale (coinvolti Ministeri e Regioni) e in tal altri di competenza regionale; nello schema di **Figura 2** sono riportati le principali attività previste dalle diverse competenze.

Figura 1
Fasi e attività del Processo di Pianificazione Integrata

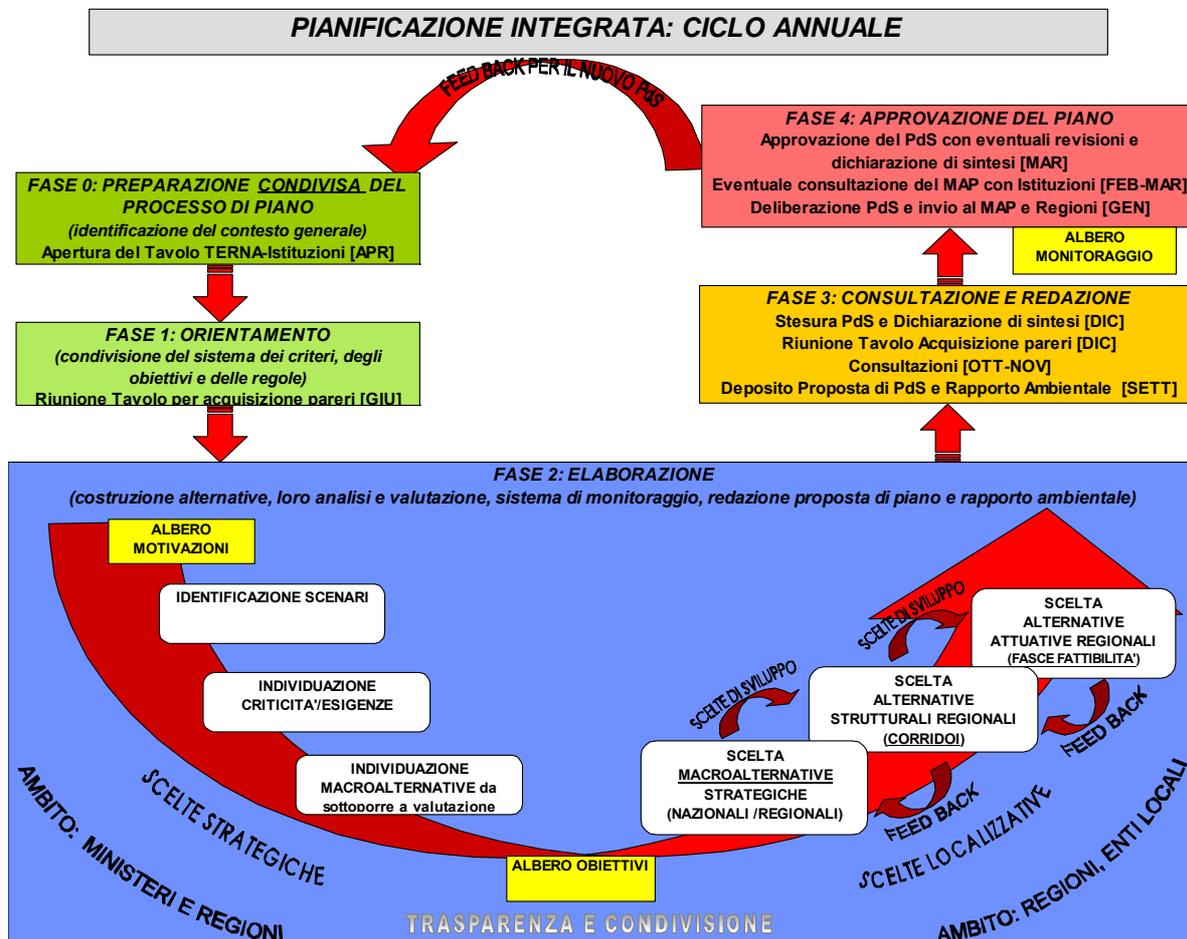


Figura 2

Competenze nell'ambito del processo di piano

Ambito Nazionale <small>(MAP, MATT, MIBAC, Regioni)</small>	Componente strategica	a. Orientamento del piano nelle sue componenti
		b. Decisione condivisa tra macroalternative nazionali
		c. Attuazione, gestione e monitoraggio
	Componente strategica	a. Orientamento del piano nelle sue componenti
		b. Decisione condivisa tra macroalternative regionali
		c. Attuazione, gestione e monitoraggio
Ambito Regionale <small>(Regioni, Province, Comuni, Soprintendenze)</small>	Componente strutturale	b. Definizione concertata dei corridoi e scelta di quello preferenziale
	Componente attuativa	b. Definizione concertata delle fasce di fattibilità e accordi con gli EE.LL.
		a. Orientamento della VIA

Ulteriori sviluppi

Sulla base delle esperienze acquisite e delle problematiche incontrate, al fine di giungere all'applicazione di un processo che tenga conto, quanto più possibile, delle diverse competenze e dei diversi ruoli coinvolti, ma che in ogni caso continui a confrontarsi con gli obiettivi di efficacia ed efficienza, nel prossimo futuro si intende procedere ed intensificare le sperimentazioni attivate con le singole Regioni e nell'ambito del Tavolo Ministeri-Regioni, al fine di:

- completare ed ottimizzare il Processo Integrato di Pianificazione, per tentare di produrre delle linee guida applicabili alla pianificazione elettrica, con riferimenti ai contenuti del R.A., all'individuazione di indicatori e piani di monitoraggio, alle modalità di coinvolgimento e partecipazione degli EE.LL. ai processi decisionali, ai requisiti minimi di informazione nelle fasi di consultazione;
- perfezionare l'aspetto metodologico mediante l'introduzione di un "albero degli obiettivi/indicatori", dove l'intero processo sia rappresentato ed caratterizzato mediante un insieme di obiettivi ed indicatori coerente e consequenziale; in special modo per quanto attiene alle componenti strategica, strutturale e attuativa, nonché all'attività di monitoraggio;
- definire e dettagliare le azioni di monitoraggio previste dal nuovo processo e provvedere ad una loro pronta applicazione;
- intensificare e sistematizzare il principio della partecipazione di Regioni ed EE.LL. al Processo Integrato di Pianificazione, sviluppando idonei strumenti di informazione e comunicazione.

ALLEGATO 1

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

edizione 2006

*Interventi di sviluppo
della rete di trasmissione nazionale
nelle Regioni Piemonte, Valle d'Aosta e Liguria*

Stazione 380 kV Magliano Alpi (CN)

anno: 2006

La rete a 132 kV del Cuneese compresa tra le stazioni di Magliano, Casanova, Sangone e Piossasco, gestita in un'unica ed estesa isola di carico, è ormai prossima alla saturazione. Per ottenere un esercizio più sicuro e garantire una migliore qualità del servizio, nella stazione di Magliano Alpi, ove è stato installato il terzo ATR 380/132 kV da 250 MVA, sarà completata la predisposizione della sezione a 132 kV per l'esercizio su tre sistemi di sbarre separati.

Stazione 380 kV Vado Ligure (SV)

anno: 2007

Al fine di migliorare la sicurezza e la flessibilità di esercizio della rete a 220-132 kV che alimenta la riviera Ligure di ponente, sarà installato nella stazione di Vado Ligure un secondo ATR 380/220 kV da 400 MVA. L'intervento, consentirà di superare le attuali criticità legate alla saturazione dell'unica trasformazione esistente, garantendo una maggiore affidabilità e continuità del servizio.

Vincoli : *La sezione a 220 kV dell'impianto di Vado Ligure dovrà essere sezionabile in due semi-sbarre: sulla prima risulteranno collegati un ATR 380/220 kV, un gruppo della c.le termoelettrica di Vado Ligure e la linea a 220 kV verso Campochiesa; sulla seconda l'altro ATR 380/220 kV e la linea verso Savona.*

Stazione 380 kV Casanova

anno: 2008

NUOVO INTERVENTO

Le trasformazioni presenti nella stazione di Casanova (che unitamente a quelle di Magliano, Sangone e Piossasco alimentano una vasta porzione di rete a 132 kV compresa tra la provincia sud di Torino e quella di Cuneo) sono ormai prossime alla saturazione.

Inoltre attualmente, anche a causa dell'insufficiente capacità di trasformazione della stazione di Casanova, la direttrice a 132 kV "Casanova – Poirino – Villanova" è esercita normalmente aperta a Casanova con la C.P. di Poirino collegata in antenna a Villanova ed alimentata attraverso la rete a 132 kV in uscita dalle stazioni di Rondissone e Stura (essendo inserita nell'isola di esercizio compresa tra i nodi di trasformazione di Rondissone, Stura, Balzola e Bistagno). In caso di indisponibilità per guasto o manutenzione di una delle linee a 132 kV in partenza dalle stazioni di Rondissone e Stura, la necessaria riserva di alimentazione deve essere fornita dalla stazione di Casanova, già satura, previa chiusura dell'interruttore linea "Casanova – Poirino".

Per ottenere un esercizio più sicuro e flessibile e garantire una migliore qualità del servizio di alimentazione, nella stazione di Casanova sarà installato il terzo ATR 380/132 kV da 250 MVA con i relativi stalli primario e secondario.

Note : *Sarà predisposta la sezione a 132 kV per l'esercizio con tre sistemi di sbarre separati, traslando gli accessi delle linee Carmagnola e Valpone su due stalli attualmente già disponibili ed utilizzando gli stalli delle due linee per realizzare il nuovo congiuntore sbarre.*

Elettrodotto 380 kV Trino - Lacchiarella

anno: 2011

In considerazione della situazione esistente, già ai limiti della sicurezza, e della nuova generazione che si renderà disponibile in Piemonte e sul lato occidentale della Lombardia, è stato previsto un nuovo collegamento al livello di tensione di 380 kV tra le porzioni di RTN esistenti sul territorio del Piemonte e della Lombardia.

Il progetto prevede di realizzare una nuova linea in doppia terna a 380 kV, della lunghezza di circa 85 km, congiungente le stazioni a 380 kV di Trino in provincia di Vercelli e di Lacchiarella in provincia di Milano.

In stretta correlazione con la realizzazione dell'elettrodotto verranno realizzati i relativi stalli linea sulle sezioni a 380 kV delle stazioni di Trino (isolata in SF6) e Lacchiarella.

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.

Inoltre, visti gli elevati transiti di potenza già attualmente rilevabili sulla sezione di rete Piemonte/Lombardia a 380 e 220 kV, permetterà di contenere sensibilmente le perdite di trasporto sulla rete, con significativi benefici economici.

L'intervento risulta particolarmente importante in quanto permetterà anche di aumentare la potenza disponibile per garantire la copertura del fabbisogno nazionale.

Elettrodotto 380 kV di interconnessione Italia - Francia

A lungo termine

Il TSO nazionale è interessato nello studio della realizzazione di una nuova linea di interconnessione in doppia terna tra il Piemonte e il territorio francese. Di conseguenza, sono in corso studi congiunti con il gestore della rete di trasmissione francese per definire nel dettaglio il progetto e verificare la possibilità di incrementare la capacità di trasmissione attraverso gli esistenti impianti dei sistemi elettrici italiano e francese.

Note : *Si sta valutando, nell'ambito degli studi TEN-E 2005, la possibilità di sfruttare le opportunità infrastrutturali e le sinergie derivanti dalla costruzione del nuovo tunnel ferroviario del Frejus.*

Stazione 220 kV Martinetto (TO)

anno: 2006

Al fine di consentire un'adeguata regolazione della tensione sulla rete a 132 kV che alimenta i carichi della città di Torino, è prevista l'installazione di un ATR 220/132 kV da 160 MVA nella stazione di trasformazione AEM di Martinetto, in sostituzione dell'attuale booster. L'attività è correlata alla realizzazione del nuovo assetto magliato delle linee a 220 kV per Casanova, Sangone e Martinetto afferenti alla stazione AEM di Moncalieri.

Per l'attuazione dell'intervento si dovrà verificare la possibilità di poter riutilizzare lo stallo a 220 kV dell'attuale booster opportunamente adeguato come stallo primario ATR.

Note : *Nella stazione RTN di Martinetto, di proprietà AEM Torino Trasporto Energia, sono presenti 3 trasformatori a tre avvolgimenti 220/132 kV/MT da 100 MVA privi di variatori sotto carico sul lato 132 kV. L'attuale booster a 220 kV da 200 MVA consente di effettuare la regolazione della tensione solo in particolari condizioni di esercizio della rete AEM (mantenuta collegata ad un'unica*

linea a 220 kV dalla stazione RTN di Pianezza). Tale assetto riduce però l'affidabilità del servizio e la flessibilità di esercizio per la rete AEM (compresa la cabina primaria a 220 kV ENEL Distribuzione di Moncalieri, anch'essa collegata agli impianti AEM). Con l'entrata in servizio del nuovo impianto produttivo in ciclo combinato presso la stazione AEM di Moncalieri, il booster di Martinetto non risulta più sufficiente per un'efficace regolazione della tensione, in quanto occorre esercire la rete AEM a schema magliato con gli interruttori delle linee per Casanova, Sangone e Martinetto chiusi a Moncalieri, al fine di consentire l'immissione in rete in condizioni di sicurezza della produzione della c.le di Moncalieri.

Nella stazione di Martinetto risulta disponibile lo stallo a 132 kV (ex linea Monterosa), che potrà essere opportunamente sfruttato per attestare la linea Lucento in modo da poter utilizzare lo stallo di quest'ultima per collegare l'esistente TR1 (132 kV/MT di distribuzione). Tali interventi consentiranno di liberare lo stallo a 132 kV attualmente impiegato per il citato TR1.

Stazione 220 kV Asti (AT)

anno: 2009

Disegno allegato : Nuova stazione di Asti

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. La soluzione individuata in risposta a tali criticità prevede la realizzazione di una nuova stazione di trasformazione nell'area di Asti, alimentata dalla linea della RTN a 220 kV "Casanova – Vignole" e collegata alle linee di distribuzione a 132 kV "Asti S. - Montegrosso" e "Avir - Castello d'Annone". La nuova stazione, che sarà realizzata in classe 380 kV in vista di futuri sviluppi, consentirà di evitare, nel breve-medio periodo, consistenti interventi di rinforzo della rete a 132 kV in questione, che rappresenterebbero una soluzione di breve respiro con costi economici ed ambientali rilevanti. L'impianto, in cui saranno installate due trasformazioni 220/132 kV ciascuna da 250 MVA, sarà dotato una sezione AAT in d.s. con cinque stalli a 220 kV (2 per primari ATR, 2 per le linee Casanova e Vignole e 1 stallo di parallelo) e di una sezione AT in d.s. con 7 stalli (2 per secondari ATR, 4 per le linee Asti S., Montegrosso, Avir e Castello d'Annone e 1 stallo di parallelo). Il progetto dovrà inoltre prevedere gli spazi per futuri ampliamenti con altri due stalli in AAT e due stalli in AT. La stazione sarà collegata alla rete AAT mediante la realizzazione, in classe 380 kV, di due brevi raccordi alla linea a 220 kV "Casanova - Vignole".

Note : *I raccordi alle linee a 132 kV "Asti S. - Montegrosso" e "Avir - Castello d'Annone" saranno a cura di ENEL Distribuzione, proprietaria degli elettrodotti. Nell'ambito del processo di Valutazione Ambientale Strategica (VAS), con deliberazione del 29.12.2004 la Regione Piemonte si è pronunciata a favore della localizzazione della nuova stazione nel comune di Mongardino (Asti), in prossimità della linea RTN a 220 kV "Casanova - Vignole" e della linea di distribuzione a 132 kV "Asti S. - Montegrosso".*

Razionalizzazione 220 kV città di Torino

anno: 2011

NUOVO INTERVENTO

Disegno allegato : Riassetto rete 220 kV Torino città

Attualmente il carico della città di Torino è alimentato essenzialmente attraverso:

- un anello a 220 kV compreso tra le stazioni di Stura, Pianezza e Sangone (a loro volta collegate alla rete a 380 kV che circonda Torino) su cui sono connesse anche le stazioni di Martinetto e Moncalieri (di proprietà AEM TE);
- le cabine primarie (di proprietà AEM Distribuzione) collegate in entra esce sulle due direttrici in cavo a 220 kV "Sangone – Torino Ovest – Levanna – Pianezza" e "Stura – Torino Centro – Torino Sud – Sangone".

In particolare gli elettrodotti in cavo a 220 kV appartenenti a tali direttrici, installati negli anni '50 hanno una portata in corrente limitata (circa 350 A la direttrice "Stura – Torino Centro – Torino Sud – Sangone" e circa 400 A la "Sangone – Torino Ovest – Levanna – Pianezza") e sempre più inadeguata al trasporto in sicurezza delle potenze in transito, compresa quella richiesta dai carichi della città previsti in continuo aumento.

L'assetto di esercizio attualmente adottato, reso necessario dalla attuale configurazione di rete e dalle condizioni dei cavi a 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 a 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.

- Fase 1 -

Al fine di ridurre il rischio di disalimentazione delle cabine primarie inserite sulle direttrici a 220 kV "Sangone – Torino Ovest – Levanna – Pianezza" e "Stura – Torino Centro – Torino Sud – Sangone", è necessario realizzare una terza via di alimentazione per ciascuna delle citate direttrici. In particolare, è prevista la realizzazione dei due nuovi elettrodotti in cavo a 220 kV "Martinetto – Torino Centro" e "Grugliasco – Torino Ovest" con capacità di trasporto dell'ordine dei 400 MVA. Nelle stazioni RTN di Grugliasco e Martinetto saranno approntati dai rispettivi Titolari i nuovi stalli a 220 kV necessari, mentre la realizzazione di adeguati stalli a 220 kV nelle C.P. di Torino Centro e Torino Ovest sarà a cura di AEM Distribuzione.

L'intervento consentirà di aumentare la magliatura della rete a 220 kV di Torino, riducendo la probabilità di disservizi durante i lavori della fase successiva.

- Fase 2 -

Al fine di consentire l'esercizio in sicurezza della rete a 220 kV che alimenta le C.P. di Torino Centro, Torino Sud, Torino Ovest e Levanna, migliorando così la qualità e la continuità del servizio, saranno potenziati i cavi a 220 kV "Stura – Torino Centro" e "Sangone – Torino Ovest" e successivamente i cavi a 220 kV "Sangone - Torino Sud", "Torino Sud – Torino Centro", "Torino Ovest – Levanna" e "Levanna – der. Martinetto", in modo da garantire una capacità di trasporto dell'ordine dei 400 MVA.

L'intervento contribuirà anche a favorire il trasporto in sicurezza della potenza prodotta dalla centrale in ciclo combinato AEM di Moncalieri.

- Fase 3 -

Successivamente (v. disegno), 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 a 220 kV su cui sono inserite le stazioni di trasformazione della RTN che alimentano la città di Torino. Nel nuovo assetto previsto, 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 AEM di Moncalieri.

L'intervento consentirà anche di ridurre l'impatto ambientale e territoriale degli impianti di trasmissione.

Vincoli : *Gli interventi di demolizione previsti risultano condizionati al completamento di tutte le opere di sviluppo la cui realizzazione è prevista in fase 1, in fase 2 ed in fase 3.*

Note : *In fase 3 dovranno anche essere rimosse le principali limitazioni in corrente dell'elettrodotto a 220 kV n. 240 (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. Nella stazione di Pianezza, saranno inoltre rimosse le limitazioni di portata in corrente degli attuali montanti dei collegamenti n. 233 per Martinetto e n. 299-1 per Levanna. La data indicata si riferisce al completamento di tutte le opere descritte.*

Elettrodotto 220 kV Villeneuve - Avise

anno: 2008

Il collegamento a 220 kV "Villeneuve - Avise", in considerazione del suo ruolo strategico per l'importazione di potenza dalla Svizzera e della sua obsolescenza (anno di costruzione: 1956), dovrà essere potenziato ricostruendolo in doppia terna con conduttore in AA da 585 mm².

Vincoli : *Sarà necessaria una variante di tracciato di circa 3 km, essendo la zona interessata a rischio valanghe e con stringenti vincoli ambientali.*

Razionalizzazione 132 kV Val D'Ossola Sud

anno: 2007

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 220/132 kV di Pallanzeno, Biella Est, Novara Sud e Mercallo, attualmente gestita in un'unica isola di carico, caratterizzata da numerosi elettrodotti di vecchia realizzazione (1920-1930) e 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. Lo stato e 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 con conduttori in AA 585 mm² delle linee RTN a 132 kV presenti nell'assetto finale nell'isola di carico in questione.

Il completamento dell'intervento, indispensabile a migliorare l'esercizio della rete a 132 kV del Piemonte Nord-Orientale e garantire, anche nel futuro, l'alimentazione del carico previsto nell'area, permetterà 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).

Di seguito si descrivono nel dettaglio gli interventi previsti ed in parte già attuati.

- La linea a 132 kV n. 435 "Pallanzeno - Gravelona" sarà ricostruita con conduttori in AA da 585 mm² sfruttando l'attuale tracciato. Nel tratto compreso tra la stazione di Pallanzeno ed il punto di consegna dell'utente Duferdofin, l'elettrodotto è già stato realizzato in doppia terna con la linea a 132 kV n. 434 "Pallanzeno - Duferdofin", anch'essa ricostruita. Al momento risulta già realizzato

anche il successivo tratto in singola terna della linea n. 435, sino all'altezza dell'utente Tessenderlo. Inoltre la vecchia linea a 132 kV n. 434 in singola terna "Pallanzeno - Deferdofin" è già stata demolita.

- Sarà realizzata con conduttori in AA da 585 mm² la direttrice a 132 kV "Pallanzeno - Piedimulera - Tessenderlo - Borgomanero Nord". Al momento, il collegamento risulta già realizzato nel tratto di circa 6 km compreso tra Pallanzeno e Tessenderlo, sul quale è stata collegata in entra-esce (mediante due brevi raccordi a 132 kV in doppia terna) la C.P. Piedimulera di proprietà Enel Distribuzione, precedentemente inserita sulla rete a 50 kV. Nei tratti da Pallanzeno a Piedimulera e da Tessenderlo a Omegna, la direttrice è prevista in doppia terna con la linea a 132 kV n. 463 "Pallanzeno - Omegna" da ricostruire. Nel successivo tratto da Omegna a Borgomanero Nord, il collegamento è previsto in doppia terna con la nuova linea a 132 kV "Omegna - Borgomanero Nord". Per la realizzazione della direttrice, si utilizzeranno parte dei tracciati delle attuali linee a 132 kV n. 451 "Pallanzeno - Tessenderlo - Gravellona" e n. 468 "Pallanzeno - Borgomanero Nord", non più presenti nel nuovo assetto di rete previsto.

- La linea a 132 kV n. 463 "Pallanzeno - Omegna" sarà ricostruita con conduttori in AA da 585 mm². L'elettrodotto, già realizzato sino all'altezza di Tessenderlo, è previsto quasi tutto in doppia terna con il tratto compreso tra Pallanzeno ed Omegna della citata direttrice a 132 kV "Pallanzeno - Piedimulera - Tessenderlo - Borgomanero Nord". Nel solo tratto da Piedimulera a Tessenderlo il collegamento risulta realizzato in singola terna sul tracciato della vecchia linea n. 463, da demolire.

- Il nuovo collegamento a 132 kV "Omegna - Borgomanero Nord" con conduttori in AA da 585 mm², sarà realizzato in doppia terna con il tratto compreso tra Omegna e Borgomanero della citata direttrice a 132 kV "Pallanzeno - Piedimulera - Tessenderlo - Borgomanero Nord", sfruttando parte del tracciato della linea n. 468 "Pallanzeno - Borgomanero Nord".

- Sarà realizzato con conduttori in AA da 585 mm² il nuovo collegamento a 132 kV "Gravellona - Borgomanero Est". La linea utilizzerà il tracciato dell'attuale elettrodotto a 132 kV n. 436 "Gravellona - Borgomanero Nord" sino all'altezza di Omegna. Nel successivo tratto sino a Borgomanero Est, si sfrutterà il tracciato della attuale linea a 132 kV n. 474 "Omegna - Borgomanero Est". Il solo tratto di accesso a Borgomanero Est sarà in doppia terna con la nuova linea a 132 kV "Arona - Borgomanero Est".

- Sarà inoltre realizzato con conduttori in AA da 585 mm² un collegamento a 132 kV tra le C.P. di Arona e Borgomanero Est. Si utilizzerà l'attuale linea a 132 kV n. 452 "Gravellona - Arona" per il primo tratto di 4,2 km in uscita da Arona (già con conduttore in AA da 585 mm²). Per il successivo tratto di circa 4 km si sfrutterà il tracciato della stessa linea n. 452. L'ulteriore tratto sino a Borgomanero Est sarà realizzato in doppia terna con il nuovo elettrodotto "Gravellona - Borgomanero Est". In prossimità della C.P. di Borgomanero Est, di proprietà Enel Distribuzione, il collegamento sarà attestato in derivazione rigida alla linea a 132 kV n. 445 "Borgomanero Est - der. FS Borgomanero - Cressa". Nel nuovo assetto di rete previsto, il collegamento "Arona - Cressa - der. Borgomanero Est" che si verrà a determinare sarà esercito normalmente aperto in corrispondenza dello stallo di Borgomanero Est, al fine di realizzare la citata separazione dell'attuale isola di carico in due isole meno estese.

- Infine, nell'ambito della razionalizzazione della rete della Val d'Ossola nell'area compresa tra Pallanzeno, Biella Est e Novara Sud, saranno demolite, integralmente o parzialmente per i tratti non utilizzati nel nuovo assetto, le linee 132 kV con conduttori in rame di seguito elencate:

- n. 468 "Pallanzeno - Borgomanero Nord", di circa 48 km;
- n. 451 "Pallanzeno - Tessenderlo - Gravellona", di circa 22 km;
- n. 436 "Gravellona - Borgomanero Nord", di circa 26 km;
- n. 474 "Omegna - Borgomanero Est", di circa 23 km;
- n. 452 "Gravellona - Arona", di circa 29 km (ad eccezione del tratto di circa 4 km di accesso ad Arona).

Vincoli: *In considerazione della criticità, in termini di capacità di trasporto e di vetustà, 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.

Note : *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.*

Nell'assetto di rete finale, in seguito alla razionalizzazione in oggetto, 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. Pertanto, al fine di migliorare la flessibilità di esercizio della rete a 132 kV, sarà opportuno che la società ENEL Distribuzione, proprietaria della C.P. di Borgomanero Est, proceda all'adeguamento dell'impianto (eventuale ricostruzione) con l'aggiunta del quinto stallo linea, dedicato al collegamento "Borgomanero Est - Arona".

Razionalizzazione 132 kV Val D'Ossola Nord

anno: 2008

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 attuali tre di portata limitata ed in condizioni di obsolescenza.

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.

In particolare, è prevista la ricostruzione in AA da 585 mm² 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 nella stazione di Villadossola saranno installati gli interruttori sui montanti dei collegamenti in antenna n. 466 derivazione Edison e n. 465 derivazione Siderscal, attualmente dotati di soli sezionatori. Anche gli stalli della stazione di Domo Toce attualmente muniti di soli sezionatori saranno adeguati con l'aggiunta degli interruttori.

Vincoli : *Risulta già in gran parte attuata la realizzazione della citata direttrice a 132 kV "Verampio – Domo Toce - F.S. Beura - Villadossola - Pallanzeno".*

Nel tratto tra Verampio e Crevola Toce la linea è già stata posata sulla stessa palificata in doppia terna con il collegamento a 132 kV n. 433 "Verampio - Crevola Toce", entrato in servizio a maggio 2002. Per quanto riguarda il rimanente tratto in singola terna, risultano quasi del tutto montati i nuovi sostegni e tesati i conduttori. Tuttavia, senza il completamento della direttrice a 132 kV

potenziata "Crevola Toce - Domodossola - Calice", non risulta possibile concludere l'intervento, in relazione alla necessità di mantenere in servizio transitoriamente altri due collegamenti a 132 kV tra Verampio e Pallanzeno per continuare a garantire l'esercizio in sicurezza della rete.

Pertanto è stato realizzato il seguente assetto provvisorio:

- è stata mantenuta in servizio l'attuale terna n. 460 "Verampio - F.S. Beura - Pallanzeno", con il tratto tra Verampio e Crevola Toce ed i nuovi raccordi di entra-esce per l'impianto FS Beura realizzati in AA da 585 mm²;

- è stato mantenuto un collegamento a 132 kV tra Crevola Toce e Pallanzeno (ex terna n. 446), utilizzando l'attuale tratto di linea in uscita da Crevola Toce, gran parte dei tratti della nuova direttrice già realizzati in AA da 585 mm² (inclusi i nuovi raccordi di entra-esce agli impianti di Domo Toce e Villadossola) e l'attuale linea a 132 kV n. 469 "Villadossola - Pallanzeno".

Contestualmente sono stati demoliti:

- i tratti non più utilizzati della vecchia linea a 132 kV n. 446 "Crevola Toce - Domo Toce - Pallanzeno";

- la linea a 132 kV n. 464 "Villadossola - Calice".

Nell'assetto di rete definitivo, con la disponibilità della nuova direttrice a 132 kV:

- la stazione di Villadossola, in precedenza collegata ai nodi di Calice e Pallanzeno tramite le linee n. 464 e n. 469, risulterà scollegata da tali linee e raccordata al tratto "FS Beura - Pallanzeno" della linea ricostruita; - il nodo di Domo Toce risulterà invece scollegato dalla vecchia linea n. 446 e raccordato al tratto "Verampio - FS Beura" della linea ricostruita;

- saranno integralmente dismessi i tratti ancora in servizio delle vecchie linea a 132 kV n. 460 "Verampio - FS Beura - Pallanzeno" e n. 446 "Crevola Toce - Domo Toce - Pallanzeno" e la linea a 132 kV n. 469 "Villadossola - Pallanzeno".

Razionalizzazione 132 kV Rete tra Val d'Aosta e Piemonte

anno: 2008

Disegno allegato : Rete da Covalou a Montestrutto

Gli interventi in oggetto, riguardanti la razionalizzazione ed il rinnovo 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 C.P. di Montestrutto, comprendono:

la ricostruzione con una capacità di trasporto in corrente dell'ordine di 900 A delle linee a 132 kV n. 539 "C.le Pont Saint Martin - Quincinetto" e n. 523 "C.le Pont Saint Martin - Montestrutto", utilizzando il tracciato della esistente linea n. 523;

la realizzazione di due brevi raccordi (di adeguata capacità di trasporto) alla stazione di Quincinetto delle linee a 132 kV n. 518 "Verres - Quincinetto - der. Hone" e n. 539 "C.le Pont Saint Martin - Quincinetto";

la demolizione delle linee non più utilizzate nel nuovo assetto di rete (la linea n. 539 ed il tratto di accesso a Montestrutto della linea n. 523).

Nel nuovo assetto di rete che si verrà a realizzare, la stazione a 132 kV annessa alla centrale di Quincinetto, attualmente dotata di due stalli linea a 132 kV, risulterà collegata alle tre linee a 132 kV n. 525 (stazione U.E.I.), ex n. 518 (Verres con der. Hone) e nuova n. 539 (C.le Pont S. Martin).

Note : *Realizzazione del terzo stallo linea presso la stazione annessa alla centrale di Quincinetto a cura del Consorzio Valdostano delle Acque (CVA), proprietario dell'impianto.*

Razionalizzazione 132 kV area nord-ovest di Torino

A lungo termine

NUOVO INTERVENTO

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.

All'interno della porzione di rete in questione alcuni elettrodotti hanno raggiunto vetustà tale da mettere frequentemente in crisi l'esercizio in sicurezza della rete e la 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 AEM della Valle dell'Orco (polo di Rosone) per alimentare la vicina area di carico del Canavese, piuttosto che vettorarla fino all'impianto AEM 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 (nn. 551 e 552, attualmente con conduttore in AA da 182 mm² ed in condizioni di obsolescenza) 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 n. 552 compreso tra Funghera e l'utente ENI S.p.A.;
- lo scrocio degli elettrodotti a 132 kV n. 547 " ENI S.p.A. – Leyni" e n. 571 "Ciriè – Venaria", (ottenendo i due nuovi collegamenti a 132 kV "ENI S.p.A. – Venaria" e "Ciriè – Leyni") ed il potenziamento del tratto della linea n. 547 compreso tra l'impianto ENI S.p.A. e l'attuale punto di incrocio con la linea n. 571;
- Il raccordo alla C.P. di Balangero del tratto in uscita da Rosone della linea in doppia terna a 132 kV "Rosone – AEM Torino Sud-Ovest" di proprietà AEM Trasporto Energia;
- L'ammazzettamento dell'ultimo tratto di accesso a Torino Sud Ovest della citata linea in doppia terna a 132 kV nn. 919-920 "Rosone – TO Sud Ovest" ed il suo collegamento alla sez. a 132 kV della stazione di Pianezza.

Il complesso degli interventi di rinforzo e riassetto previsti sulla rete di trasmissione a 132 kV è illustrato con maggiore dettaglio nel disegno allegato.

Vincoli: *In seguito al completamento delle nuove realizzazioni e dei potenziamenti di rete programmati, al fine di ridurre l'impatto ambientale dei nuovi impianti sul territorio, si valuterà l'opportunità di dismettere i tratti non più utilizzati, nell'area tra Balangero e Pianezza, dell'elettrodotto in doppia terna a 132 kV "Rosone – Torino Sud-Ovest".*

Tale dismissione è condizionata in ogni caso al collegamento della linea ai nodi di Balangero e Pianezza (finalizzate a garantire l'immissione in rete della produzione di Rosone e l'alimentazione in sicurezza dell'impianto AEM di Torino Sud-Ovest).

Inoltre, la demolizione della prima parte del citato elettrodotto, nel tratto da Balangero sino all'altezza dell'impianto Eni S.p.A., potrà essere attuata in seguito alla realizzazione degli interventi di rinforzo ed ottimizzazione della rete a 132 kV del Canavese.

Il rimanente tratto sino a Pianezza delle linee n. 919 e 920 potrà essere demolito solo al termine dei lavori di riassetto della rete in anello a 220 kV che alimenta la città di Torino, previsti nel breve-medio periodo (v. Allegato 1).

Note: *ENEL Distribuzione, proprietaria della C.P. di Balangero, realizzerà i nuovi stalli di collegamento della linea "Rosone – AEM Torino Sud-Ovest". Al fine di garantire l'alimentazione in sicurezza dell'impianto AEM di Torino Sud-Ovest anche in assenza dell'apporto di Rosone, l'ultimo tratto di accesso a Torino Sud-Ovest della citata linea in doppia terna a 132 kV nn. 919-920 "Rosone – TO Sud-Ovest" sarà ammazettato e collegato alla sez. a 132 kV della stazione di Pianezza, mediante la realizzazione di un nuovo raccordo a 132 kV di adeguata capacità di trasporto. Nella stazione di Pianezza sarà realizzato un nuovo stallo a 132 kV su cui attestare il nuovo collegamento "Pianezza – TO Sud-Ovest".*

A cura ENEL Distribuzione sarà anche realizzato uno stallo a 132 kV nella C.P. di Funghera, a cui collegare il nuovo raccordo della linea n. 522-2 verso l'utente ENI S.p.A.

Raccordi 132 kV Magliano Alpi - M. Cuneo e Busca - Fossano

anno: 2007

Disegno allegato : Elettrodotto Magliano-Fossano

Sarà realizzato lo scrocio degli elettrodotti a 132 kV "Fossano - Michelin Cuneo" (n.738) e "Magliano Alpi - Busca" (n.750), in località Murazzo, ottenendo così le nuove linee a 132 kV "Magliano Alpi - Michelin Cuneo" e "Busca - Fossano".

L'attività risulta particolarmente importante in quanto finalizzata a migliorare le condizioni di sicurezza della rete a 132 kV del Cuneese.

Raccordi 132 kV S.E. di Bistagno (AL)

A lungo termine

Disegno allegato : Raccordi 132 kV S.E. Bistagno

Al fine di incrementare la sicurezza e la qualità del servizio della rete a 132 kV nell'area di Cairo Montenotte, migliorando al contempo le condizioni e la flessibilità di esercizio dell'isola di carico compresa tra le stazioni di Magliano Alpi, Campochiesa, Savona e Bistagno, è previsto il collegamento della linea RTN a 132 kV "Edison S. Giuseppe di Cairo – Spinetta Marengo" (di proprietà EDISON) in entra-esce alla stazione 220/132 kV di Bistagno.

Per l'accesso alla stazione di Bistagno dei raccordi a 132 kV in questione si utilizzeranno gli esistenti collegamenti di distribuzione a 132 kV (linee nn. 662 e 663) tra Bistagno e la C.P. Acqui.

In particolare, l'intervento consentirà:

- di ottenere una seconda direttrice di alimentazione a 132 kV in uscita dalla stazione di Bistagno verso Cairo, in grado di favorire il pieno sfruttamento delle trasformazioni di Bistagno e di scaricare le trasformazioni di Magliano Alpi e la direttrice a 132 kV "Magliano – Carrù – Ceva – Cairo" (notevolmente impegnata) in uscita dalla stessa stazione;
- di aumentare la flessibilità di esercizio e la qualità del servizio della porzione di rete in questione.

Note : *Nel nuovo assetto ipotizzato, la C.P. di Acqui risulterà collegata a due nodi di rete diversi (Bistagno e Cairo), essendo inserita in entra-esce alla futura linea a 132 kV "Bistagno - Cairo" con conduttore in AA da 308 mm², con un conseguente miglioramento della sicurezza di alimentazione rispetto allo schema attuale.*

Elettrodotto 132 kV Borgomanero Nord - Bornate

anno: 2008

Disegno allegato : Val d'Ossola Sud

Al fine di garantire la sicurezza di esercizio della rete a 132 kV tra Borgomanero e Biella, la linea a 132 kV n. 063 "Borgomanero Nord - Bornate", di circa 14 km con conduttore in AA da 182 mm², appartenente alla direttrice a 132 kV "Borgomanero Nord - Bornate - Pray - Vallemosso - Biella Nord - Biella Est", sarà ricostruita sull'attuale tracciato con conduttori in AA da 585 mm².

L'intervento, funzionalmente ricompreso nell'ambito delle attività di rinforzo della rete della Val d'Ossola a Sud di Pallanzeno, risulta particolarmente importante in quanto consente il trasporto in sicurezza dell'energia in importazione dalla Svizzera e della produzione idroelettrica della Val d'Ossola verso l'area di carico del biellese.

Elettrodotto 132 kV Cerreto Castello - Biella Est

anno: 2008

Per ottenere un esercizio più sicuro della rete in uscita dalla stazione di Biella Est verso le C.P. di Cerreto Castello, Cossato e Gattinara, la linea a 132 kV "Cerreto Castello - Biella Est" sarà ricostruita e potenziata per una capacità di trasporto limite dell'ordine di 900 A.

Elettrodotto 132 kV Magliano Alpi - Fossano

anno: 2009

Disegno allegato : Elettrodotto Magliano-Fossano

Al fine di garantire la sicurezza di esercizio sulla rete a 132 kV del Cuneese, sarà realizzata, entro la data indicata, una nuova linea a 132 kV in AA 585 mm² tra la stazione 380/132 kV di Magliano Alpi e la C.P. di Fossano di proprietà di Enel Distribuzione. L'intervento descritto, che si configura come un'importante attività di rinforzo della rete, consentirà anche di ottenere una migliore distribuzione delle isole di carico nell'area.

Note : *Per l'attuazione dell'intervento è prevista, a cura ENEL Distribuzione la realizzazione del relativo stallo linea a 132 kV nella C.P. di Fossano.*

Elettrodotto 132 kV Borgoticino - Arona

anno: 2009

Disegno allegato : Val d'Ossola Sud

Al fine di migliorare l'affidabilità del servizio e la flessibilità di esercizio della rete a 132 kV compresa tra le stazioni di Mercallo e Novara Sud, è previsto il potenziamento, nei tratti attualmente limitati, della linea di trasmissione a 132 kV n. 458 "Borgoticino - Arona", per una capacità di trasporto limite in corrente dell'ordine di 900 A.

Note : *L'elettrodotto è lungo circa 15 km, di cui circa 4,5 km (in uscita da Arona) con conduttore in AA da 585 mm², circa 0,5 km con conduttore in AA da 308 mm² e circa 10 km (in accesso a Borgoticino) con conduttore in Cu da 109 mm².*

Elettrodotto 132 kV Rosone - Bardonetto

anno: 2009

Al fine di rimuovere gli attuali vincoli sulla rete a 132 kV che limitano la produzione degli impianti idroelettrici AEM di Rosone e Telessio in alcune condizioni di esercizio, è previsto il potenziamento (per una capacità di trasporto di circa 900 A) della linea RTN a 132 kV n. 917 "Rosone – Bardonetto", di proprietà AEM Trasmissione.

L'intervento risulta importante, anche in relazione alle previste attività di rinnovo e potenziamento delle c.li AEM di Rosone (con incremento di circa 20 MW) e Telessio (incremento di circa 8 MW).

Elettrodotto 132 kV Imperia - S. Remo

Data da definire

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 nel tratto tra Imperia e S. Remo, che già attualmente presenta le maggiori criticità. Pertanto è prevista almeno la realizzazione di un collegamento a 132 kV di adeguata capacità di trasporto.

Vincoli : *Considerato che gli esistenti elettrodotti a 132 kV "Imperia - FS Arma di Taggia – Arma di Taggia" (con conduttore in Cu da 117 mm²) e "Arma di Taggia - S. Remo" (con conduttore in AA da 308 mm²) sono di proprietà di ENEL Distribuzione, il progetto di rinforzo con eventuale riassetto della rete a 132 kV potrà essere definito a valle della disponibilità di ENEL Distribuzione a cedere alla RTN tali impianti.*

Note : *Poiché la rete a 132 kV da Campochiesa a Camporosso svolge funzione di trasporto in caso di indisponibilità di uno dei collegamenti a 220 kV compresi tra Vado Ligure e Camporosso, potrà risultare opportuno prevedere l'inserimento nella RTN anche di tutti gli elettrodotti a 132 kV di proprietà ENEL Distribuzione compresi tra le stazioni di Campochiesa e Camporosso.*

*Interventi di sviluppo
della rete di trasmissione nazionale
nella Regione Lombardia*

Stazione 380 kV Bulciago (LC)

anno: 2006

Per garantire agli utenti della rete adeguati livelli di qualità del servizio, sarà installata sulla sezione a 132 kV della stazione elettrica di Bulciago una batteria di condensatori da 54 MVAR.

Stazione 380 kV Chiari (BS)

anno: 2006

Al fine di prevenire eccessive cadute di tensione e migliorare quindi i livelli di qualità del servizio, sarà installata sulla sezione a 132 kV della stazione elettrica di Chiari una batteria di condensatori da 54 MVAR.

Stazione 380 kV Cislago (VA)

anno: 2006

Per garantire il miglioramento dei profili di tensione e dei livelli di qualità del servizio sarà installata sulla sezione a 132 kV della stazione elettrica di Cislago una batteria di condensatori da 54 MVAR.

Stazione 380 kV La Casella (PC)

anno: 2006

Per soddisfare l'incremento dei carichi nell'area, previa realizzazione dei relativi stalli a 380 kV e 132 kV, presso la stazione di La Casella sarà installato un ATR 380/132 kV da 250 MVA.

Stazione 380 kV Nave (BS)

anno: 2006

Al fine di migliorare i livelli di qualità del servizio, sarà installata sulla sezione a 132 kV della stazione elettrica di Nave una batteria di condensatori da 54 MVAR.

Stazione 380 kV Travagliato (BS)

anno: 2006

Per garantire adeguati livelli di qualità del servizio, sarà installata sulla sezione a 132 kV della stazione elettrica di Travagliato una batteria di condensatori da 54 MVAR.

Razionalizzazione 380 kV in Provincia di Lodi

anno: 2011

Con l'obiettivo di eliminare le congestioni di 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.

Sarà pertanto realizzato un nuovo elettrodotto a 380 kV in doppia terna che attestandosi alla rete a 380 kV afferente alle stazioni di La Casella (PC) e Caorso (PC) consentirà di effettuare il by-pass della stazione di S.Rocco al Porto (LO) riducendone così il rischio di congestione.

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-Ovest 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 – S. Damaso".

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. La soluzione individuata fornirà infatti l'opportunità di realizzare una razionalizzazione della rete AT che porterà ad un sensibile miglioramento dell'impatto della rete elettrica principalmente in prossimità dell'area urbana di Lodi.

Razionalizzazione 380 kV Media Valtellina (Fase B)

A lungo termine

In base a quanto stabilito nell'Accordo di Programma (AdP) firmato presso il 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 insiemi indipendenti l'uno dall'altro:

INSIEME B/1:

- collegamento della nuova stazione di Grosio alla linea in d.t. a 220 kV "AEM Grosio - Ric. Nord" di proprietà AEM Trasmissione;
- successiva dismissione dalla RTN del tratto della suddetta linea "AEM Grosio - Ric. Nord" compreso tra Grosio e Verderio e recupero del tratto in d.t. a 220 kV tra Verderio e Ric. Nord per il miglioramento delle alimentazioni della rete della città di Milano.

INSIEME B/2:

- collegamento della nuova stazione di Grosio alla linea a 220 kV "Glorenza - Cesano" di proprietà EDISON Rete;
- 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.

INSIEME B/3:

- collegamento della nuova stazione di Grosio alla linea in d.t. a 220 kV "AEM Premadio - AEM Ric. Sud" e "AEM Grosio - AEM Ric. Sud" di proprietà AEM Trasmissione;
- 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" di proprietà EDISON Rete 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" di proprietà AEM Trasmissione 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.

