PIANO DI SVILUPPO 2008

Nuovi interventi di sviluppo
e stato di avanzamento delle opere
appartenenti a piani precedenti già approvati

Terna
Rete Elettrica Nazionale

Executive Summary

L'edizione 2008 del Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale (PdS) presenta numerose innovazioni rispetto agli anni passati. La struttura del documento è stata modificata per evidenziare meglio le nuove opere inserite nel piano e, nella descrizione dei singoli interventi, sono stati meglio esplicitati i benefici elettrici. Inoltre nell'illustrazione degli interventi già previsti nel Piano di Sviluppo 2007 è stato riportato lo stato d'avanzamento degli stessi.

Come negli anni precedenti, il PdS analizza lo stato della rete come risulta dall'andamento negli ultimi 12 mesi dei principali indicatori elettrici e aggiorna gli scenari di evoluzione della domanda e dell'offerta di nuova capacità di generazione.

In particolare, su quest'ultimo punto si rileva come la localizzazione della nuova capacità di produzione sia il "driver" principale della pianificazione della rete e, in assenza di un piano nazionale che ne regoli lo sviluppo, gli investimenti sulla rete di trasmissione previsti nel PdS possono diventare, a seconda dello scenario considerato, da adeguati a largamente insufficienti.

Nel corso del solo anno 2007 sono state inviate a Terna richieste di connessione di nuovi impianti da fonti rinnovabili, prevalentemente eolico, per più di 35.000 MW. La realizzazione di tali centrali localizzate prevalentemente nell'Italia Meridionale e nelle Isole, richiedono uno sforzo ulteriore nelle attività di sviluppo sulla rete al fine di ridurre il rischio di possibili congestioni in aree con consumi contenuti (circa 15.000 MW di picco) e complessivamente già eccedentarie.

Le nuove politiche energetiche messe in atto dalla Comunità Europea (EC) e ratificate dal nostro Paese si pongono l'obiettivo di accelerare l'introduzione di impianti a fonte rinnovabile al fine di raggiungere entro il 2020 il 20% di produzione energetica da queste fonti. Il contributo attuale della produzione rinnovabile in Italia è di circa il 15% sui consumi elettrici totali (meno del 5% sul totale dei consumi energetici). L'obiettivo del 20% si traduce nella necessità di circa 15-25.000 MW di nuovi impianti rinnovabili, a seconda della tecnologia che si adotta.

Affinché questo obiettivo risulti raggiungibile e sostenibile, è assolutamente indispensabile uno sforzo coordinato tra istituzioni centrali e regionali per armonizzare lo sviluppo della nuova capacità di generazione e gli investimenti pianificati sulla rete di trasmissione.

Infine la recente emanazione del Codice dell'Ambiente e l'applicazione della Valutazione Ambientale Strategica (VAS) rappresenta per TERNA un'opportunità per migliorare l'inserimento ambientale delle nuove infrastrutture di rete, adottando con gli enti locali forme di condivisione preventiva delle soluzioni di intervento prospettate. TERNA ha negli ultimi anni perfezionato le proprie strategie di sviluppo ed i criteri di pianificazione per tener conto dell'impatto ambientale delle opere previste.

In quest'ottica TERNA ricerca sinergie con infrastrutture esistenti e predilige lo sfruttamento di corridoi energetici presenti riconvertendo ove possibile la rete esistente, evitando l'asservimento di nuove aree territoriali, se non strettamente necessario. In linea con questa strategia si inserisce l'obiettivo di migliorare la gestione dei livelli di tensione sulla rete rilevante. Si abbandonerà così, progressivamente, il concetto di rete a tre livelli, a favore di un modello di rete a due livelli: il 380 kV deputato alla funzione di trasmissione e il 150 kV a quella di subtrasmissione.

Il presente documento è strutturato in due parti:

- la **Sezione I** contiene i nuovi interventi di Sviluppo della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale, soggetti ad approvazione;

- la **Sezione II** contiene lo stato di avanzamento delle opere appartenenti a Piani precedenti già approvati.

Nella prima sezione, si ripercorre idealmente il processo decisionale che conduce alla definizione ed alla pianificazione delle soluzioni di sviluppo della RTN e si descrivono sia le nuove esigenze di sviluppo che si sono evidenziate nel corso del 2007, sia quelle già proposte nei precedenti Piani di Sviluppo – in ultimo il PdS 2007 autorizzato dal Ministero dello Sviluppo Economico in data 11 Aprile 2007 – che hanno subito modifiche sostanziali dal punto di vista elettrico, con l'aggiunta di uno o più elementi di rete rispetto alla formulazione originaria.