Note : *Per trasformazione di una linea aerea in linea in cavo interrato si intende la realizzazione di un nuovo cavo interrato e la successiva dismissione dalla RTN e smantellamento del corrispondente collegamento aereo nelle modalità previste dall'AdP.*

Elettrodotto 380 kV Turbigo - (Rho) Bovisio

anno: 2006

Disegno allegato : Turbigo - (Rho) Ospiate

La realizzazione del nuovo collegamento a 380 kV "Turbigo -(Rho) Bovisio" consentirà di superare i limiti di transito sul sistema elettrico lombardo e le limitazioni di produzione di centrali elettriche nell'area, contribuendo a garantire l'esercizio in sicurezza della rete di trasmissione nell'area di Milano, favorendo il trasporto di energia dal Piemonte alla Lombardia.

L'intervento risulta particolarmente importante in quanto permetterà di aumentare la potenza disponibile per garantire la copertura del fabbisogno. La costruzione del nuovo elettrodotto a 380 kV richiede la realizzazione della seguente serie di interventi:

- nuovo tratto di linea a 380 kV dalla stazione di Turbigo al Comune di Pogliano Milanese;
- utilizzo di una porzione dell'esistente terna di conduttori già RTN, già tesata in doppia terna insieme alle attuali linee a 380 kV "Baggio - Ospiate" e "Ospiate - Bovisio", per far proseguire il nuovo elettrodotto dal Comune di Rho fino alla stazione di Bovisio;
- attivazione stallo linea a 380 kV presso la stazione di Turbigo.

Note : *E' stata ottenuta l'autorizzazione alla costruzione ed esercizio ai sensi della "Legge Obiettivo" con Delibera CIPE in data 29/09/2004. E' in programma un successivo prolungamento del tronco di linea a 380 kV "Turbigo - Rho" fino a Ospiate, in modo da ottenere un futuro collegamento diretto "Turbigo - Ospiate" e nel contempo ripristinare il servizio dell'elettrodotto "Baggio-Bovisio".*

Elettrodotto 380 kV Turbigio - (Rho) Ospiate

anno: 2006

Disegno allegato : Turbigio - (Rho) Ospiate

E' previsto il prolungamento del tronco di linea a 380 kV "Turbigo - Rho" fino a Ospiate, in modo da ottenere un collegamento diretto "Turbigo - Ospiate" e nel contempo mantenere in servizio entrambe le terne della linea a 380 kV "Baggio - Bovisio". Al termine dell'intervento saranno realizzati i seguenti collegamenti a 380 kV: "Turbigo-Ospiate", "Baggio, Bovisio", "Baggio-Ospiate", "Ospiate- Bovisio". L'intervento - realizzato mediante l'utilizzo di tronchi di linea esistenti inseriti nell'ambito della RTN - consentirà di migliorare la flessibilità e la sicurezza di esercizio della rete e garantirà una migliore alimentazione dell'area urbana di Milano e una riduzione del rischio di congestione di rete.

Elettrodotto 380 kV Voghera - La Casella

A lungo termine

In considerazione delle nuove centrali in ciclo combinato che entreranno in servizio nel lungo periodo e della futura interconnessione con la Francia, è prevista la realizzazione di un nuovo elettrodotto in doppia terna a 380 kV in uscita dalla stazione di smistamento di Voghera verso il nodo a 380 kV di La Casella (PC).

Il futuro collegamento a 380 kV consentirà una riduzione delle perdite di trasporto su rete e nel contempo garantirà l'esercizio in sicurezza della rete a 380 kV nazionale.

La realizzazione del nuovo elettrodotto è correlata al potenziamento della rete a 380 kV tra le stazioni di La Casella e Caorso, senza il quale l'elettrodotto in questione perderebbe molta della sua efficacia.

Stazione 220 kV Marcaria (MN)

anno: 2006

NUOVO INTERVENTO

Per garantire agli utenti della rete adeguati livelli di qualità del servizio sarà installata sulla sezione a 132 kV della stazione elettrica di Marcaria una batteria di condensatori da 54 MVAR.

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 A), verrà eseguito il rinnovo e potenziamento della esistente stazione 220/132 kV di proprietà EDISON Rete.

Il nuovo assetto della stazione, nella quale è prevista la sostituzione dei due attuali trasformatori a tre avvolgimenti 220/132/MT da 70 MVA ciascuno con un ATR 220/132 kV da 250 MVA, sarà il seguente:

SEZIONE 220 kV: semplice sbarra con 2 stalli, di cui uno per la linea "Cedegolo - Taio" ed uno primario dell'ATR. La sezione 220 kV dovrà prevedere uno stallo e lo spazio necessario per l'installazione di una futura reattanza ed almeno 2 stalli per i futuri collegamenti della linea in d.t. "Cedegolo - Ric. Sud" (ottenuta dall'opportuno raccordo alla stazione di Cedegolo delle esistenti linee AEM a 220 kV "Grosio - Ricevitrice Sud" e "Premadio - Ricevitrice Sud", come previsto nella "Fase B" della Razionalizzazione Valtellina e Alta Valcamonica).

SEZIONE 132 kV: doppia sbarra e parallelo con n. 6 stalli, di cui n. 3 stalli linea (C.P. S. Fiorano, C.P. Forno), n. 2 stalli rispettivamente per i collegamenti dei gruppi di produzione EDISON ed ENEL, uno stallo secondario ATR.

La sezione 132 kV dovrà prevedere spazio per almeno uno stallo futuro.

Stazione 220 kV Sud Milano (MI)

A lungo termine

NUOVO INTERVENTO

Disegno allegato : Stazione a sud di Milano

La crescita dei carichi nell'area sud di Milano ha evidenziato la necessità di un intervento di potenziamento della rete. E' stata individuata la possibilità di realizzare una nuova stazione a 220 kV in prossimità dell'esistente C.P: di Vaiano Valle, di proprietà ENEL Distribuzione, sulla quale saranno installate opportune trasformazioni 220/132 kV; potranno così essere ridotti i transiti sulla limitrofa rete a 132 kV e garantito un incremento della flessibilità di esercizio.

Razionalizzazione 220 kV Valcamonica (Fase A1)

anno: 2009

Disegno allegato : Valcamonica - Fase A1

Nei termini stabiliti e con le modalità definite nell'Accordo di Programma (AdP) sottoscritto presso il 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 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" di proprietà EDISON Rete 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" di proprietà EDISON Rete e trasformazione in cavo interrato della direttrice a 132 kV tra C.P. San Fiorano, Cedegolo, Forno, C.P. 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".

Contestualmente verranno adeguati alla portata dei nuovi collegamenti tutti gli elementi di impianto della Stazione annessa alla C.le di Sonico, di proprietà EDISON.

Vincoli : *Le attività sono condizionate alla realizzazione della nuova stazione 220 kV di Cedegolo.*

Note : *Per trasformazione di una linea aerea in linea in cavo interrato si intende la realizzazione di un nuovo cavo interrato e la successiva dismissione dalla RTN e smantellamento del corrispondente collegamento aereo nelle modalità previste dall'AdP.*

Razionalizzazione 220 kV Alta Valtellina (Fase A2)

anno: 2009

Disegno allegato : Valtellina - Fase A2

Nei termini stabiliti e con le modalità definite nell'Accordo di Programma (AdP) sottoscritto presso il 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" della 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, C.P. Villa di Tirano, C.S. Villa di Tirano e Stazzona;
- dismissione dalla RTN dei seguenti collegamenti aerei a 132 kV: la linea "C.P. Villa di Tirano - C.S. Villa di Tirano" di proprietà EDISON Rete, la linea "C.S. Villa di Tirano - Stazzona" di proprietà AEM e la doppia terna "Lovero - Grosotto" e "Stazzona - Lovero" di proprietà AEM;
- trasformazione in cavo interrato della porzione della linea a 220 kV "Glorenza - Cesano" di proprietà EDISON Rete compresa tra Bagni di Bormio e Piazza; interramento della linea aerea di interconnessione della RTN a 132 kV "Campocologno (CH) - Villa di Tirano";
- realizzazione di una nuova stazione a 132 kV presso Lovero, equipaggiata con due stalli linea a 132 kV - Grosotto e C.P. Villa di Tirano - predisposta anche per la connessione dei due gruppi della centrale idroelettrica omonima;
- realizzazione di una nuova stazione a 132 kV presso Stazzona, equipaggiata con tre stalli linea a 132 kV - Ric. Nord, C.S. Villa di Tirano e Stazzona all.(Belviso) - predisposta anche per la connessione dei due gruppi della centrale idroelettrica omonima.

Vincoli : *Le attività sono condizionate alla realizzazione delle stazioni 132 kV di Lovero, Grosotto e Stazzona.*

Note : *Per trasformazione di una linea aerea in linea in cavo interrato si intende la realizzazione di un nuovo cavo interrato e la successiva dismissione dalla RTN e smantellamento del corrispondente collegamento aereo nelle modalità previste dall'AdP.*

Razionalizzazione 220 kV Città di Milano

anno: 2011

Disegno allegato : Razionalizzazione di Milano

Considerati l'elevato incremento dei carichi della città di Milano, gli ingenti transiti sugli elettrodotti di trasmissione nell'area e l'incremento di capacità di produzione atteso, 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 sono previsti gli interventi prioritari di seguito descritti:

- nuovo elettrodotto in cavo a 220 kV "Gadio - Porta Volta";
- raccordo a 220 kV alla stazione di Verderio della linea in d.t. a 220 kV "Grosio - Ricevitrice Nord", di proprietà AEM, l'intervento verrà realizzato prevedendo la messa in continuità delle linee 220 kV "Verderio-Cislago" e "Verderio-Dalmine" e l'ammazzettamento dei collegamenti il collegamento "Verderio- Ricevitrice Nord"

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".

E' previsto, inoltre, il potenziamento del cavo 220 kV "Ricevitrice Sud- Ricevitrice Ovest".

Contestualmente alle attività indicate verrà potenziato l'impianto di Porta Volta e attivati i necessari stalli nelle citate stazioni.

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".

Note : *I collegamenti a 220 kV da installare e quelli da potenziare devono avere una portata di almeno 400 MVA. La data indicata è da intendersi come data di completamento di tutti i nuovi nuovi impianti.*

Raccordi 132 kV Induno - Cagno (VA)

anno: 2008

Al fine di migliorare le condizioni d'esercizio ed eliminare commistioni di impianti di competenza trasmissione/distribuzione, la rete AT in uscita dalla stazione di Cagno (VA) sarà interessata da un riassetto che porterà alla realizzazione di due distinte direttrici a 132 kV: "Induno - Cagno", appartenete alla RTN e "Faloppio - Cagno" di proprietà ENEL Distribuzione, in sostituzione dell'attuale elettrodotto a tre estremi "Cagno - Faloppio -der. Induno".

Elettrodotto 132 kV Bulciago - Salice

anno: 2006

I tratti di linea affiancati "Bulciago - Nibionno - Salice", di proprietà ENEL Distribuzione, e "Bulciago - der. Giussano - Mariano" della RTN fino all'altezza della C.P. Salice, sono obsoleti e di limitata capacità di trasporto.

I tronchi suddetti saranno pertanto ricostruiti e potenziati per una capacità di trasporto equivalente a quella di conduttori AA585 mm² accoppiandoli in una unica doppia terna nel tratto tra Bulciago e Salice.

L'intervento consentirà di realizzare i seguenti collegamenti: "Bulciago - der. Giussano - Mariano" appartenente alla RTN e "Bulciago - Nibionno - Salice" di proprietà ENEL Distribuzione.

Elettrodotto 132 kV Novara Sud - Magenta

anno: 2009

Al fine di completare il potenziamento della direttrice a 132 kV "Novara Sud - Sarpom (NO) - Sarriò (MI) - Sondel Boffalora (MI) - Magenta (MI)" con conduttori in AA da 585 mm², rimane da realizzare il potenziamento del tratto "Sarpom - Sarriò".

Note : *La direttrice, nel tratto "Sarriò - Magenta", è già dotata di conduttori in AA da 585 mm² e il potenziamento del tratto "Trecate - Sarpom" è stato completato.*

*Interventi di sviluppo
della rete di trasmissione nazionale
nelle Regioni Trentino Alto Adige, Veneto e
Friuli Venezia Giulia*

Stazione 380 kV Cordignano (TV)

anno: 2006

Al fine di prevenire eccessive cadute di tensione e migliorare quindi i livelli di qualità del servizio, sarà installata sulla sezione a 132 kV della stazione elettrica di Cordignano un'ulteriore batteria di condensatori da 54 MVAR.

Stazione 380 kV Nogarole Rocca (VR)

anno: 2006

Per garantire agli utenti della rete adeguati livelli di qualità del servizio sarà installata sulla sezione a 132 kV della stazione elettrica di Nogarole Rocca una batteria di condensatori da 54 MVAR.

Stazione 380 kV Sandrigo (VI)

anno: 2006

Per garantire il miglioramento dei profili di tensione e dei livelli di qualità del servizio, sarà installata sulla sezione a 132 kV della stazione elettrica di Sandrigo un'ulteriore batteria di condensatori da 54 MVAR.

Stazione 380 kV in Provincia di Treviso

anno: 2009

Le condizioni attuali di esercizio e le previsioni in aumento dei carichi 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" equipaggiata con almeno un autotrasformatore 380/132 kV da 250 MVA.

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 del trevigiano (caratterizzata da lunghe arterie di sezione limitata), ridurre le necessità di potenziamento della locale rete 132 kV e minimizzare l'estensione dei raccordi.

Note : *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 con il nome di stazione a 380 kV di Vedelago (TV).*

Stazione 380 kV Vicenza Industriale (VI)

A lungo termine

Nell'area industriale di Vicenza, al fine di garantire un'adeguata alimentazione dei carichi, esiste l'esigenza di realizzare una nuova stazione di trasformazione 380/132 kV, da inserire in entra-esce sulla linea a 380 kV "Sandrigo - Dugale" (in posizione baricentrica rispetto ai carichi dell'area).

La nuova stazione sarà raccordata alla rete a 132 kV presente nella zona e sarà equipaggiata in un primo momento con un solo autotrasformatore 380/132 kV da 250 MVA ed un banco di condensatori da 54 MVAR sulla sezione AT, ma il progetto e gli spazi saranno tali da assicurare la possibilità di futuri ampliamenti.

Note : *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, con il nome di stazione a 380 kV di Montecchio.*

Elettrodotto 380 kV fra Venezia e Padova

anno: 2009

Al fine di incrementare l'esercizio in sicurezza della rete veneta, anche alla luce delle nuove interconnessioni e delle centrali esistenti e future che gravitano nell'area, verrà realizzato un nuovo collegamento a 380 kV tra le stazioni 380/220/132 kV di Dolo (VE) e Camin (PD).

A tale scopo si sta studiando la realizzazione di un nuovo collegamento a 380 kV "Dolo - Camin" coinvolgendo due doppie terne a 220 kV in uscita da Camin e altri elementi di impianti a 220 e 132 kV che potranno essere oggetto di riassetto e razionalizzazione.

Elettrodotto 380 kV Trasversale in Veneto

anno: 2010

Gli studi di rete e le esperienze di esercizio confermano la necessità di realizzare un collegamento trasversale a 380 kV tra le direttrici RTN "Sandrigo - Cordignano" e "Venezia Nord - Salgareda". La futura trasversale rafforzerà l'anello a 380 kV del Triveneto, al fine di aumentare la sicurezza di alimentazione dei carichi, ottenendo contestualmente una riduzione delle perdite di trasporto.

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 da localizzarsi in prossimità della direttrice a 380 kV "Sandrigo - Cordignano".

Una volta concordata con le parti interessate la localizzazione dei nuovi impianti da realizzare, potranno essere definiti con maggior dettaglio gli opportuni interventi di razionalizzazione nell'area finalizzati a combinare le esigenze di sviluppo della rete con quelle di salvaguardia del territorio.

Note : *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, con il nome di elettrodotto a 380 kV "Venezia Nord - Cordignano".*

Elettrodotto 380 kV Udine Ovest - Okroglo

anno: 2010

Gli studi di rete e le esperienze di esercizio hanno dimostrato l'opportunità di realizzare un nuovo collegamento a 380 kV tra Italia e Slovenia, per aumentare l'import in sicurezza dalla frontiera Nord-Orientale; tale linea consentirà inoltre di rimuovere le attuali limitazioni di esercizio della linea a 380 kV "Redipuglia-Divaca".

A tal fine continuano le attività del gruppo di lavoro tra gestori di rete Sloveno e Italiano e le amministrazioni regionali competenti, finalizzato alla ricerca di un corridoio ottimale per la realizzazione di una nuova linea in doppia terna a 380 kV che colleghi la stazione italiana a 380 kV di Udine Ovest, con la stazione slovena di Okroglo. Si prevede contestualmente l'adeguamento degli impianti ad altissima tensione sulla rete a valle del collegamento transfrontaliero al fine di rimuovere vincoli di esercizio connessi alla presenza di componenti limitanti.

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, oggetto di studio congiunto tra i TSO Sloveno e Italiano in base al MOU firmato il 2 febbraio 2004 dalle due società, per l'importanza strategica che riveste, è stato inserito tra i

Progetti di Interesse Comune individuati nell'ambito del programma comunitario "Reti transeuropee nel settore dell'Energia Elettrica (TEN E) ai sensi della decisione 1229/2003/CE e come tale, lo studio è finanziato dalla stessa Commissione europea.

Elettrodotto 380 kV Udine Ovest - Redipuglia

anno: 2011

Al fine di migliorare la sicurezza di esercizio della rete AAT nell'estremo Nord-Est del Paese, ridurre alcuni vincoli sulla importazione dai Paesi dell'Est, migliorare le condizioni di connessione della stazione 380 kV di Redipuglia, ove confluiscono la produzione della centrale di Monfalcone e la potenza importata dalla Slovenia, la rete a 380 kV del Friuli Venezia Giulia sarà potenziata costruendo un nuovo collegamento a 380 kV tra le stazioni di Udine Ovest e Redipuglia.

E' stato sviluppato uno studio di razionalizzazione finalizzato, a parità di prestazione elettriche, a ridurre la presenza delle infrastrutture elettriche, che impattano fortemente l'area di Redipuglia (GO).

Elettrodotto 380 kV Interconnessione Italia-Austria

A lungo termine

Al fine di incrementare la capacità di interconnessione con l'Austria e aumentare la potenza importabile in sicurezza dalla frontiera nord-orientale, verrà realizzata la nuova linea in doppia terna a 380 kV che collegherà la direttrice RTN "Udine Ovest - Sandrigo" al nodo a 380 kV di Lienz, in Austria.

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.

Una volta concordata con le parti interessate la localizzazione dei nuovi impianti da realizzare, potranno 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 e Sospirolo al fine di combinare le esigenze di sviluppo della rete con quelle di salvaguardia del territorio.

Note : *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, con il nome di elettrodotto a 380 kV "Cordignano - Lienz".*

Stazione 220 kV Vicenza Monteviale (VI)

anno: 2006

Disegno allegato : Stazione Vicenza Monteviale

Al fine di incrementare la sicurezza e la qualità del servizio della rete a 132 kV nell'area di Vicenza, presso la stazione di smistamento a 220 kV di Vicenza Monteviale sarà realizzata una nuova sezione a 132 kV in doppia sbarra.

La nuova sezione a 132 kV in doppia sbarra, con parallelo sbarre, composta da un totale di n. 7 stalli di cui n. 5 di linea, uno per il secondario ATR 220/132 kV, uno per batteria di condensatori da 54 MVAR.

.Dei n. 5 stalli linea, due serviranno per l'inserimento in entra-esce della linea RTN 132 kV "Altavilla - Sandrigo" due per l'allacciamento in doppia antenna della C.P. AIM Crocetta tramite elettrodotti di proprietà AIM Vicenza ed uno per l'alimentazione della C.P. AIM Fusinieri tramite elettrodotto di proprietà ENEL Distribuzione.

Sarà inoltre installato un ATR 220/132 kV da 160 MVA e saranno effettuati gli interventi in stazione necessari per realizzare il collegamento alla linea a 132 kV "Altavilla - Sandrigo", già transitante ai margini della stazione.

Successivamente alla data indicata sulla sezione 132 kV sarà installata una batteria di condensatori da 54 MVAR, al fine di assicurare un'accettabile qualità delle tensioni nell'area.

Nella sezione a 132 kV dovranno essere previsti gli spazi per ulteriori ampliamenti ed in particolare per il secondo ATR 220/132 kV. Sulla futura linea a 132 kV "Vicenza Monteviale - Sandrigo" (attualmente "Altavilla - Sandrigo"), sarà inoltre inserita in entra-esce la nuova C.P. Vicenza Monteviale di proprietà ENEL Distribuzione.

Stazione 220 kV Scorzè (VE)

anno: 2006

Presso la stazione di Scorzè di proprietà TERNA, al fine di garantire la mutua riserva fra le macchine 220/132 kV (attualmente una da 250 MVA e l'altra da 160 MVA) è necessario sostituire l'autotrasformatore da 160 MVA con una macchina da 250 MVA.

Stazione 220 kV Lana (BZ)

anno: 2007

Al fine di incrementare la sicurezza e la qualità del servizio migliorando al contempo le condizioni e la flessibilità di esercizio presso la stazione di Lana verranno attivati due sezionatori di sbarra longitudinali che consentiranno l'esercizio dell'impianto su sbarre separate.

Stazione 220 kV Somplago (UD)

anno: 2007

Allo stato attuale la rete afferente alla stazione RTN di Somplago presenta le seguenti criticità:

- la linea 132 kV a quattro estremi "Tolmezzo - S. Daniele - der. Siot - der. Somplago" non garantisce un'adeguata flessibilità e qualità del servizio a causa delle due derivazioni rigide su di essa presenti;
- difficoltà nell'alimentazione della locale rete a 132 kV, a causa dell'assenza di un ATR di interconnessione tra le sezioni 220 kV e 132 kV di Somplago.

Dette criticità verranno risolte e verrà assicurato un maggior margine di sicurezza e continuità di alimentazione mediante la realizzazione di un raccordo sull'attuale linea a 132 kV "Tolmezzo - der. Siot - der. Somplago - S.Daniele" in modo da inserirla in entra-esce alla stazione di Somplago, eliminando la derivazione rigida per Somplago ed ottenendo in tal modo i collegamenti "Tolmezzo - Somplago" e "Somplago - S.Daniele - der. Siot".

Presso la stazione di Somplago sarà pertanto realizzato un nuovo stallo nella sezione 132 kV al fine di consentire la connessione della suddetta futura linea "Tolmezzo - Somplago".

Si prevede inoltre il rinnovo della stazione di Somplago mediante l'installazione di un autotrasformatore 220/132 kV da 160 MVA, la realizzazione della sezione 220 kV in doppia sbarra con parallelo e la dismissione del collegamento 132 kV con la c.le Edipower.

Stazione 220 kV Treviso Sud (TV)

anno: 2007

Nuovo Intervento

Presso la stazione RTN a 220 kV Treviso Sud, al fine di garantire adeguata alimentazione ai carichi locali, sarà potenziata la trasformazione attraverso l'installazione di una macchina da 63 MVA in sostituzione dell'attuale da 40 MVA.

Stazione 220 kV Padriciano (TS)

anno: 2007

Presso la stazione 220/132 kV di Padriciano (TS) sarà installato un Phase Shifting Transformer (PST) sul terminale italiano della linea di interconnessione con la Slovenia a 220 kV "Padriciano - Divaca".

Tale dispositivo consentirà di superare le difficoltà operative legate ai flussi di circolazione sulla frontiera soprattutto nel caso di disservizio per cause accidentali della linea di interconnessione a 380 kV "Redipuglia - Divaca".

L'inserimento di tale macchina sarà effettuato con soluzioni impiantistiche atte a consentire il normale utilizzo della linea anche in caso di fuori servizio del dispositivo PST per guasto o manutenzione.

Stazione 220 kV Fadalto (TV)

anno: 2008

NUOVO INTERVENTO

Al fine di incrementare i livelli di sicurezza e la continuità sulla direttrice RTN a 220 kV "Lienz (AT) –Soverzene - Fadalto" impegnata dai flussi di potenza provenienti dall'estero e dalla produzione dei locali impianti idroelettrici, verrà installato in prossimità della stazione di Fadalto un by-pass.

Stazione 220 kV Castegnero (VI)

anno: 2009

Al fine di garantire un'adeguata riserva di alimentazione e migliorare la qualità del servizio della rete afferente le stazioni 220 kV di Cittadella (PD), Este (PD) e Vicenza Monteviale, sarà realizzata una nuova stazione 220 kV da ubicare in provincia di Vicenza.

Nell'assetto definitivo la nuova stazione sarà raccordata alle linee a 220 kV RTN "Cittadella – Este" e "Marghera Stazione 1 – Dugale", quest'ultima di proprietà EDISON Rete.

Alla nuova stazione sarà connessa in antenna a 220 kV la futura C.P. Castegnero di ENEL Distribuzione. Inoltre mediante l'eventuale installazione delle necessarie trasformazioni 220/132 kV e il declassamento della linea "Castegnero – Este" sarà possibile un'iniezione di potenza alla locale rete a 132 kV presente e sviluppabile mediante opportuno raccordo della citata linea con l'esistente collegamento a 132 kV "Abano – Pontebotti", di proprietà ENEL Distribuzione.

La suddetta stazione dovrà essere realizzata in prossimità dell'incrocio degli elettrodotti a 220 kV con il fine di limitare l'impatto degli impianti sul territorio, riducendo al minimo la lunghezza delle linee di raccordo.

Lo spazio in stazione dovrà essere tale da consentire l'eventuale futura costruzione di una sezione 380 kV

Entro la data indicata sarà posto in essere un assetto transitorio che vedrà realizzata una sola sbarra a 220 kV collegata in entra – esci alla linea "Marghera Stazione 1 – Dugale" ove sarà connessa la già citata C.P. di Castegnero.

Stazione 220 kV Schio (VI)

A lungo termine

NUOVO INTERVENTO

Disegno allegato : Stazione Vicenza Monteviale

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, sarà realizzata una nuova stazione di trasformazione 220/132 kV da equipaggiare con un ATR. La nuova stazione sarà raccordata alla linea RTN a 220 kV "Ala-Vicenza Monteviale" mediante due brevi raccordi e ubicata in prossimità dell'esistente cabina primaria di Schio, di proprietà ENEL Distribuzione, ove già confluiscono un consistente numero di linee a 132 kV; sarà inoltre necessario prevedere gli spazi per una futura sezione a 380 kV.

Stazione 220 kV Trento Sud (TN)

A lungo termine

Al fine di aumentare la magliatura della rete a 132 kV e garantire un'adeguata riserva all'unico autotrasformatore da 160 MVA presente presso la stazione 220/132 kV di Trento Sud la linea di trasmissione a 132 kV n. 015 "Ora - Mori" di proprietà EDISON Rete sarà attestata in entra-esce alla suddetta stazione mediante la realizzazione di brevi raccordi a 132 kV.

Presso la stazione 220/132 kV di Trento Sud sono stati predisposti 2 nuovi stalli linea a 132 kV.

Note : *Allo stato attuale l'iter autorizzativo è stato sospeso dalla Provincia Autonoma di Trento che ha richiesto alcune varianti già studiate e attualmente in fase di verifica presso le Amministrazioni competenti.*

Razionalizzazione 220 kV Monfalcone (GO)

anno: 2008

Al fine di limitare l'impatto sul territorio degli impianti, raggiungere una notevole semplificazione dello schema e migliorare le condizioni di esercizio della rete a 220 kV afferente alla stazione di consegna della centrale di Monfalcone (GO), sarà dismessa dalla RTN la stazione di smistamento a 220 kV di Monfalcone Z.I.

Sarà inoltre eliminata la derivazione rigida sulla linea a 220 kV n. 277 "Redipuglia - Padriciano" collegata al suddetto smistamento e saranno messe in continuità fra loro le linee a 220 kV n. 193 "C.le Monfalcone - Monfalcone Z.I." e n. 283 "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 220kV della centrale ENDESA di Monfalcone, sarà potenziata la linea a 220 kV "Monfalcone - Padriciano".

Vincoli : *Lo smantellamento della stazione di Monfalcone Z.I. potrà essere attuato soltanto dopo l'ottenimento delle necessarie autorizzazioni al potenziamento della linea a 220 kV n. 214 "Monfalcone - Padriciano".*

Razionalizzazione 220 kV Bussolengo

anno: 2009

Disegno allegato : Razionalizzazione Bussolengo

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 dei due attuali autotrasformatori da 160 MVA con nuove macchine da 250 MVA ed il contestuale adeguamento della sezione 132 kV.

Successivamente alla data indicata si valuterà la possibilità di potenziare - eventualmente ricostruendo in classe 380 kV - la sezione di 220 kV di Bussolengo S.S.

Al termine dei lavori si attesteranno sulla nuova sezione 132 di Bussolengo S.S. le seguenti direttrici a 132 kV:

"Bussolengo S.S. - Chievo C.P. - Chievo - Verona Ric.Sud" ottenuta grazie alla realizzazione di un nuovo collegamento "Chievo - Verona Ric. Sud " ; "Bussolengo S.S. - CP Bussolengo - Verona Ric. Sud";

"Bussolengo S.S. - Garda - Rivoli - Lizzana"; "Bussolengo S.S. - Bussolengo M.A. - Sega" ; "Mincio - Castelnuovo - Pozzolengo".

Razionalizzazione 220 kV Area a Nord Ovest di Padova

A lungo termine

NUOVO INTERVENTO

E' stata verificata la possibilità di una razionalizzazione a Nord Ovest di Padova che sfruttando anche lo sviluppo previsto dalla distribuzione apporterà con migliori prestazioni elettriche un significativo beneficio ambientale. Ciò consentirà di far fronte anche alla continua e vivace crescita dei carichi, che si è registrata negli ultimi anni nel padovano, prevedendo in particolare la realizzazione di una nuova stazione funzionale all'alimentazione del carico locale. La nuova stazione di trasformazione, da realizzare in classe 380 kV, sarà collegata in entra-esce alla linea a 220 kV "Dugale-Marghera stazione 1" di EDISON Rete ed equipaggiata con due ATR 220/132 kV.

Elettrodotto 220 kV Bussolengo S.S.-Verona B.M.-Dugale

anno: 2007

Disegno allegato : Razionalizzazione Bussolengo

Nell'ambito della razionalizzazione della rete a 220 e 132 kV nell'area di Sorio e in seguito alla dismissione dalla sezione a 220 kV nella stazione di Sorio, la linea in antenna a 220 kV "Bussolengo S.S. - Sorio" appartenente alla RTN, ormai sconnessa da Sorio, sarà prolungata e collegata alla derivazione per l'utente Riva Acciaio.

Saranno inoltre messe in continuità le linee RTN a 220 kV n. 199 "Bussolengo S.S. - Verona B.M." e n. 198 "Verona B.M. - ex Sorio" così da costituire un unico elettrodotto dedicato a 220 kV "Bussolengo S.S. - Riva Acciaio".

A completamento dell'intervento la stazione di Verona B.M., attualmente inserita in entra-esce sul collegamento a 220 kV "Bussolengo S.S. - ex Sorio", sarà spostata sulla linea RTN a 220 kV n. 230 "Bussolengo S.S. - Dugale". L'intervento garantirà la controalimentazione dell'impianto di Verona B.M. grazie al nuovo collegamento "Verona B.M. - Dugale" che si verrà a creare.

Note : *In relazione a difficoltà autorizzative riscontrate nel completare l'intervento sulla direttrice "Bussolengo S.S. - Riva Acciaio", sono state temporaneamente ammazettate le linee nn. 199 e 230, in modo da realizzare il collegamento provvisorio "Bussolengo S.S. - Verona B.M." e le linee nn. 198 e 230, in modo da realizzare il collegamento provvisorio "Verona B.M. - Dugale - der. Riva Acciaio".*

Stazione 132 kV Ceregnano Grimeca (RO)

anno: 2006

Al fine di migliorare la qualità di esercizio sulla direttrice RTN a 132 kV "Adria - Rovigo Z.I.", è prevista l'installazione di un interruttore di bypass in prossimità della stazione di consegna di Ceregnano Grimeca (RO), attualmente collegata in entra-esce alla suddetta linea mediante soli sezionatori.

Stazione 132 kV Meduna (UD)

A lungo termine

Sarà realizzata una nuova stazione di smistamento in prossimità dell'attuale sezionamento a 132 kV di Meduna. La nuova stazione migliorerà le condizioni di esercizio della direttrice di trasmissione a 132 kV "Istrago - Planais", dove attualmente risulta inserita in entra-esce, mediante due raccordi in cavo interrato l'impianto industriale CAFFARO di Torviscosa. Sulla linea a 132 kV n.795 "Planais - Meduna" facente parte della citata direttrice, risulta inoltre presente una

connessione rigida da cui si deriva il tronco di collegamento alla C.P. Palmanova a sua volta collegata, attraverso la rete 132 kV, alla stazione 380/132 kV di Udine Ovest.

Tale derivazione rigida verrà superata con la realizzazione della futura stazione dove sarà pertanto predisposto il relativo stallo linea.

Vincoli : L'intervento nel suo complesso è subordinato all'effettiva intenzione dell'utente di mantenere la connessione all'impianto in oggetto.

Razionalizzazione 132 kV Randaccio/Opicina (TS)

anno: 2008

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 "Randaccio - Lisert" e sarà contestualmente demolita la vecchia linea di trasmissione "Randaccio - Opicina".

Il nuovo elettrodotto a 132 kV andrà infatti funzionalmente a sostituire la linea a 132 kV "Randaccio - Opicina" garantendo la seconda indispensabile alimentazione alla C.P. Randaccio (attualmente collegata in antenna) ed assicurando un minor impatto degli impianti elettrici sul territorio.

Al termine dei lavori l'utente Cartiere Burgo risulterà attestato al nuovo elettrodotto a 132 kV "Randaccio - Lisert" anziché alla linea "Redipuglia - Randaccio".

Sarà inoltre approntato, a cura della società ENEL Distribuzione, proprietaria della C.P. di Lisert, uno stallo linea a 132 kV presso detta C.P. per la connessione della futura linea "Randaccio-Lisert".

Razionalizzazione 132 kV Pordenone/Cordignano

A lungo termine

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 relativamente 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 scendere al di sotto dei limiti accettabili se non si prevedesse un adeguato potenziamento della rete ad alta tensione.

Proprio a tale scopo, considerata la maggiore potenzialità della rete a 380 kV attestata a Cordignano e l'elevato impegno delle linee a 220 kV collegate a Pordenone è stato disposto un nuovo assetto della rete a 132 kV che, aumentando il numero delle linee a 132 kV uscenti da Cordignano, consenta di ridurre il prelievo dalla rete a 220 kV attestata alla stazione di Pordenone. Conseguentemente, dopo la realizzazione della linea a 132 kV in doppia terna "Cordignano - Prata" e "Cordignano - Pasiano (C.P. futura)" a cura ENEL Distribuzione, si potenzieranno gli elettrodotti "Prata - Pordenone" e "Prata - Porcia" parzialmente tesati sulla medesima palificazione. Contestualmente ne 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).

A Cordignano saranno quindi realizzati due ulteriori stalli linea a 132 kV per collegare le nuove linee "Cordignano - Prata" e "Cordignano - Pasiano (C.P. futura)" di ENEL Distribuzione e a Pordenone sarà realizzato un ulteriore stallo per la futura linea a 132 kV "Porcia - Pordenone".

Vincoli : L'intervento su rete a 132 kV è subordinato alla costruzione del nuovo elettrodotto in doppia terna "Cordignano - Prata" da parte di ENEL Distribuzione.

Elettrodotto 132 kV Vellai – Scorzè

anno: 2007

Al fine di realizzare un'arteria a 132 kV tra Vellai e Scorzè di adeguata capacità di trasporto, e nel contempo superare le attuali limitazioni d'esercizio, saranno ammazzetate fra loro le linee in doppia terna "Istrana - Scorzè" e "Caerano - Scorzè".

Elettrodotto 132 kV Prati di Vize - Steinach

anno: 2008

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 Vize - Brennero", attualmente esercito in media tensione. Sarà infine allestito a cura ENEL Distribuzione l'opportuno stallo linea a 132 kV presso la C.P. Prati di Vize per la connessione del collegamento in questione.

Elettrodotto 132 kV Brunico Edison - C.P. Brunico

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 C.P. Brunico di proprietà ENEL Distribuzione.

In attesa che ENEL predisponga il necessario presso la C.P. Brunico e che si realizzi il collegamento descritto, nel transitorio si prevede di realizzare mediante opportuni riasseti i seguenti collegamenti "Molini di Tures - Dobbiaco", "Molini di Tures - Brunico", "C.P. Brunico - Brunico EDISON"

Elettrodotto 132 kV Riva - Arco - Storo

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 dei carichi, saranno realizzati i seguenti interventi:

- sarà costruito un nuovo elettrodotto "Riva - Arco" con capacità limite di 900 A in sostituzione dell'attuale omonima di limitata capacità di trasporto;
- sarà potenziato per una capacità di trasporto fino a 900 A il tratto compreso tra Riva e la derivazione rigida per la C.P. Toscolano (BS) della linea a 132 kV "Riva - Storo - der. Toscolano" (attualmente dotata di conduttori AA181 mm²).

Note : *E' stato sottoscritto un accordo con le amministrazioni comunali di Riva ed Arco per la localizzazione di nuovi tracciati relativi ai tratti di rete da realizzare*

Elettrodotto 132 kV "Planais - Latisana"

A lungo termine

NUOVO INTERVENTO

La direttrice "Planais - Latisana", di limitata capacità di trasporto dovrà essere potenziato; non si esclude la possibilità di realizzare i potenziamenti di rete necessari ottimizzando gli elementi di impianto non RTN presenti nell'area interessata opportunamente raccordati.

*Interventi di sviluppo
della rete di trasmissione nazionale
nelle Regioni Emilia Romagna e Toscana*

Stazione 380 kV Colunga (BO)

anno: 2006

Al fine di garantire un'adeguata alimentazione alla stazione di S. Benedetto del Querceto, presso la stazione di Colunga (BO), sarà completato il collegamento di un nuovo ATR 380/220 kV da 400 MVA.

Al termine dei lavori, la sezione a 220 kV di Colunga risulterà in singola sbarra e ospiterà lo stallo secondario dell'ATR 380/220 kV e due stalli linea (S. Benedetto, Bussolengo).

Inoltre, per garantire agli utenti della rete adeguati livelli di qualità del servizio, sarà installata nella sezione a 132 kV una batteria di condensatori da 54 MVAR.

Stazione 380 kV Parma Vigheffio (PR)

anno: 2006

Per garantire agli utenti della rete adeguati livelli di qualità del servizio, sarà installata nella sezione a 132 kV della stazione elettrica di Parma Vigheffio la seconda batteria di condensatori da 54 MVAR.

Stazione 380 kV Rubiera (RE)

anno: 2006

Per garantire agli utenti della rete adeguati livelli di qualità del servizio, sarà installata nella sezione a 132 kV della stazione elettrica di Rubiera (RE) una nuova batteria di condensatori da 54 MVAR.

Stazione 380 kV Carpi Fossoli (MO)

anno: 2007

Disegno allegato : S.E. di Carpi Fossoli

Per soddisfare la crescente richiesta di potenza elettrica nell'area delle Province di Modena e Reggio Emilia, sarà realizzata una nuova stazione a 380 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 nuova stazione verrà collegata in entra-esce mediante la realizzazione di due raccordi a 380 kV in semplice terna.

Entro la data indicata, alla nuova stazione, denominata Carpi Fossoli, verranno raccordate le due linee di trasmissione in doppia terna nn. 639 e 640 "Carpi Sud - Carpi TG", mediante la realizzazione di 4 brevi raccordi a 132 kV.

La nuova stazione sarà equipaggiata con 2 ATR 380/132 kV da 250 MVA.

Alla sezione a 132 kV saranno raccordate le linee per Fabbrico, Correggio, Carpi Nord (con derivazione Carpi FS), Carpi Sud 1, Carpi Sud 2, Carpi TG 1 e Carpi TG2.

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 tutti gli attuali collegamenti a 132 kV: 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".

Vincoli : *L'intervento nel suo complesso è strettamente correlato alla disponibilità dei collegamenti a 132 kV da realizzare a cura di Enel Distribuzione, in assenza dei quali la nuova stazione non può considerarsi pienamente operativa.*

Note : *La data indicata si riferisce ai soli interventi RTN. Tuttavia l'ottenimento della VIA per i raccordi 132 kV è condizionato agli interventi di riassetto dell'area di Carpi (a cura Enel Distribuzione) oggetto della medesima procedura.*

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.

Stazione 380 kV Casellina (FI)

anno: 2008

Disegno allegato : Prot. Intesa per S. Barbara

Al fine di ripristinare la piena capacità di trasporto dei collegamenti a 380 kV tra le stazioni di Calenzano e Poggio a Caiano, attualmente compromessa dal vincolo di limitazione in corrente sul tratto in doppia terna delle linee a 380 kV "Calenzano - Tavarnuzze" e "Tavarnuzze - Poggio a Caiano", sarà realizzata presso la stazione di Casellina una nuova sezione a 380 kV da raccordare alle esistenti linee a 380 kV per Calenzano e Poggio a Caiano (attualmente "Tavarnuzze - Poggio a Caiano" e "Tavarnuzze - Calenzano") ed alla stazione di Tavarnuzze.

L'intervento, inserito nell'ambito delle attività previste dal Protocollo d'Intesa per la centrale termoelettrica di S. Barbara, dovrà tuttavia essere portato a termine in anticipo rispetto alla data di completamento delle altre attività oggetto dell'Intesa, ed indipendentemente dalla trasformazione in ciclo combinato della centrale di S. Barbara.

Successivamente, a completamento delle attività, nella nuova stazione a 380 kV di Casellina saranno inoltre installati 2 ATR 380/132 kV da 250 MVA, al fine di compensare la contestuale dismissione degli esistenti due ATR 220/132 kV da 160 MVA presenti in stazione.

Il potenziamento delle trasformazioni di Casellina è reso necessario, oltre che per soddisfare la crescente richiesta di potenza nell'area, anche per compensare la successiva dismissione (cfr. Elettrodotto a 380 kV S. Barbara - Tavarnuzze) della trasformazione 220/132 kV di Tavarnuzze, e lo spostamento del carico della città di Firenze su Casellina, conseguente all'eliminazione di alcune linee di distribuzione a 132 kV uscenti da Tavarnuzze.

Successivamente all'entrata in servizio della sezione a 380 kV e delle nuove trasformazioni 380/132 kV di Casellina ed a valle del completamento dell'elettrodotto a 380 kV "Casellina - Tavarnuzze - S. Barbara", sarà dismessa dalla RTN la sezione a 220 kV di Casellina.

Sarà inoltre installata una reattanza di compensazione della potenza complessiva trifase di 200 MVar nella futura sezione a 380 kV della stazione di Casellina (FI).

In tal modo sarà possibile garantire una migliore regolazione della tensione ed assicurare adeguati livelli di qualità e sicurezza nell'esercizio della rete nell'area di Firenze.

Vincoli : *La sezione a 220 kV presso Casellina dovrà essere mantenuta almeno fino al completamento di tutti i nuovi impianti a 380 kV e dei nuovi raccordi a 220 kV previsti nel Protocollo di Intesa per la c.le di S. Barbara, al fine di mantenere la continuità della rete a 220 kV ed alimentare in sicurezza anche i carichi della città di Arezzo.*

Note : *Ai fini dell'utilizzo degli strumenti previsti dalla "Legge obiettivo", le attività sono state inserite fra quelle di "preminente interesse nazionale" contenute nella Delibera CIPE n. 121 del 21.12.2001.*

Stazione 380 kV Marginone (LU)

anno: 2008

Al fine di garantire l'alimentazione in sicurezza dei carichi presenti nell'area di Lucca, nella stazione di Marginone (LU) sarà installato il 3° ATR 380/132 kV da 250 MVA.

Presso la stazione, saranno pertanto approntati uno stallo a 380 kV per il primario dell'ATR ed uno stallo a 132 kV per il secondario.

Inoltre, per esigenze legate al corretto esercizio ad isole di carico della rete a 132 kV alimentata dall'impianto di Marginone, saranno effettuate le necessarie operazioni per il riassetto dei tratti di attestazione delle linee a 132 kV alle sbarre della stazione.

In considerazione della vivace crescita del carico prevista nell'area, è attualmente in fase di valutazione l'opportunità di realizzare una nuova stazione di trasformazione ad Ovest di Lucca.

Stazione 380 kV Poggio a Caiano (FI)

anno: 2009

Sulla base di quanto già concordato tra il Comune di Poggio a Caiano ed Enel S.p.A., 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" (n. 301); la rimanente parte del suddetto elettrodotto verrà collegata alla linea a 380 kV "Poggio a Caiano - Calenzano" (n. 336). Si otterrà così un collegamento diretto "Marginone - Calenzano".

Vincoli : *L'intervento potrà essere avviato solo dopo che saranno stati realizzati la sezione 380 kV di Casellina e i relativi raccordi a 380 kV (cfr. Stazione a 380 kV di Casellina), 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.*

Note : *L'intervento è stato inserito nell'accordo "Completamento della ristrutturazione della S.E. di Poggio a Caiano" sottoscritto da Comune di Poggio a Caiano ed Enel S.p.A. il 21.2.1998.*

Stazione 380 kV a Nord di Bologna

A lungo termine

Disegno allegato : Nuova stazione di trasformazione 380/132 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. 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 2 ATR 380/132 kV da 250 MVA.

La sezione a 380 kV sarà equipaggiata con 2 stalli linea per l'entra-esce della linea "Sermide – Martignone", mentre la sezione a 132 kV disporrà di almeno 4 stalli linea. Sarà comunque riservato lo spazio necessario per l'ampliamento e lo sviluppo successivo dell'impianto.

Alla sezione AT verrà raccordato l'elettrodotto di distribuzione a 132 kV "Crevalcore CP – Cento" . Verranno inoltre realizzati due nuovi collegamenti a 132 kV, di portata almeno equivalente a quella di un elettrodotto con conduttori in alluminio-acciaio da 585 mm², uscenti dalla nuova stazione in direzione della CP di Crevalcore per essere raccordati alla rete a 132 kV afferente alla stessa CP. Saranno inoltre operati interventi sulla rete AT, al fine di ottenere le necessarie modifiche di assetto.

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.

Vincoli : *La realizzazione delle opere previste sulla rete AT ed il completamento dell'intervento di sviluppo sono subordinati e vincolati al raggiungimento di un accordo con Enel Distribuzione in merito alla competenza delle attività di realizzazione dei raccordi alla rete a 132 kV ed alla pianificazione cronologica dei lavori.*

Elettrodotto 380 kV Tavarnuzze - Casellina

anno: 2008

Disegno allegato : Prot. Intesa per S. Barbara

In relazione al completamento della nuova sezione a 380 kV di Casellina e dei relativi raccordi a 380 kV, sarà realizzato, in parte sul tracciato del tratto in doppia terna (da demolire) compreso tra Tavarnuzze e Casellina degli elettrodotti a 380 kV "Tavarnuzze - Poggio a Caiano" e "Tavarnuzze - Calenzano", il nuovo collegamento a 380 kV in singola terna "Tavarnuzze - Casellina".

L'intervento rientra nell'ambito delle attività previste dal "Protocollo d'Intesa per la centrale termoelettrica di S. Barbara, ed il suo inserimento nella rete per la realizzazione della direttrice 380 kV di collegamento Cavriglia - Tavarnuzze - Casellina e per i relativi interventi di miglioramento ambientale", sottoscritto il 28.02.2000 da Regione Toscana ed Enel S.p.A.

Vincoli : *La demolizione del tratto in doppia terna tra Tavarnuzze e Casellina degli elettrodotti a 380 kV "Tavarnuzze - Poggio a Caiano" e "Tavarnuzze - Calenzano" è strettamente condizionata all'avvenuta realizzazione della nuova sezione e dei relativi raccordi a 380 kV di Casellina, e della nuova linea a 380 kV in singola terna "Tavarnuzze - Casellina".*

Note : *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.*

Elettrodotto 380 kV S. Barbara - Tavarnuzze

anno: 2008

Disegno allegato : Prot. Intesa per S. Barbara.

Si provvederà a realizzare un nuovo elettrodotto a 380 kV, di circa 30 km in singola terna, tra la stazione di Tavarnuzze e quella di S. Barbara, sfruttando parte del tracciato della linea a 220 kV in doppia terna esistente fra esse.

Alla nuova stazione a 380 kV di S. Barbara sarà connessa la centrale Enel Produzione di Santa Barbara (Cavriglia - AR), autorizzata alla trasformazione in ciclo combinato dal Ministero delle Attività Produttive in data 10/11/2004.

L'intervento nel suo complesso prevede anche l'installazione di 2 ATR 380/220 kV da 400 MVA rispettivamente nelle stazioni di Calenzano (temporaneamente, in attesa del riclassamento a 380 kV della linea "Calenzano-Colunga") e S. Barbara, quest'ultimo da collegare direttamente alla futura linea a 220 kV "S. Barbara - Arezzo C".

Saranno inoltre realizzati due nuovi raccordi a 220 kV:

- il primo, in classe 380 kV 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, di circa 4,5 km, sempre realizzato in classe 380 kV ed esercito a 220 kV, collegherà, in località Castelnuovo dei Sabbioni, la stazione di Santa Barbara all'attuale linea proveniente dalla stazione a 220 kV di Arezzo C.

Alla nuova sezione a 380 kV della stazione di S. Barbara sarà collegata la linea Tavarnuzze, i due gruppi di centrale, l'ATR a 380/220 kV da 400 MVA e il primario del trasformatore 380/132 kV.

Successivamente al completamento delle opere descritte saranno demoliti i seguenti elettrodotti a 220 kV compresi tra le stazioni di Poggio a Caiano, Calenzano e S. Barbara:

- le due linee a 220 kV nn. 290 e 267, di circa 9 km ciascuna, tra le stazioni di Poggio a Caiano e Casellina;
- le due linee a 220 kV nn. 265 e 266 comprese tra le stazioni di Casellina e Tavarnuzze, per complessivi 16 km circa;
- il tratto di circa 32 km compreso tra Tavarnuzze e Castelnuovo dei Sabbioni della linea a 220 kV n. 269 "Tavarnuzze - Arezzo C" (cfr. note);
- l'elettrodotto in doppia terna a 220 kV (linee nn. 270 e 271) di circa 28 km tra S. Barbara e Tavarnuzze;
- il tratto di circa 9 Km compreso tra Calenzano e Casellina della linea a 220 kV n. 261 "Colunga - Casellina". Saranno inoltre dismesse dalla RTN le sezioni a 220 kV delle stazioni di Poggio a Caiano, Casellina, Tavarnuzze e Santa Barbara (ad eccezione dello stallo a 220 kV per Arezzo C) e saranno resi disponibili i 2 ATR 380/220 kV attualmente presenti a Poggio a Caiano e l'ATR 220/132 kV di Tavarnuzze.

Le esistenti trasformazioni 220/132 kV/MT, di proprietà di Enel Produzione, attualmente presenti nell'impianto di Santa Barbara non verranno più utilizzate.

Vincoli : *La demolizione degli impianti a 220 kV (linee e sezioni di stazioni) compresi tra le stazioni di Tavarnuzze, Casellina e Poggio a Caiano sarà successiva alla data indicata per i lavori qui descritti e vincolata alla realizzazione della nuova sezione a 380 kV nella stazione di Casellina e dei relativi raccordi ed all'installazione nella stessa stazione delle nuove trasformazioni 380/132 kV (cfr. Stazione a 380 kV di Casellina), nonché alla nuova linea a 380 kV "Casellina - Tavarnuzze".*

Note : *Le attività sopra descritte sono inserite nel "Protocollo d'Intesa per la centrale termoelettrica di Santa Barbara, ed il suo inserimento nella rete per la realizzazione della direttrice 380 kV di collegamento Cavriglia - Tavarnuzze - Casellina e per i relativi interventi di miglioramento ambientale" sottoscritto da Regione Toscana ed Enel S.p.A. il 28.02.2000.*

I 2 ATR 380/220 kV da installare presso le Stazioni di Calenzano e S. Barbara potranno eventualmente essere recuperati da Poggio a Caiano.

Ai fini dell'utilizzo degli strumenti previsti dalla "Legge obiettivo", le attività per la realizzazione della nuova sezione a 380 kV di S. Barbara e del nuovo elettrodotto a 380 kV "S. Barbara – Tavernuzze", sono state inserite tra quelle di "preminente interesse nazionale" contenute nella Delibera CIPE n. 121 del 21.12.2001.

Elettrodotto 380 kV Calenzano - Colunga

anno: 2011

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).

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.

Note : *All'attivazione dei lavori previsti per la realizzazione del nuovo collegamento a 380 kV "Calenzano – Colunga", il citato elettrodotto a 220 kV, risulterà già raccordato alla stazione di Calenzano, mentre il tratto compreso tra quest'ultima e la S.E. di Casellina risulterà già dismesso dalla RTN, come stabilito dal "Protocollo d'Intesa per [...] S. Barbara [...]", sottoscritto da Regione Toscana ed Enel S.p.A. il 28.02.2000 (cfr. Elettrodotto 380 kV "S. Barbara – Tavernuzze").*

Elettrodotto a 380 kV fra Mantova e Modena

A lungo termine

NUOVO INTERVENTO

Al fine di migliorare la sicurezza di alimentazione dei carichi nel Nord dell'Emilia ed 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.

Stazione 220 kV Avenza (MS)

anno: 2006

Al fine di garantire la sicurezza e la continuità dell'alimentazione della rete a 132 kV afferente all'impianto di Avenza, in luogo dei due ATR 220/132 kV da 160 MVA attualmente presenti nella stazione saranno installati due ATR 220/132 kV da 250 MVA. Uno dei due ATR sostituiti resterà disponibile in impianto come riserva.

Successivamente alla data indicata, sarà realizzato anche il terzo sistema di sbarre a 132 kV e inoltre, allo scopo di garantire, anche nel lungo periodo, il pieno rispetto delle condizioni di sicurezza e migliorare l'affidabilità della rete in AAT che alimenta la stazione di Avenza, saranno realizzati la nuova sezione a 380 kV con le relative trasformazioni ed i raccordi a 380 kV tra la stazione elettrica e l'elettrodotto a 380 kV "Acciaiole - La Spezia".

Note : *Nel corso del 2005 è entrato in servizio il primo dei due nuovi ATR 220/132 kV da 250 MVA.*

Elettrodotto 220 kV Colunga - Este

anno: 2008

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 riaccordato ai seguenti impianti:

- alla CP di Ferrara Sud, mediante la realizzazione di un nuovo raccordo a 132 kV di circa 3,5 km;
- alla CP di Altedo, mediante prolungamento degli attuali raccordi alla linea a 132 kV "Ferrara Sud - Colunga");
- alla sezione 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 inoltre potenziato l'elettrodotto di trasmissione n. 767 "Centro Energia - Ferrara Sud", per una portata equivalente a conduttori in alluminio-acciaio da 585 mm².

Successivamente, verrà demolito il tronco della linea "Colunga - Este" non più utilizzato tra il palo n. 130 e la C.P. di Ferrara Sud.

Stazione 132 kV Bardi (PR)

anno: 2006

Allo scopo di migliorare la continuità e la qualità del servizio della direttrice a 132 kV "Torrechiara - Borgonovo", caratterizzata dal lunghissimo tratto "Borgonovo - Borgotaro - der. Bardi" privo di sezionamenti, è prevista la realizzazione di una nuova stazione di smistamento a 132 kV, a circa 1,5 km dalla centrale di Bardi.

La nuova stazione, da inserire in entra-esce sulla linea a 132 kV "Borgonovo - Borgotaro" sarà costituita da una sezione a 132 kV con 3 stalli linea completi (Borgonovo, Borgotaro e c.le Bardi).

Stazione 132 kV Massa Lombarda (RA)

A lungo termine

Nell'area di Massa Lombarda sarà realizzata una nuova stazione di smistamento a 132 kV della RTN, riaccordata in entra-esce alla linea di trasmissione a 132 kV n. 844 "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 C.P. Selice. La nuova stazione sarà realizzata con 3 stalli a 132 kV (Ravenna, Colunga e collegamento C.P. Selice), ma con gli spazi tali da consentire un suo eventuale futuro ampliamento per ulteriori due stalli linea a 132 kV.

La nuova C.P. 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.

Vincoli : Le attività risultano correlate alla realizzazione, a cura HERA Imola-Faenza, della nuova C.P. Selice e dei relativi raccordi di collegamento alla linea a 132 kV "Ortignola - Trebeghino - der. IRCE".

Stazione 132 kV Viareggio smistamento (LU)

A 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 una nuova stazione di smistamento a 132 kV, alla quale collegare in entra-esce le due linee a 132 kV "Strettoia - Viareggio Rondinella", di Distribuzione e "Avenza - Vinchiana", compresa nel perimetro RTN.

La nuova stazione, da realizzare possibilmente in prossimità del punto di avvicinamento delle due linee citate, dovrà essere inizialmente realizzata con 4 stalli linea, ma con gli spazi per almeno due ulteriori stalli su cui attestare gli eventuali futuri raccordi di entra-esce della linea a 132 kV "Strettoia - Isola Santa".

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.

Razionalizzazione 132 kV Area di Lucca

anno: 2008

Disegno allegato : Riassetto rete 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 TERNI per l'assetto della rete AT nel Comune di Lucca", sottoscritto il 28/02/2000.

Il nuovo assetto della rete consentirà di ridurre l'impatto ambientale degli impianti in alta tensione presenti nel territorio del Comune di Lucca, migliorando nel contempo l'esercizio in sicurezza della rete.

In una "prima fase":

- sarà in parte ricostruito e potenziato il collegamento a 132 kV "S. Pietro a Vico - Vinchiana";
- sarà realizzato un nuovo raccordo a 132 kV alla C.P. di Lucca Ronco, che consentirà il superamento della 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";
- sarà realizzato in parte in aereo ed in parte in cavo il nuovo elettrodotto di trasmissione "Lucca Giannotti - S. Pietro a Vico".

A completamento delle prima fase saranno ricostruiti gli elettrodotti a 132 kV "Diecimo - Lucca Ronco" e "Pian Rocca - Diecimo".

Nella "seconda fase" di attuazione della razionalizzazione, le linee a 132 kV "Lucca Giannotti - Borgonuovo" e "Borgonuovo - Marginone" verranno messe in continuità, effettuando il by-pass della C.P. Borgonuovo, allo scopo di ottenere un collegamento diretto tra la C.P. Lucca Giannotti e la S.E. Marginone. Contestualmente la C.P. 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. In tal modo si garantirà una più equilibrata distribuzione dei carichi tra le due arterie realizzate tra le stazioni di Vinchiana e di Marginone.

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. Tale demolizione, tuttavia, potrà avvenire solamente dopo la costruzione del nuovo elettrodotto "Lucca Giannotti - S. Pietro a Vico", prevista nella "prima fase" del Protocollo d'Intesa.

Razionalizzazione 132 kV Area di Reggio Emilia

anno: 2010

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 seguito descritte, di razionalizzazione e potenziamento (per una capacità di trasporto limite dell'ordine di 900 A) degli attuali impianti di trasmissione.

- Saranno ricostruite e potenziate, le linee di trasmissione a 132 kV "Boretto - S. Ilario" e "Castelnuovo di Sotto - Boretto".

- Sarà realizzato un nuovo collegamento a 132 kV tra la stazione di Rubiera e la C.P. 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 C.P. di Reggio Nord, anche durante le attività di potenziamento degli altri impianti di rete nell'area.

- Le linee di trasmissione a 132 kV "Reggio Nord - Reggio Emilia" e "Reggio Nord - Castelnuovo di Sotto" saranno ammazettate nel tratto in doppia terna in uscita da Reggio Nord. Il rimanente tratto in s.t. della linea "Reggio Nord - Castelnuovo di Sotto" sarà ricostruito e potenziato, mentre il tratto di accesso alla C.P. 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 del Comune di Reggio Emilia.

Razionalizzazione 132 kV Area di Piombino

A lungo termine

Disegno allegato : Interventi 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 da localizzare in prossimità di Venturina (Campiglia - LI), a cui raccordare le linee RTN a 132 kV "Piombino Cotone – Cafaggio" e "Suvereto – Piombino Termica (TAG)".

La nuova stazione di Venturina dovrà disporre degli spazi per un eventuale futuro ampliamento con almeno 2 ulteriori stalli linea.

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 della linea a 132 kV "Cafaggio – Piombino Cotone" compreso tra la futura stazione di Venturina e la C.P. di Cafaggio e del tratto di accesso alla C.P. Cafaggio della linea RTN a 132 kV "Cafaggio – Lago".

L'intervento consentirà di separare le produzioni di Larderello da quelle di Piombino, garantendo ad entrambe un accesso ottimale alla S.E. 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.

Vincoli : *Gli interventi sopra descritti risultano correlati al raddoppio del collegamento Continente – Isola d'Elba.*

Note : *A cura di Enel Distribuzione verrà realizzato un breve elettrodotto a 132 kV, per la connessione della SSE di Campiglia FS (di proprietà RFI) in antenna alla nuova stazione di*

smistamento di Venturina, in sostituzione dell'attuale collegamento di distribuzione a 132 kV "Cafaggio – Campiglia".

In ogni caso, l'entrata in servizio del nuovo elettrodotto "Campiglia FS – Venturina" dovrà essere coordinata con la realizzazione della nuova S.E. di Venturina e dei relativi raccordi.

Elettrodotto 132 kV Isola d'Elba - Continente

anno: 2009

Disegno allegato : 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, 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 con conduttore in alluminio-acciaio da 585 mm² e sarà posta in continuità con la linea a 132 kV "Cala Telegrafo - S. Giuseppe", attraverso il by-pass della C.P. di S. Giuseppe. In tal modo si libereranno nella C.P. di S. Giuseppe gli stalli a 132 kV necessari per il collegamento delle linee di distribuzione provenienti da Cala Telegrafo e Porto Azzurro.

Vincoli : *Intervento 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 C.P. di S. Giuseppe, anche le due nuove C.P. 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".

Note : *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.*

Elettrodotto 132 kV Marginone - Pescia e Marginone - Lucca G.

anno: 2009

Considerato il previsto incremento dei carichi nell'area di Lucca, risulta necessario rinforzare ulteriormente la magliatura della rete a 132 kV tra la stazione di Marginone e la citata area di carico, al fine di garantire un adeguato livello di sicurezza ed economicità di esercizio.

E' pertanto previsto il potenziamento 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"), in modo che sia assicurata una capacità di trasporto equivalente a quella di un conduttore in alluminio-acciaio da 585 mm².

Elettrodotto 132 kV S. Martino in XX - Riccione

anno: 2009

Al fine di migliorare l'affidabilità dell'alimentazione della città di Riccione, risulta necessario ricostruire e potenziare, per una capacità di trasporto almeno equivalente a quella di un elettrodotto con conduttori in alluminio-acciaio da 585 mm², la linea RTN a 132 kV "S. Martino in XX - Riccione".

Note : *Successivamente, saranno ricostruiti e potenziati, nei tratti dotati di conduttore in rame da 117 mm², gli elettrodotti a 132 kV "Rimini Sud - Rimini Condotti" e "Riccione - Rimini Sud" di proprietà RFI, previo conferimento degli stessi alla RTN.*

Elettrodotto 132 kV Tavarnuzze - Larderello

anno: 2009

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 n. 272 a 220 kV "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 potenziato il tratto di circa 3,5 km di accesso a Poggibonsi della nuova linea "Tavarnuzze - Poggibonsi", per una capacità di trasporto almeno equivalente a quella di un elettrodotto con conduttore in alluminio-acciaio da 428 mm².

Note : *L'attività per il collegamento a Tavarnuzze della linea ex n. 272, è inserita nel Protocollo d'Intesa per la centrale termoelettrica di Santa Barbara, sottoscritto da Regione Toscana ed Enel S.p.A. in data 28.02.2000.*

Elettrodotto 132 kV Borgonovo - Borgotaro - der. Bardi

anno: 2010

Tenuto conto della limitata capacità di trasporto e dello stato di obsolescenza della linea a 132 kV "Borgonovo-Borgotaro-der Bardi" è necessario rimuovere tutti i vincoli che limitano notevolmente la portata nel tratto di circa 54,5 km compreso tra Montalbo (PC) e Borgotaro (PR), tra i pali 45 e 1B, prevedendo la sostituzione dell'attuale conduttore con uno caratterizzato dalla capacità di trasporto limite di 900 A.

Vista inoltre l'importanza strategica rivestita dalla linea in oggetto, risulta indispensabile procedere quanto prima alla manutenzione straordinaria della linea in modo da eliminare tutti i punti critici che attualmente ne riducono le prestazioni in termini di continuità del servizio.

Elettrodotto 132 kV Grosseto FS - Orbetello FS

A lungo termine

Al fine di garantire l'esercizio in sicurezza e senza sovraccarichi della direttrice di trasmissione a 132 kV "Grosseto FS - Manciano", saranno potenziate, per una capacità di trasporto limite di 900 A, 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 S.S.E. 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 C.P. di Orbetello e la linea a 132 kV "Montiano-Orbetello FS". Al termine dei lavori, la C.P. di Orbetello risulterà collegata alla SSE Orbetello FS, alla C.P. di Montiano ed alla C.P. 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.

Note : *Presso la C.P. 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".*

Elettrodotto 132 kV Pian della Speranza - Farinello - Larderello

A lungo termine

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 instrada 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 ed il potenziamento della citata direttrice, in modo che sia assicurata una capacità di trasporto equivalente a quella di un conduttore in alluminio-acciaio da 585 mm².

Vincoli : *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").*

*Interventi di sviluppo
della rete di trasmissione nazionale
nelle Regioni Marche, Umbria, Lazio, Abruzzo e
Molise*

Stazione 500 kV cc Latina (Cavo SAPEI)

anno: 2009

A seguito della prevista realizzazione di un 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 della S.E. di Latina verrà realizzata una stazione di conversione AC/DC.

La stazione di conversione sarà costituita di due moduli di conversione per una potenzialità complessiva da 1000 MW.

Note : *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".*

Stazione 380 kV Roma Ovest (RM)

anno: 2006

In considerazione del notevole carico alimentato dalla stazione e dell'aumento di domanda di energia elettrica prevista nei prossimi anni nell'area ovest di Roma si renderà necessario approntare nella S.E. di Roma Ovest una quarta trasformazione 380/150 kV da 250 MVA.

L'intervento comporterà l'installazione dei relativi stalli a 380 kV e 150 kV (primario e secondario ATR).

Stazione 380 kV Ceprano (FR)

anno: 2006

Per garantire agli utenti della rete adeguati livelli di qualità del servizio sarà installata sulla sezione a 150 kV della stazione elettrica di Ceprano (FR) una batteria di condensatori da 54 MVAR.

Stazione 380 kV Latina (LT)

anno: 2006

Per garantire agli utenti della rete adeguati livelli di qualità del servizio sarà installata sulla sezione a 150 kV della stazione elettrica di Latina una batteria di condensatori da 54 MVAR.

Stazione 380 kV Candia (AN)

anno: 2008

Per migliorare l'esercizio in sicurezza della rete in AT, assicurare la continuità del servizio di alimentazione del carico della provincia di Ancona e ottimizzare la gestione della rete stessa è

programmata la realizzazione di un secondo sistema di sbarre a 132 kV nella Stazione Elettrica di Candia.

Al nuovo sistema di sbarre, da realizzarsi nell'area resa libera in stazione dallo smantellamento della sezione a 220 kV, si attesterà il terzo ATR 380/132 kV da 250 MVA attualmente presente in stazione come riserva pronta.

Inoltre nella stazione sarà sostituito il trasformatore AT/MT da 25 MVA con uno da 40 MVA come richiesto da ENEL Distribuzione in considerazione del notevole incremento del prelievo di potenza dal nodo stesso.

Stazione 380 kV in provincia di Macerata (MC)

anno: 2013

La regione Marche è caratterizzata da un significativo incremento di carico elettrico, soprattutto nella fascia costiera. Tale carico è alimentato attualmente solo in parte dalla produzione locale (centrali di Falconara e Jesi) mentre per il resto è soddisfatto dall'importazione dalle regioni limitrofe e trasmesso ai nodi di carico attraverso la rete AAT e AT.

Una nuova stazione nell'area centro sud delle Marche 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 potrà essere individuato in un area compresa tra l'incrocio delle due linee a 132 kV "Valcimarra - Abbadia C.P." con la linea a 380 kV "Candia – Rosara" e l'attuale cabina primaria di Abbadia, lungo il tracciato delle due suddette linee a 132 kV. Pertanto i raccordi a 380 kV per l'inserimento della nuova S.E. in entra-esce sulla linea "Candia – Rosara" saranno più o meno estesi a seconda della localizzazione che verrà individuata per la stazione.

L'area individuata si trova in una posizione baricentrica rispetto al carico e presenta una notevole concentrazione di linee a 132 kV. Realizzando la stazione in tale sito si garantirà un'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 a 132 kV appartenenti alla RTN "Valcimarra - Abbadia C.P.", i cui tronchi di linea nel tratto compreso tra la nuova S.E. e l'esistente C.P. di Abbadia saranno opportunamente potenziati per alimentare adeguatamente la rete di trasporto in AT dell'area.

In base a quanto sopra esposto la nuova stazione sarà configurata con due ATR 380/132 kV da 250 MVA e con la sezione a 380 kV realizzata in doppia sbarra e parallelo con 4 stalli linea e 2 stalli per i suddetti primari ATR.

La sezione 132 kV sarà realizzata in doppia sbarra e parallelo con 7 stalli: 2 stalli per le linee per Valcimarra, 2 per la C.P. di Abbadia, 2 per i secondari ATR, 1 per batteria di condensatori da 54 MVAR.

La stazione prevedrà gli usuali spazi previsti per eventuali futuri potenziamenti.

Inoltre per esigenze di sicurezza della rete, in attesa dell'entrata in servizio della nuova stazione a 380 kV, si ritiene opportuno installare transitoriamente nella C.P. di Abbadia un ATR 220/132kV da collegare in derivazione alla linea a 220 kV "Candia – Montorio - der. Rosara".

Note : *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 "Stazione di trasformazione 380/130 kV di Abbadia".*

Elettrodotto 380 kV Fano - Teramo

anno: 2013

Al fine di aumentare la magliatura della rete a 380 kV e migliorare la sicurezza dell'alimentazione del carico elettrico della regione Marche è programmata la realizzazione di un nuovo elettrodotto a 380 kV che conetterà la stazione di Fano con la stazione di Teramo e lungo il quale sarà inserita in entra-esce la 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 e i tempi di manutenzione ordinaria della rete adriatica e migliorata l'efficienza del servizio di trasmissione.

Inoltre in considerazione delle numerose iniziative di 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-Nord e di migliorare i profili di tensione e quindi la qualità del servizio elettrico.

Per la realizzazione dei due tratti della nuova linea, sia del tratto "Fano – Nuova stazione in pr. di Macerata" che del tratto "Nuova stazione in pr. di Macerata – Teramo" ci si avvarrà delle opportunità infrastrutturali già esistenti sul territorio.

Contestualmente la stazione di Teramo sarà raccordata alla linea a 380 kV "Villa Valle - Villanova".

Elettrodotto 380 kV Villanova - Gissi

A lungo termine

A seguito della futura connessione della nuova centrale Abruzzo Energia di Gissi (CH) per superare le prevedibili congestioni di rete in caso di disservizi, è stata programmata la realizzazione di un ulteriore elettrodotto a 380 kV che collegherà la stazione elettrica di Villanova con la futura stazione di Gissi.

Vincoli : La realizzazione della linea è strettamente correlata alle attività di costruzione delle centrali della fascia costiera medioadriatica ed in particolare della centrale Abruzzo Energia di Gissi la cui stazione annessa costituisce un nodo del nuovo elettrodotto.

Razionalizzazione 220 kV S. Giacomo

anno: 2008

Disegno allegato : S. Giacomo - Teramo

A seguito della completa attivazione della centrale a 380 kV di S. Giacomo e di impegni presi con le autorità locali è in programma la demolizione della vecchia stazione di Collepiano a 220 kV e la realizzazione di una nuova sezione a 220 kV nella stazione di S. Giacomo.

La nuova sezione a 220 kV di S. Giacomo sarà realizzata in semplice sbarra e dotata di 1 stallo, già presente, per l'ATR 380/220 kV da 400 MVA, di 2 nuovi stalli per le future linee per Villa Valle e per Popoli e di 1 nuovo stallo con relativo collegamento in cavo a 220 kV al trasformatore 220/MT, di proprietà ENEL, che garantisce l'alimentazione in sicurezza della rete in MT dei servizi ausiliari dell'asta del Vomano.

Per rendere possibile tali programmi sono necessari una serie di interventi sulla rete a 220 kV.

Le linee a 220 kV "Popoli - Collepiano" e "Villa Valle – Collepiano - 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 "Villa Valle – S. Giacomo - der. Provvidenza".

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 n. 231 a 220 kV "Villa Valle - Collepiano - der. Provvidenza" per il tratto "Collepiano - centrale di Provvidenza" ancora in servizio. 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 in derivazione rigida a T a tale linea. Si otterrà in tal modo il nuovo collegamento "Popoli - S. Giacomo - der. Provvidenza".

Stazione 150 kV Avezzano (AQ)

anno: 2008

Disegno allegato : Stazione elettrica Avezzano

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 di Avezzano 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 "Collarmele Smist. - Acea Smist. Est/Tagliacozzo" e "Avezzano C.P. - Rocca di Cambio/Collarmele C.P.".

Il nuovo impianto sarà realizzato in doppia sbarra con interruttore di parallelo e dovrà prevedere 8 stalli linea a 150 kV (1 per Rocca di Cambio, 2 per la doppia terna su Avezzano C.P., 4 per i raccordi alla "Collarmele Smist. - Acea Smist. Est/Tagliacozzo" e 1 per la centrale Edison di Celano).

Con la realizzazione della nuova stazione sarà possibile anche eliminare tutte le derivazioni rigide a "T" della rete.

Si prevede infatti con la costruzione dei 4 raccordi alla doppia terna "Collarmele Smist. - Acea Smist. Est/Tagliacozzo" di ripristinare la continuità della linea "Collarmele C.P. - Tagliacozzo C.P." e eliminare la derivazione rigida a T tra la suddetta linea e la linea "Avezzano C.P. – Corvaro C.P.". Nei tratti della linea "Collarmele Smist. - Acea Smist. Est/Tagliacozzo" interessati dagli interventi per il ripristino della continuità si interverrà anche per eliminare le attuali limitazioni sulla capacità di trasporto.

Verranno realizzati i raccordi della doppia terna "Avezzano C.P. - Rocca di Cambio/Collarmele C.P." alla nuova stazione prevedendo 3 uscite linee a 150 kV dalla nuova stazione (2 per la doppia terna su Avezzano C.P., 1 per la Rocca di Cambio C.P.).

Verrà infine eliminata la derivazione rigida tra la linea "Avezzano C.P. – Rocca di Cambio C.P." e il raccordo alla centrale Edison di Celano, realizzando un nuovo tratto di linea a 150 kV di circa 3 km ottenendo la linea "Centrale Edison – Nuova Stazione".

Stazione 150 kV S. Salvo Smist. (CH)

anno: 2010

L'area costiera adriatica, nel tratto compreso tra Ortona e Termoli presenta, soprattutto nel periodo estivo, un carico elevato che può raggiungere e superare anche i 200 MW.

Per far fronte all'aumento di carico dell'area e garantire una adeguata qualità del servizio di trasmissione sono previste la realizzazione di una stazione di smistamento, in località S. Salvo, e il potenziamento della direttrice compresa tra la C.P. di Portocannone (CB) e quella di S. Salvo Z.I. (CH).

La nuova stazione di smistamento sarà collegata con doppio entra-esce alla linea a 150 kV "Gissi – Larino S.E." e alla direttrice a 150 kV "Vasto – Termoli Sinarca".

A seguito di intese intercorse con ENEL Distribuzione la stazione sarà realizzata in due fasi nel sito di proprietà di ENEL Distribuzione ove è stata connessa provvisoriamente in derivazione rigida una trasformazione AT/MT della stessa ENEL.

Segnatamente nella prima fase è in programma l'evoluzione con connessione in entra-esce della nuova cabina di ENEL Distribuzione alla linea a 150 kV "S. Salvo Z.I. – Termoli Sinarca". Tale cabina adotterà uno schema in soluzione normale e sarà dotata di una semisbarra e tre stalli: due per i raccordi e uno per una trasformazione AT/MT.

Nella seconda fase e subordinatamente all'acquisizione delle autorizzazioni per la realizzazione dei raccordi alla linea a 150 kV "Gissi – Larino S.E.", è previsto il completamento dell'impianto con la realizzazione di una seconda semisbarra, del congiuntore longitudinale e degli ulteriori due stalli per i raccordi.

La stazione, così collegata, permetterà di migliorare la magliatura della RTN, consentendo di alimentare l'area costiera adriatica utilizzando anche l'esistente linea tra Larino S.E. e Gissi, di recente costruzione in AA 585 mm² e transitante nelle vicinanze.

Inoltre con il potenziamento delle linee sopra indicato, associato alla nuova stazione, migliorerà la sicurezza di alimentazione della zona costiera evitando così la costruzione di nuovi elettrodotti.

Vincoli : La realizzazione della stazione di smistamento è condizionata dalla fattibilità di tutti i raccordi suddetti alle linee a 150 kV.

Razionalizzazione 132 kV Umbria

A lungo termine

Con il passaggio al livello di tensione di esercizio da 120 a 132 kV si è valutato un aumento della efficacia e della efficienza nella gestione della rete quantificabile in una sensibile riduzione delle perdite dai 10 ai 15 MW sulla rete e in un aumento della capacità di trasmissione maggiore del 10 % in seguito al minor impegno delle linee e dei trasformatori.

Per attuare il cambio di tensione si è determinata la necessità di adeguare un limitato numero di elettrodotti a 120 kV, sostituire un numero ridotto di trasformatori 120/MT, alcuni scaricatori e un paio di impianti di rifasamento non adeguati a essere eserciti al nuovo livello di tensione. Occorrerà inoltre tarare gli apparati di misura.

In particolare, come primo passo, le linee "Cappuccini – Camerino", "Villa Valle – Preci - der. Triponzo" e "Pietrafitta – Chiusi", considerata l'importanza che svolgono per il servizio di trasmissione, saranno adeguate all'esercizio a 132 kV e potenziate ricostruendole secondo gli standard attuali.

Le ulteriori due linee, "Preci – Cappuccini" e "Cappuccini – Pietrafitta", potranno essere semplicemente adeguate all'esercizio a 132 kV.

Elettrodotto 150 kV Canistro all. - Morino

anno: 2006

Nel quadro della considerevole potenza prodotta attualmente ed in un prossimo futuro sulla rete a 150 kV dalle centrali insistenti nell'area tra Avezzano e Popoli, si rende necessario rinforzare alcuni collegamenti della RTN per consentire il trasporto in sicurezza di tale potenza verso i centri utilizzatori.

Tra i vari collegamenti il tratto "Canistro Allacc. – Morino" (9 km - cod. n.060) risulta attualmente ed in prospettiva quello più a rischio di sovraccarico, presentando la capacità di trasporto più bassa rispetto alle altre linee, essendo costruito in alluminio-acciaio da 148 mm².

Di conseguenza entro la data indicata la suddetta linea verrà ricostruita con caratteristiche di portata equivalente ad un elettrodotto in alluminio-acciaio da 585 mm².

Elettrodotto 132 kV Pietrafitta - Attigliano

anno: 2007

Sono previsti degli interventi finalizzati a eliminare alcune interferenze con linee in media tensione che non permettono di sfruttare alla piena capacità di trasporto gli elettrodotti a 132 kV "Pietrafitta - Baschi" e "Baschi - Attigliano".

Tali interventi consentiranno di migliorare la gestione in sicurezza di un'arteria di trasmissione su cui si attestano la centrale di Baschi e le centrali situate tra Terni e Nera Montoro.

Elettrodotto 132 kV Candia - Camerata Picena

anno: 2008

Per il tronco della ex linea a 220 kV "Candia - Colunga" compreso tra le stazioni elettriche di Candia e Camerata Picena è previsto il declassamento a 132 kV e la costruzione dei raccordi alle due stazioni, al fine di ottenere il collegamento a 132 kV "Candia - Camerata Picena SE". Una volta completato tale collegamento sarà dismessa dalla RTN la linea 132 kV "Candia - Camerata Picena SE" (n. 164) costruita con conduttori in rame da 114 mm².

Nelle stazioni di Candia e Camerata potranno essere eventualmente utilizzati gli stalli e gli accessi della linea da dismettere.

Elettrodotto 132 kV Camerata Picena – S. Lazzaro

anno: 2008

La linea a 132 kV "Camerata Picena – S. Lazzaro" verrà scollegata dalla stazione ormai obsoleta di S. Lazzaro e raccordata alla C.P. di Fossombrone, previa realizzazione di un apposito stallo da parte di ENEL Distribuzione proprietaria dell'impianto. Contestualmente alla dismissione della stazione di S. Lazzaro si metteranno in continuità le linee a 132 kV "Fossombrone - S. Lazzaro" e "S. Lazzaro – Furlo" per ottenere la nuova linea "Fossombrone - Furlo".

Elettrodotto 132 kV Villa Valle - Spoleto

anno: 2008

E' necessario ed improrogabile completare il potenziamento dell'ultimo tratto della linea "Spoleto - Villa Valle" a causa della limitata capacità di trasporto dovuta ad una strozzatura (conduttore in rame 117 mm²) di appena 3 km eventualmente utilizzando conduttori ad alta capacità di trasporto.

Elettrodotto 150 kV Popoli - Alanno

anno: 2009

Le linee a 150 kV della RTN insistenti nell'area della S.E. di Popoli e di Alanno sono in gran parte ormai vetuste, con scarsa capacità di trasporto ed in alcuni casi prive di fune di guardia e di conseguenza il loro esercizio è fortemente influenzato dalle condizioni atmosferiche. Per migliorare significativamente l'efficienza e la qualità del servizio della rete di trasmissione di energia elettrica nell'area si renderà necessario una sua graduale ricostruzione e un suo potenziamento.

In questa ottica è previsto il rifacimento secondo standard moderni degli elettrodotti "Popoli C.P. - Bolognano - der. Bussi Smist." e "Bolognano – Alanno".

La ricostruzione delle due linee sarà effettuata con un conduttore di caratteristiche equivalenti di portata a quelle di un elettrodotto in alluminio-acciaio da 585 mm².

Con l'occasione si dovrà prevedere anche l'eliminazione del collegamento rigido a "T" di Bussi Smist. sulla linea "Popoli C.P. - Bolognano - der. Bussi Smist.", che verrà trasformato in un collegamento in entra-esce, programmando nella stazione di Bussi la realizzazione di uno stallo per il secondo raccordo alla suddetta linea 150 kV tra Popoli e Bolognano.

Elettrodotto 132 kV Pietrafitta - Ponte Rio

anno: 2010

Al fine di migliorare la sicurezza e la continuità di alimentazione della città di Perugia e dell'interno dell'Umbria è stato individuato quale intervento adeguato al rinforzo della rete la realizzazione di un nuovo collegamento a 132 kV tra la S.E. di Pietrafitta e la C.P. di Ponte Rio. Tale intervento permetterà di aumentare la magliatura della rete in AT fornendo l'adeguata riserva di alimentazione elettrica per la città di Perugia.

Considerate le criticità presenti nella S.E. di Pietrafitta per la carenza di spazio potranno essere razionalizzati i collegamenti uscenti dalla stazione stessa.

In alternativa al fine di incrementare la sicurezza dell'alimentazione della città di Perugia si può realizzare un collegamento a 132 kV "Magione - Ponte Rio" e eliminare gli attuali vincoli della linea a 132 kV "S. Sisto - Fontivegge" per garantire la capacità di trasporto di 600 A. Per la realizzazione della linea "Magione - Ponte Rio" si può ipotizzare di utilizzare l'attuale linea a 132 kV "Magione – S. Sisto", che sarà scollegata dalla cabina di S. Sisto e raccordata a Ponte Rio.

Elettrodotto 150 kV Roma Ovest - Vitinia - Tor di Valle

A lungo termine

Il carico della città di Roma ha raggiunto valori elevati. Al fine di incrementare l'esercizio in sicurezza della rete e l'efficacia del servizio di trasmissione dell'area di Roma, anche in funzione del potenziamento della centrale di Tor di Valle, è necessario potenziare la linea a 150 kV "Vitinia -

Tor di Valle" e in doppia terna la linea a 150 kV "Roma Ovest - Vitinia - der. Acea Lido" per il tratto tra Vitinia e la derivazione Acea Lido.

Elettrodotto 150 kV Portocannone - S. Salvo Z.I.

A lungo termine

La direttrice costiera a 150 kV che collega la stazione elettrica di Villanova (CH) con Termoli (CB) si trova da tempo ad alimentare un carico elevato. Di questa importante arteria i tratti compresi tra la C.P. di Portocannone (CB) fino alla C.P. di S. Salvo Z.I. (CH) sono quelli la cui capacità di trasporto è maggiormente limitata ed in condizioni di maggiore vetustà.

Di conseguenza per aumentare i margini di sicurezza di alimentazione di tutta l'area i suddetti tratti saranno potenziati per una portata di almeno 800 A.

Questo intervento, insieme al futuro smistamento di S. Salvo (cfr. Stazione a 150 kV S. Salvo Smist.), sarà in grado di garantire anche nel futuro la necessaria sicurezza al trasporto dell'energia evitando nel contempo, per un periodo sufficientemente lungo, la costruzione di ulteriori elettrodotti a 150 kV nell'area.

Elettrodotto 132 kV Cappuccini - Gualdo Tadino

A lungo termine

Gli elettrodotti RTN a 132 kV che congiungono la stazione di Cappuccini (PG) con la C.P. di Gualdo Tadino (PG) sono attualmente 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.

Gli elettrodotti citati sono di ridotta sezione (CU 117 mm²) e di conseguenza di capacità molto limitata, rendendo alta la probabilità di un loro sovraccarico, soprattutto in corrispondenza di una indisponibilità di un qualsiasi elemento limitrofo della rete AT.

Al fine di garantire con la necessaria sicurezza l'alimentazione dei carichi dell'area si renderà necessario ricostruire parte del suddetto collegamento con caratteristiche almeno equivalenti di portata a quelle di un elettrodotto in alluminio-acciaio da 585 mm².

Per ottimizzare l'intervento di potenziamento sarà realizzato un nuovo tratto di linea in uscita dalla stazione di Cappuccini che si allaccerà in derivazione rigida a T sulla linea "Foligno FS - Nocera Umbra". Il potenziamento sarà attuato per il tratto tra la derivazione rigida e la cabina di Nocera Umbra e per la linea "Nocera Umbra - Gualdo Tadino".

Nella stazione di Cappuccini contestualmente al nuovo tratto di linea sarà approntato un nuovo stallo per la futura linea e sarà previsto un interruttore di parallelo di tipo compatto.

Note : *Gli elettrodotti oggetto di potenziamento sono di proprietà della Società RFI del gruppo FS per la loro quasi totalità della lunghezza ad eccezione dei raccordi alle C.P. di Nocera Umbra (PG) e Gualdo Tadino.*

*Interventi di sviluppo
della rete di trasmissione nazionale
nelle Regioni Campania, Puglia, Basilicata e
Calabria*

Stazione 380 kV Bari Ovest

anno: 2006

Per garantire agli utenti della rete adeguati livelli di qualità del servizio sarà installata nella sezione a 150 kV della stazione elettrica di Bari Ovest una batteria di condensatori da 54 MVAR.

Stazione 380 kV Montecorvino (SA)

anno: 2006

Per garantire agli utenti della rete adeguati livelli di qualità del servizio sarà installata nella sezione a 150 kV della stazione elettrica di Montecorvino (SA) una batteria di condensatori da 54 MVAR.

Stazione 380 kV Patria (NA)

anno: 2006

Per garantire agli utenti della rete adeguati livelli di qualità del servizio sarà installata nella sezione a 150 kV della stazione elettrica di Patria (NA) una batteria di condensatori da 54 MVAR.

Stazione 380 kV Santa Maria Capua Vetere (CE)

anno: 2006

Al fine di consentire l'esercizio in sicurezza della rete a 220 kV che alimenta l'area metropolitana a nord - ovest di Napoli, nell'impianto di Santa Maria Capua Vetere è prevista la realizzazione di una nuova sezione a 220 kV in doppia sbarra e parallelo (alimentata dal sistema a 380 kV tramite ATR 380/220 kV), alla quale collegare in entra-esce le linee a 220 kV "Fratta - Presenzano" ed "Aversa - Capriati".

Risulta già realizzato l'ampliamento della sezione a 380 kV con l'aggiunta uno stallo per il primario del nuovo ATR 380/220 kV da 400 MVA installato in stazione. Entro la data indicata è previsto il completamento della sezione a 220 kV (dotata di n. 6 stalli, di cui quattro per le linee per Aversa, Frattamaggiore, Capriati e Presenzano, uno per il secondario dell'ATR ed uno di parallelo) e dei raccordi alle linee a 220 kV "Fratta - Presenzano" ed "Aversa - Capriati" (km 2 x 2,8). Al termine dei lavori si otterranno quindi i nuovi collegamenti a 220 kV tra S. Maria Capua Vetere e le stazioni di Fratta, Capriati, Aversa e Presenzano.

Stazione 380 kV Brindisi Pignicelle

anno: 2007

Con la realizzazione della nuova centrale Enipower a ciclo combinato da 1170 MW, si rende necessario il potenziamento della sezione a 380 kV di Brindisi Pignicelle, mediante l'adeguamento della portata delle sbarre di stazione, attualmente caratterizzate da valori inferiori agli standard. Inoltre, si effettuerà una razionalizzazione della rete a 220 kV afferente alla stessa stazione in considerazione della vetustà della sezione a 220 kV. Verrà pertanto dismessa la sezione 220 kV - comprese le doppie trasformazioni 380/220 kV e 220/150 kV - e verrà realizzata la trasformazione diretta 380/150 kV mediante l'installazione di due ATR da 250 MVA con i relativi stalli primario e secondario.

La linea in d.t. a 220 kV "C.le Brindisi Nord – Brindisi Pignicelle" sarà sostituita con una nuova linea a 380 kV; 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 di Enel distribuzione.

Infine, la futura linea a 220 kV "Brindisi - Pisticci" sarà collegata direttamente al secondario di uno dei due ATR 380/220 kV da 400 MVA (mantenuto in stazione) mediante uno stallo a 220 kV con duplice funzione di stallo linea e secondario ATR.

L'intervento nel suo complesso prevede dunque anche l'ampliamento dell'attuale sezione a 380 kV, con la realizzazione almeno di un ulteriore stallo primario ATR e, in correlazione con la modifica della connessione della c.le Edipower di Brindisi Nord, di un ulteriore stallo linea a 380 kV.

In seguito al potenziamento dell'esistente sistema di sbarre a 380 kV, l'ampliamento della sezione a 380 kV verrà attuato mediante la realizzazione di un nuovo sistema di sbarre (al posto di quello a 220 kV), collegato rigidamente con l'attuale in modo da realizzare lo schema standard a doppia sbarra e parallelo.

Il progetto di potenziamento ed ampliamento della sezione a 380 kV di Brindisi Pignicelle dovrà altresì prevedere gli spazi (ovvero i passi sbarra disponibili) per un terzo ATR 380/150 kV, n. 2 stalli linea futuri e per l'eventuale evoluzione ad un diverso assetto di stazione, nel quale siano realizzabili due sistemi a 380 kV separabili, interconnessi con due congiuntori.

Vincoli : *La realizzazione della nuova linea a 380 kV tra la c.le di Brindisi N. e la stazione di Brindisi Pignicelle, in sostituzione della attuale d.t. 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.*

La dismissione dei citati impianti di rete a 220 kV è condizionata alla realizzazione, a cura ENEL Distribuzione, 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 N.

Note : *L'intervento di adeguamento dell'attuale sistema di sbarre a 380 kV di stazione sarà anticipato il più possibile in relazione all'entrata in servizio della centrale Enipower.*

Con il riassetto della s.e. di Brindisi P., si rende 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".

Stazione 380 kV S. Sofia (CE)

anno: 2007

Disegno allegato : Stazione di S. Sofia

L'aumento dei carichi previsto nell'area di Caserta e la necessità di contribuire a rialimentazione 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 sarà installato un ATR 380/150 kV da 250 MVA, sarà ampliata l'esistente sezione a 380 kV con uno stallo per il primario ATR e sarà realizzata una nuova sezione a 150 kV (inizialmente in singola sbarra) comprendente n. 4 stalli, di cui: uno per il secondario ATR, 2 per le linee di distribuzione Airola e Caserta Sud (futura Saint Gobain) ed uno per collegare una nuova batteria di condensatori da 54 MVAR (funzionale a garantire adeguati profili di tensione).

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".

Dovranno comunque essere previsti sin dall'inizio gli spazi per un successivo ampliamento della stazione con un secondo ATR (ed i relativi stalli primario e secondario), l'evoluzione in doppia sbarra e parallelo della sezione a 150 kV ed ulteriori 3 stalli linea.

Il completamento dei lavori, previsto successivamente alla data indicata, è condizionato alla realizzazione a cura ENEL Distribuzione della linea a 150 kV "S. Giuseppe – Somma Vesuviana – S. Sofia" e prevede l'aggiunta del nuovo stallo linea a 150 kV e l'evoluzione in doppia sbarra e parallelo della sezione a 150 kV.

Note : *La linea di distribuzione "S. Sofia – Airola" è già realizzata e le previsioni di ultimazione delle restanti due linee di distribuzione da raccordare alla sezione a 150 kV di S. Sofia sono:*

- "S. Sofia – Caserta Sud" entro il 2007;
- "S. Sofia – Somma Vesuviana" entro il 2009.

Stazione 380 kV Troia per impianti eolici (FG)

Data da definire

Disegno allegato : Interventi per eolici nell'area tra Foggia, Benevento e Salerno

E' prevista la realizzazione di una nuova stazione a 380 kV da collegare in entra-esce alla linea a 380 kV "Foggia - Benevento", finalizzata a raccogliere la produzione dei numerosi parchi eolici previsti nell'area. La stazione, dotata di adeguate trasformazioni 380/150 kV, sarà inoltre opportunamente raccordata alla locale rete AT.

Le attività programmate, che prevedono anche l'adeguamento in doppia sbarra delle stazioni esistenti di Roseto e Montefalcone, sono illustrate in dettaglio nel disegno allegato.

Vincoli : *L'intervento è correlato alla realizzazione di un congruo valore di capacità produttiva da impianti eolici nell'area in questione.*

Stazione 380 kV nell'area pedemontana a est del Vesuvio (NA)

anno: 2011

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 significativa densità di carico; il continuo incremento del carico e l'invecchiamento della rete esistente hanno assottigliato i margini di sicurezza di esercizio della rete elettrica, con conseguente incremento del rischio di disservizi e disalimentazioni di utenza.

Si prevede pertanto la realizzazione di una nuova stazione di trasformazione che permetterà l'alimentazione in sicurezza degli impianti della zona est del Vesuvio, attualmente connessi ad una rete a 60 kV di limitata capacità, nonché il rafforzamento della rete a 220 kV dell'area che consentirà di ridurre le attuali limitazioni all'esercizio. La nuova stazione sarà inserita sulla rete a 380 kV mediante la costruzione di raccordi in entra-esce all'esistente linea a 380 kV "Montecorvino - S.Sofia", mentre sarà collegata alla rete a 220 kV mediante la costruzione di raccordi agli impianti di Nola, S.Valentino e Torre Nord; il collegamento alla rete a 150 kV sarà effettuato a cura dell'Enel Distribuzione mediante la realizzazione dei raccordi alla linea a 150 kV "Sarno FS – S. Giuseppe" e verso la C.P. di Scafati e la costruzione del nuovo elettrodotto a 150 kV "Striano – Lettere".

La realizzazione della nuova stazione di trasformazione e dei relativi raccordi consentirà di avviare un vasto programma di razionalizzazione della rete elettrica nell'area, con il superamento del livello di tensione 60 kV.

La data indicata si riferisce alla costruzione della nuova stazione con le tre sezioni a 380 kV, 220 kV e 150 kV, all'installazione di due ATR 380/150 kV da 250 MVA e di un ATR 380/220 kV da 400

MVA, alla realizzazione dei raccordi alla RTN ed all'installazione di una batteria di condensatori da 54 MVAR (necessaria per garantire agli utenti della rete adeguati livelli di qualità del servizio).

Vincoli : *Il corretto funzionamento della nuova stazione è condizionato all'effettiva realizzazione di tutti i raccordi di collegamento alla rete, inclusi quelli a 150 kV a cura di Enel Distribuzione.*

Note : *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)". L'intervento relativo all'installazione della batteria di condensatori sarà anticipato prevedendo transitoriamente l'installazione della stessa nella stazione di Montecorvino.*

Stazione 380 kV Candela per impianti eolici (FG)

Data da definire

NUOVO INTERVENTO *Disegno allegato : Interventi per eolici nell'area tra Foggia, Benevento e Salerno*
E' prevista la realizzazione di una nuova stazione a 380 kV da collegare alla linea a 380 kV "Candela - Foggia", finalizzata a raccogliere la produzione dei numerosi parchi eolici previsti nell'area compresa tra Foggia e Melfi (PZ). La stazione, dotata di adeguate trasformazioni 380/150 kV, sarà inoltre opportunamente raccordata alla locale rete AT.

Vincoli : *L'intervento è correlato all'effettiva realizzazione di un congruo valore di capacità produttiva da impianti eolici nell'area in questione.*

Note : *Al fine di favorire le migliori condizioni di sicurezza per l'esercizio della rete afferente alla stazione, sono in corso valutazioni per individuare la soluzione ottimale che consentirebbe di ri-chiudere sulla rete a 380 kV la linea Candela – Foggia.*

Stazione 380 kV Nord Bari

A lungo termine

La rete di trasmissione a 380 kV in Puglia è caratterizzata da un alto impegno dei trasformatori nelle stazioni di trasformazione. Particolarmente critica risulta l'area in provincia di Bari, caratterizzata da un alto carico industriale in continuo incremento. La realizzazione di una nuova stazione di trasformazione 380/150 kV nell'area a Nord di Bari, da inserire in entra-esce sulla linea a 380 kV "Brindisi - Andria", permetterà non solo di migliorare l'esercizio delle stazioni di trasformazione limitrofe, ma anche di alimentare in sicurezza la rete a 150 kV tra Brindisi e Bari, attualmente interessata da pericolosi fenomeni di trasporto verso nord delle potenze prodotte dal polo di Brindisi.

Elettrodotto 380 kV Matera - S. Sofia

anno: 2006

Entro la data indicata è previsto il completamento dell'elettrodotto a 380 kV che collegherà le due stazioni di Matera e S. Sofia, ove saranno approntati i relativi stalli a 380 kV. La linea riveste particolare importanza per il trasferimento in sicurezza dell'energia prodotta dai poli di generazione (attuali e futuri) di Puglia e Basilicata verso il resto della rete a 380 kV italiana e risulta

particolarmente importante in quanto permetterà di aumentare la potenza disponibile per garantire la copertura del fabbisogno.

L'elettrodotto è completato per la parte interessante la Campania, resta da completare un breve tratto in Basilicata secondo il tracciato previsto nella "media variante".

Note : *L'intervento, essendo 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. Il 29 luglio 2004 è stato firmato "l'Accordo di Programma [...] per il completamento dell'elettrodotto a 380 kV Matera - S. Sofia", col quale è stata concertata la cd. "media variante" necessaria al completamento dell'elettrodotto.*

Elettrodotto 380 kV Foggia - Benevento II

anno: 2010

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, attualmente limitata (binato in AA da 585 mm²). Pertanto al fine di potenziarne la capacità di trasporto, l'elettrodotto a 380 kV "Foggia – Benevento II" verrà ricostruito con conduttori trinati in AA da 585 mm².

In alternativa, al fine di ottimizzare il rapporto costi/benefici, nonché di ridurre i tempi di realizzazione e l'impatto complessivo dell'intervento di incremento della capacità, si stanno valutando diverse soluzioni tecniche, fra le quali anche la sostituzione degli attuali conduttori con nuovi conduttori termoresistenti che possano sfruttare in alcuni tratti la palificazione esistente.

Elettrodotto 380 kV Sorgente – Scilla – Rizziconi

anno: 2010

Al fine di rendere possibile un consistente incremento della capacità di trasporto fra la Sicilia ed il Continente verrà 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 sottomarino) di un secondo collegamento a 380 kV in doppia terna in corrente alternata. Presso le stazioni estreme saranno pertanto approntati i necessari stalli linea a 380 kV.

Entrambe le terne del nuovo elettrodotto saranno inoltre raccordate in entra-esce ad una nuova sezione a 380 kV, da realizzare presso l'esistente stazione della RTN a 150 kV di Scilla. L'installazione di una trasformazione 380/150 kV da 250 MVA nell'impianto di Scilla, consentirà di alimentare direttamente dal sistema a 380 kV la rete di distribuzione a 150 kV del sud Calabria, migliorando la qualità del servizio di gran parte della Calabria meridionale.

I nodi di rifasamento per il nuovo collegamento a 380 kV saranno costituiti dalle sezioni a 380 kV delle stazioni di Sorgente e Scilla, in ciascuna delle quali è prevista l'installazione di due nuove reattanze di compensazione da circa 250 MVar e dei relativi montanti.

L'intervento garantirà una maggiore sicurezza della connessione della rete elettrica siciliana a quella del continente e favorirà 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 anche in quanto favorirà la connessione alla rete siciliana di un maggior numero di centrali eoliche.

Note : *La nuova sezione a 380 kV della stazione di Scilla sarà realizzata in doppia sbarra e sarà dotata di 8 stalli, di cui: 4 per le linee verso Sorgente e Rizziconi, 2 per le reattanze trasversali di compensazione, uno per il nuovo ATR ed uno di parallelo sbarre. Dovranno inoltre essere*

previsti gli spazi per un eventuale futuro ampliamento dell'impianto con ulteriori due stalli a 380 kV ed un secondo ATR 380/150 kV. Nella sezione a 150 kV dovrà inoltre essere realizzato lo stallo per il secondario del nuovo ATR.

Elettrodotto 380 kV Montecorvino - Benevento

anno: 2011

A seguito delle autorizzazioni di nuove centrali di produzione in Campania, Calabria e Puglia, è necessario potenziare ulteriormente la rete di trasmissione, per eliminare le limitazioni sulle produzioni attuali e future causate dalle congestioni e dai vincoli presenti 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". L'intervento risulta particolarmente importante in quanto permetterà di aumentare la potenza disponibile per garantire la copertura del fabbisogno nazionale.

Stazione 150 kV Vallesaccarda (AV)

anno: 2007

Disegno allegato : Interventi per eolici nell'area tra Foggia, Benevento e Salerno

Presso la stazione a 150 kV di Vallesaccarda, già connessa in entra-esce all'elettrodotto a 150 kV "Flumeri-Lacedonia", saranno realizzati i seguenti raccordi:

- raccordo di collegamento della C.le eolica IVPC Anzano (attualmente in derivazione rigida sulla "Flumeri-Lacedonia");
- raccordo per il collegamento della stazione RTN di Accadia (attualmente in derivazione rigida sulla "IVPC Anzano- der. sulla Flumeri- Lacedonia").

Note : *Gli stalli per collegare i citati raccordi a 150 kV sono già realizzati.*

Razionalizzazione 150 kV nell'area di Laino

anno: 2007

Con il completamento dell'elettrodotto a 380 kV "Rizziconi – Feroletto – Laino", saranno avviate le attività di razionalizzazione di una porzione di rete a 150 kV a nord di Laino, ricadente all'interno dell'area del Parco del Pollino.

In particolare, è prevista la demolizione (per i tratti interessanti il territorio del Parco del Pollino) della linea a 150 kV "Rotonda - Centrale Agri". L'attività risulta tuttavia condizionata alla preventiva realizzazione (al di fuori del Parco) di un raccordo a 150 kV dalla centrale di Agri alla nuova stazione di smistamento di S. Arcangelo, da collegare in entra-esce sulla linea a 150 kV "Rotonda - Pisticci". Tale raccordo potrà essere realizzato riutilizzando parte della linea a 150 kV in uscita dalla centrale.

Nell'ambito dello stesso intervento, verrà anche realizzato un nuovo collegamento a 150 kV di adeguata capacità di trasporto (lungo circa 3 km) tra le stazioni di Rotonda e Laino, che permetterà di collegare la sezione a 150 kV di Rotonda ad una nuova trasformazione da 250 MVA a Laino. Pertanto, nella stazione di Laino verrà approntato un nuovo stallo a 380 kV per il primario dell'ATR ed uno a 150 kV con duplice funzione di secondario ATR e stallo linea Rotonda. Nella stazione di Rotonda si utilizzerà invece lo stallo a 150 kV reso disponibile con la demolizione della linea "Rotonda – C.le Agri".

Elettrodotto 150 kV Lacedonia – Contursi

anno: 2008

Disegno allegato : Interventi per eolici nell'area tra Foggia, Benevento e Salerno

Al fine di ridurre i vincoli sulla rete a 150 kV che rischiano di condizionare lo sfruttamento della produzione eolica nell'area tra Benevento, Salerno e Potenza, saranno rimosse le limitazioni di trasporto attualmente presenti sulla direttrice di trasmissione a 150 kV "Flumeri – Lacedonia – Bisaccia – Calitri – Calabritto – Contursi" nel tratto tra Lacedonia e Contursi, in modo da garantire una capacità di trasporto massima in corrente dell'ordine di 900 A.

Note : *Tutti gli elettrodotti della direttrice a 150 kV in oggetto dispongono già attualmente di conduttori in AA da 585 mm², tuttavia:*

- l'elettrodotto "Lacedonia - Bisaccia" è limitato a 600 A (valore di sicurezza estivo) a causa di vincoli relativi a franchi;*
- l'elettrodotto "Bisaccia - Calitri" è limitato a 480 A (valore di sicurezza estivo) a causa di possibili vincoli relativi a franchi e di problemi di taratura del TA nello stallo lato Calitri (già chiesto adeguamento ad ENEL Distribuzione);*
- l'elettrodotto "Calitri - Calabritto" è limitato a 480 A (valore di sicurezza estivo) a causa di possibili vincoli relativi a franchi e problemi di taratura dei TA negli stalli ai nodi estremi (già chiesto adeguamento ad ENEL Distribuzione);*
- l'elettrodotto "Calabritto - Contursi" è limitato a 400 A (valore di sicurezza estivo) a causa di vincoli relativi a franchi.*

Elettrodotto 150 kV Crotona - Simeri

anno: 2008

NUOVO INTERVENTO

Al fine di 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 Crotona a Simeri.

In particolare, sarà garantita la capacità di trasporto standard di elettrodotti a 150 kV con conduttore in AA da 308 mm², sui seguenti elettrodotti a 150 kV appartenenti alla RTN:

- n. 056 "Crotonese - Isola Capo Rizzuto" – prioritario rispetto agli altri;
- n. 138 "Cutro – Belcastro";
- n. 181 "Belcastro – Simeri".

Note : *Tutti gli elettrodotti della direttrice a 150 kV in oggetto dispongono già attualmente di conduttori in AA da 308 mm², tuttavia:*

- le linee "Crotonese - Isola Capo Rizzuto" e "Cutro – Belcastro" sono limitate a 480 A (valore di sicurezza estivo) a causa di limitazioni del rapporto di taratura dei TA negli stalli Crotonese e Belcastro (già chiesto adeguamento ad ENEL Distribuzione);
- l'elettrodotto "Belcastro – Simeri" è limitato a 480 A (valore di sicurezza estivo) a causa di vincoli relativi a franchi e limitazioni del rapporto di taratura del TA nello stallo Belcastro (già chiesto adeguamento ad ENEL Distribuzione).

Successivamente alla data indicata, in correlazione con il possibile ulteriore incremento della produzione eolica autorizzata nel crotonese, si valuteranno ulteriori azioni di rinforzo della porzione di rete a 150 kV in uscita dalla C.P. di Isola Capo Rizzuto.

Elettrodotto 150 kV S.E. Matera – C.P. Matera

anno: 2008

NUOVO INTERVENTO

Al fine di favorire la sicurezza di esercizio della rete a 150 kV in uscita dalla stazione di trasformazione di Matera, soggetta a rischi di sovraccarico per consistenti fenomeni di trasporto, saranno rimosse le limitazioni di trasporto attualmente presenti sulla linea a 150 kV "S.E. Matera – C.P. Matera".

In particolare, sarà garantita la capacità di trasporto standard di elettrodotti a 150 kV con conduttore in AA da 297 mm²

Note : *La linea a 150 kV in oggetto dispone già attualmente di conduttori in AA da 297 mm², tuttavia sono presenti vincoli per franchi che ne limitano la portata in corrente a 400 A.*

Elettrodotto 150 kV Flumeri – Benevento N.

anno: 2010

NUOVO INTERVENTO *Disegno allegato : Interventi per eolici nell'area tra Foggia, Benevento e Salerno*

Al fine di 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) nell'area ad est di Benevento, è previsto il potenziamento degli elettrodotti a 150 kV "Flumeri – Ariano Irpino" e "Ariano Irpino – Benevento Ind.le" (attualmente con conduttore in AA da 308 mm²), in modo da realizzare una capacità di trasporto massima in corrente dell'ordine dei 900 A.

Elettrodotto 150 kV Montecorvino - Tanagro

anno: 2010

NUOVO INTERVENTO *Disegno allegato : Interventi per eolici nell'area tra Foggia, Benevento e Salerno*

Al fine di ridurre i vincoli sulla rete a 150 kV che rischiano di condizionare il pieno utilizzo degli impianti da fonte eolica previsti nell'area compresa tra Benevento e Salerno, è previsto il potenziamento delle direttrici di trasmissione a 150 kV "Montecorvino – Campagna - Contursi" e

“Contursi – Buccino – Tanagro” (attualmente con conduttore in AA da 281 mm²), in modo da realizzare una capacità di trasporto massima in corrente dell'ordine dei 900 A.

Elettrodotto 150 kV Foggia - Accadia

anno: 2010

Disegno allegato : Interventi per eolici nell'area tra Foggia, Benevento e Salerno

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, è in programma la realizzazione di una nuova linea a 150 kV, della lunghezza di circa 50 km, dalla sezione a 150 kV della stazione elettrica a 380 kV di Foggia fino al Punto di Raccolta n.3 (P.D.R n. 3) a 150 kV di Accadia (FG).

L'intervento richiederà la realizzazione dei relativi stalli a 150 kV nelle citate stazioni RTN di Foggia ed Accadia.

Elettrodotto 150 kV Corato - Bari Termica

A lungo termine

Considerato che l'elettrodotto a 150 kV "Corato - Bari Termica", di proprietà Terna, è caratterizzato da una limitazione della portata a circa 300 A e considerato il previsto incremento dei carichi nell'area a nord di Bari, tale elettrodotto sarà ricostruito e potenziato in modo che sia assicurata una capacità di trasporto limite di 900 A, garantendo così un adeguato livello di sicurezza ed economicità di esercizio.

*Interventi di sviluppo
della rete di trasmissione nazionale
nella Regione siciliana*

Stazione 380 kV Priolo (SR)

anno: 2007

NUOVO INTERVENTO

Per consentire l'inserimento in rete della centrale a ciclo combinato ERG NuCe Nord di Priolo (SR) da circa 480 MW, verrà realizzata una nuova stazione di smistamento a 380 kV a Priolo che verrà collegata in entra-esce alla linea 380 kV "Chiaramonte Gulfi - ISAB" e alla nuova linea verso la stazione elettrica di Paternò.

Stazione 380 kV Chiaramonte Gulfi (RG)

anno: 2007

NUOVO INTERVENTO

A seguito della futura connessione della nuova centrale ERG NuCe Nord di Priolo (SR) alla linea a 380 kV "Chiaramonte Gulfi - ISAB" per consentire l'esercizio in sicurezza della rete sarà installato un secondo ATR 380/220 kV da 400 MVA nella stazione di Chiaramonte Gulfi (RG) e saranno realizzati i relativi stalli.

Stazione 380 kV Sorgente (ME)

anno: 2008

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 1 ATR da 250 MVA.

Per alimentare in sicurezza l'area di Messina sarà installato in stazione il secondo ATR 220/150 kV da 250 MVA (con i relativi stalli) e la sezione 150 kV sarà rinnovata e predisposta per l'esercizio su tre sistemi separati.

Nella sezione 220 kV di Sorgente, oltre allo stallo per il primario ATR, saranno realizzati due ulteriori stalli linea, ai quali connettere le linee 220 kV provenienti dai gruppi 2 e 3 di S.Filippo del Mela.

In correlazione con il rifacimento della sezione 150 kV 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".

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.

Stazione 380 kV Paternò (CT)

anno: 2009

Disegno allegato : Raccordi di Paternò

L'intervento ha l'obiettivo di aumentare la magliatura della rete dell'area di Catania e potenziare il numero dei collegamenti tra la stazione elettrica di Paternò e l'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.

E' prevista la realizzazione di un nuovo raccordo a 150 kV, su palificazione in doppia terna, che dalla stazione di Paternò si conetterà inizialmente in derivazione rigida a T sulla linea a 150 kV "Paternò CP – Misterbianco" realizzando la linea a tre estremi "Paternò SE – Paternò CP – Misterbianco". Di questa linea verrà quindi potenziato il tratto compreso tra la derivazione e la stazione di Misterbianco e adeguato il relativo stallo della S.E. di Misterbianco. In seguito, sulla palificazione in doppia terna verrà tesato un secondo raccordo che permetterà di ottenere i nuovi collegamenti "Paternò SE – Paternò CP" e "Paternò SE – Misterbianco".

E' inoltre in programma la realizzazione di un breve raccordo a 150 kV che collegherà tra loro le linee "Paternò SE – Misterbianco" e "Misterbianco – Zia Lisa". Si otterrà in tal modo la nuova linea "Paternò SE – Zia Lisa" che, bypassando la stazione di Misterbianco, garantirà una seconda alimentazione per la città di Catania.

A seguito degli interventi sopra descritti nella sezione in doppia sbarra con parallelo a 150 kV della stazione elettrica di Paternò si avranno 4 stalli linee RTN (per Barca, Zia Lisa, Misterbianco, Paternò CP) e 2 per gli ATR 380/150 kV.

Nella stazione elettrica di Misterbianco si avranno i seguenti 6 stalli linea: SE Paternò, Belpasso, Zia Lisa, Zona Industriale Catania, S. Giovanni Galermo e Villa Bellini. Dato che la stazione di Misterbianco è attualmente costituita da soli 5 stalli di nuova realizzazione si potenzierà un ulteriore stallo esistente.

Lo stallo linea a 150 kV della "Misterbianco – Zona Industriale Catania" nella SE di Misterbianco è stato equipaggiato con un TA adeguato a garantire la piena portata della linea.

Inoltre per garantire agli utenti della rete adeguati livelli di qualità del servizio sarà installata sulla sezione a 150 kV della stazione elettrica di Misterbianco una batteria di condensatori da 54 MVAR.

Note : *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".*

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 "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.

Tale intervento si avvarrà delle opportunità infrastrutturali già esistenti e consentirà di alimentare in riserva la rete AT di Agrigento, migliorando la qualità della rete locale e semplificando le attività e i tempi di manutenzione ordinaria.

Oltre i raccordi a 380 kV si realizzeranno nella stazione di Caltanissetta una nuova sezione a 380 kV con 3 stalli: 2 per i raccordi e 1 per un ATR 380/150 kV da 250 MVA. Nella sezione a 150 kV si predisporrà un nuovo stallo per il secondario dell'ATR.

Elettrodotto 380 kV Chiaramonte Gulfi - Ciminna

anno: 2012

E' previsto un nuovo collegamento a 380 kV che collegherà la stazione elettrica di Chiaramonte Gulfi a quella di Ciminna, già a suo tempo realizzata in classe 380 kV, ma attualmente esercita a 220 kV.

L'intervento è finalizzato a creare migliori condizioni di mercato elettrico e a migliorare la qualità e la continuità della fornitura.

Con la nuova linea a 380 kV nella stazione di Ciminna si installerà un autotrasformatore 380/220 kV da 400 MVA con relativi stalli.

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 ed in particolare nella città di Palermo. Permetterà inoltre, anche in relazione al previsto nuovo collegamento a 380 kV "Sorgente - Rizziconi", di sfruttare maggiormente l'energia messa a disposizione dalle centrali previste in Calabria, garantendo in tal modo gli assetti produttivi più convenienti.

Per migliorare la qualità e la sicurezza di alimentazione del centro dell'isola il tracciato del nuovo elettrodotto sarà tale da poter essere raccordato alla stazione di Caltanissetta, progettata e realizzata con infrastrutture adatte ad accogliere una trasformazione 380/150 kV.

Elettrodotto 380 kV Paternò - Priolo

A lungo termine

A seguito della futura connessione della nuova centrale ERG Nuce Nord di Priolo (SR) per superare le prevedibili congestioni di rete in caso di disservizi, viene programmata la realizzazione di un elettrodotto a 380 kV che collegherà la stazione elettrica di Paternò (CT) con la futura stazione di Priolo a 380 kV.

Elettrodotto 380 kV Sorgente - Ciminna

A lungo termine

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 favorendo lo sviluppo del tessuto socio-economico dell'isola. Permetterà di sfruttare pienamente le potenzialità del nuovo collegamento a 380 kV "Sorgente - Rizziconi", consentendo in importazione di sfruttare l'energia messa a disposizione dalle centrali previste in Calabria e di esportare con maggior sicurezza la produzione prevista nell'isola, garantendo in tal modo gli assetti produttivi più convenienti.

L'intervento è anche correlato a favorire possibili sviluppi di generazione in Sicilia e la possibile interconnessione con il nord Africa allo studio.

Stazione 220 kV Partinico (PA)

anno: 2006

Per migliorare la sicurezza nella gestione della rete a 150 kV dell'area tra Palermo e Trapani e aumentare la flessibilità e la disponibilità di esercizio del parco produzione sarà installato un ATR 220/150 kV da 160 MVA nella stazione di Partinico, dove verrà realizzata una nuova sezione a 150 kV a semplice sbarra.

La nuova sezione a 150 kV sarà collegata in entra-esce alla linea "Partinico 2 - Alcamo" fornendo così un ulteriore punto di alimentazione della rete a 150 kV che alimenta la città di Palermo.

Elettrodotto 220 kV Partinico - Fulgatore

A lungo termine

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 a 150 kV locale e sarà realizzata in classe 380 kV, anche in considerazione dei possibili sviluppi di interconnessione con il Nord Africa attualmente allo studio.

Nella stazione di Fulgatore si allestirà la sezione a 220 kV con 3 stalli: 2 stalli linea e 1 per l'ATR 220/150 kV da 160 MVA già presente in stazione.

Con tale rinforzo di rete infine si favorirà la connessione degli impianti di produzione da fonte eolica previsti nell'area.

Stazione 150 kV San Mauro Castelverde (PA)

A lungo termine

A seguito dell'allacciamento alla RTN della nuova linea a 150 kV, di proprietà Enel Distribuzione, che collega la nuova CP di Nicosia in derivazione rigida a T alla linea a 150 kV "Castelbuono - Troina", nei pressi di detta derivazione sarà realizzata una nuova stazione di smistamento a 150 kV in singola sbarra con tre stalli linea (Castelbuono, Troina e C.P. Nicosia).

Note : *Sia il progetto della nuova stazione di smistamento che gli spazi ad essa destinati dovranno essere tali da consentire un suo futuro ampliamento per almeno due ulteriori stalli linea a 150 kV, la seconda sbarra e lo stallo di parallelo.*

Elettrodotto 150 kV Grottafumata - Nissoria

anno: 2007

In adiacenza alla stazione annessa alla centrale idroelettrica a 150 kV di Troina sono presenti due ammazzettamenti che consentono di attestare sui 3 stalli disponibili nella stazione stessa le 5 linee per le CP di Adrano, Bronte, Troina, Nissoria e per la centrale di Grottafumata.

Al fine di migliorare l'assetto della rete e garantire la sicurezza di esercizio degli impianti vicini, costruiti in blindato, si prevede di razionalizzare i collegamenti suddetti nel seguente modo.

In base alle valutazioni effettuate si intende attestare sui 3 stalli della stazione di Troina le linee per le CP Bronte, Adrano e Troina mentre le linee tra la centrale di Grottafumata e la CP Nissoria saranno messe in continuità, in modo da avere la nuova linea a 150 kV "Grottafumata – Nissoria".

Elettrodotto 150 kV Augusta - Augusta 2

anno: 2010

Disegno allegato : Assetto Augusta

L'area compresa tra i comuni di Augusta (SR) e Priolo (SR) si caratterizza per la presenza di numerose centrali che comportano la classificazione dell'area stessa come polo di produzione limitata.

Nel quadro dell'attività svolta per eliminare gli attuali vincoli di rete sono stati individuati alcuni interventi di potenziamento della rete a 150 kV.

E' in programma la realizzazione di una nuova linea a 150 kV tra la stazione di Augusta e la C.P. Augusta 2. Successivamente alla realizzazione della nuova linea, al fine di razionalizzare i collegamenti entranti a Augusta 2, sarà eliminato l'attuale entra-esce in doppia terna alla cabina di Augusta 2 della linea che connette la stazione di Augusta con la cabina di Pantano d'Arci (CT) in modo da ottenere la linea a 150 kV "Augusta – Pantano d'Arci".

Con i suddetti interventi si otterranno due nuove direttrici elettriche indipendenti tra loro che dalla centrale di Augusta e dalla stazione di Melilli alimenteranno il carico dell'interno dell'isola e il carico della provincia di Catania.

Inoltre al fine di aumentare le potenzialità di trasporto della rete, anche a seguito dell'autorizzazione della nuova centrale ERG NuCe Nord da 480 MW, è previsto il potenziamento della linea a 150 kV "Lentini - Melilli - der. ERG NuCe Nord" e della linea "Augusta – Priolo - der. ERG NuCe Nord".

In merito al potenziamento della "Lentini - Melilli - der. ERG NuCe Nord" al fine di incrementare l'esercizio in sicurezza della rete locale in AT è prevista la realizzazione in doppia terna del tratto tra la derivazione ERG e la stazione di Melilli, in modo da ottenere una linea "Melilli-Lentini" e una linea "Melilli-ERG NuCe Nord".

Sarà pertanto previsto un ulteriore stallo a Melilli.

Elettrodotto 150 kV Melilli - Siracusa 1

A lungo termine

L'arteria che collega le stazioni elettriche di Melilli e Ragusa alimenta la città di Siracusa e la parte meridionale dell'isola ed è caratterizzata da un carico elevato, soprattutto nel periodo estivo.

Al fine di adeguare la portata della linea "Melilli – Siracusa 1", appartenente a tale arteria, alle potenze richieste sono programmati gli interventi necessari a garantire la piena capacità di trasporto della linea stessa ad almeno 800 A in periodo estivo.

Elettrodotto 150 kV Paternò - Viagrande - Roccalumera

A lungo termine

Disegno allegato : Dorsale Jonica

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 continuità di alimentazione della costa jonica 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 cabina primaria di Roccalumera (ME) e il punto in derivazione rigida per la CP 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 si inserirà, in base ai programmi ENEL Distribuzione, in entrata la futura cabina di Mascali.

Il tratto finora costruito va dal punto di derivazione fino al comune di Mascali ed è lungo circa 10 km.

Il secondo intervento per il completamento del raddoppio della dorsale ionica prevede la realizzazione della linea a 150 kV "Paternò - Viagrande", con relativo stallo a Paternò.

Inoltre per esigenze di sicurezza della rete e di continuità del servizio di trasmissione, in attesa dell'entrata in servizio della nuova linea "Roccalumera – S. Venerina", si ritiene opportuno realizzare un collegamento rigido transitorio a 150 kV tra la linea RFI "Acireale – Calatabiano" e il collegamento "S. Venerina – Mascali".

Elettrodotto 150 kV Mineo SE - Mineo CP

A 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 viene programmata la realizzazione di una nuova linea a 150 kV che collegherà la stazione elettrica di Mineo (CT) con la omonima cabina di proprietà della Società ENEL Distribuzione.

Vincoli : La realizzazione della linea è strettamente correlata alla realizzazione delle centrali eoliche previste sulla dorsale che collega la stazione di Augusta con la cabina di S. Cono.

*Interventi di sviluppo
della rete di trasmissione nazionale
nella Regione Sardegna*

Elettrodotto 500 kV cc Sardegna-Continente (SAPEI)

anno: 2009

In considerazione dell'obsolescenza dell'attuale collegamento a 200 kV in corrente continua da 300 MW che collega la Sardegna al Continente (SACOI), entrato in servizio nel 1965, nonché delle conseguenti limitazioni d'esercizio e dell'elevato tasso di indisponibilità (dovuto principalmente a incendi e scariche atmosferiche nei lunghi tratti aerei dello stesso), è prevista la realizzazione di un nuovo collegamento sottomarino ad altissima tensione in corrente continua tra la Sardegna e la penisola italiana (SA.PE.I.).

Lo 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 delle quali verranno realizzate due nuove stazioni di conversione AC/DC.

Il nuovo collegamento, in schema bipolare, sarà realizzato mediante due stazioni di conversione AC/DC ciascuna costituita di due moduli di conversione da 500 MW per una potenzialità complessiva da 1000 MW, collegate mediante due linee da 500 kV in corrente continua ciascuna della lunghezza di 400 km circa, parte in cavo terrestre e parte in cavo marino. Tale collegamento verrà realizzato in due fasi successive con una fase iniziale con schema monopolare da 500 MW e successivo raddoppio del collegamento per totali 1000 MW.

Dovranno inoltre essere realizzate le linee di collegamento, in cavo media tensione, tra le stazioni di conversione e gli elettrodi marini (il catodo sarà di nuova realizzazione mentre per l'anodo verrà utilizzato quello dell'esistente collegamento SACOI) per il ritorno della corrente continua nel caso di funzionamento di un solo polo.

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 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 delle reti di trasmissione nazionale ed europea, anche in vista del possibile collegamento in corrente continua tra Algeria ed Italia.

Note : *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 "Nuovo collegamento sottomarino in corrente continua tra la Sardegna e il Continente".*

La data di completamento si fa riferisce all'entrata in servizio del secondo polo necessario per il funzionamento bipolare per una potenza di 1000 MW.

Stazione 380 kV Rumianca (CA)

anno: 2006

Al fine di migliorare la sicurezza e la flessibilità di esercizio e aumentare i margini di continuità del servizio di trasmissione sulla rete in AAT sono stati programmati una serie di interventi per interconnettere i sistemi elettrici a 380 kV e 220 kV nella S.E. di Rumianca (CA). Tale stazione infatti sarà inserita in entra-esce con la linea a 220 kV "Sulcis - Villasor" e la sua potenza di trasformazione sarà adeguatamente potenziata con l'installazione di un nuovo ATR 380/220 kV da 400 MVA.

In sintesi sono previsti i seguenti lavori:

- installazione di un ATR 380/220 kV da 400 MVA;
- realizzazione di uno stallo primario ATR sulla sezione a 380 kV;
- realizzazione di una sezione a 220 kV, blindata in SF6, con n 3 stalli (linea Sulcis, linea Villasor, secondario ATR).

Raccordi 380 kV Codrongianos (SS)

anno: 2009

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 che colleghi 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 in antenna alla S.E. di Codrongianos.

In alternativa potranno essere realizzati due raccordi a 380 kV dalla linea "Fiumesanto-Selargius" alla stazione di Codrongianos.

La nuova interconnessione tra Codrongianos e la suddetta linea a 380 kV, rinforzando la magliatura della rete sarda a 380 kV, è necessaria anche per l'esercizio in sicurezza del futuro collegamento in corrente continua SAPEI tra la Sardegna e il Continente.

Stazione 220 kV Taloro (NU)

anno: 2007

Con l'attivazione, nella sezione a 150 kV in SF6 di Taloro, dello stallo linea per il collegamento con le centrali idroelettriche di Taloro 2 e Taloro 3 e dei due stalli per i gruppi 4 e 5 della centrale di Taloro sono previste una serie di interventi volti all'adeguamento della stazione elettrica di Taloro per poter dismettere gli impianti isolati in aria, ormai vetusti.

Nella nuova sezione a 150 kV di Taloro si attesteranno le future linee, a cura ENEL Distribuzione, per le C.P. di Fonni (NU) e di Ovodda (NU).

Lo stallo per Ovodda è attualmente usato per il collegamento n. 628 tra la vecchia sezione in aereo a 150 kV e la nuova in blindato.

Lo stallo per la C.P. di Fonni (NU) è già presente in stazione e sarà attivato con il completamento della linea da parte di ENEL Distribuzione. Se la linea sarà realizzata, come previsto dai programmi ENEL Distribuzione, per la metà del 2006 e se sarà verificata la fattibilità di alimentare le utenze in MT dell'area dal trasformatore di ENEL Distribuzione, che attualmente alimenta l'avviatore statico dei gruppi idrici, sarà possibile demolire la ormai obsoleta sezione in aria a 70 kV e in particolare dismettere le trasformazioni 150/70 kV da 33 MVA e 70/15 kV da 10 MVA.

Per quanto sopra detto nella sezione in aria a 150 kV rimarrà in servizio un unico stallo con cui si alimenterà il trasformatore per l'avviatore statico e le utenze in MT e potrà essere dismessa la parte restante della sezione in aria.

Successivamente con la realizzazione della linea ENEL Distribuzione per la C.P. di Ovodda sarà possibile dismettere completamente la sezione in aria a 150 kV della stazione elettrica Taloro in quanto ENEL alimenterà da suddetta cabina le utenze in MT e l'avviatore statico.

Note : *Gli interventi sono subordinati all'ultimazione delle attività a cura ENEL Distribuzione.*

Elettrodotto 150 kV S.E. S. Teresa-Bonifacio (SARCO)

anno: 2006

Disegno allegato : SARCO

Al fine di sfruttare i mutui benefici legati all'interconnessione sincrona di sistemi elettrici, sarà messo in servizio il nuovo collegamento in cavo sottomarino in corrente alternata a 150 kV tra la stazione elettrica di Bonifacio (Corsica) e la C.P. di S. Teresa (SS) a 150 kV.

Il nuovo collegamento tra Sardegna e Corsica, mettendo a fattor comune i parchi di produzione dei sistemi elettrici delle due isole, garantirà con lo scambio di potenza il mutuo soccorso tra le reti.

Vincoli : *La piena utilizzazione del collegamento è condizionata alla realizzazione della direttrice a 150 kV tra la futura S.E. S. Teresa e la cabina di Buddusò.*

Elettrodotto 150 kV Molentargius - Selargius

anno: 2006

NUOVO INTERVENTO

Disegno allegato : Molentargius - Selargius

Al fine di completare il potenziamento della direttrice RTN a 150 kV "Rumianca-Portocanale-Cagliari Centro-Molentarguis-Selargius", il tratto fra la CP Molentargius e la stazione di Selargius che attraversa il centro urbano di Cagliari sarà ricostruito in cavo interrato. Il nuovo elettrodotto in cavo verrà collegato alla stazione elettrica di Selargius dove sarà realizzato un opportuno stallo a 150 kV, mentre l'antro terminale sarà attestato alla futura cabina in esecuzione blindata di Molentargius che sarà realizzata da ENEL Distribuzione. Lungo il nuovo collegamento in cavo verrà successivamente inserita in entra-esce la futura cabina Terramaini anch'essa di ENEL Distribuzione.

Sarà inoltre eseguito il ribaltamento dell'attuale linea in cavo RTN a 150 kV "Cagliari Centro – Molentargius" sulla futura C.P. di Molentargius.

Successivamente alla realizzazione delle suddette attività potranno essere realizzati una serie di interventi di risanamento sulle linee che attraversano lo stagno di Molentargius.

L'attuale linea aerea a 150 kV "Molentargius – Selargius" potrà essere dimessa nel tratto, prossimo alla C.P., che attraversa lo stagno di Molentargius e sarà collegata, per esigenze di sicurezza e esercizio, nel tratto rimanente lato Selargius in derivazione alla futura linea a 150 kV "Quartucciu – Quartu S. Elena".

La linea "Quartucciu – Quartu S. Elena" sarà ottenuta dismettendo il tratto in doppia terna delle linee "Quartucciu – Molentargius" e "Quartu S. Elena – Molentargius" che attraversa lo stagno di Molentargius, prossimo alla C.P. di Molentargius, e raccordando tra loro le suddette linee.

Vincoli : *Il programma di dismissione dei tratti di linee che attraversano lo stagno di Molentargius è vincolato all'effettivo conferimento in ambito RTN delle linee attualmente nella disponibilità di ENEL Distribuzione.*

Elettrodotto 150 kV Selargius - Goni

anno: 2010

E' prevista la realizzazione di un elettrodotto a 150 kV che dalla S.E. di Selargius vada a collegarsi al petalo uscente dalla stazione di Villasor, cui sono connesse in particolare la centrale di Flumendosa e la C.P. di Goni.

Tale collegamento servirà a rafforzare la rete a 150 kV dell'Ogliastra, in considerazione della programmata demolizione della linea "Villasor - Isili - Flumendosa" da parte di ENEL Distribuzione, e favorire la connessione degli impianti di produzione da fonte eolica previsti nell'area.

Elettrodotto 150 kV S.E. S. Teresa-Buddusò

anno: 2010

Disegno allegato : SARCO

Sarà realizzato un nuovo collegamento a 150 kV tra la nuova S.E. S. Teresa (SS) e la C.P. di Buddusò (SS), sul quale collegamento verrà inserita in entra-esce la C.P. di Tempio (SS).

Tale intervento consentirà di potenziare la rete nord della Sardegna, in particolare della costa Smeralda, e mantenere un adeguato livello di sicurezza della rete e della qualità della fornitura, facendo fronte al carico elevato del periodo estivo. Permetterà inoltre di utilizzare alla piena potenza, senza limitazioni di esercizio, il futuro collegamento con la Corsica denominato SARCO e favorire la connessione di impianti eolici previsti nell'area.

La nuova stazione di S. Teresa prevederà 3 stalli linea: uno per il cavo con la Corsica che sarà pertanto attestato su tale stazione, uno per il raccordo alla C.P. a 150 kV di S. Teresa, di proprietà ENEL Distribuzione, e uno per il futuro collegamento alla C.P. Buddusò.

Elettrodotto 150 kV Cagliari Sud - Rumianca

anno: 2010

Al fine di migliorare l'affidabilità di esercizio e 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 che collegherà tra loro le stazioni di Cagliari Sud e Rumianca.

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.

ALLEGATO 2

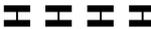
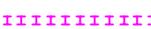
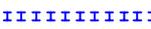
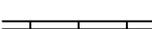
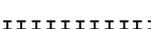
***Disegni relativi agli interventi previsti
nel Piano di Sviluppo della RTN***

edizione 2006

LEGENDA

<i>Elementi d'impianto</i>	<i>In esercizio</i>	<i>Programmati</i>
<i>Centrale Idroelettrica</i>		
<i>Centrale Termoelettrica</i>		
<i>Centrale Geotermoelettrica</i>		
<i>Centrale Eolica</i>		
<i>Stazione AAT a 380 kV RTN</i>		
<i>Stazione AAT a 220 kV RTN</i>		
<i>Stazione AAT non RTN</i>		
<i>Stazione AT a 150 kV</i>		
<i>Stazione AT a 132 kV</i>		
<i>Stazione AT non RTN o Cabina Primaria</i>		
<i>Stazione F.S.</i>		
<i>Utenza Industriale</i>		

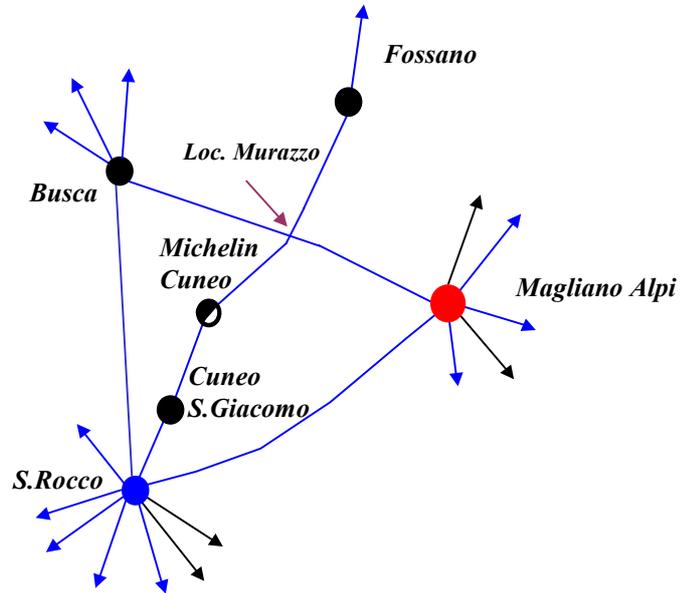
LEGENDA

<i>Linee elettriche</i>	<i>In esercizio</i>	<i>Programmate</i>
<i>Linea aerea RTN a 380 kV</i>		
<i>Linea aerea non RTN a 380 kV</i>		
<i>Linea aerea RTN a 220 kV</i>		
<i>Linea aerea non RTN a 220 kV</i>		
<i>Linea aerea RTN a 150 kV</i>		
<i>Linea aerea RTN a 132 kV</i>		
<i>Linea aerea non RTN a 150-132 kV</i>		
<i>Linea aerea RTN in doppia terna a 380 kV</i>		
<i>Linea aerea non RTN in doppia terna a 380 kV</i>		
<i>Linea aerea RTN in doppia terna a 220 kV</i>		
<i>Linea aerea non RTN in doppia terna a 220 kV</i>		
<i>Linea aerea RTN in doppia terna a 150 kV</i>		
<i>Linea aerea RTN in doppia terna a 132 kV</i>		
<i>Linea aerea non RTN in d. t. a 150-132 kV</i>		
<i>Linea in cavo RTN a 380 kV</i>		
<i>Linea in cavo non RTN a 380 kV</i>		
<i>Linea in cavo RTN a 220 kV</i>		
<i>Linea in cavo non RTN a 220 kV</i>		
<i>Linea in cavo RTN a 150 kV</i>		
<i>Linea in cavo RTN a 132 kV</i>		
<i>Linea in cavo non RTN a 150-132 kV</i>		
<i>Dismissione linea a 380 kV</i>		
<i>Dismissione linea a 220 kV</i>		
<i>Dismissione linea a 150-132 kV</i>		

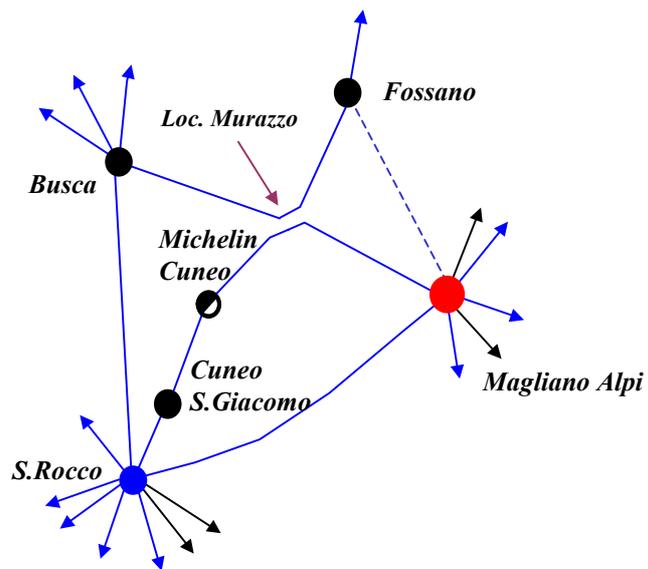
*Disegni relativi agli interventi
previsti in Valle d'Aosta,
Piemonte e Liguria*

Elettrodotto a 132kV Magliano - Fossano

Situazione attuale

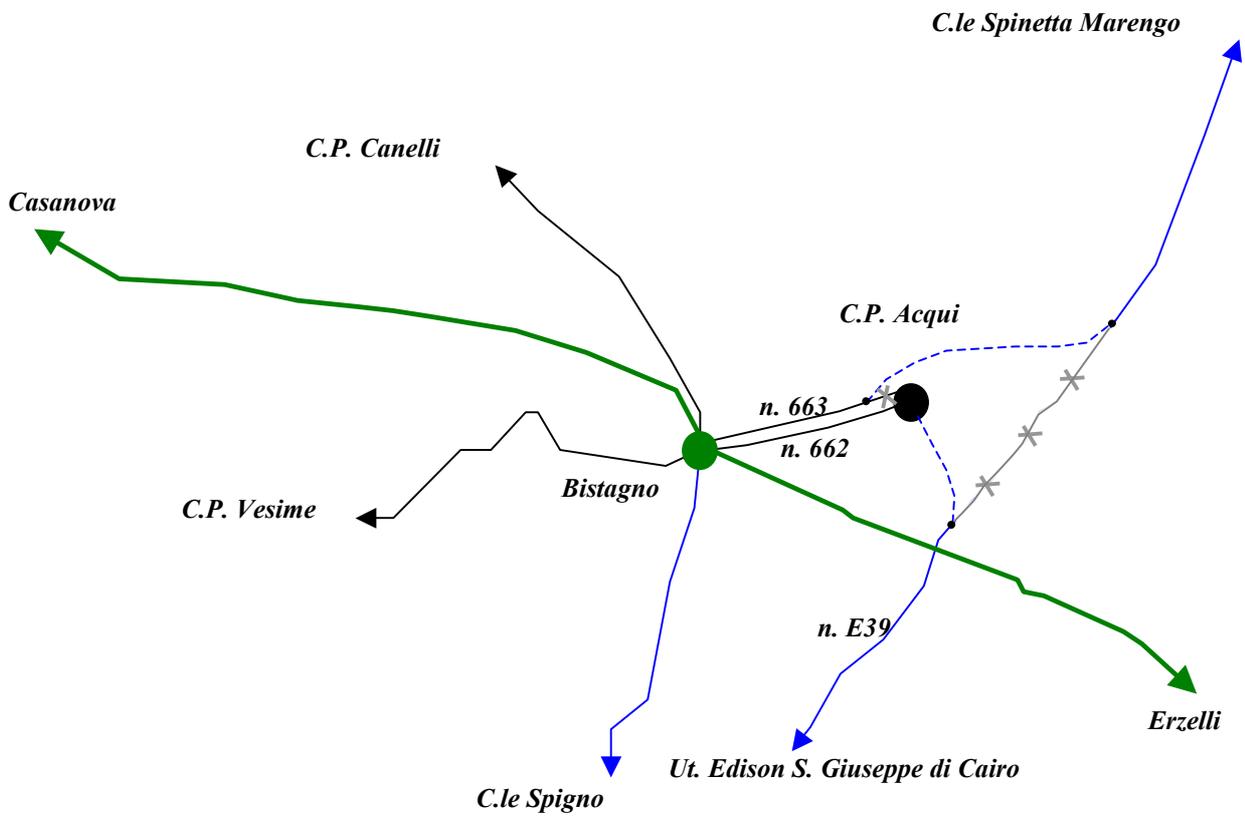


Assetto futuro



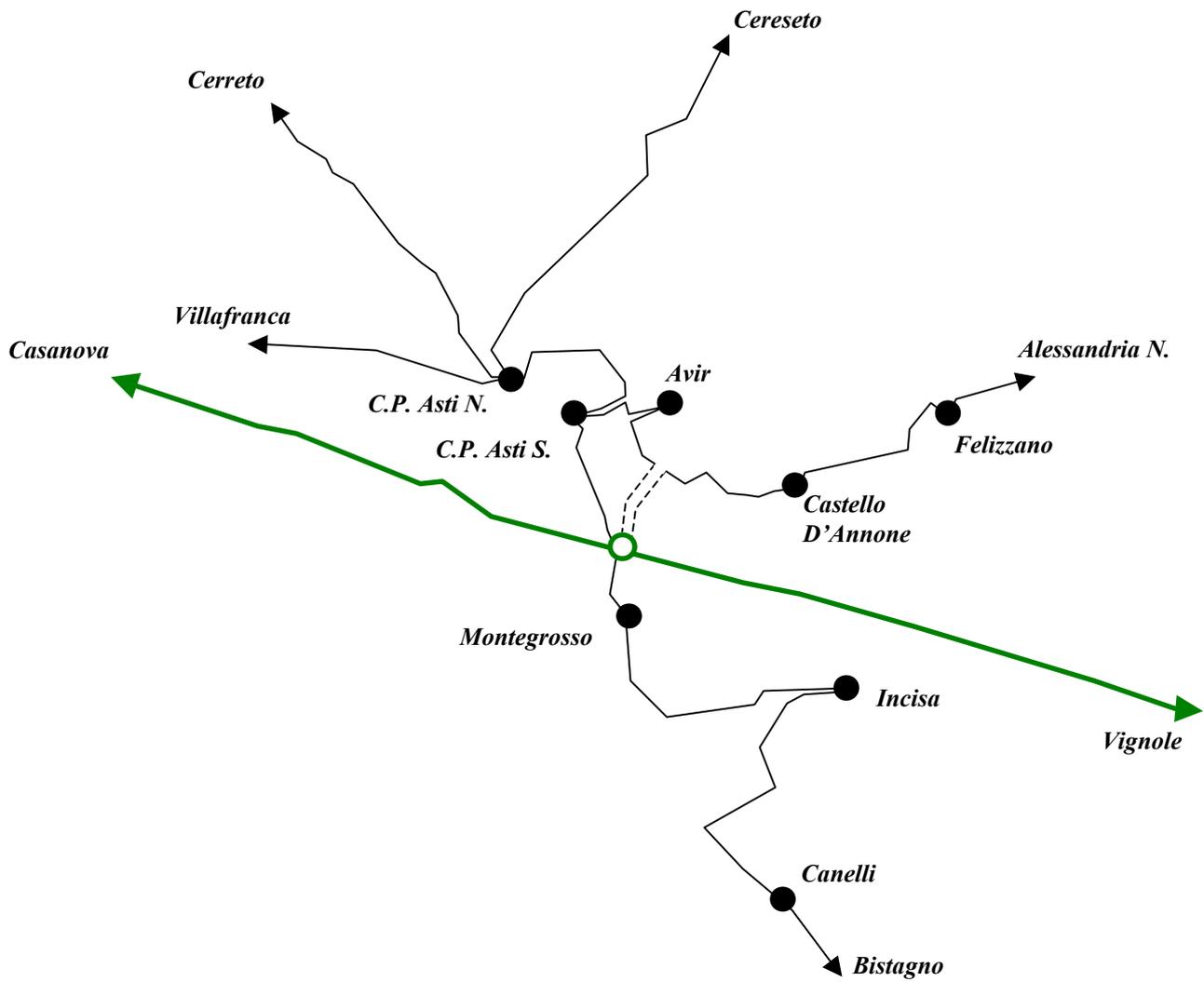
Intervento raccordi a Bistagno

Lavori programmati



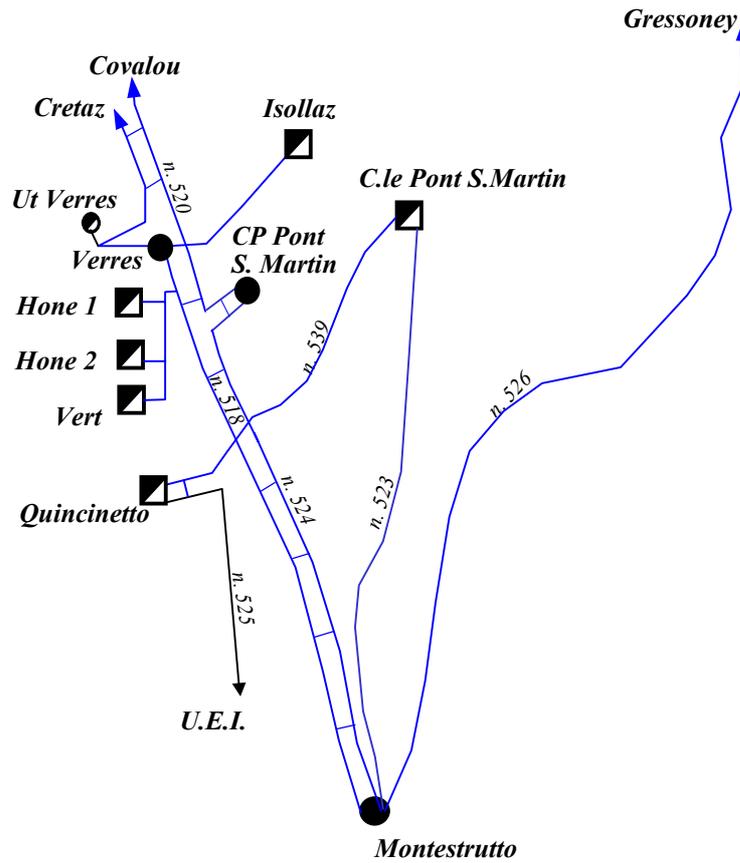
Nuova stazione di Asti

Lavori programmati

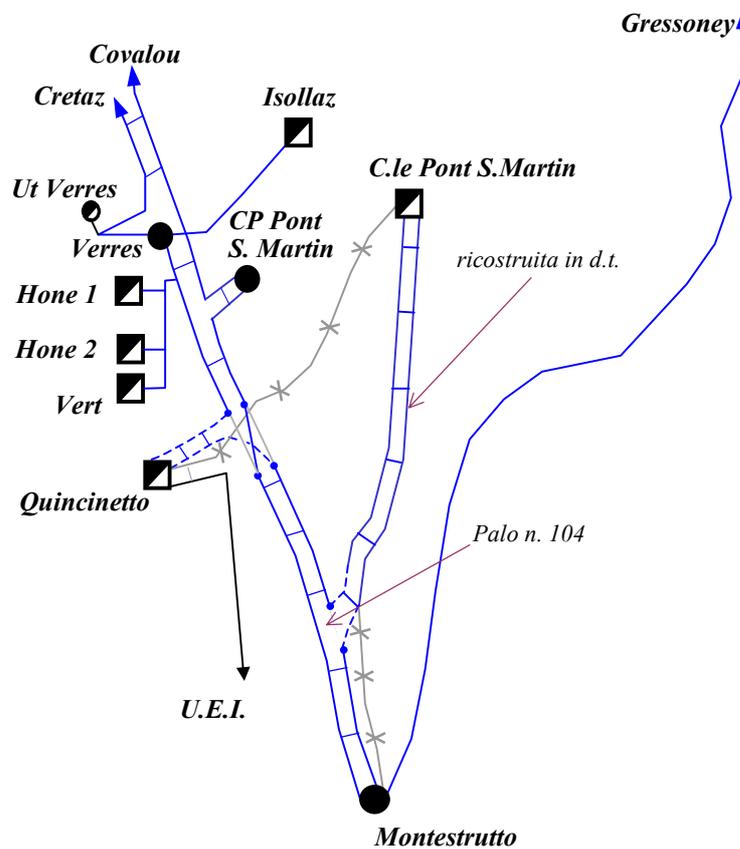


Rete da Covalou a Montestrutto

Situazione attuale

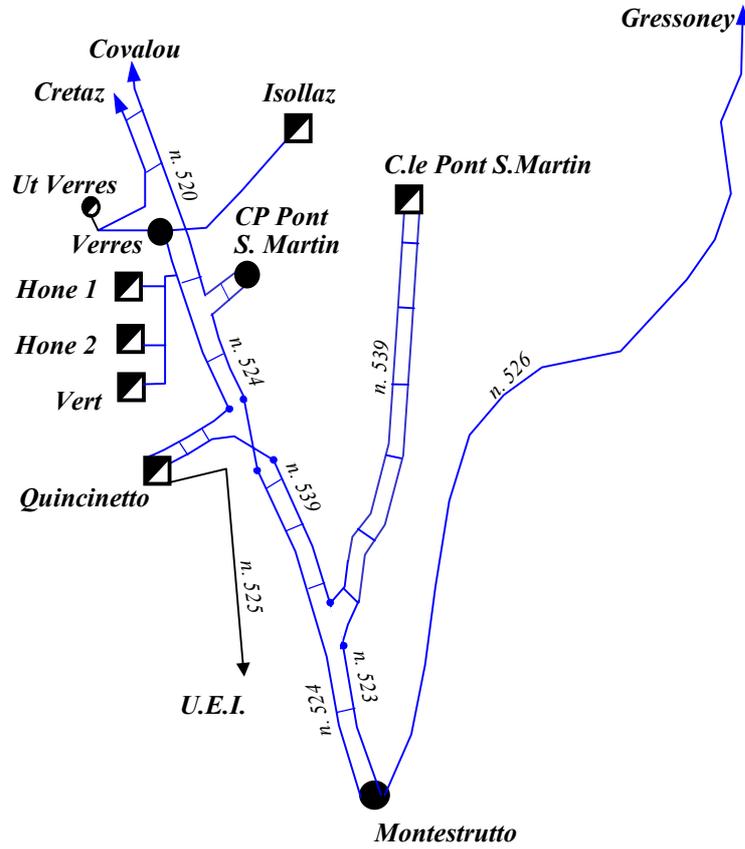


Lavori programmati



Rete da Covalou a Montestrutto

Assetto futuro



Riassetto rete 220 kV Torino città

Situazione attuale



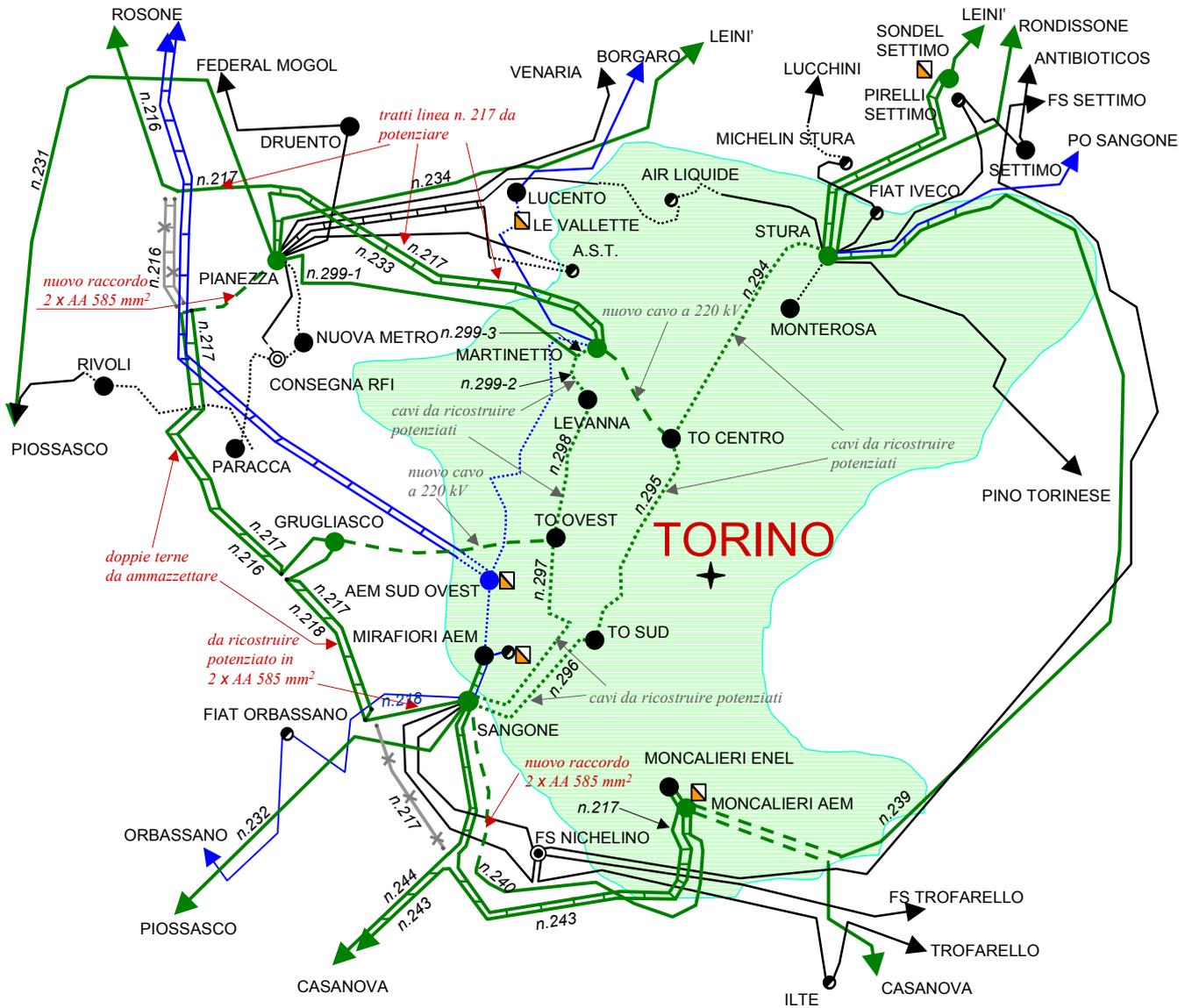
Riassetto rete 220 kV Torino città

Nuovi lavori previsti – fase 2



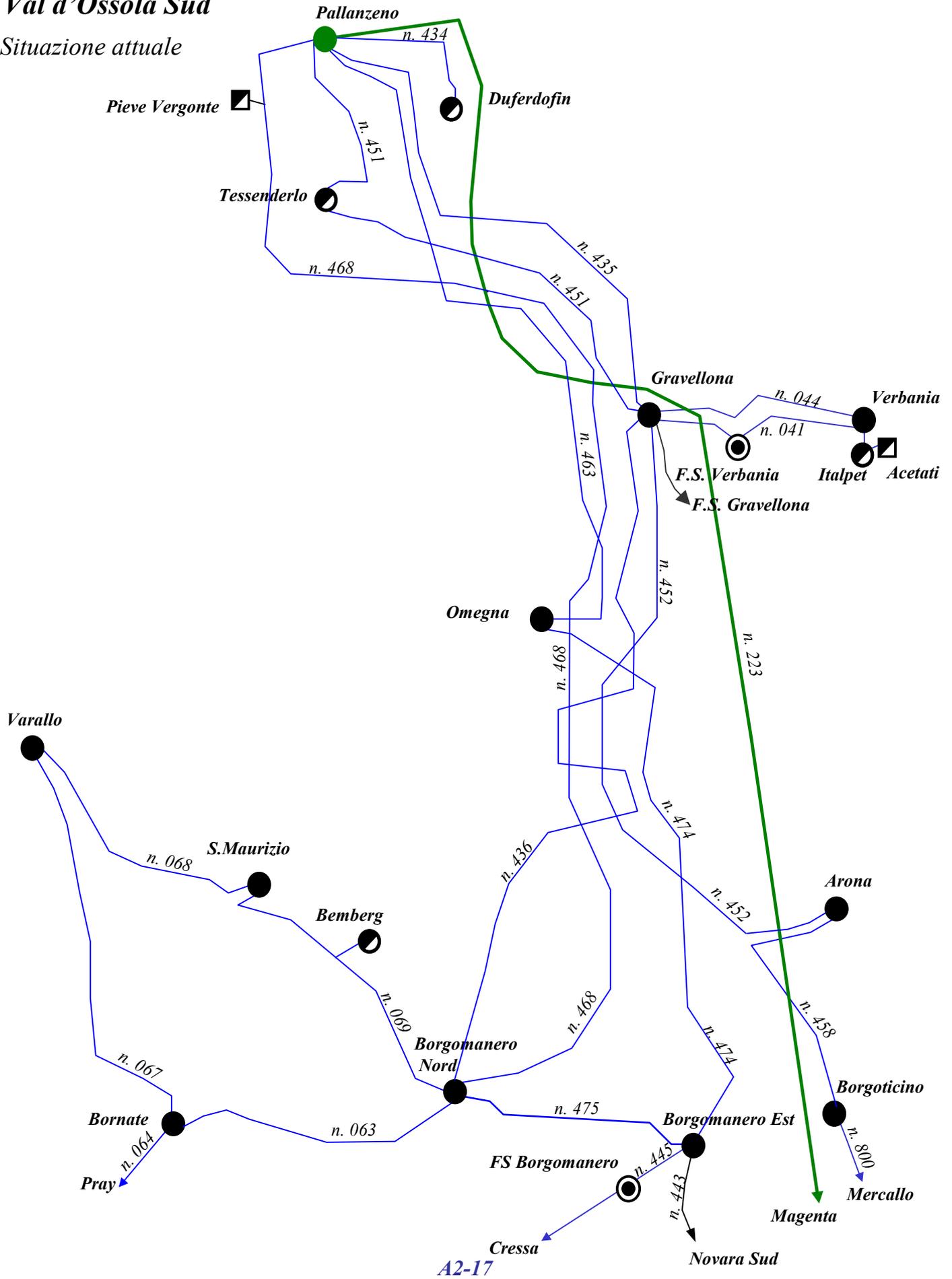
Riassetto rete 220 kV Torino città

Nuovi lavori previsti – fase 3



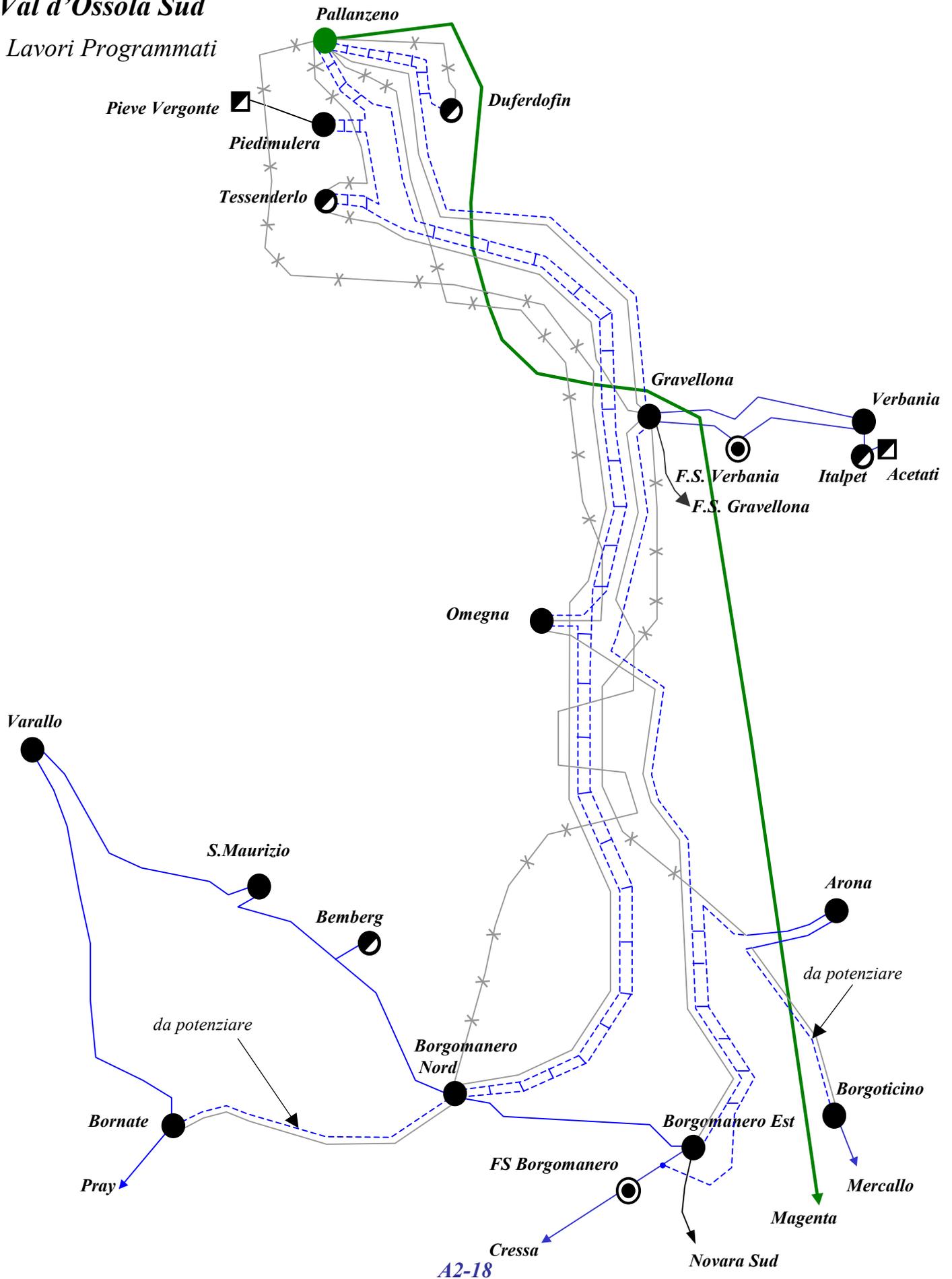
Val d'Ossola Sud

Situazione attuale



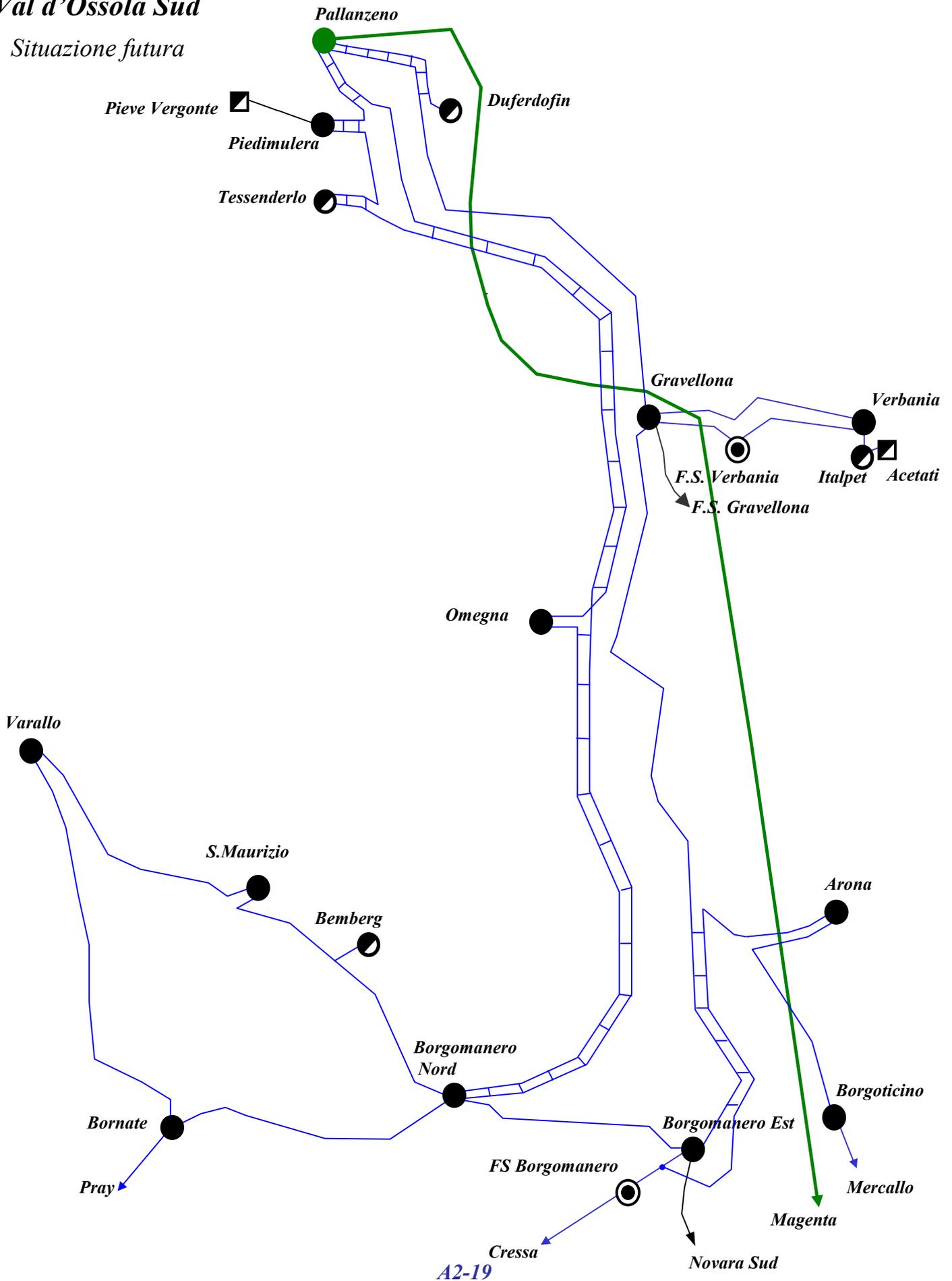
Val d'Ossola Sud

Lavori Programmati



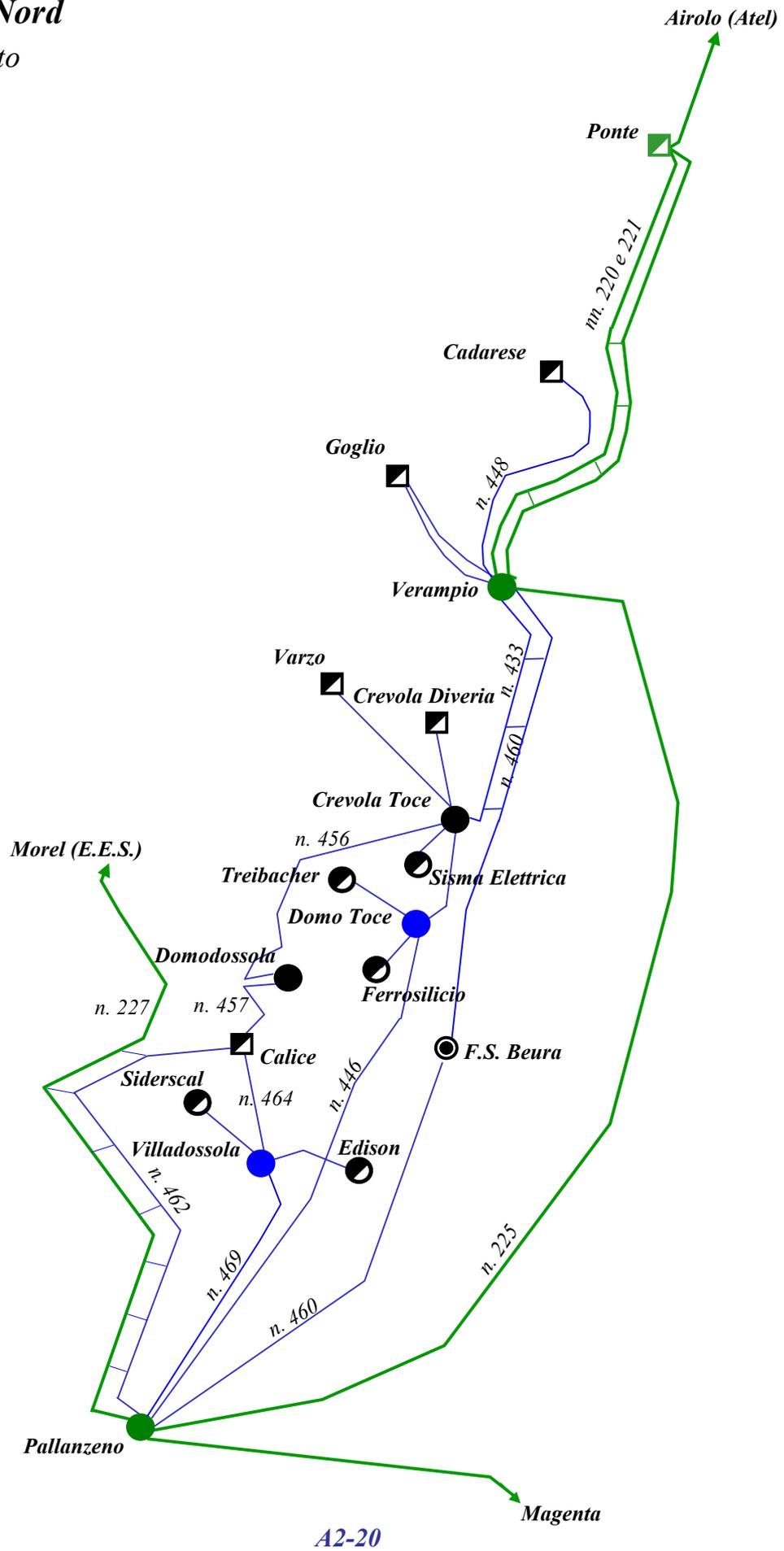
Val d'Ossola Sud

Situazione futura



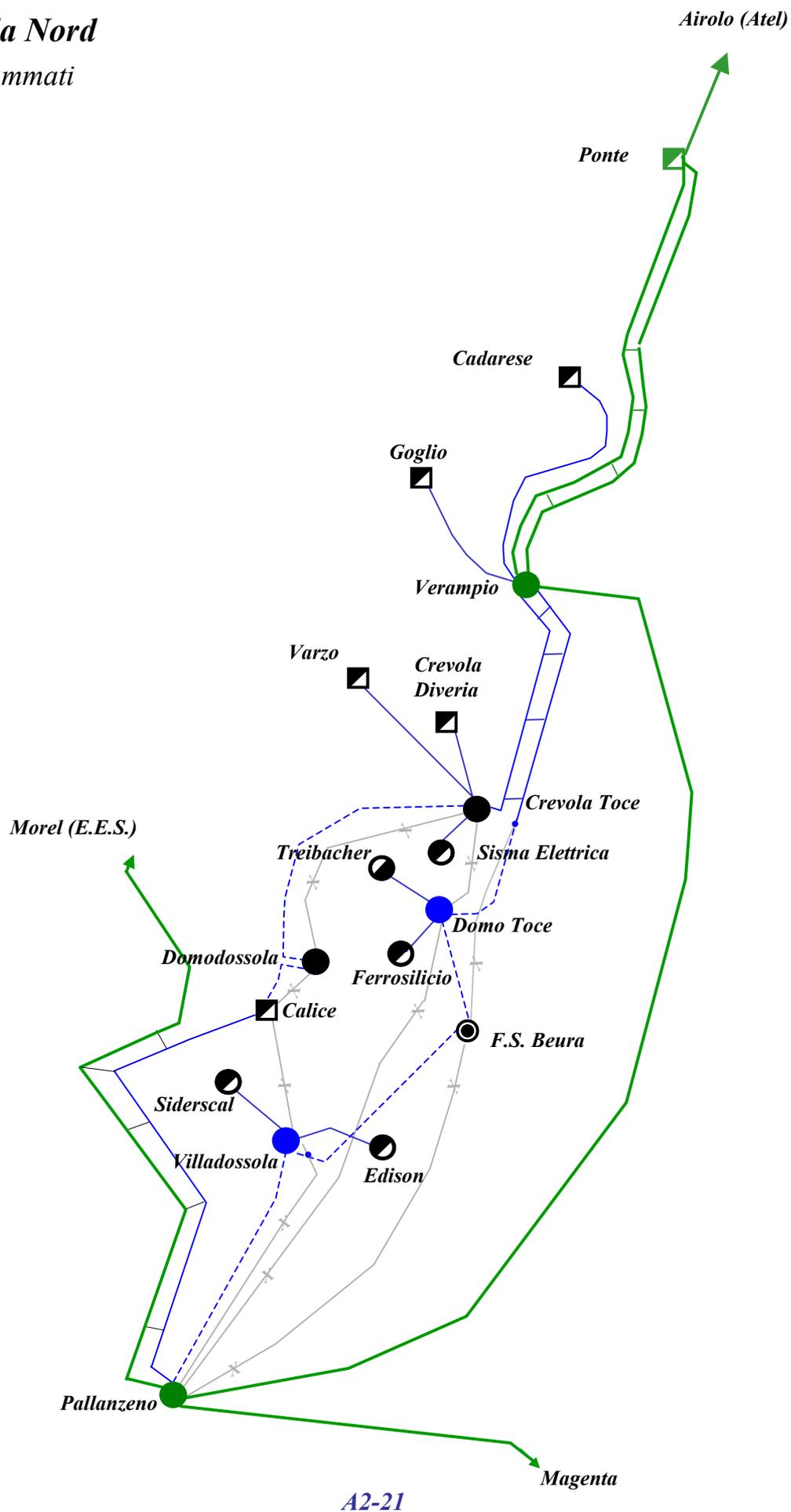
Val D'Ossola Nord

Precedente assetto



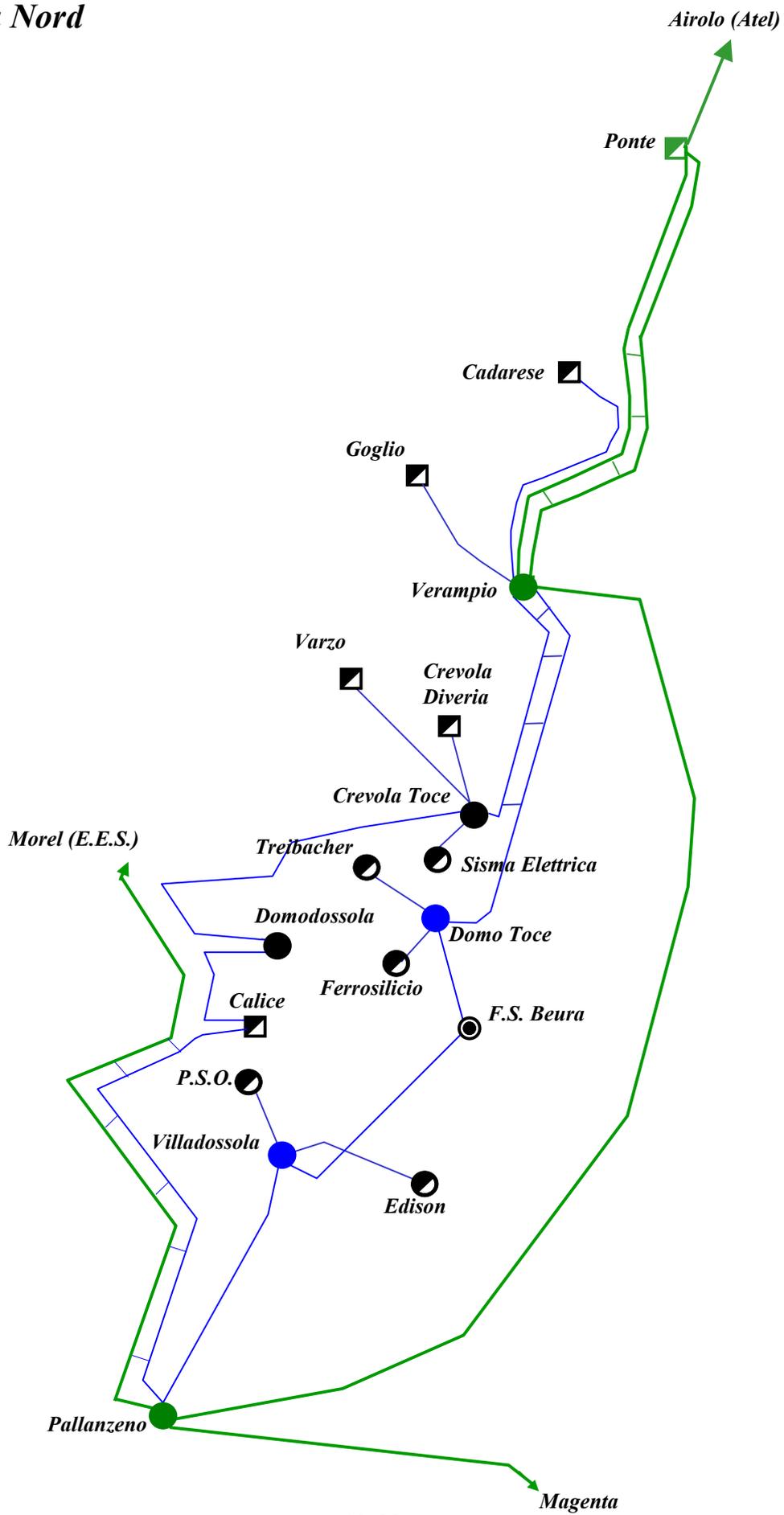
Val D'Ossola Nord

Lavori programmati



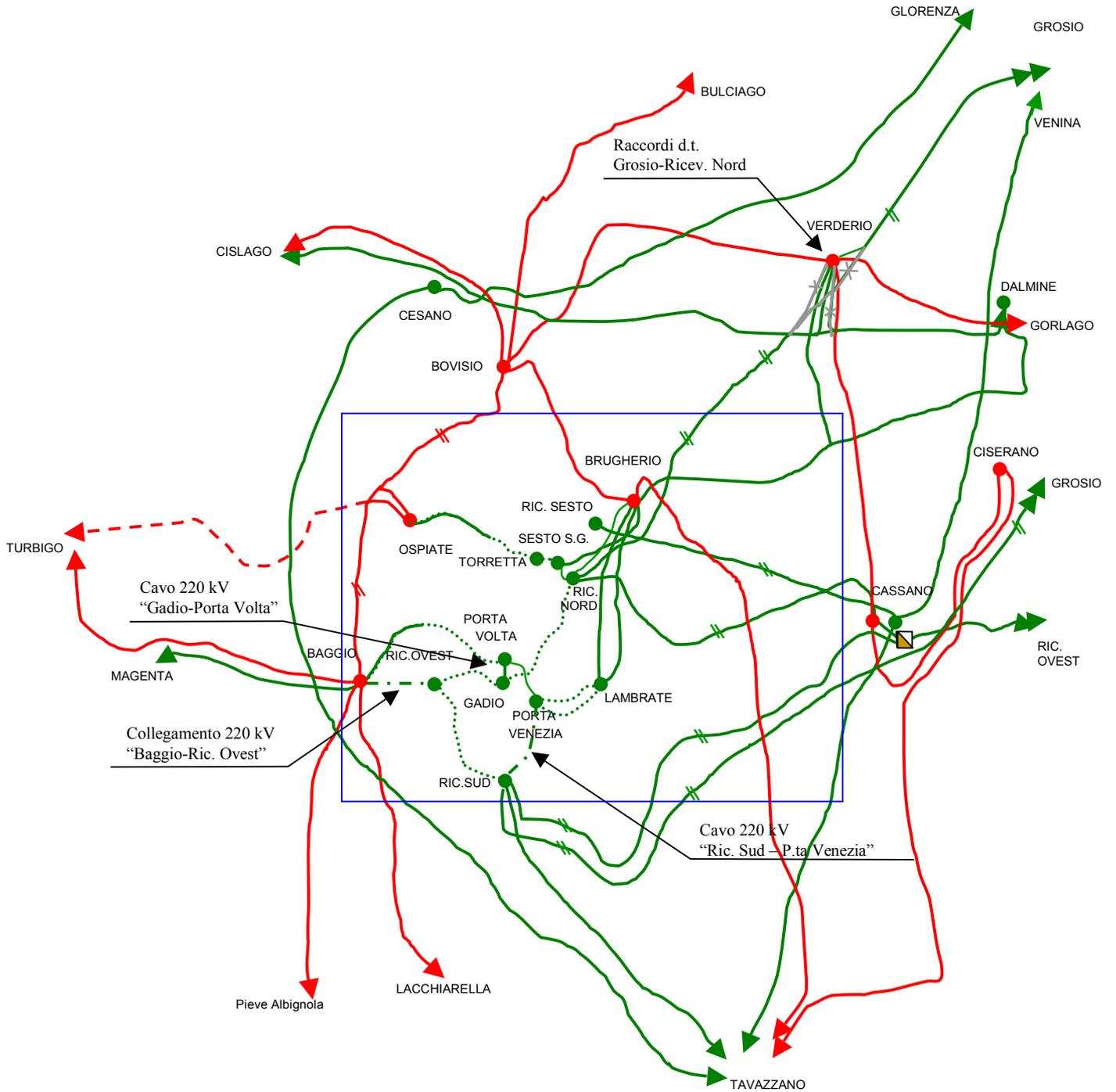
Val D'Ossola Nord

Assetto futuro



*Disegni relativi agli interventi previsti
in
Lombardia*

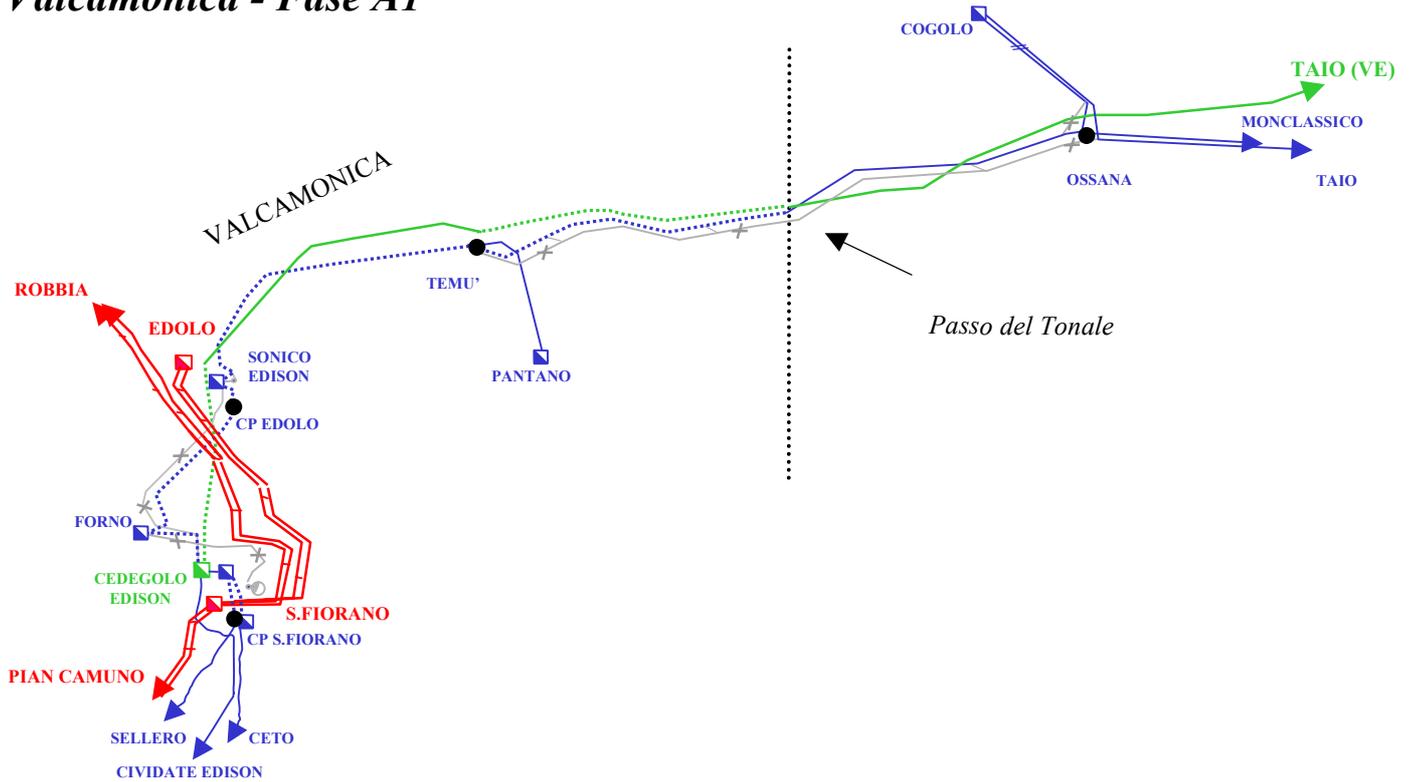
Razionalizzazione di Milano



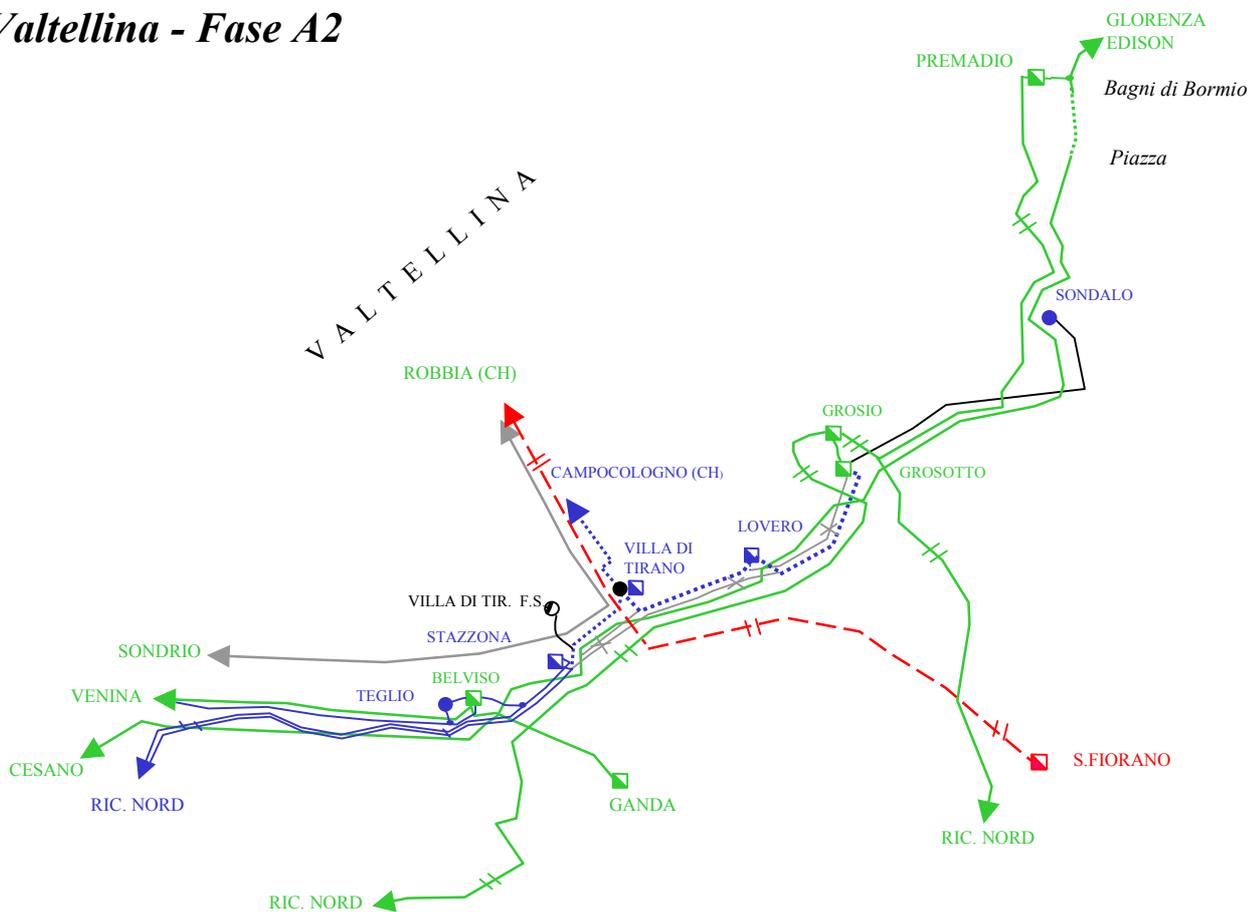
Turbigo – (Rho) Ospiate



Valcamonica - Fase A1

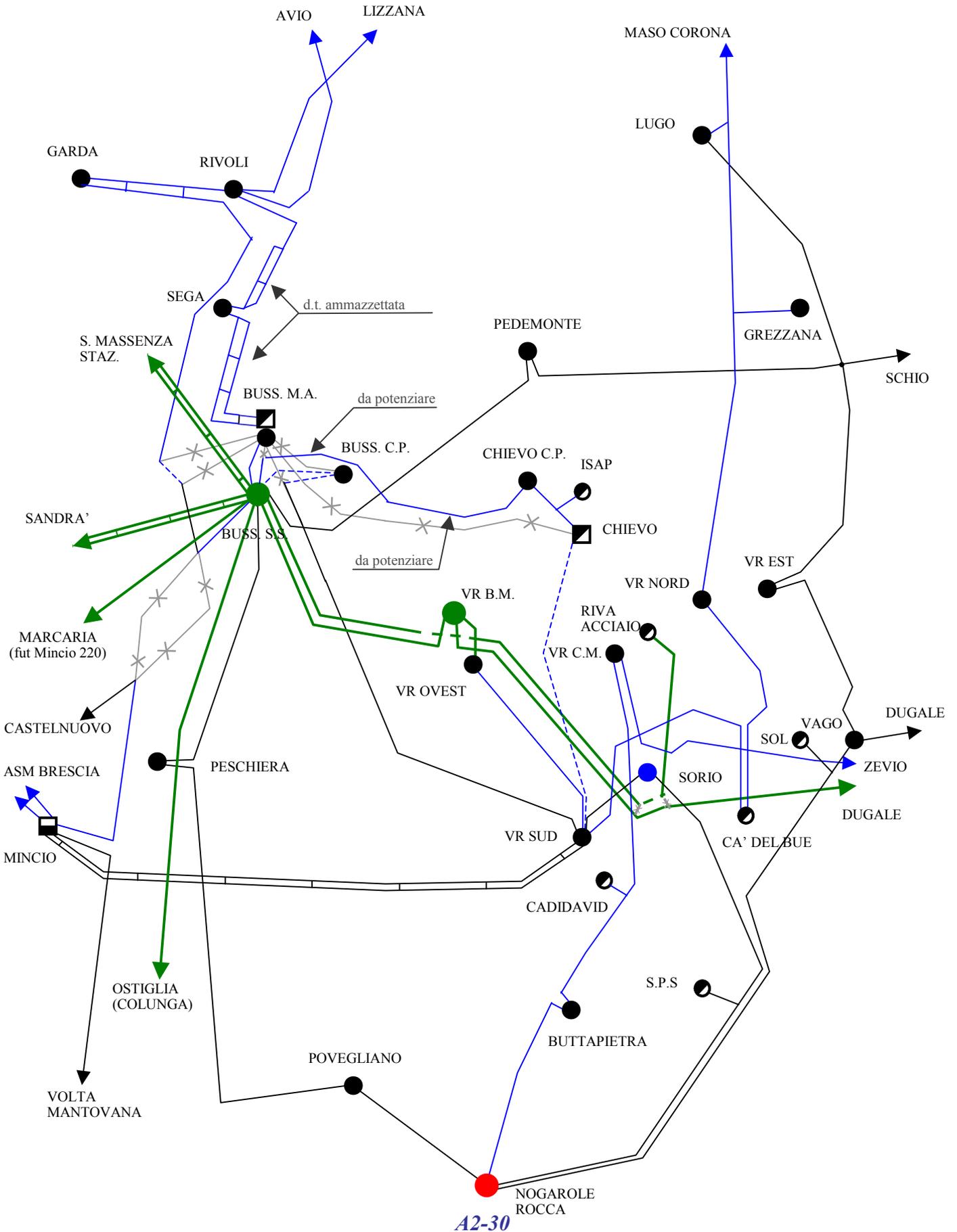


Valtellina - Fase A2

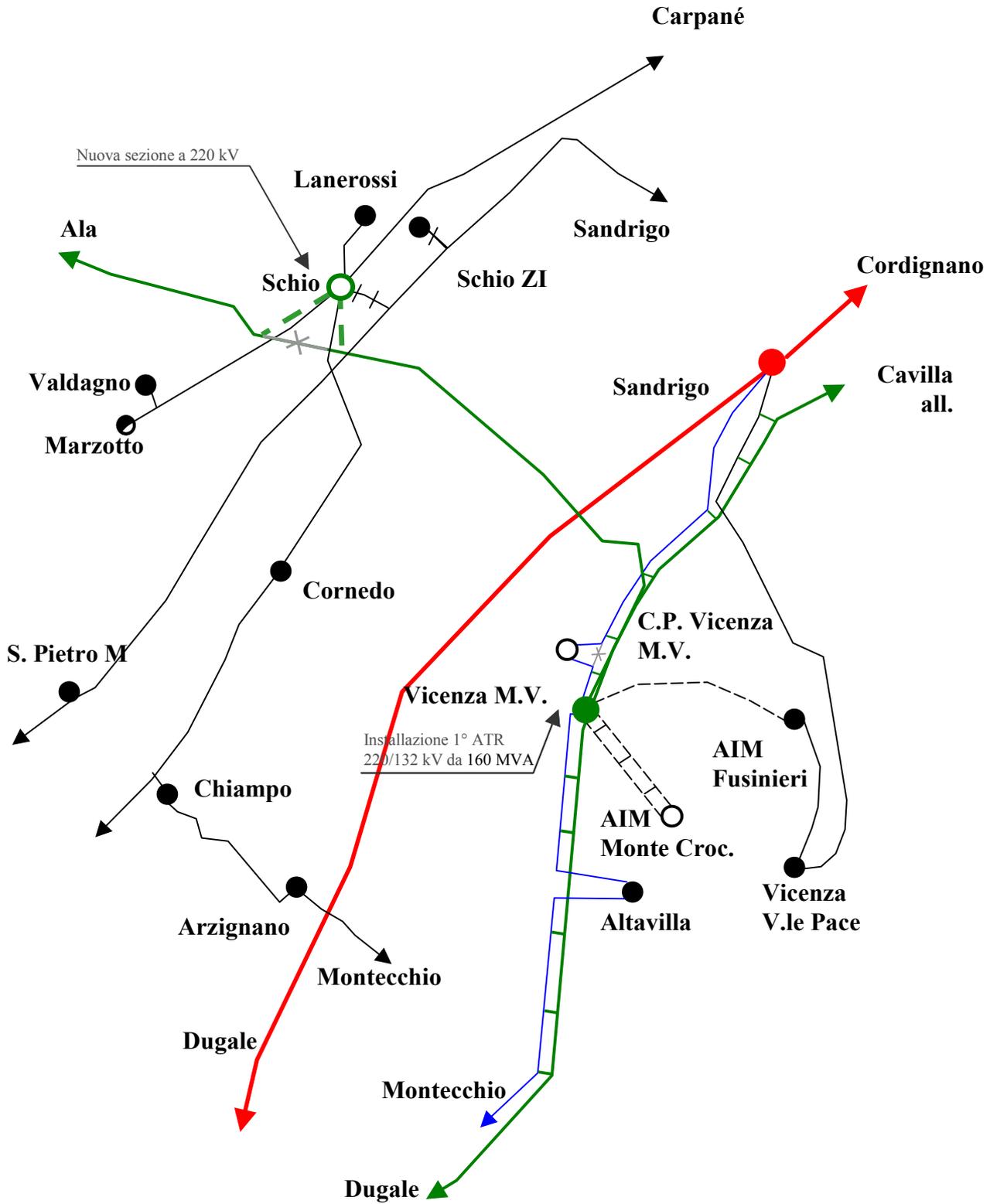


*Disegni relativi agli interventi previsti
in
Trentino Alto Adige, Veneto
e Friuli Venezia Giulia*

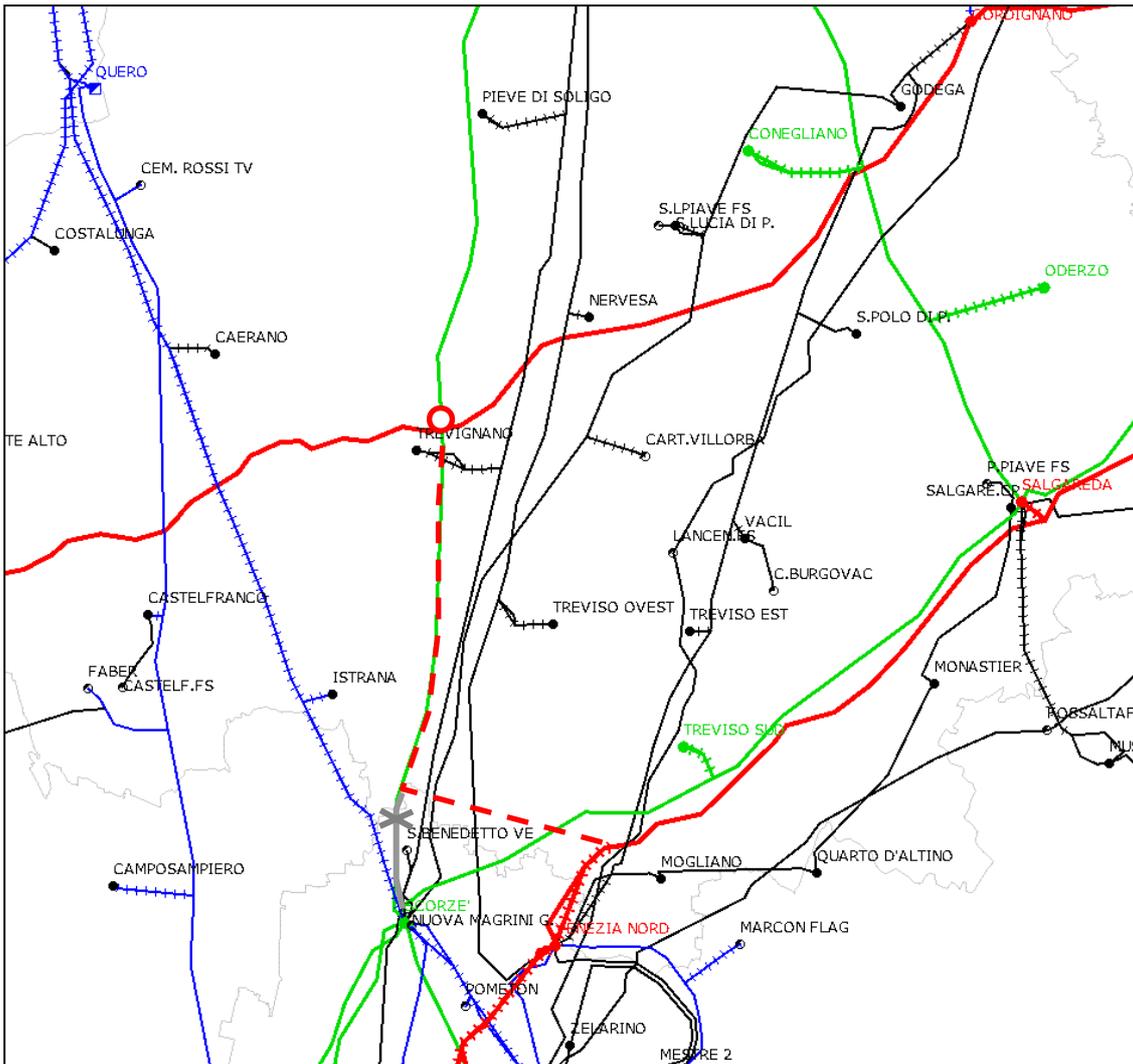
Razionalizzazione Bussolengo



Stazione Vicenza Monteviale



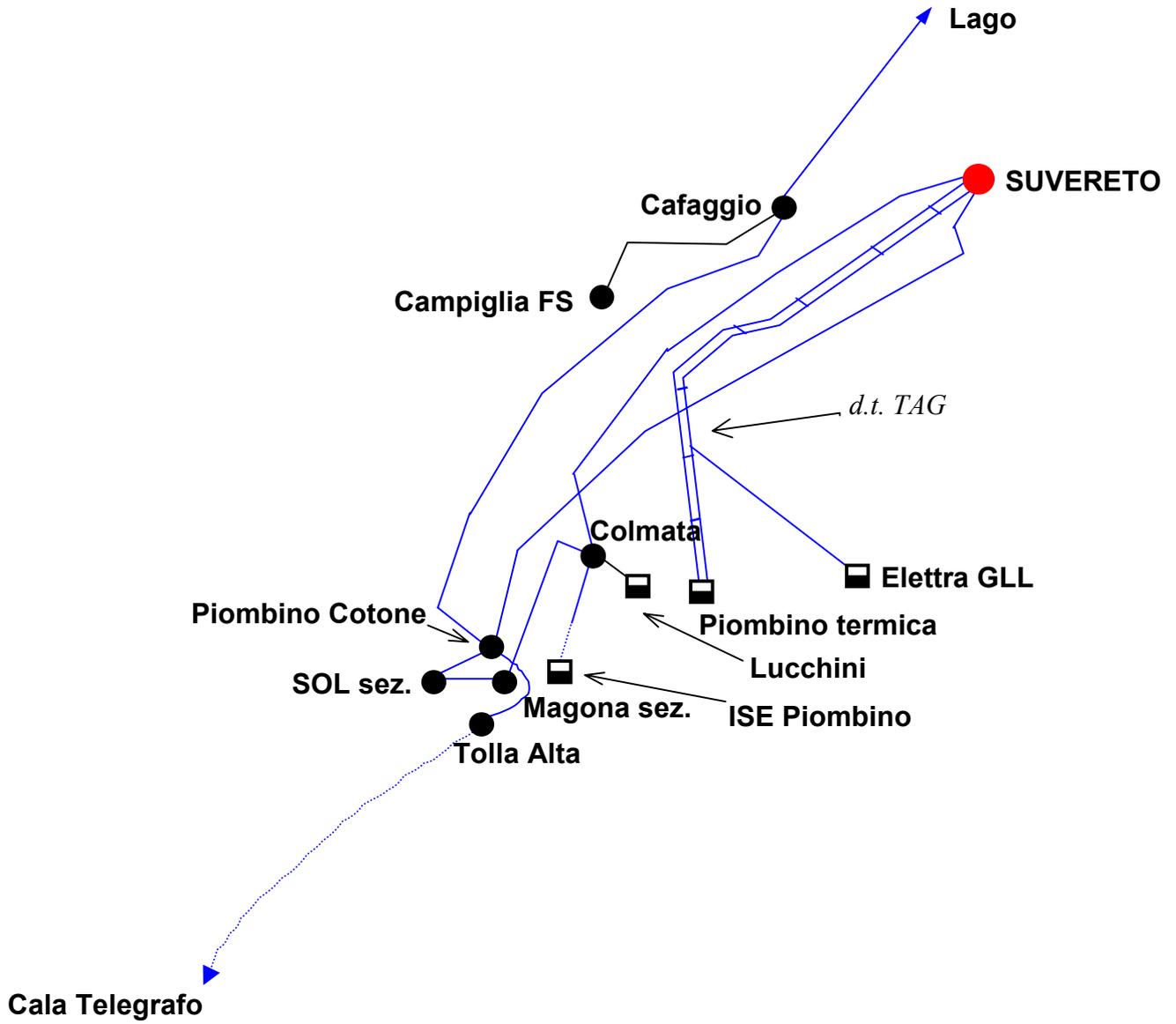
Trasversale in Veneto



*Disegni relativi agli interventi previsti
in
Emilia Romagna e Toscana*

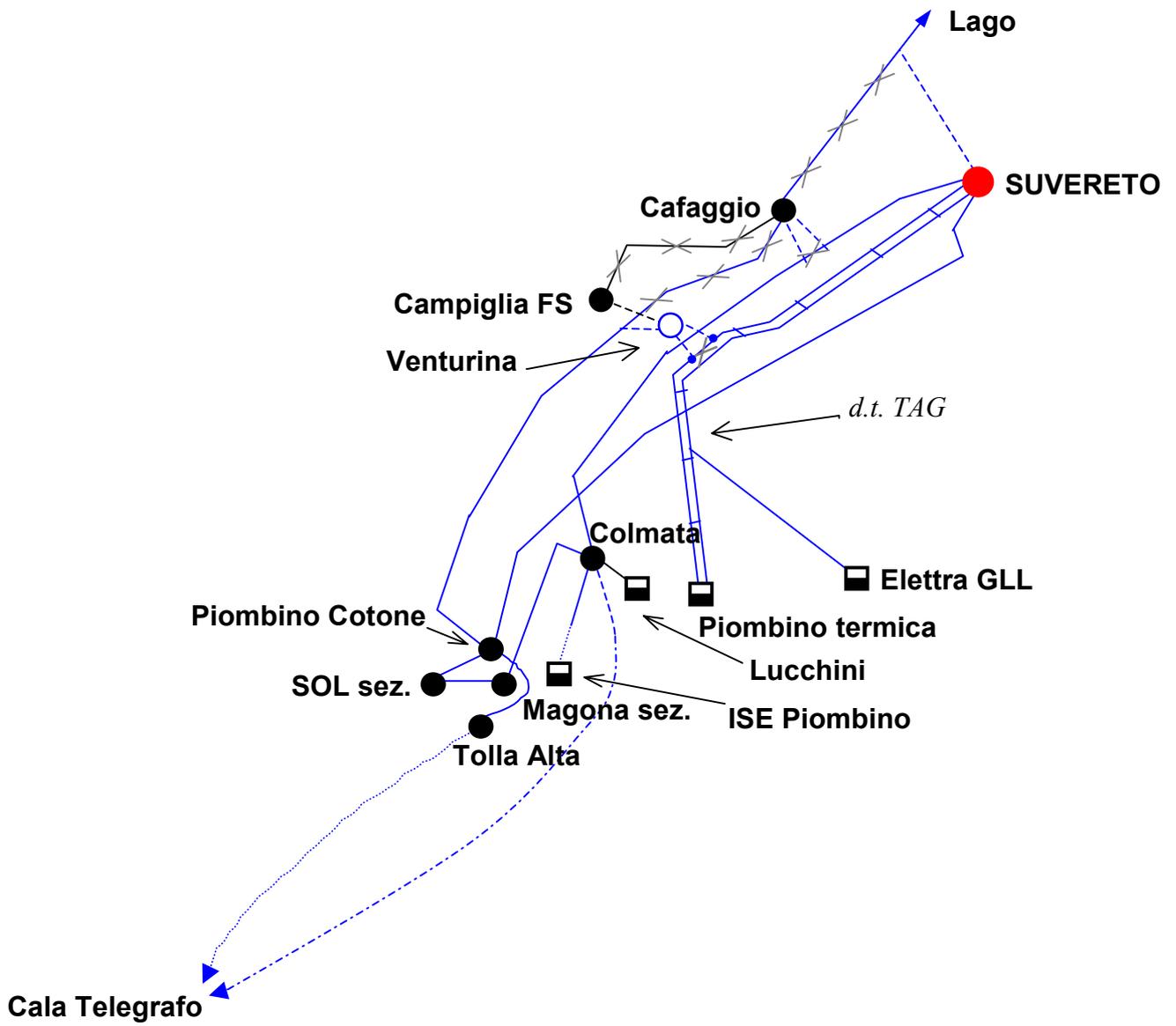
Interventi area di Piombino

Situazione attuale

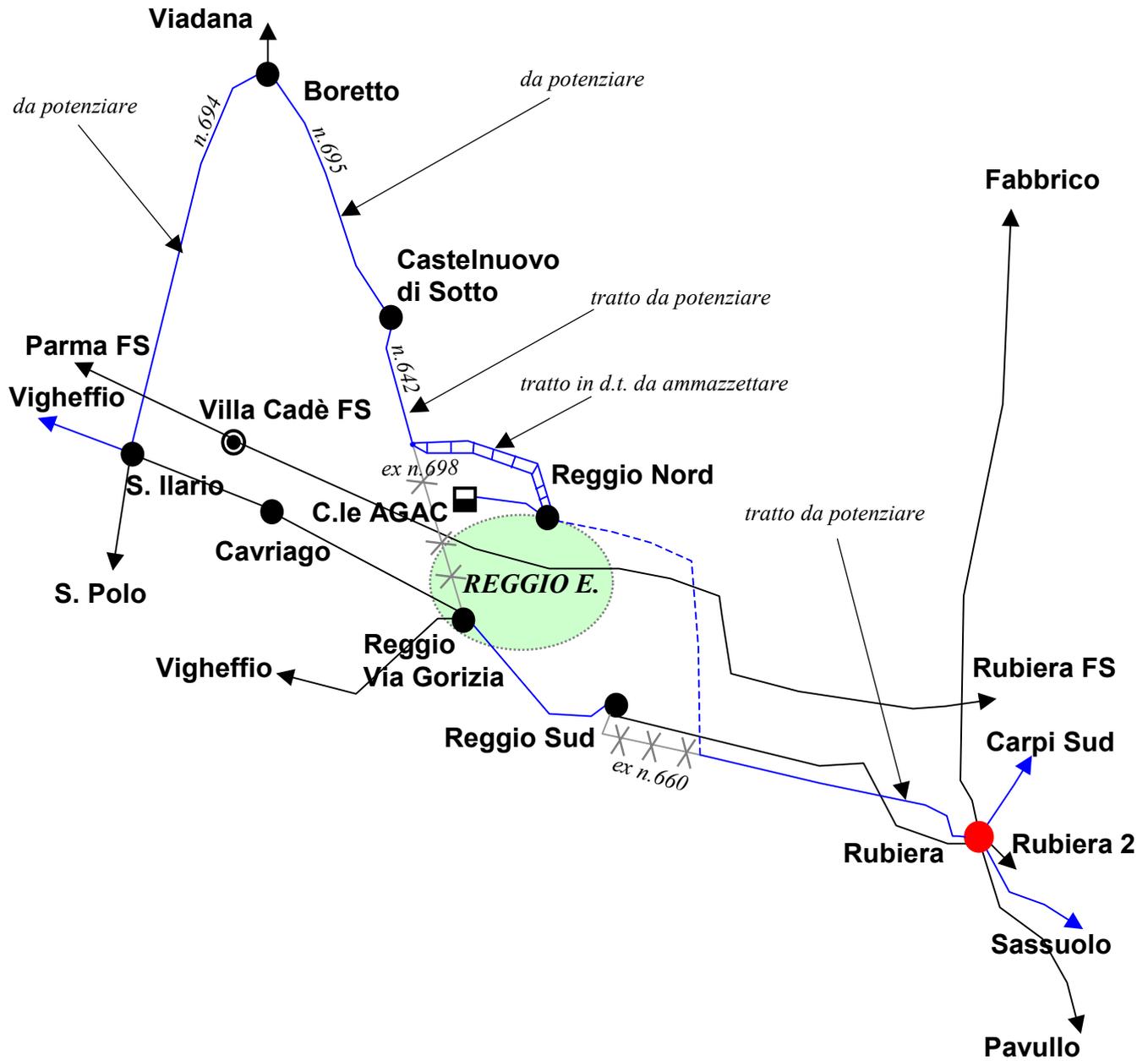


Interventi area di Piombino

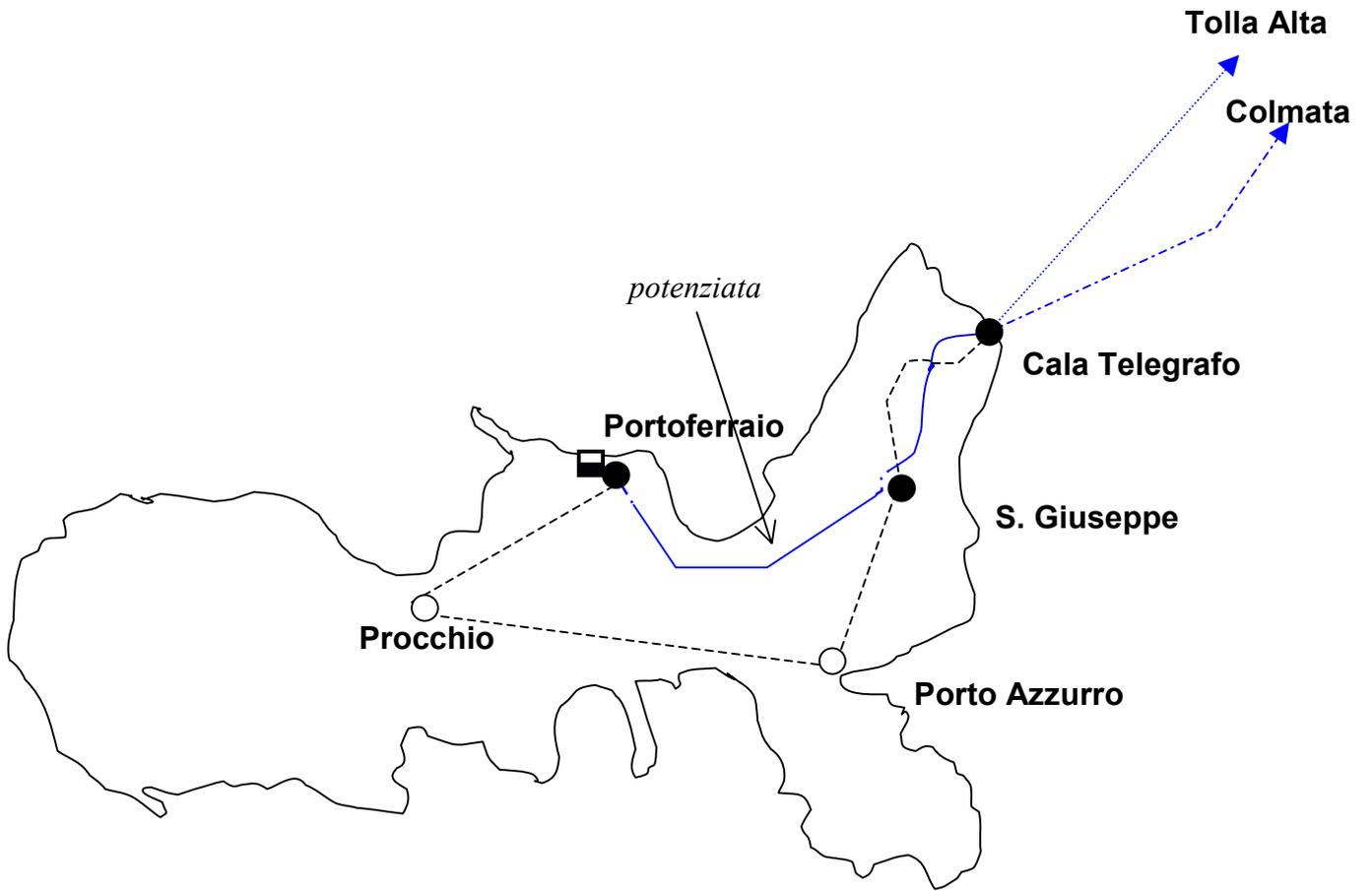
Situazione futura



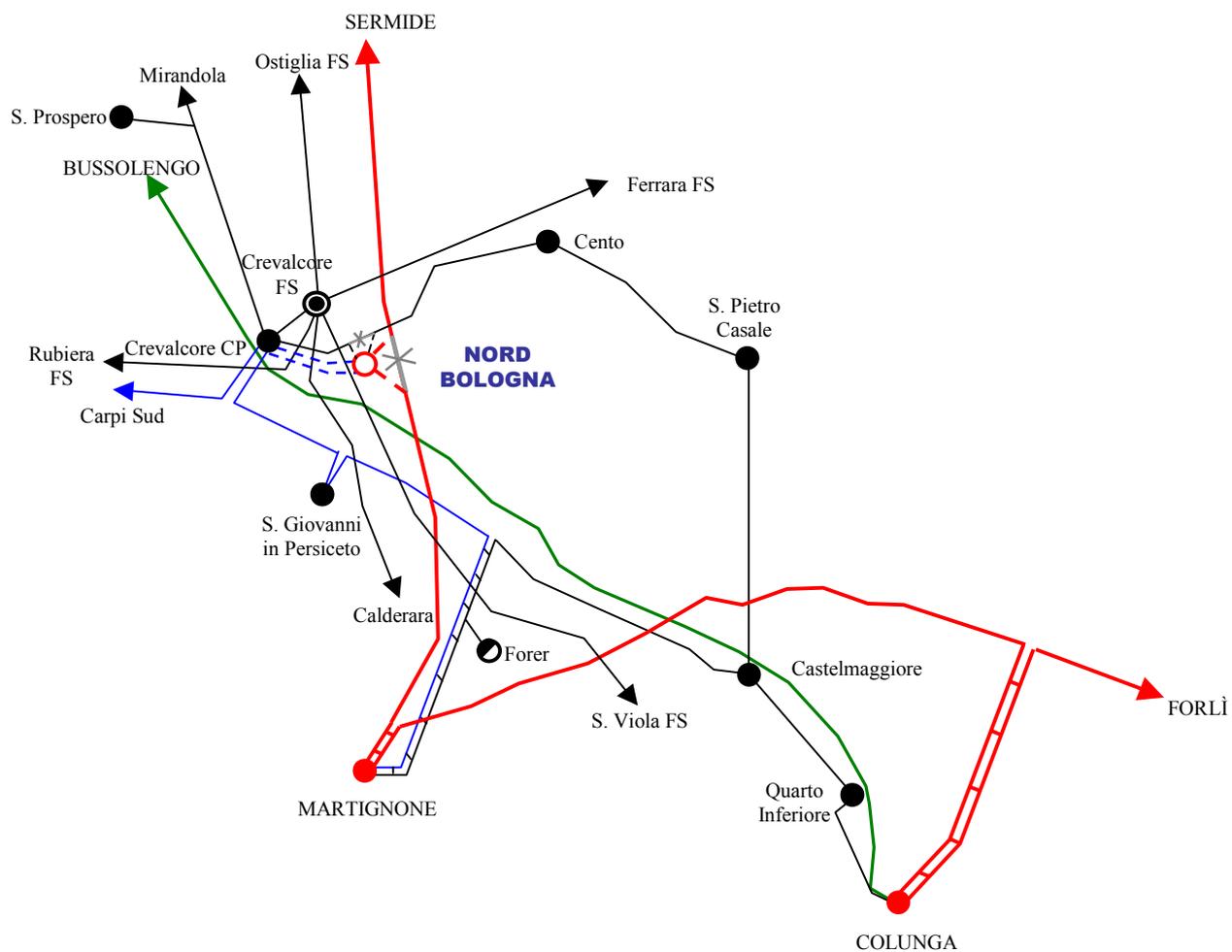
Interventi area di R. Emilia



Isola d'Elba - Continente

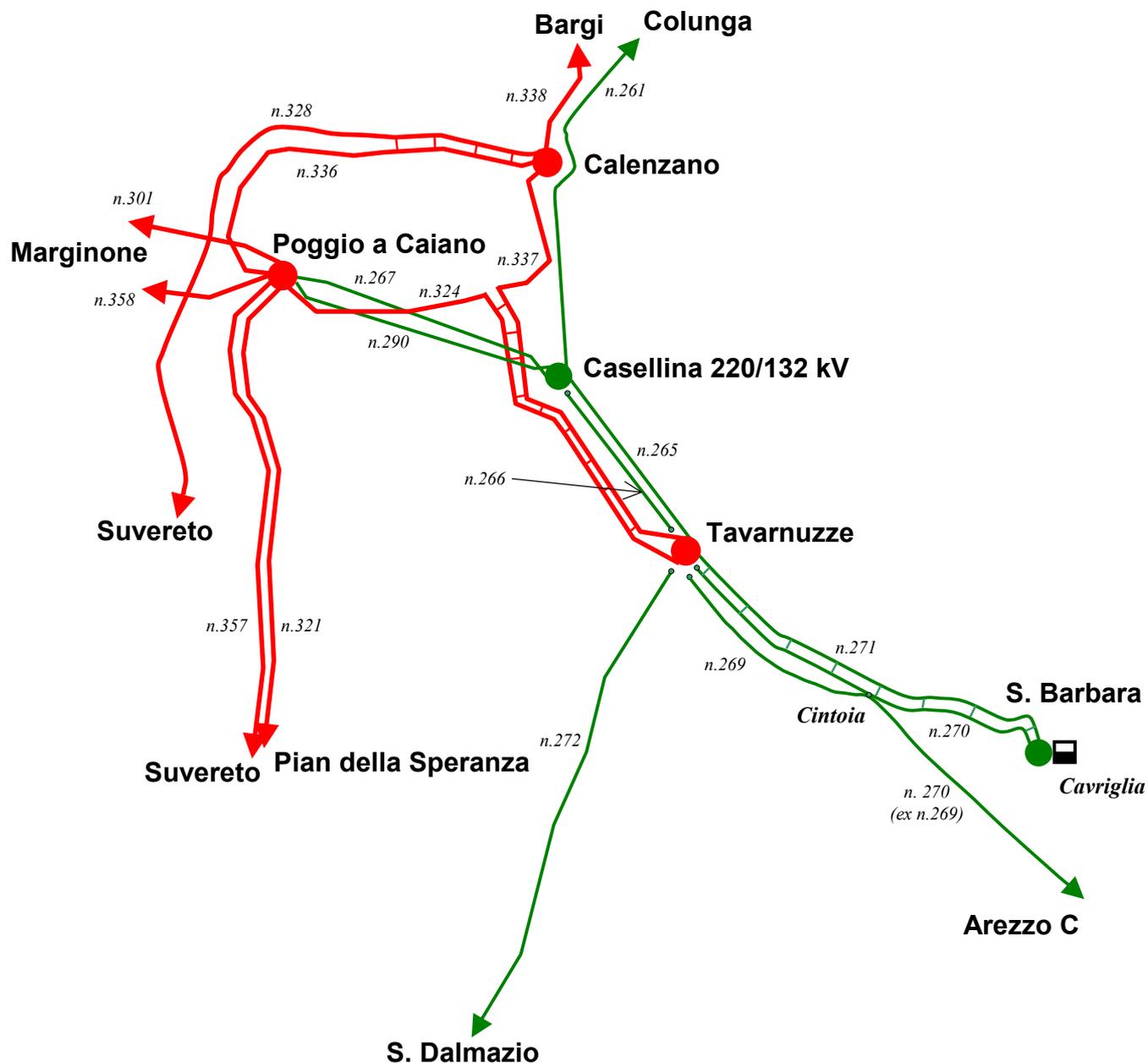


Nuova stazione di trasformazione 380/132 kV Nord Bologna



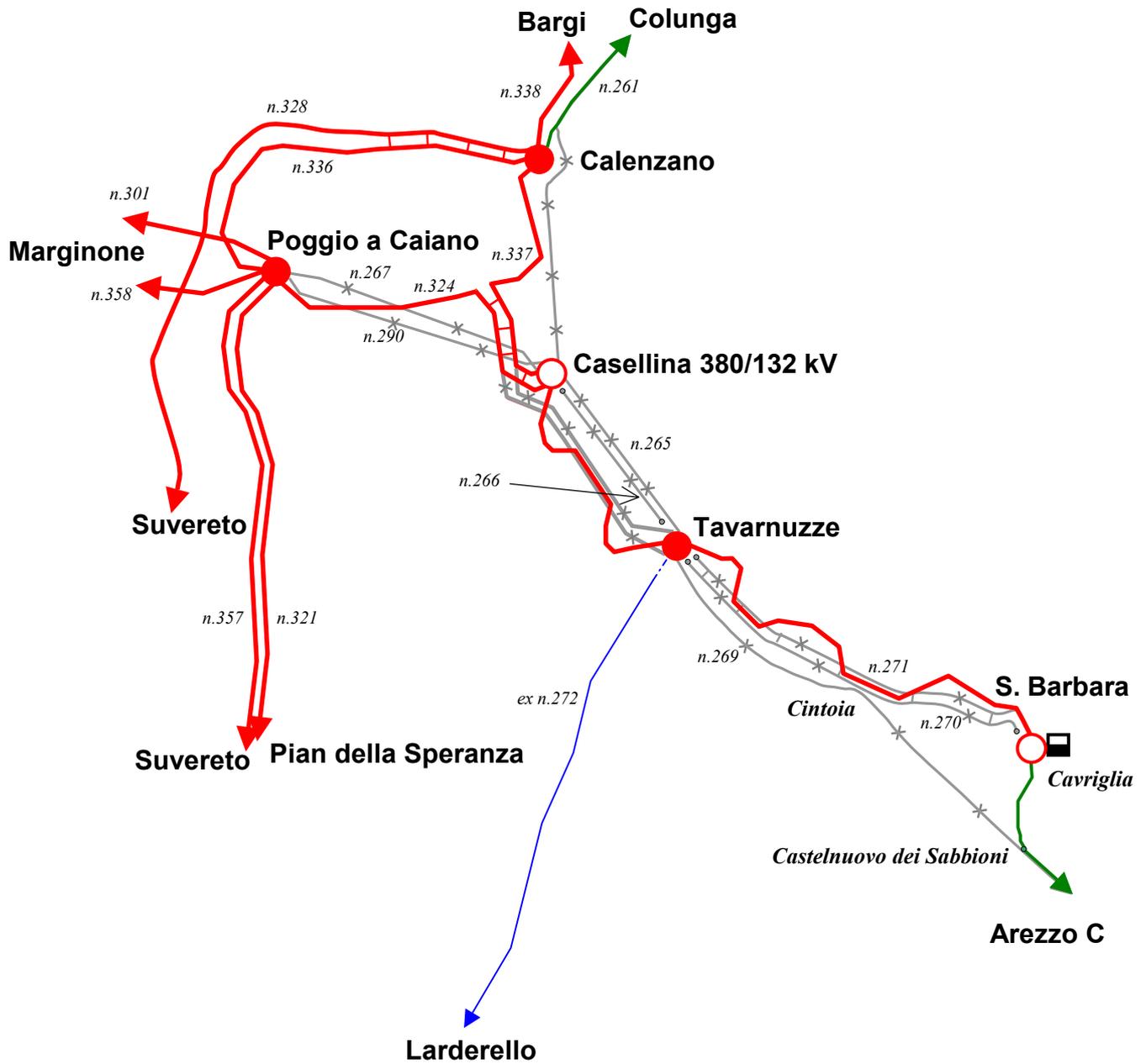
Prot. Intesa per S. Barbara

Situazione attuale

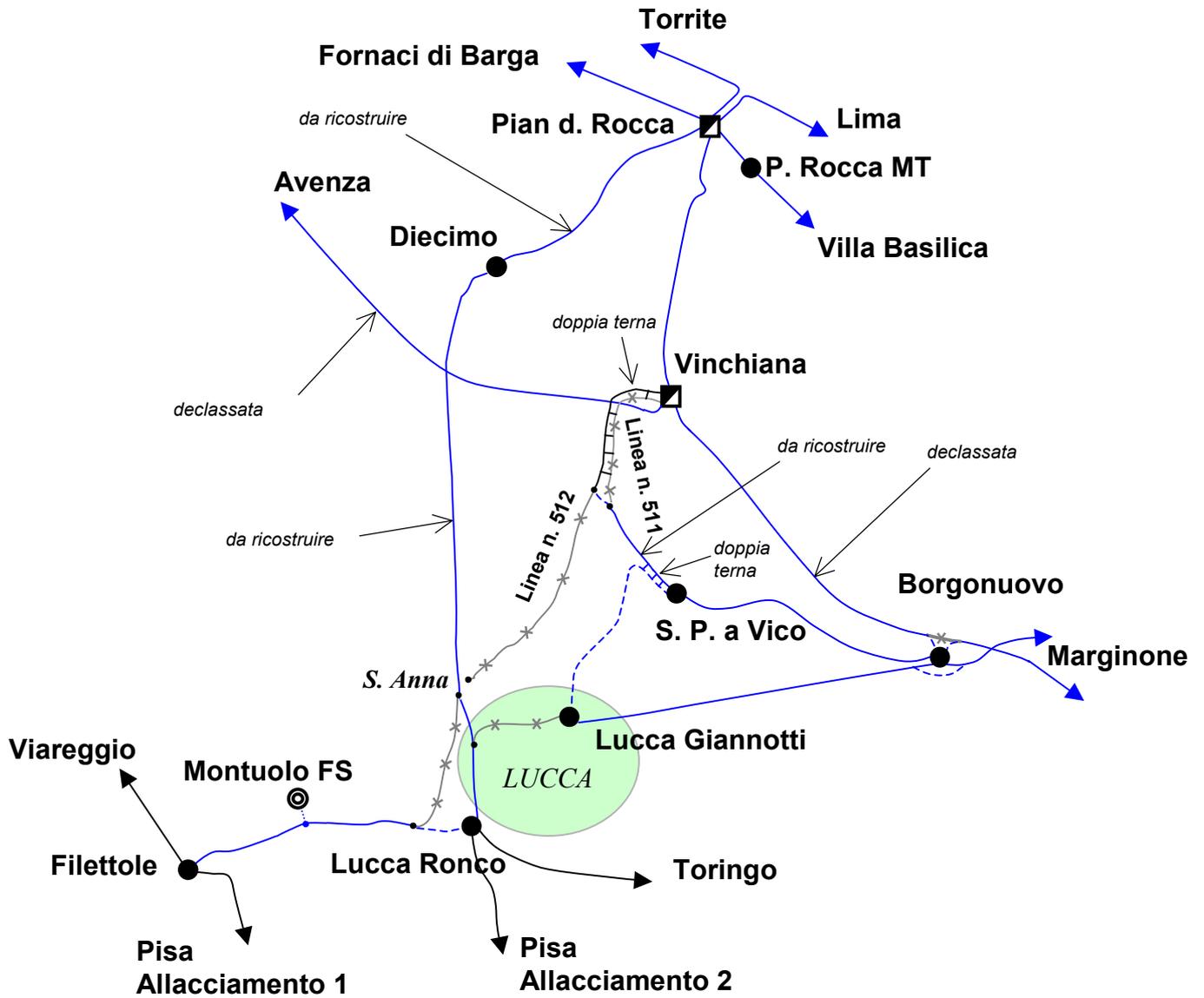


Prot. Intesa per S. Barbara

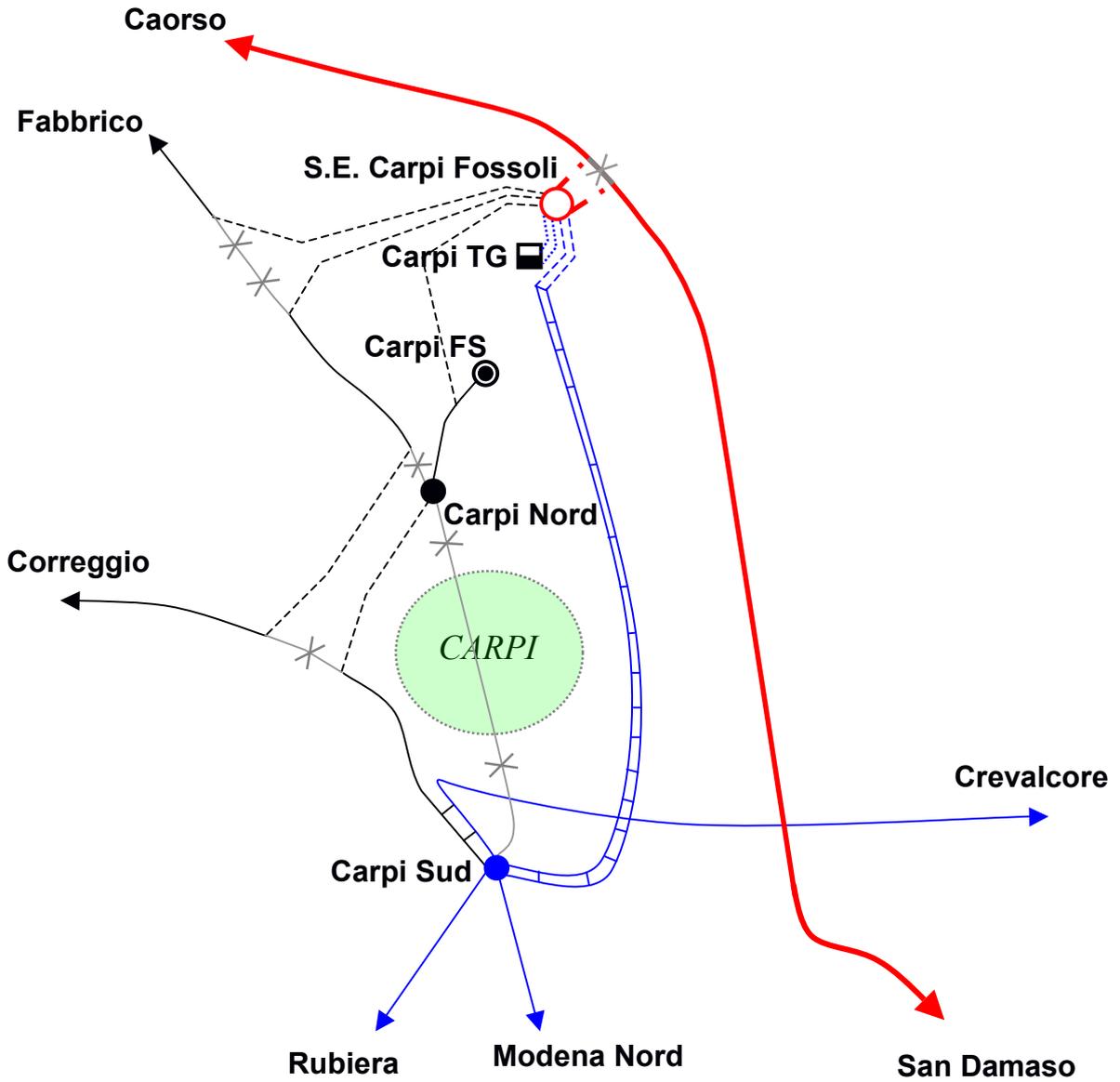
Situazione futura



Riassetto rete area Lucca

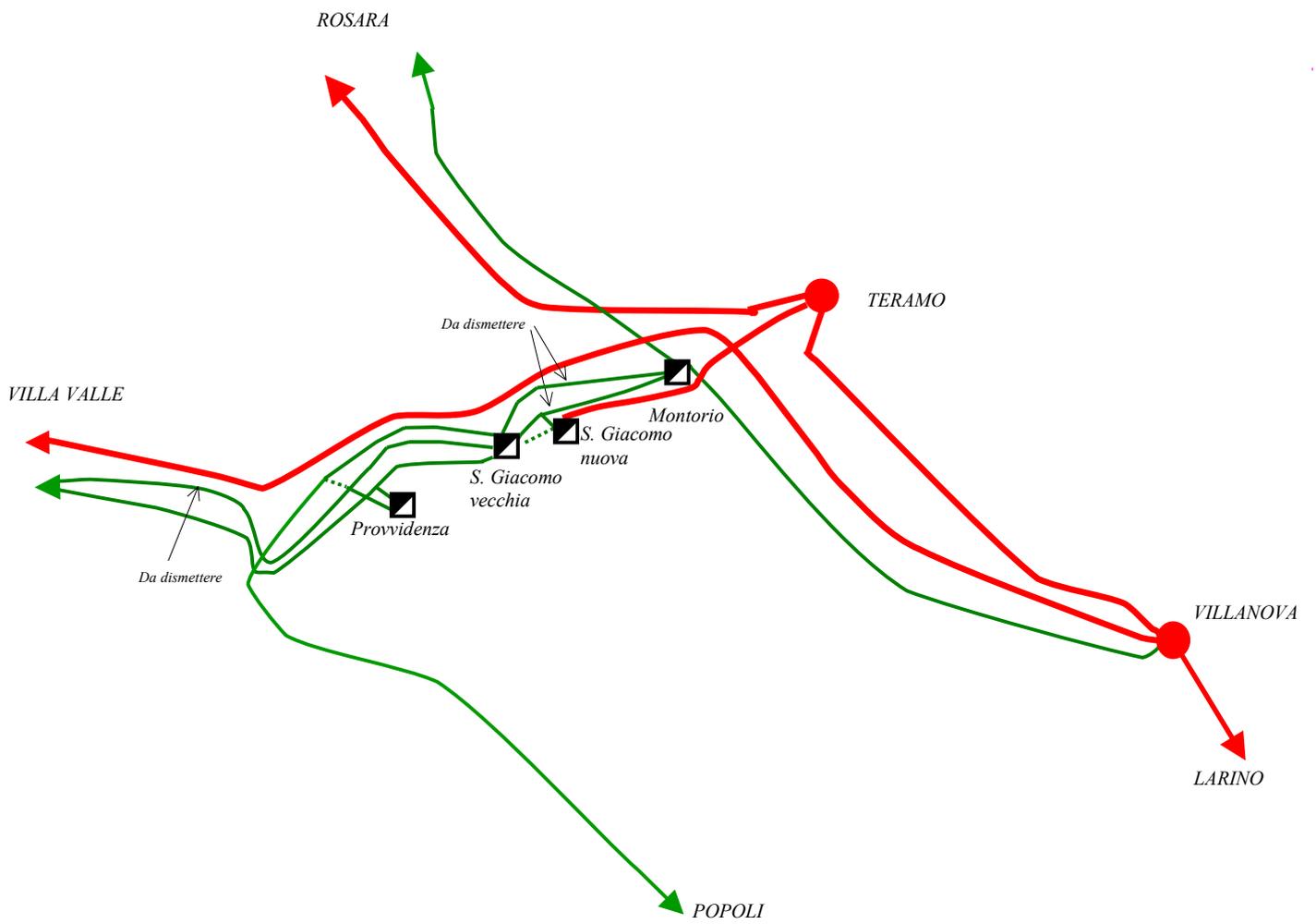


S.E. di Carpi Fossoli



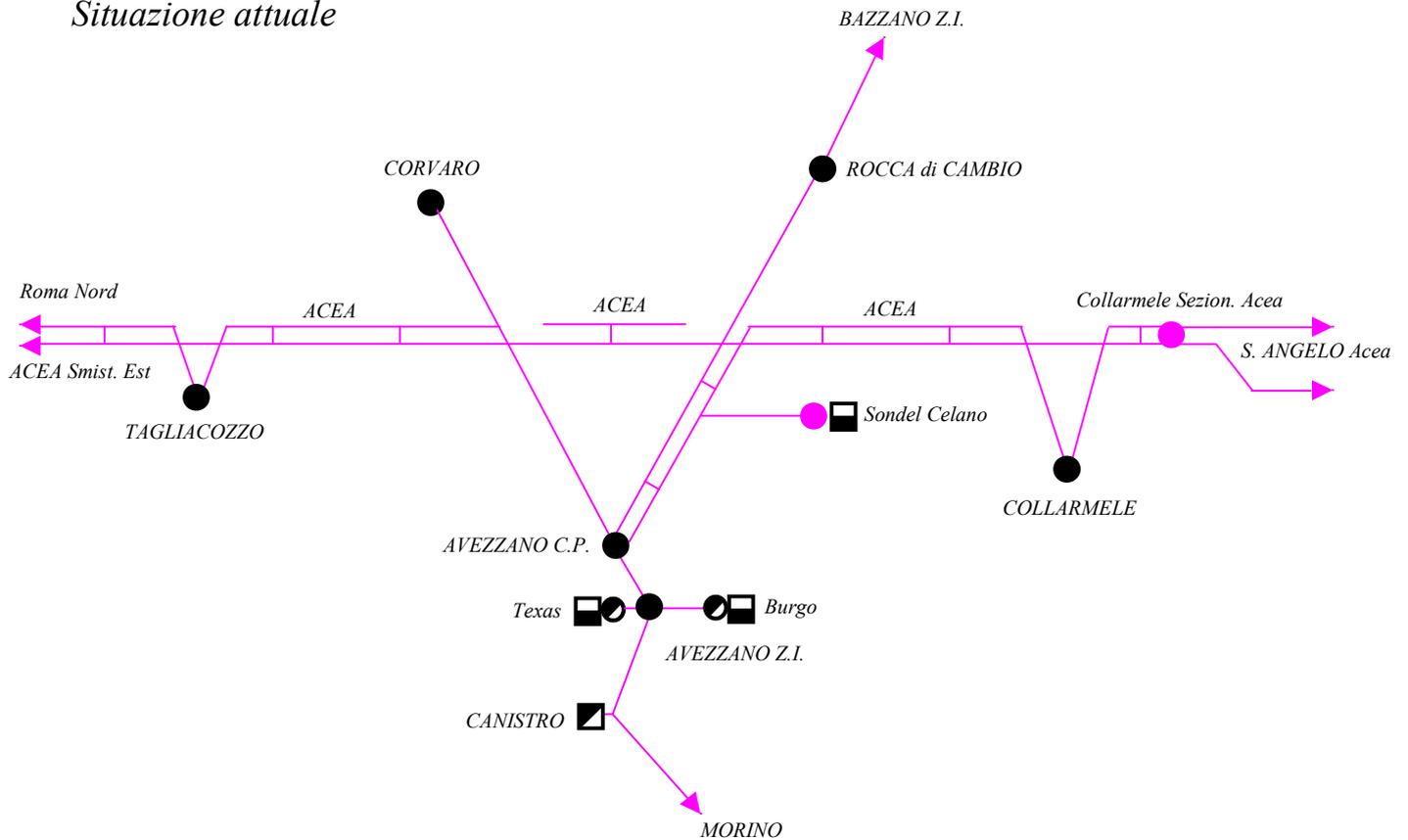
*Disegni relativi agli interventi previsti
in
Umbria, Marche, Lazio, Abruzzo e Molise*

S. Giacomo - Teramo

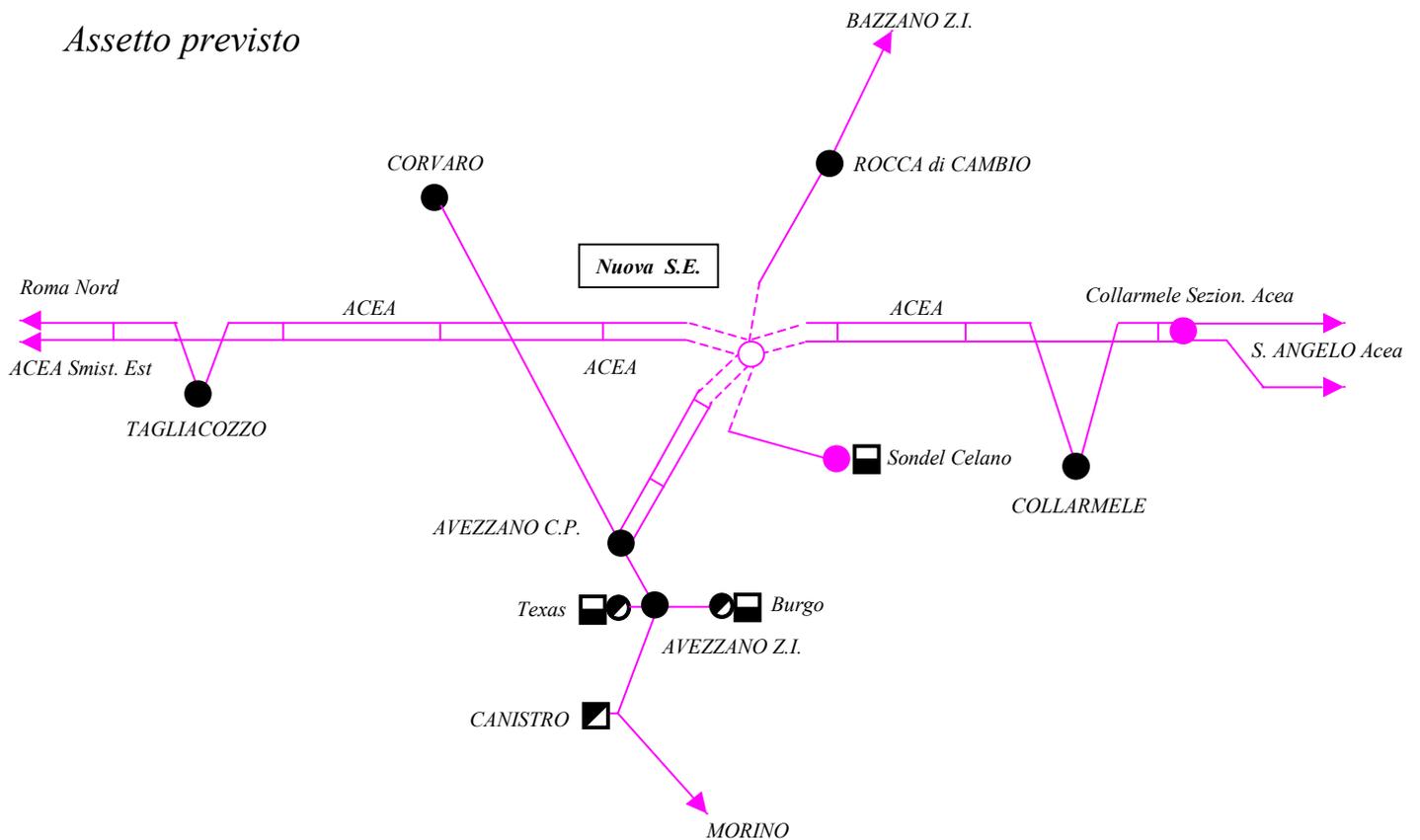


Stazione elettrica Avezzano

Situazione attuale



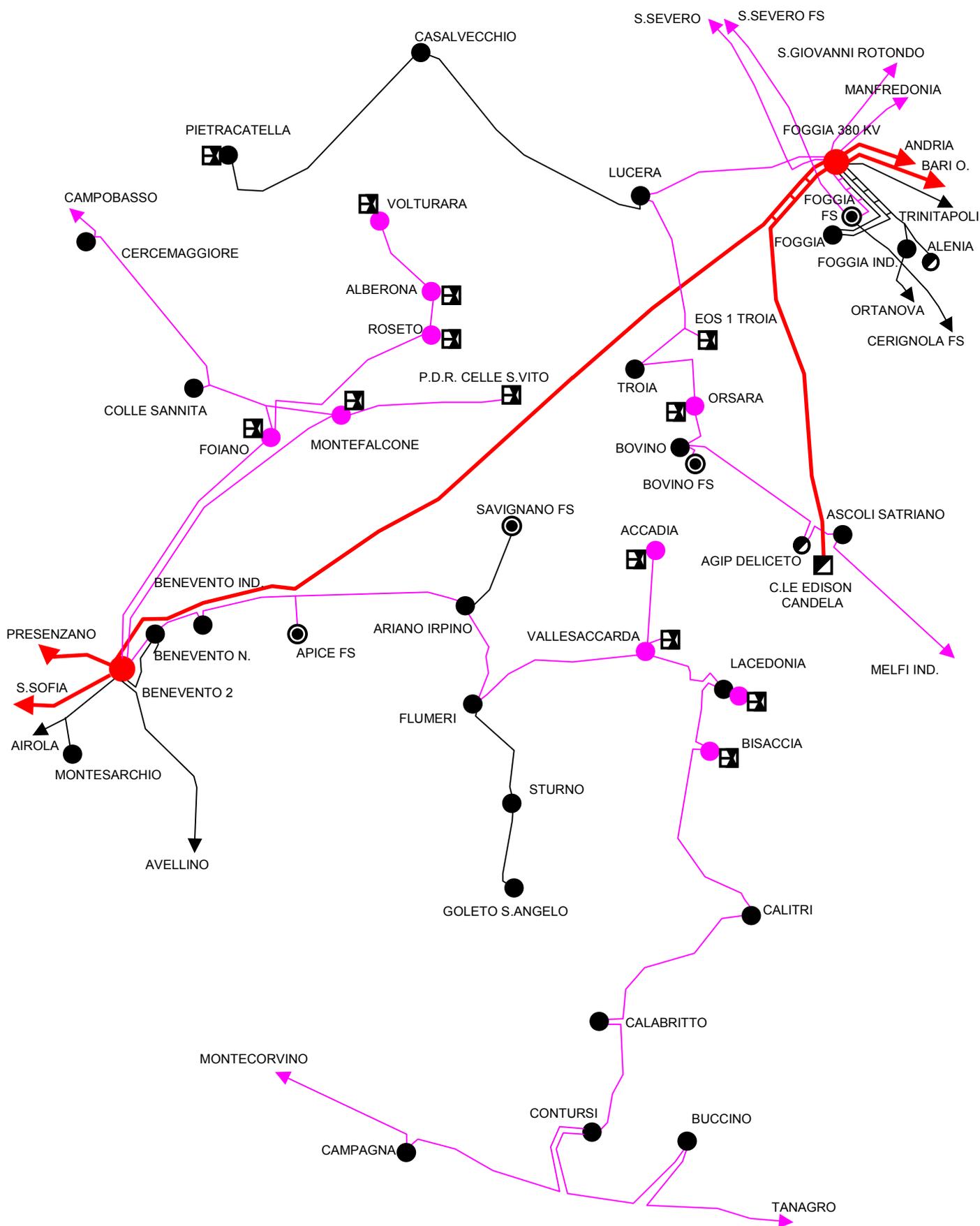
Assetto previsto



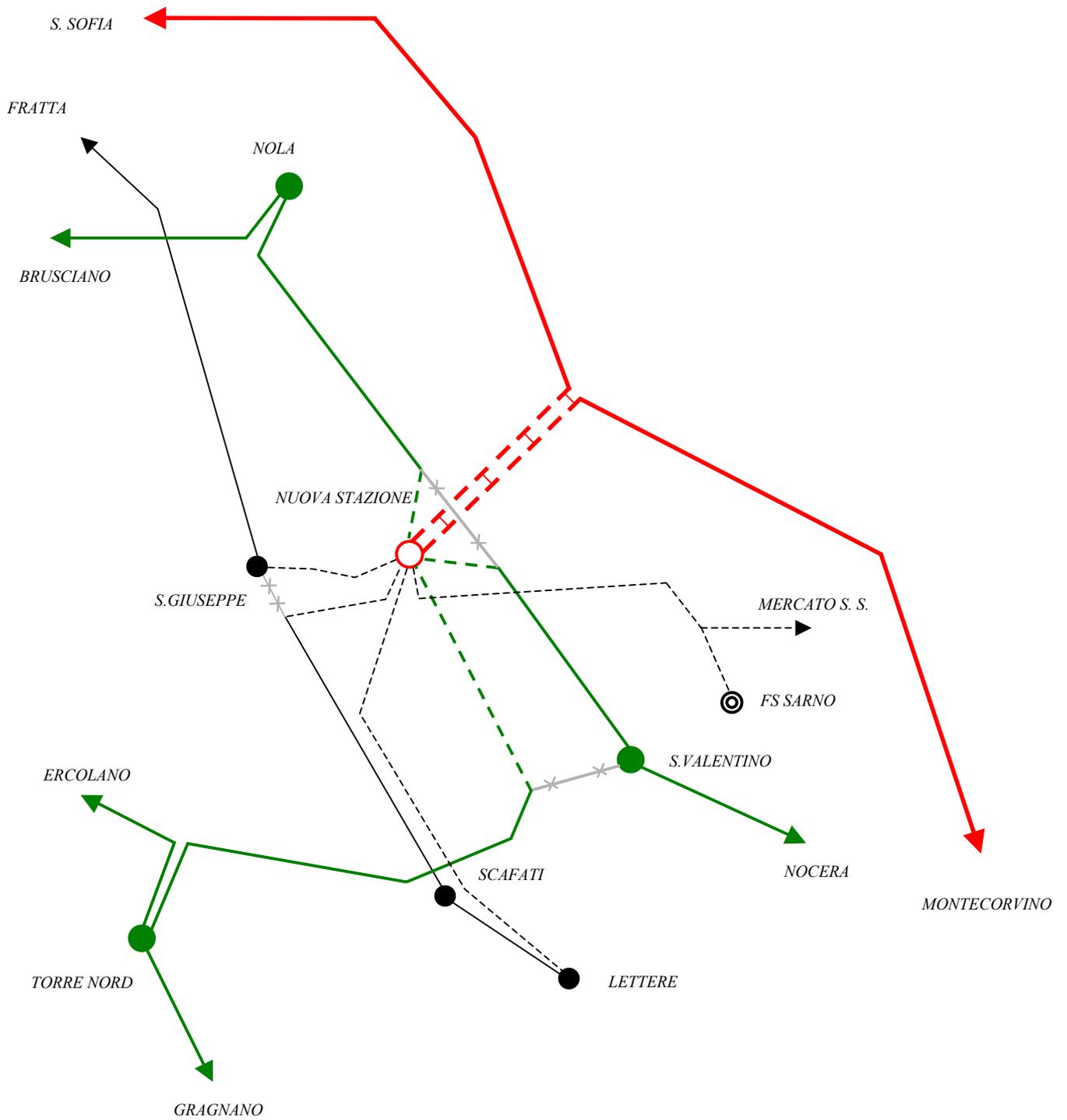
*Disegni relativi agli interventi previsti
in
Campania, Puglia, Basilicata e Calabria*

Interventi per eolici nell'area tra Foggia, Benevento e Salerno

Situazione attuale

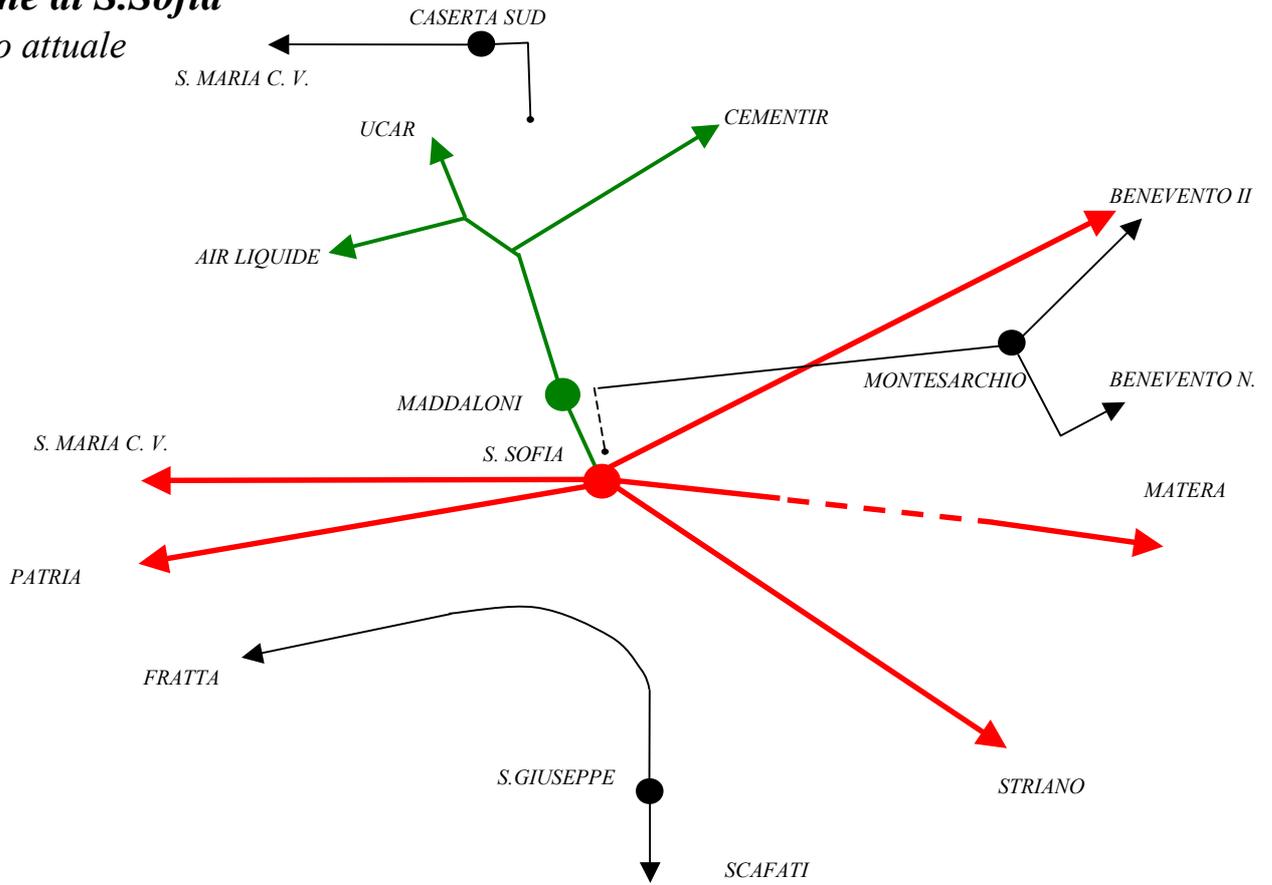


Stazione 380/220/150 kV nell'area pedemontana ad Est del Vesuvio

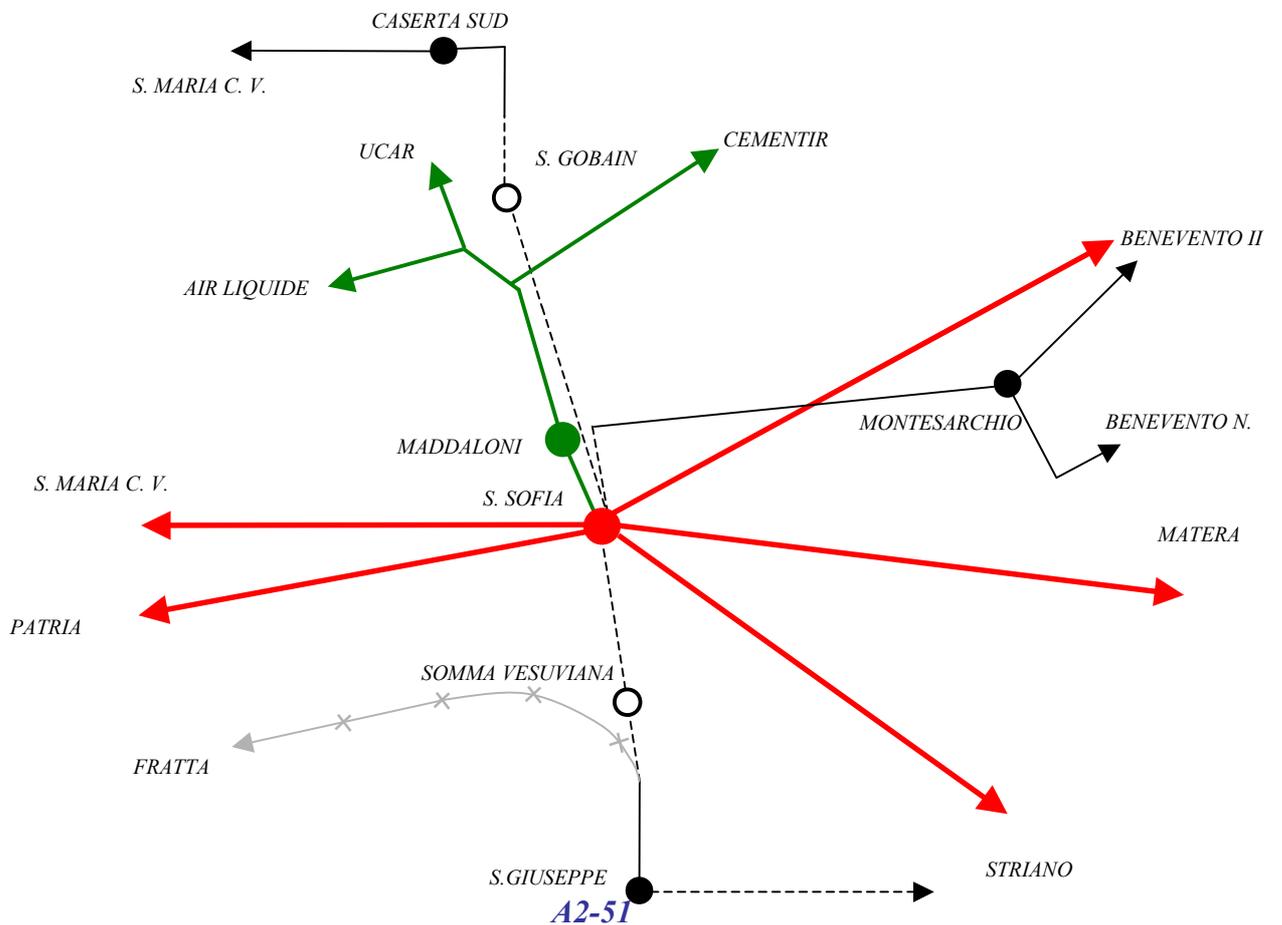


Stazione di S.Sofia

Assetto attuale

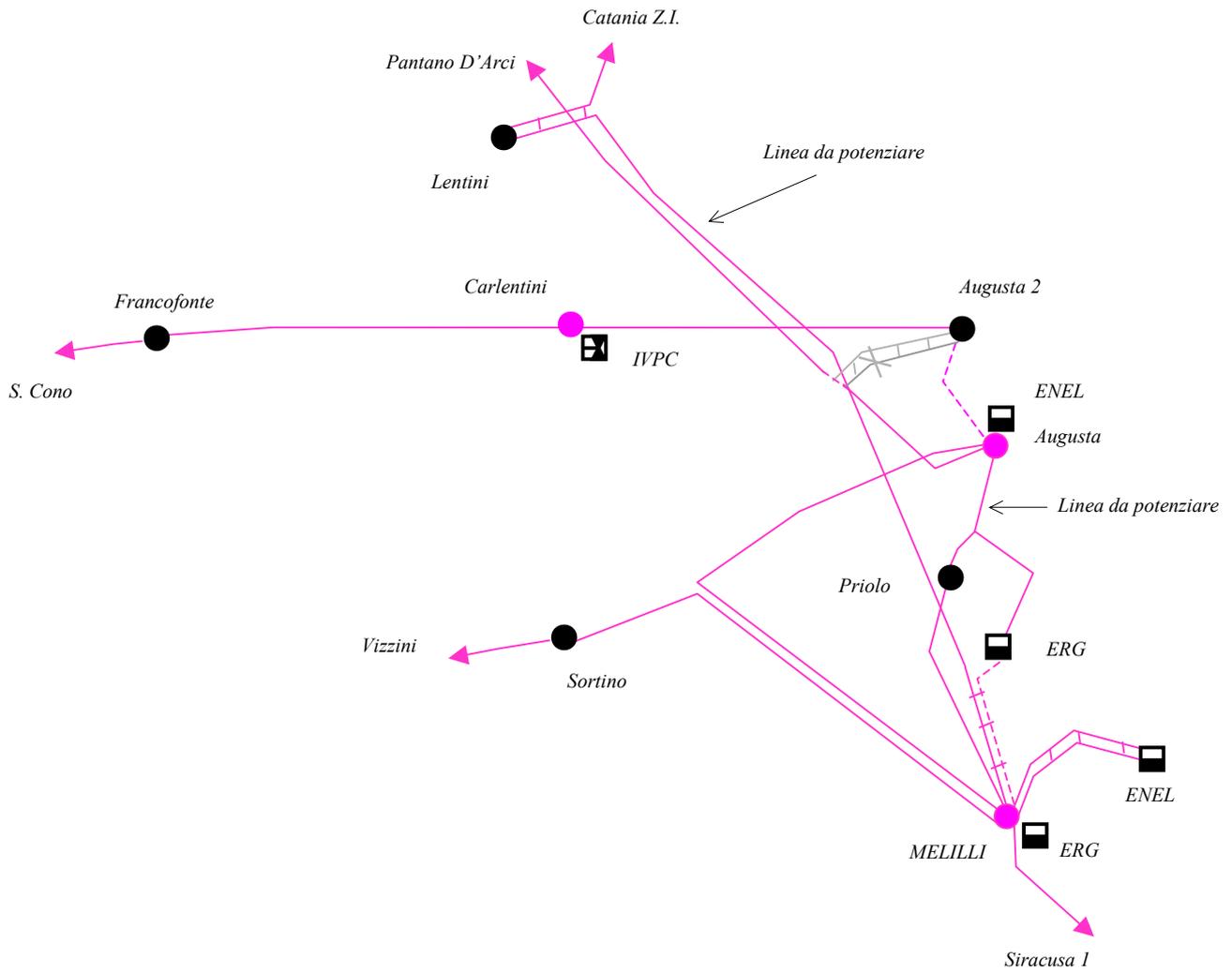


Assetto previsto

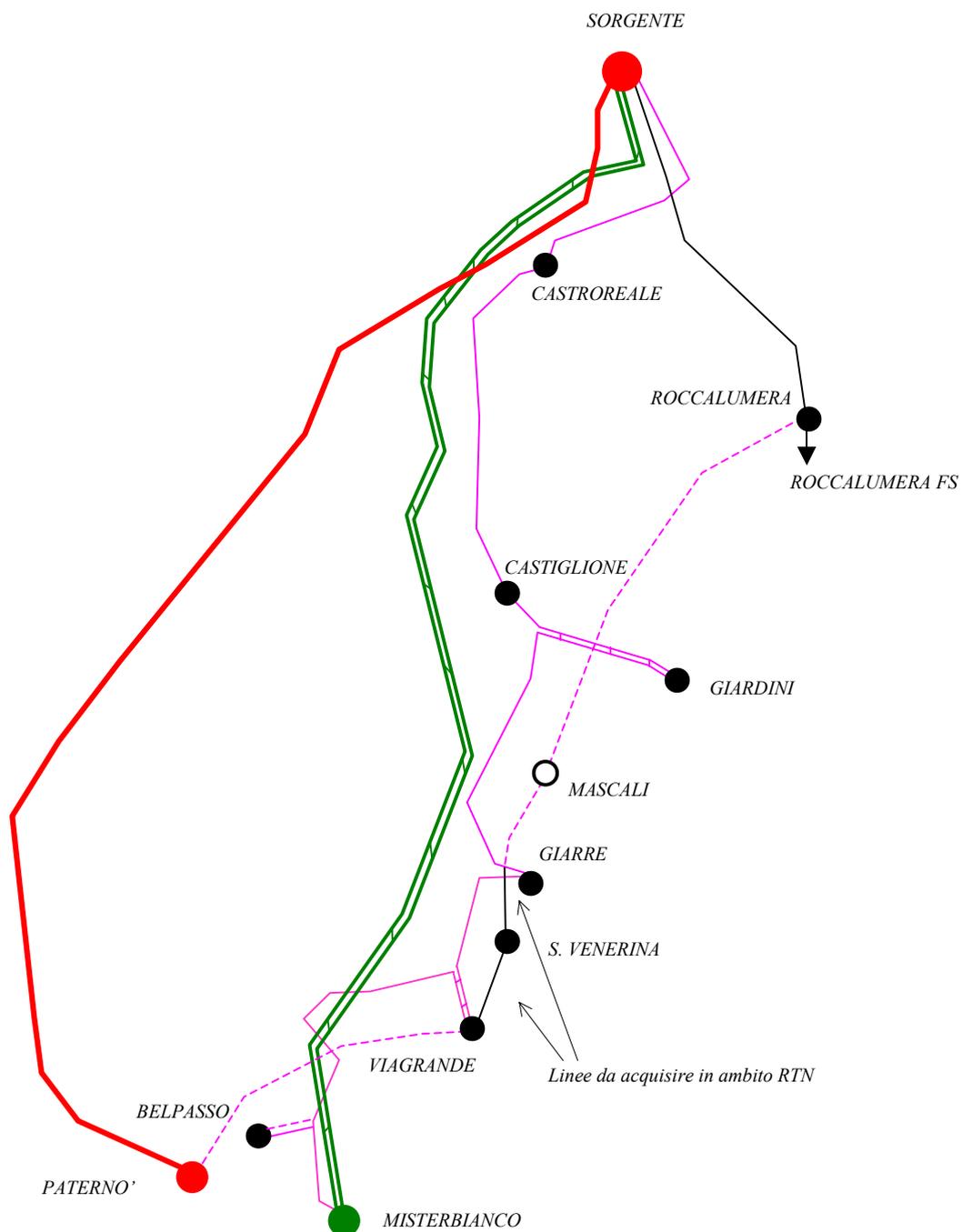


*Disegni relativi agli interventi previsti in
Sicilia*

Assetto Augusta

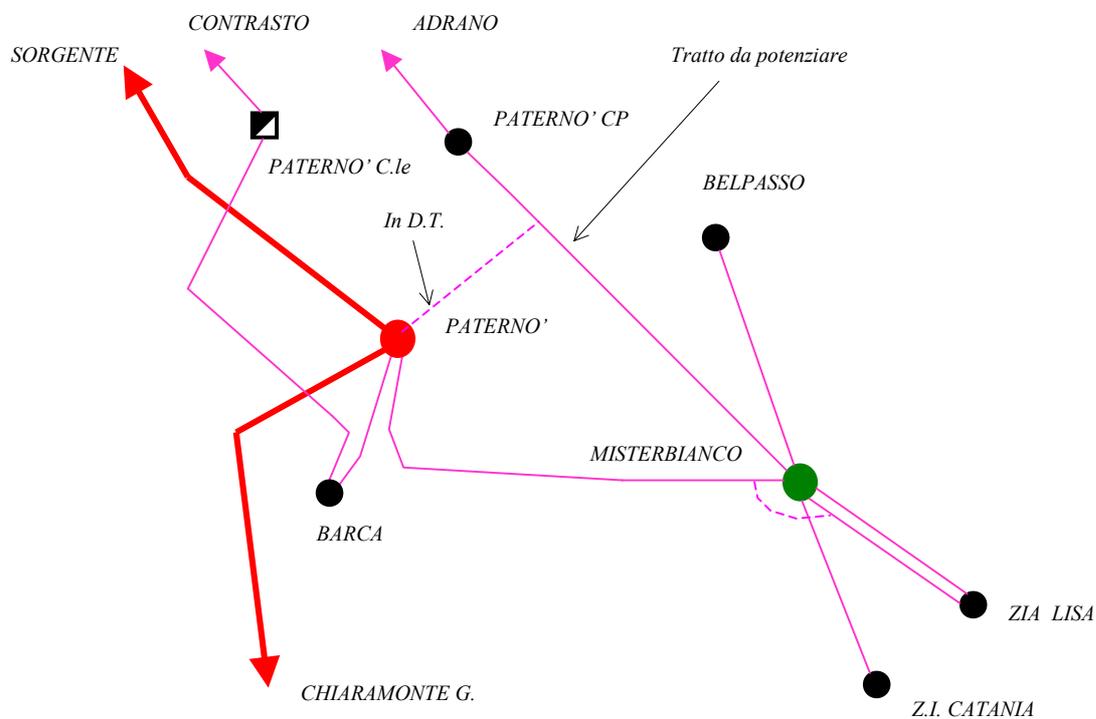


Dorsale Jonica

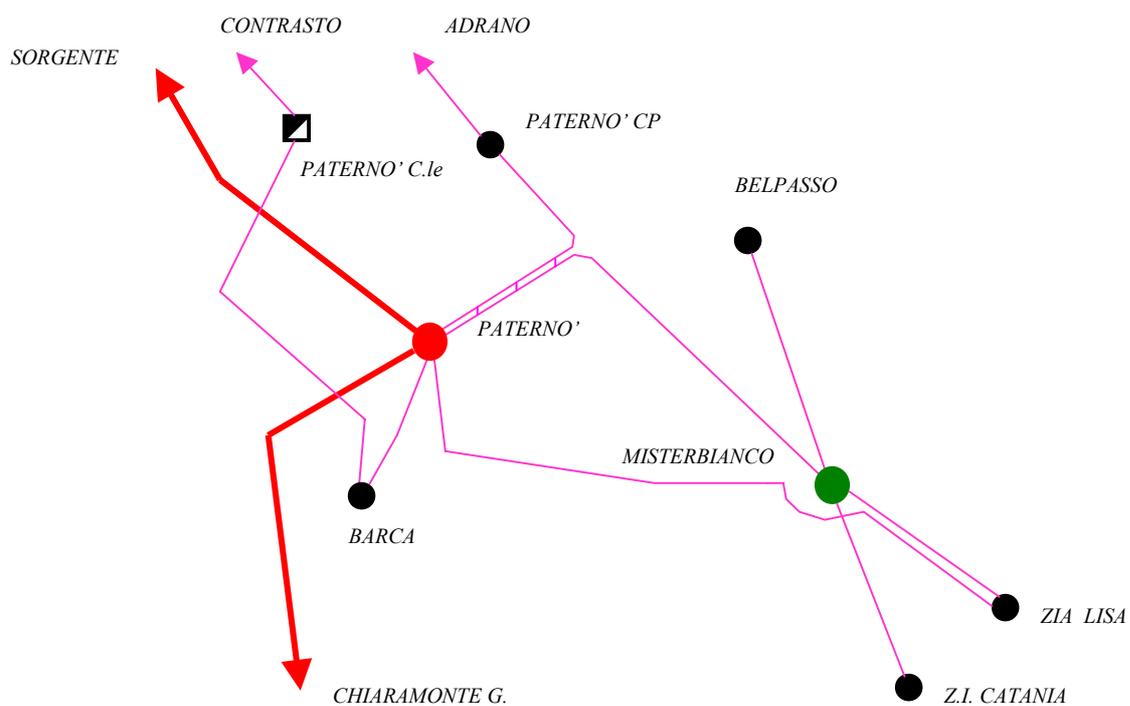


Raccordi di Paterno'

Situazione attuale e lavori programmati



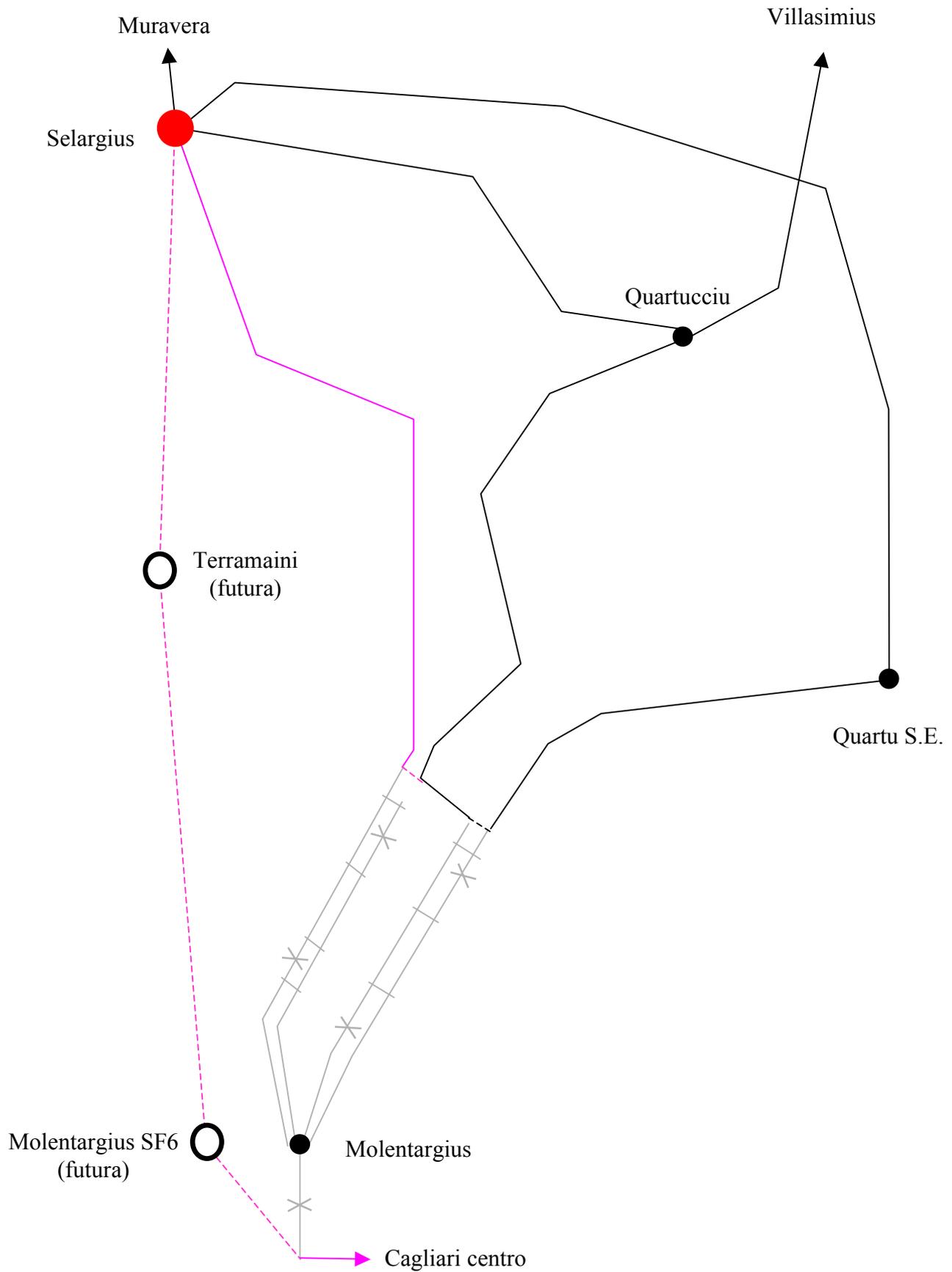
Assetto Futuro

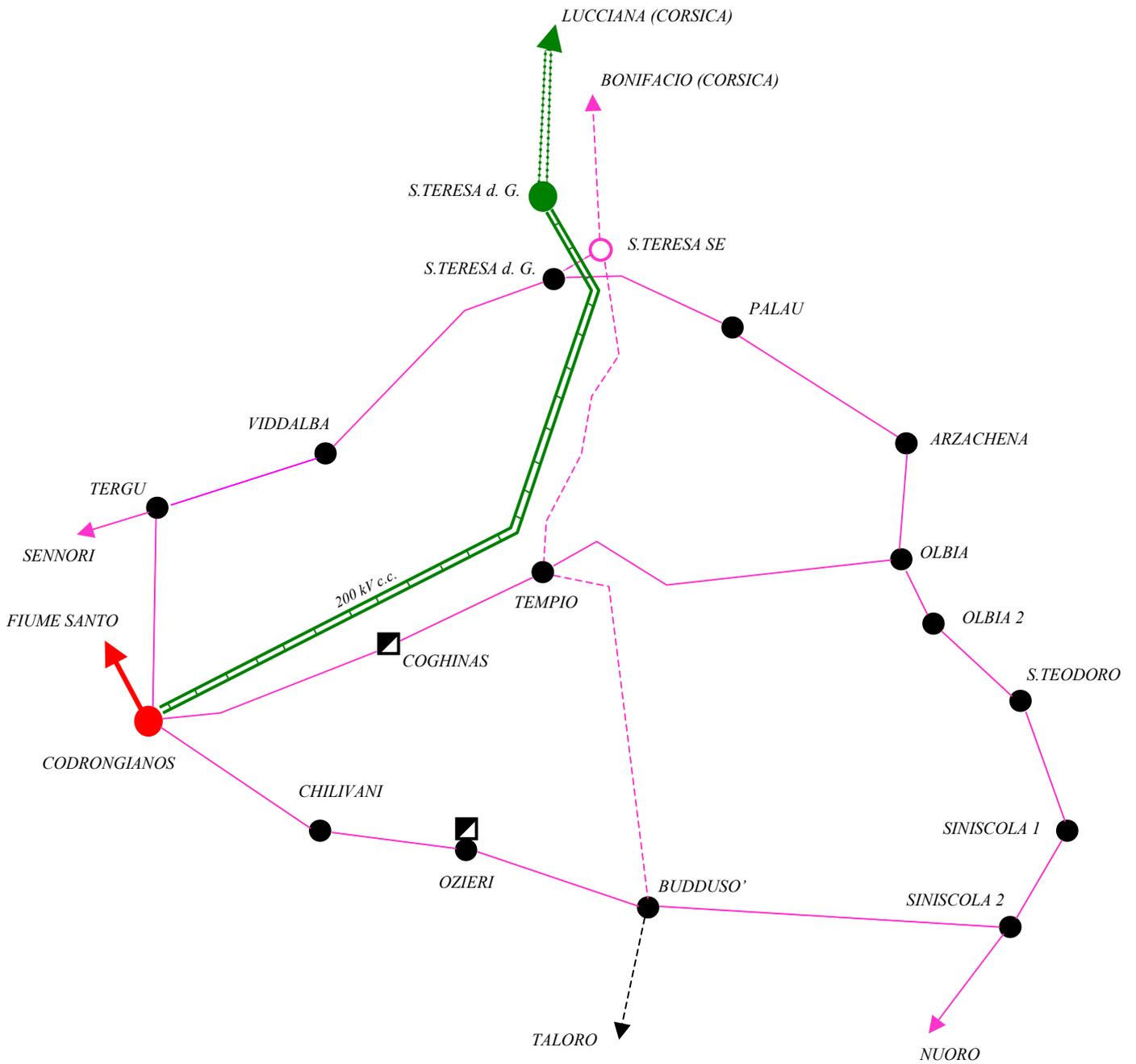


*Disegni relativi agli interventi previsti in
Sardegna*

Molentargius - Selargius

Lavori Programmati





ALLEGATO 3

Connessioni alla RTN

gennaio 2006

- Tabella A -

Connessioni di centrali elettriche con potenza termica maggiore di 300 MW

<i>Impianto</i>	<i>Regione</i>	<i>Tensione [kV]</i>	<i>Potenza elet. [MW]</i>	<i>Data¹</i>	<i>Soluzione di connessione</i>
C.le AEM Torino di Moncalieri (TO)	Piemonte	220	385+250	Ago-05 Dic-07	In antenna su S.E. RTN a 220 kV di Moncalieri AEM. Al fine di consentire l'immissione in sicurezza sulla rete a 220 kV della potenza prodotta dalla c.le (circa 800 MW nell'assetto finale), la linea RTN a 220 kV "Stura - Casanova" sarà collegata in entra-esce alla citata S.E. a 220 kV di Moncalieri AEM.
C.le EDISON di Settimo Torinese (TO)	Piemonte	220	250	Da definire	In entra-esce alla linea a 220 kV "Stura - Rondissone".
C.le Acea Electrabel Produzione di Leini (TO)	Piemonte	380	380	Set-07	In antenna a 380 kV alla stazione a 380 kV di Leini.
C.le E.ON di Livorno Ferraris (VC)	Piemonte	380	800	Mar-08	In antenna a 380 kV alla stazione a 380 kV di Torino.
C.le EDIPOWER di Turbigo (MI)	Lombardia	380	+ 150	Giù-08	Connessione già esistente – in antenna a 380 kV su Turbigo
C.le ENERGIA di Bertinico/Turano Lodigiano (LO)	Lombardia	380	800	Dic -09	In antenna su nuova stazione di smistamento a 380 kV da inserire in entre-esce sulla linea a 380 kV "San Rocco - Tavazzano".
C.le C. Comb. ASM-BS e AGSM-VR di Ponti sul Mincio (MN)	Lombardia	220	+250	2007	Stazione Mincio a 220 kV e relativi raccordi alla linea "Bussolengo-Marcarià" per connessione definitiva della C.le ASM-BS Mincio già commessa in via transitoria a 132 kV
C.le EDISON (ex Caffaro) di Torviscosa (UD)	Friuli Venezia Giulia	380	800	Set- 06	In antenna sulla S.E. a 380 kV di Planais (UD). Già ultimati gli impianti di rete per la connessione.
C.le S.E.F. di Ferrara (FE)	Emilia Romagna	380	2x400	Gen-08 Apr-08	In antenna sulla nuova S.E. a 380 kV "Ferrara Nord", da inserire in entra-esce sulla linea a 380 kV "Ostiglia-Ferrara Focomorto". La nuova stazione dovrà essere in doppia sbarra a 380 kV, con tre stalli linea ed uno di parallelo. Dovranno inoltre essere riservati spazi tali da consentire un futuro ampliamento per altri due stalli linea a 380 kV.
C.le Roselectra di Rosignano Solvay (LI)	Toscana	380	400	Gen-07	In antenna su nuova sezione a 380 kV, autorizzata in ampliamento della esistente S.E. a 380 kV Rosen (attualmente non RTN).
C.le ENEL Produzione S. Barbara di Cavriglia (AR)	Toscana	380	+265	Dic-06	In antenna su S.E. di S. Barbara.
C.le Enel Produzione di Livorno (LI)	Toscana	380	+500	Da definire	In antenna sulla stazione a 380 kV di Acciaolo, riutilizzando parzialmente il tracciato della linea a 220 kV "Livorno – Marghione".
C.le C. Energia di Gissi (CH)	Abruzzo	380	2 x 400	Feb-08	In antenna su nuova S.E. a 380 kV da collegare in entra – esce sulla linea "Tarino-Villanova".

¹ 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 e con i titolari di RTN assegnatari dei lavori.

<i>Impianto</i>	<i>Regione</i>	<i>Tensione [kV]</i>	<i>Potenza elet. [MW]</i>	<i>Data²</i>	<i>Soluzione di connessione</i>
C.le. ENERGIA di Termoli (CB)	Molise	380	750	Ott-06	Già ultimati gli impianti di rete per la connessione. In antenna sulla S.E. a 380 kV di Larino (CB). Impianto di consegna completato
C.le. EDISON di Orta di Atella (CE)	Campania	380	780	Da definire	In antenna su una nuova stazione di smistamento della RTN, da collegare in entrata-esci alla linea a 380 kV "Patria - S. Sofia".
C.le SET di Teverola (CE)	Campania	380	400	Dic-06	In antenna alla stazione a 380 kV di S.Maria Capua Vetere (CE).
C.le ENERGY PLUS di Salerno	Campania	380	780	Ott-08 Dic-08	In antenna alla stazione a 380 kV di Montecorvino.
C.le CALENIA ENERGIA di Sparanise (CE)	Campania	380	2x 400	Apr-07 Lug-07	In antenna su una nuova stazione di smistamento della RTN, da collegare in entrata-esci alla linea a 380 kV "Garigliano - S. Maria Capua Vetere".
C.le a CDR FIBE di Accera (NA)	Campania	220	120	Giù-08	In antenna alla stazione a 220 kV di Accera.
C.le TIRRENO POWER di Napoli Levante (NA)	Campania	220	+250	Mar-08	In antenna a 220 kV sulla nuova stazione di smistamento a 220 kV di Napoli Levante
C.le MIRANT Italia di S. Severo (FG)	Puglia	380	390	Giù-08	In antenna su una nuova stazione di smistamento della RTN a 380 kV, da collegare in entrata-esci alla linea a 380 kV "Larino – Foggia".
C.le ENIPOWER di Brindisi	Puglia	380	3x390	Sett-05 Mar-06 Giù-06	In antenna alla stazione a 380 kV di Brindisi Pignicelle.
C.le ENERGIA MODUGNO di Modugno (BA)	Puglia	380	750	Gen-08	In antenna su una nuova stazione di smistamento della RTN a 380 kV, da collegare in entrata-esci alla linea a 380 kV "Foggia – Bari Ovest".
C.le C. EDISON di Altomonte (CS)	Calabria	380	800	Mag-06	In antenna sulla nuova stazione di Altomonte della RTN a 380 kV, da collegare in entrata-esci alla costruenda linea a 380 kV "Laino– Feroleto".
C.le EDISON di Simeri Crichi (KR)	Calabria	380	800	Sett-07	In antenna sulla nuova stazione della RTN a 380 kV di Magsano, da collegare in entrata-esci alla linea a 380 kV "Scandale – Rizziconi".
C.le EDISON di Pianopoli (CZ)	Calabria	380	800	Gen-09	In antenna alla futura sezione a 380 kV di Feroleto.
C.le C. Comb. EUROSUVILUPPO ELETTRICA di Scandale (KR)	Calabria	380	800	Giù-08	In antenna alla stazione a 380 kV di Scandale.
C.le RIZZICONI ENERGIA di Rizziconi (RC)	Calabria	380	2x400	Ago-08 Nov-08	In antenna alla stazione a 380 kV di Rizziconi.
C.le ERG Nu.Ce. Nord di Melilli (SR)	Sicilia	380	2x240	Sett-07 Ott-07	In antenna sulla nuova stazione a 380 kV da inserire in e.e. su linea a 380 kV "Chiaromonte G.-ISAB Energy".

43-4

² 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 e con i titolari di RTN assegnatari dei lavori.

- Tabella B -

Connessioni di centrali elettriche con potenza termica minore di 300 MW o da fonti rinnovabili

<i>Impianto</i>	<i>Regione</i>	<i>Tensione [kV]</i>	<i>Potenza elettrica [MW]</i>	<i>Data³</i>	<i>Soluzione di connessione</i>
C.le eolica ENEL PRODUZIONE di Vastogirardi (IS)	Molise	150	13,5	2007	In antenna su cabina Castel del Giudice
C.le eolica FRI-EL S. Agata di Puglia	Puglia	150	72	2006	In antenna a 150 kV su SE Accadia
C.le eolica Aerosol di Francofonte (SR)	Sicilia	150	70	2006	In antenna a 150 kV su futura SE Francofonte.
C.le eolica IDAS di Vizzini	Sicilia	150	29,27	2006	In antenna a 150 kV con nuova staz. smist. della RTN da inserire in e.e. su linea a 150 kV "Sortino-Vizzini"
C.le eolica GREEN ENGINEERING & CONSULTING di Vicari	Sicilia	150	75	2006	In antenna a 150 kV con nuova staz. smist. della RTN da inserire in e.e. su linea a 150 kV "Castronovo-Cimmina Cp"
C.le eolica ENEL PRODUZIONE di Monte Lusei (NU)	Sardegna	150	54	2007	In antenna a 150 kV con nuova staz. smist. della RTN da inserire in e.e. su linea a 150 kV "Flumendosa 2- Nurri" da realizzarsi nel comune di Seui.

³ La data indicata si riferisce di norma all'entrata in servizio della centrale (marcia commerciale), così come indicato dal proponente. 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 e con i titolari di RTN assegnatari dei lavori. Rispetto al Pds 2005, sono stati eliminati gli impianti per i quali, non sono stati assunti gli impegni economici con il Gestore o non sono state ottenute tutte le autorizzazioni.

**- Tabella C -
Connessioni di cabine primarie di distribuzione ed impianti utilizzatori**

<i>Impianto</i>	<i>Richiedente</i>	<i>Regione</i>	<i>Tensione [kV]</i>	<i>Data⁴</i>	<i>Soluzione di connessione</i>
C.P. Sassello (AL)	ENEL Distribuzione	Piemonte	132	Da definire	In entra-esce alla linea a 132 kV "Vetri Deigo – Spigno".
C.P. Sezzadio (AL)	ENEL Distribuzione	Piemonte	132	2006	In entra-esce alla linea a 132 kV "Spinetta Marengo-San Giuseppe di Cairo". C.P. a schema ridotto con interruttore di linea posizionato lato S. Giuseppe di Cairo.
C.P. Scarmagno (TO)	ENEL Distribuzione	Piemonte	132	2008	In entra-esce alla linea a 132 kV S. Bernardo-Caluso, con schema di connessione completo.
C.P. Martinetto (TO)	AEM Distribuzione	Piemonte	132	2006	In antenna sulla 2 ^a sez. a 132 kV (diversa da quella a cui è collegato l'altro TR di distribuzione) della stazione di Martinetto. Sarà pertanto realizzato lo stallo a 132 kV su cui attestare direttamente il TR AT/MT di proprietà AEM Distribuzione.
C.P. Liscate (MI)	ENEL Distribuzione	Lombardia	132	Da definire	La futura C.P. Liscate sarà collegata 132 kV della S.E. di Tavazzano mediante una nuova linea di ENEL Distribuzione a 132 kV "Tavazzano - Liscate".
C.P. Cadorago (CO)	ENEL Distribuzione	Lombardia	132	2006	C.P. Cadorago sarà inserita in entra-esce alla linea a 132 kV "Cucciago-Novedrate", con schema di connessione ridotto.
C.P. Castione Andevenno (SO)	ENEL Distribuzione	Lombardia	132	Da definire	La nuova C.P. Castione Andevenno sarà inserita in entra-esce sulla linea RTN a 132 kV "Ardemno-C.P. Sondrio". E' stato avviato nel febbraio 2005 l'iter autorizzativi
C.P. Verderio (LC)	ENEL Distribuzione	Lombardia	132	2006	La seconda alimentazione alla esistente C.P. Verderio sarà garantita mediante realizzazione del secondo raccordo a 132 kV alla linea RTN a 132 kV "Verderio-der. CP Verderio –Cernusco".

A3-7

⁴ 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 e con i titolari di RTN assegnatari dei lavori.

<i>Impianto</i>	<i>Richiedente</i>	<i>Regione</i>	<i>Tensione [kV]</i>	<i>Data⁵</i>	<i>Soluzione di connessione</i>
C.P. Legnano (MI)	ENEL Distribuzione	Lombardia	132	2007	La futura C.P. Legnano sarà collegata alla sezione 132 kV della S.E. di Cislago mediante la futura linea di ENEL Distribuzione a 132 kV Cislago - C.P. Legnano".
C.P. Iseo (BS)	ENEL Distribuzione	Lombardia	132	Da definire	La futura C.P. ISEO. verrà collegata alla sezione 132 kV della S.E. di Nave mediante riattivazione di uno stallo a 132 kV (ex utente Afim) presente in stazione L'attività è subordinata all'ultimazione dei lavori a cura ENEL D
C.P. Cortefranca (BS)	ENEL Distribuzione	Lombardia	132	2008	La nuova C.P. Cortefranca sarà collegata alla sezione 132 kV della S.E. di Chiari, mediante nuova linea a 132 kV, di ENEL Distribuzione, denominata "Chiari - C.P. Cortefranca". L'attività è subordinata all'ultimazione dei lavori a cura ENEL D
C.P. Gropello Cairoli (PV)	ENEL Distribuzione	Lombardia	132	2007	Seconda alimentazione della C.P. mediante collegamento in antenna a 132 kV alla stazione RTN di Castelnuovo, ove sarà approntato uno stallo 132 kV.
C.P. Sumirago (VA)	ENEL Distribuzione	Lombardia	132	2009	La CP Sumirago sarà commessa alla sezione 132 kV della S.E. di Mercallo mediante una nuova linea a 132 kV, di proprietà ENEL Distribuzione, "Mercallo-Sumirago".
S.E. Magenta (MI)	TAV/RFI	Lombardia	220	2007	Per l'alimentazione del sistema ad alta velocità verrà installato un nuovo ATR 220/132 da 250 MVA con il relativo stallo primario; sarà inoltre realizzata una seconda sezione a 132 kV, cui connettere gli impianti TAV di Greggio e Sedriano.
C.P. Rozzano	AEM Elettricità	Lombardia	220	2007	La nuova C.P. sarà collegata in entra-esce alla linea RTN a 220 kV "Cesano Maderno - Tavazzano".
Stazione Ricevitrice Nord	AEM Elettricità	Lombardia	220	Da definire	Presso al stazione RTN Ricevitrice Nord saranno attestati 2 stalli a 220 kV per trasformazioni 220/MT.
Ut. Laboratori Nazionali di Legnaro (PD)	Laboratori Nazionali di Legnaro	Veneto	132	2006	L'utente Laboratori Nazionali di Legnaro sarà collegato in antenna sulla stazione 380/220/132 kV di Camin.
C.P. Grumolo (VI)	ENEL Distribuzione	Veneto	220	2008	La futura CP sarà inserita in entra-esce sulla linea di trasmissione a 220 kV "Este-Citadella".
C.P. Castegnero (VI)	ENEL Distribuzione	Veneto	220/132	2008	La nuova CP sarà collegata in antenna sulla futura stazione Castegnero
C.P. Trevenzuolo (VR)	ENEL Distribuzione	Veneto	132	2010	La nuova CP verrà collegata in antenna sulla stazione Nogarole Rocca (VR) mediante la futura linea 132 kV "Nogarole Rocca - Trevenzuolo".
C.P. Nogara (VR)	ENEL Distribuzione	Veneto	132	2008	La CP di Nogara sarà collegata alla stazione di Ostiglia mediante ricostruzione in d.t. della linea "Ostiglia-Nogara-Venera".
C.P. Rossano Veneto (VI)	ENEL Distribuzione	Veneto	132	Da definire	La nuova CP sarà collegata mediante doppia derivazione sulle linee "Rossano-Bassano", appartenente alla RTN, e "Vellai-Fonte" di proprietà ENEL Distribuzione.
C.P. Vicenza Monteviale (VI)	ENEL Distribuzione	Veneto	132	2006	La nuova CP sarà inserita in entra-esce sulla futura linea "Vicenza Monteviale - Sandrigo", attualmente "Altavilla-Sandrigo".

⁵ 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 e con i titolari di RTN assegnatari dei lavori.

<i>Impianto</i>	<i>Richiedente</i>	<i>Regione</i>	<i>Tensione [kV]</i>	<i>Data⁶</i>	<i>Soluzione di connessione</i>
S.E. Verona Ricevitrice Ovest	AGSM Verona	Veneto	220	Da definire	Presso al stazione RTN Verona Ricevitrice Ovest saranno attestati 2 nuovi stalli a 220 kV per trasformazioni 220/MT (* da verificare)
TAV S. Damaso (MO)	TAV/RFI	Emilia Romagna	132	2006	In antenna su S.E. di S. Damaso, presso la quale verrà installato il terzo ATR 380/132 kV da 250 MVA e predisposta la sezione 132 kV per l'esercizio su tre sistemi di sbarre separati.
C.P. Selice (RA)	HERA	Emilia Romagna	132	Da definire	In antenna sulla futura stazione di smistamento di Massa Lombarda a 132 kV. La C.P. sarà anche collegata in entra-esce sulla linea di distribuzione (HERA) "Origliola - Trebeghino - der. Irce".
C.P. Sorbolo (PR)	ENEL Distribuzione	Emilia Romagna	132	2007	In entra-esce sulla linea a 132 kV "S. Quirico-Parma Vignehffio".
S.S.E. Modena (MO)	RFI	Emilia Romagna	132	2006	In antenna su S.E. di S. Damaso.
C.P. Bastiglia (MO)	ENEL Distribuzione	Emilia Romagna	132	2009	In entra-esce sulla linea a 132 kV "Crevalcore-Carpi Sud".
C.P. Berceo (PR)	ENEL Distribuzione	Emilia Romagna	132	2010	In entra-esce sulla linea a 132 kV "Borgotaro-Marra".
C.P. Nibbiano (PC)	ENEL Distribuzione	Emilia Romagna	132	2010	In entra-esce sulla linea a 132 kV "Borgonovo-Borgotaro" (futura "Borgonovo-Bardi").
C.P. Mancasale (RE)	ENEL Distribuzione	Emilia Romagna	132	2009	In entra-esce sulla linea a 132 kV "Reggio Nord - Castelnuovo di Sotto", con schema di connessione completo. L'intervento è correlato alle opere previste nell'ambito della razionalizzazione della rete AT nell'area di Reggio Emilia.
C.P. Bedonia (PR)	ENEL Distribuzione	Emilia Romagna	132	Da definire	In entra-esce sulla attuale linea a 132 kV "Borgonovo-Borgotaro" (futura "Borgonovo-Bardi").
C.P. Rubiera Nord (RE)	ENEL Distribuzione	Emilia Romagna	132	Da definire	Realizzazione del secondo raccordo alla linea a 132 kV "Rubiera-Carpi Sud".
C.P. SPIP (PR)	Enia	Emilia Romagna	132	2010	In entra-esce sulla linea a 132 kV "S. Quirico-Parma Vignehffio", con schema di connessione completo.
C.P. Barga (LU)	ENEL Distribuzione	Toscana	132	2006	In entra-esce sulla linea a 132 kV "Torrile - Pian Rocca". Attualmente è collegata in derivazione rigida alla stessa linea.
C.P. Chiana (AR)	ENEL Distribuzione	Toscana	132	2006	In entra-esce sulla linea a 132 kV "Cortona-Arezzo C"
C.P. Saline (PI)	ENEL Distribuzione	Toscana	132	2007	In entra-esce sulla linea a 132 kV "Terricciole-Cecina". Attualmente è collegata in derivazione rigida alla medesima linea.

⁶ 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 e con i titolari di RTN assegnatari dei lavori.

<i>Impianto</i>	<i>Richiedente</i>	<i>Regione</i>	<i>Tensione [kV]</i>	<i>Data⁷</i>	<i>Soluzione di connessione</i>
SSE Montuolo (LU)	RFI	Toscana	132	2006	In derivazione rigida sulla futura linea a 132 kV "Filettole-Lucca Ronco".
C.P. Cascina (LI)	ENEL Distribuzione	Toscana	132	2009	Già connessa a Guastice e Pontedera, sarà collegata anche in antenna su S.E. di Acciaiole a cura di Enel Distribuzione.
C.P. Orcia (SI)	ENEL Distribuzione	Toscana	132	2009	In antenna-esse sulla linea a 132 kV "Torrenieri-Chianciano", di proprietà di RFI
SSE Fauglia FS (PI)	RFI	Toscana	132	2006	In antenna su S.E. di Acciaiole.
C.P. Torrita di Siena (SI)	ENEL Distribuzione	Toscana	132	2007	In entra-esse alla linea a 132 kV "Chiusi-Stabilimento Lonzà".
C.P. Guardistallo (PI)	ENEL Distribuzione	Toscana	132	2007	In derivazione rigida sulla futura linea a 132 kV "Ceina-Saline". La connessione sarà subordinata all'intervento relativo alla C.P. Saline (PI).
C.P. Gioietta (Castiglione della Pescaia - GR)	ENEL Distribuzione	Toscana	132	2009	In entra-esse sulla linea a 132 kV "Castiglione della Pescaia – Grosseto Nord", con schema di connessione ridotto con l'unico interruttore di linea posizionato sul lato Grosseto Nord.
C.P. Merse (Murlo - SI)	ENEL Distribuzione	Toscana	132	2009	In entra-esse sulla linea a 132 kV "Radicondoli - Torrenieri", di proprietà di RFI, con schema in soluzione ridotta con il solo interruttore di linea posizionato sul lato Radicondoli.
C.P. Castelnuovo Garfagnana (LU)	ENEL Distribuzione	Toscana	132	Da definire	In entra-esse sulla linea a 132 kV "Corfino – C.le Castelnuovo Garfagnana". Provvisoriamente è collegata in derivazione rigida alla stessa linea. A seguito del completamento dell'intervento, l'utente Georgia Pacific potrà essere collegato in antenna sulla C.P.
C.P. Ghirlanda (GR)	ENEL Distribuzione	Toscana	132	2010	La C.P., attualmente non alimentata in maniera affidabile, verrà anche collegata in antenna alla futura stazione di smistamento RTN a 132 kV (in località Boccheggiano) da inserire in entra-esse sulla linea a 132 kV "Larderello – Paganico".
C.P. Ostra (PS)	ENEL Distribuzione	Marche	132	2006	La C.P. sarà connessa in entra-esse alla linea 132 kV "S. Lazzaro – Camerata Picena C.P." con schema di connessione completo.
C.P. Montecchio (PS)	ENEL Distribuzione	Marche	132	2007	La C.P. sarà connessa in entra-esse alla linea 132 kV "Colbordolo – Montelabate", con schema in soluzione ridotta con l'unico interruttore di linea posizionato verso la linea più lunga che si verrà a formare dopo la connessione.
C.P. Assisi (PG)	ENEL Distribuzione	Umbria	132	2006	In entra-esse sulla linea a 132 kV "Fiamenga - Bastia Umbrà" con schema in soluzione ridotta con l'unico interruttore di linea posizionato verso la linea più lunga che si verrà a formare dopo la connessione. L'impianto sarà predisposto per una evoluzione a schema in soluzione completa.
C.P. Castelmassimo (FR)	ENEL Distribuzione	Lazio	150	2006	Eliminazione attuale connessione in derivazione rigida e inserimento in entra-esse sulla linea a 150 kV "Ceprano - Canterno C.le".

⁷ 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 e con i titolari di RTN assegnatari dei lavori.

<i>Impianto</i>	<i>Richiedente</i>	<i>Regione</i>	<i>Tensione [kV]</i>	<i>Data</i> ⁸	<i>Soluzione di connessione</i>
C.P. Interporto (RM)	ENEL Distribuzione	Lazio	150	2006	In entra-esce sulla linea a 150 kV "Porto - Raffineria" con schema di connessione completo.
C.P. Villanova (PE)	ENEL Distribuzione	Lazio	150	2006	In entra-esce sulla linea a 150 kV "Guidonia - Acquorita" con schema in soluzione completa.
C.P. Fiera di Roma (RM)	ACEA	Lazio	150	2006	In entra-esce sulla linea a 150 kV "Roma Ovest – Vitrinia – der. Lido Nuovo", con schema in soluzione completa.
C.P. Roma Sud	ACEA	Lazio	150	2007	In antenna, a seguito della realizzazione della linea da parte di ACEA, sulla stazione di Roma Sud dove verrà reso disponibile uno stallo.
C.P. Castel Romano	ACEA	Lazio	150	2007	In antenna, a seguito della realizzazione della linea da parte di ACEA, sulla stazione di Roma Sud dove verrà reso disponibile uno stallo.
C.P. Tor di Valle	ACEA	Lazio	150	2007	In antenna, a seguito della realizzazione della linea da parte di ACEA, sulla stazione di Roma Sud dove verrà reso disponibile uno stallo.
C.P. Cantalupo in Sabina (RI)	ENEL Distribuzione	Lazio	150	2009	In entra-esce sulla linea a 150 kV "Colonneta - Vacone" con schema in soluzione ridotta con l'unico interruttore di linea posizionato verso la linea più lunga che si verrà a formare dopo la connessione. L'impianto sarà predisposto per una evoluzione a schema in soluzione completa.
C.P. Monterotondo (RM)	ENEL Distribuzione	Lazio	150	2009	In antenna, a seguito della realizzazione della linea da parte di ENEL Distribuzione, sulla stazione di Roma Nord dove verrà reso disponibile uno stallo.
C.P. Primavalle (RM)	ACEA	Lazio	150	Da definire	In entra-esce sulla linea a 150 kV "Roma O. – Fiano Romano - Flaminia Acea" nel tratto "Roma O. - Fiano Romano all." con schema in soluzione completa.
C.P. Parco dei Medici (RM)	ACEA	Lazio	150	Da definire	In entra-esce sulla linea a 150 kV "Magliana - Ponte Galeria" con schema in soluzione completa.
C.P. S. Salvo (CB)	ENEL Distribuzione	Abruzzo	150	2006	Evoluzione della connessione da derivazione rigida a schema in entra-esce sulla linea a 150 kV "S. Salvo – Ternoli Sinarca" con schema in soluzione completa. L'impianto sarà predisposto per un eventuale ampliamento per 2 stalli.
C.P. Miglianico (CH)	ENEL Distribuzione	Abruzzo	150	2006	In entra-esce sulla linea a 150 kV "S.E. Villanova - Ortona" con schema in soluzione ridotta con l'unico interruttore di linea posizionato verso la linea più lunga che si verrà a formare dopo la connessione. L'impianto sarà predisposto per una evoluzione a schema in soluzione completa.
C.P. Roccaraso (AQ)	ENEL Distribuzione	Abruzzo	150	2006	In entra-esce sulla linea a 150 kV "Collarmele Sez. – S. Angelo" terra sud con schema in soluzione completa.

⁸ 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 e con i titolari di RTN assegnatari dei lavori.

<i>Impianto</i>	<i>Richiedente</i>	<i>Regione</i>	<i>Tensione [kV]</i>	<i>Data⁹</i>	<i>Soluzione di connessione</i>
C.P. Polla (SA)	ENEL Distribuzione	Campania	150	2006	In entra-esce sulla linea a 150 kV "Tanagro – C.P. Sala Consilina" con schema in soluzione completa.
C.P. Pontelandolfo (BN)	ENEL Distribuzione	Campania	150	2007	In antenna, a seguito della realizzazione della linea da parte di ENEL Distribuzione, sulla stazione di Benevento II dove verrà reso disponibile uno stallo.
C.P. TAV Casoria (NA)	ENEL Distribuzione	Campania	220	2007	In entra-esce su linea a 220 kV "Fratta-Poggioreale", mediante la realizzazione di due nuovi raccordi, utilizzando lo schema di connessione completo.
C.P. Bari Ferrotranviaria (BA)	ENEL Distribuzione	Puglia	150	2006	In entra-esce sulla linea a 150 kV "C.le Bari Termica - Getrag" con schema in soluzione completa.
C.P. Martina Franca (TA)	ENEL Distribuzione	Puglia	150	2006	In antenna, a seguito della realizzazione della linea da parte di ENEL Distribuzione, sulla stazione di Taranto Nord, dove sarà approntato il relativo stallo.
C.P. Foggia Ovest (FG)	ENEL Distribuzione	Puglia	150	2007	In entra-esce sulla futura linea a 150 kV "S.E. Foggia - Accadia" con schema in soluzione completa.
C.P. Santeramo Ind. (BA)	ENEL Distribuzione	Puglia	150	2008	In entra-esce sulla linea a 150 kV "S.E. Matera - Acquaviva" con schema in soluzione completa.
C.P. Lagonegro (PZ)	ENEL Distribuzione	Basilicata	150	2006	In entra-esce sulla linea a 150 kV "Lauria - Padula" con schema in soluzione ridotta con l'unico interruttore di linea posizionato lato Lauria. L'impianto sarà predisposto per una evoluzione a schema in soluzione completa.
C.P. Amato (CZ)	ENEL Distribuzione	Calabria	150	Da definire	In entra-esce sulla linea a 150 kV "Catanzaro 2 – S.E. Feroleto" con schema in soluzione ridotta con l'unico interruttore di linea posizionato verso la linea più lunga che si verrà a formare dopo la connessione. L'impianto sarà predisposto per una evoluzione a schema in soluzione completa.
C.P. Ionadi (VV)	ENEL Distribuzione	Calabria	150	2006	In entra-esce sulla linea a 150 kV "S.E. Feroleto - C.P. Gioia Tauro Ind." con schema in soluzione completa.
C.P. Tarsia CS)	ENEL Distribuzione	Calabria	150	2006	In entra-esce sulla linea a 150 kV "Acri - Cammarata" con schema in soluzione ridotta con l'unico interruttore di linea posizionato verso la linea più lunga che si verrà a formare tenendo anche conto della connessione della futura C.P. di S. Demetrio Corone. L'impianto sarà predisposto per una evoluzione a schema in soluzione completa.

⁹ 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 e con i titolari di RTN assegnatari dei lavori.

<i>Impianto</i>	<i>Richiedente</i>	<i>Regione</i>	<i>Tensione [kV]</i>	<i>Data</i> ¹⁰	<i>Soluzione di connessione</i>
C.P. Oppido (RC)	ENEL Distribuzione	Calabria	150	2006	In entra-esce sulla linea a 150 kV "Taurianova - Locri" con schema in soluzione ridotta con l'unico interruttore di linea posizionato verso la linea più lunga che si verrà a formare dopo la connessione. L'impianto sarà predisposto per una evoluzione a schema in soluzione completa.
C.P. Belpasso (CT)	ENEL Distribuzione	Sicilia	150	2006	Eliminazione e attuale derivazione rigida e inserimento in entra-esce su linea "Misterbianco - Viagrande".
C.P. Filonero (SR)	ENEL Distribuzione	Sicilia	150	2007	In entra-esce sulla linea a 150 kV "Mellilli - Lentini" con schema in soluzione completa.
C.P. Sigonella (CT)	ENEL Distribuzione	Sicilia	150	2006	In antenna, a seguito della realizzazione della linea da parte di ENEL Distribuzione, sulla stazione di Paternò dove verrà reso disponibile uno stallo.
C.P. Cappuccini (PA)	ENEL Distribuzione	Sicilia	150	2006	In antenna, a seguito della realizzazione della linea da parte di ENEL Distribuzione, sulla stazione di Ciminna dove verrà reso disponibile uno stallo.
C.P. Mulini (PA)	ENEL Distribuzione	Sicilia	150	2008	In antenna, a seguito della realizzazione della linea da parte di ENEL Distribuzione, sulla stazione di Ciminna dove verrà reso disponibile uno stallo.
C.P. Mussomeli (CL)	ENEL Distribuzione	Sicilia	150	2006	In entra-esce sulla linea a 150 kV "Castroново - Caltanissetta S.E." con schema in soluzione ridotta con l'unico interruttore di linea posizionato verso la linea più lunga che si verrà a formare dopo la connessione. L'impianto sarà predisposto per una evoluzione a schema in soluzione completa.
C.P. Castellammare del Golfo (TP)	ENEL Distribuzione	Sicilia	150	2007	In entra-esce sulla linea a 150 kV "Alcamo - Custonaci" con schema in soluzione ridotta con l'unico interruttore di linea lato Custonaci. L'impianto sarà predisposto per una evoluzione a schema in soluzione completa.
C.P. Caltagirone 2 (CT)	ENEL Distribuzione	Sicilia	150	2006	In entra-esce sulla linea a 150 kV "Barrafranca - Caltagirone" con schema in soluzione ridotta con l'unico interruttore di linea posizionato verso la linea più lunga che si verrà a formare dopo la connessione. L'impianto sarà predisposto per una evoluzione a schema in soluzione completa.
C.P. Carini 2 (PA)	ENEL Distribuzione	Sicilia	150	2007	In entra-esce sulla linea a 150 kV "Carini - Casuzze" con schema in soluzione completa.
C.P. Brancaccio (PA)	ENEL Distribuzione	Sicilia	150	Da definire	In antenna, a seguito della realizzazione della linea da parte di ENEL Distribuzione, sulla stazione di Ciminna dove verrà reso disponibile uno stallo.
C.P. Sambuca (AG)	ENEL Distribuzione	Sicilia	150	Da definire	In antenna, a seguito della realizzazione della linea da parte di ENEL Distribuzione, sulla stazione di Partanna dove verrà reso disponibile uno stallo.
C.P. Casteltermini (AG)	ENEL Distribuzione	Sicilia	150	Da definire	In antenna, a seguito della realizzazione della linea da parte di ENEL Distribuzione, sulla stazione di Favara dove verrà reso disponibile uno stallo.
C.P. S. Giovanni la Punta (CT)	ENEL Distribuzione	Sicilia	150	Da definire	In antenna, a seguito della realizzazione della linea da parte di ENEL Distribuzione, sulla stazione di Paternò dove verrà reso disponibile uno stallo.
C.P. Isili (NU)	ENEL Distribuzione	Sardegna	150	2006	In entra-esce alla linea 150 kV "Flumendosa - Nurri" mediante la realizzazione di due brevi raccordi, utilizzando lo schema di connessione completo, successivamente alla dismissione della linea a 150 kV "Villassar - Flumendosa" di proprietà della Società ENEL Distribuzione.

¹⁰ 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 e con i titolari di RTN assegnatari dei lavori.

<i>Impianto</i>	<i>Richiedente</i>	<i>Regione</i>	<i>Tensione [kV]</i>	<i>Data¹¹</i>	<i>Soluzione di connessione</i>
C.P. Arzachena 2 (SS)	ENEL Distribuzione	Sardegna	150	2006	In entra-esce alla linea 150 kV "Palau – Arzachena" mediante la realizzazione degli opportuni raccordi, adottando lo schema di connessione completo - sostituirà l'esistente cabina mobile.
C.P. Iglesias 2 (CA)	ENEL Distribuzione	Sardegna	150	2006	In entra-esce alla linea 150 kV "Iglesias – Siliqua" mediante la realizzazione degli opportuni raccordi, adottando lo schema di connessione completo - sostituirà l'esistente cabina mobile.
C.P. Teulada (CA)	ENEL Distribuzione	Sardegna	150	2006	In entra-esce alla linea 150 kV "Villaperuccio – S. Margherita" mediante la realizzazione degli opportuni raccordi. Lo schema di connessione potrà essere realizzato in soluzione ridotta, con l'unico interruttore di linea posizionato verso la linea più lunga che si verrà a formare dopo la connessione - sostituirà l'esistente cabina mobile.
C.P. Perdasdefogu (NU)	ENEL Distribuzione	Sardegna	150	2008	In entra-esce sulla linea a 150 kV "Goni - Ulassai" con schema in soluzione ridotta con l'unico interruttore di linea posizionato verso la linea più lunga che si verrà a formare dopo la connessione. L'impianto sarà predisposto per una evoluzione a schema in soluzione completa.
C.P. Budoni (NU)	ENEL Distribuzione	Sardegna	150	2007	In entra-esce su linea 150 kV "Siniscola1-S.Teodoro" con schema in sol. completa.
C.P. Truncu Reale (SS)	ENEL Distribuzione	Sardegna	150	2008	In entra-esce alla linea 150 kV "Monte Oro – Porto Torres 1" mediante la realizzazione degli opportuni raccordi, con schema in soluzione completa.
C.P. Selegas (CA)	ENEL Distribuzione	Sardegna	150	2008	In entra-esce alla linea 150 kV "S. Miali – Goni", con schema in soluzione ridotta con l'unico interruttore di linea posizionato verso la linea più lunga che si verrà a formare dopo la connessione.
C.P. Luras (SS)	ENEL Distribuzione	Sardegna	150	2010	In entra-esce sulla futura linea a 150 kV "S.E. S. Teresa - Tempio" o, in alternativa, in entra-esce alla esistente linea a 150 kV "Tempio - Olbia" con schema in soluzione completa. Sarà cura di ENEL Distribuzione comunicare su quale delle due linee sarà richiesta la connessione.
C.P. Putifigari (SS)	ENEL Distribuzione	Sardegna	150	Da definire	In entra-esce sulla linea a 150 kV "Sunì-Alghero" con schema in sol. completa.

A3-14

¹¹ 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 e con i titolari di RTN assegnatari dei lavori.