Nella seconda sezione si intende fornire un quadro dettagliato sullo stato di avanzamento degli interventi di sviluppo previsti dai precedenti Piani già approvati, in modo da rappresentare un supporto integrativo alla definizione dello scenario di riferimento per i nuovi PdS della rete di trasporto nazionale. Gli interventi previsti nei precedenti Piani sono, infatti, già stati considerati nell'ambito del processo di concertazione preventiva e volontaria avviato da TERNA con le Amministrazioni locali e centrali, con l'obiettivo di sviluppare il processo di pianificazione in modo che le opere pianificate potessero preliminarmente godere di una verifica di compatibilità territoriale e ambientale, in un periodo che ha preceduto l'entrata in vigore del D. Lgs. 152/06 "Norme in materia Ambientale".

1 INTRODUZIONE 11

2 LINEE DI SVILUPPO 12

2.1 OBIETTIVI DERIVANTI DALLA CONCESSIONE E DAL CODICE DI RETE 13

2.1.1 DATI E INFORMAZIONI ALLA BASE DEL PROCESSO DI PIANIFICAZIONE 14

2.2 ATTUALI CRITICITÀ DI ESERCIZIO DELLA RETE 15

2.2.1 SICUREZZA DI ESERCIZIO DELLA RETE IN AAT 16
2.2.2 QUALITÀ E CONTINUITÀ DEL SERVIZIO 17
2.2.3 QUALITÀ DELLA TENSIONE SULLA RETE 19

2.3 SEGNALI PROVENIENTI DAL MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA 24

2.3.1 EFFETTO DEI MERCATI SULLA DISPONIBILITÀ DI CAPACITÀ 24
2.3.2 PRINCIPALI VINCOLI NEL MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP) 25
2.3.3 UNITÀ ESSENZIALI PER LA SICUREZZA DEL SISTEMA ELETTRICO 27
2.3.4 PRINCIPALI VINCOLI DI ESERCIZIO NEL MERCATO PER IL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO (MSD) 29

2.4 PREVISIONI ED EVOLUZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO 32

2.4.1 PREVISIONI DELLA DOMANDA DI ENERGIA ELETTRICA 32
2.4.2 PREVISIONI DELLA DOMANDA DI POTENZA ALLA PUNTA 36
2.4.3 CONNESSIONE ALLA RTN DI CABINE PRIMARIE E DI ALTRI IMPIANTI APPARTENENTI A RETI INTEROPERANTI 39
2.4.4 SVILUPPO DEL PARCO PRODUTTIVO NAZIONALE 42
2.4.5 INTERVENTI DI SVILUPPO DIRETTO PER IL POTENZIAMENTO DELLA CAPACITÀ DI INTERCONNESSIONE CON L'ESTERO 53

2.5 CRITICITÀ PREVISTE ED ESIGENZE DI SVILUPPO DELLA RTN 54

2.5.1 COPERTURA DEL FABBISOGNO NAZIONALE 54
2.5.2 SEZIONI CRITICHE PER SUPERAMENTO DEI LIMITI DI TRASPORTO E RISCHI DI CONGESTIONE 56
2.5.3 OPPORTUNITÀ DI SVILUPPO DELLA CAPACITÀ DI INTERCONNESSIONE 59
2.5.4 ESIGENZE DI MIGLIORAMENTO DELLA SICUREZZA LOCALE E DELLA QUALITÀ DEL SERVIZIO 61

3 NUOVI INTERVENTI DI SVILUPPO 63

3.1 PREMESSA 63

3.1.1 CLASSIFICAZIONE TEMPORALE DELLE ATTIVITÀ DI SVILUPPO 64
3.1.2 CLASSIFICAZIONE DEGLI INTERVENTI DI SVILUPPO 64

3.2 INTERVENTI PER LA RIDUZIONE DELLE CONGESTIONI E MIGLIORAMENTO DELLA SICUREZZA DELLA RETE 66

3.3 INTERVENTI NELLE AREE METROPOLITANE 68

3.4 INTERVENTI DI POTENZIAMENTO DELLA RETE NEL MEZZOGIORNO 70

3.5 INTERCONNESSIONI CON L'ESTERO 72

3.6 QUALITÀ DEL SERVIZIO 73

3.7 ULTERIORI IPOTESI DI SVILUPPO ALLO STUDIO 79

3.8 ACQUISIZIONE DI ELEMENTI DI RETE ESISTENTI NELL'AMBITO RTN 81

3.8.1 PREDISPOSIZIONE DELLA PROPOSTA DI AMPLIAMENTO DELLA RTN 82
3.8.2 CRITERI PER L'ACQUISIZIONE DI ELEMENTI DI RETE NELL'AMBITO RTN 82
3.8.3 PROPOSTE DI ACQUISIZIONE NELLA RTN DI ELEMENTI DI RETE ESISTENTI 82
3.8.4 PROPOSTE DI DISMISSIONE DI ELEMENTI DI RETE DALL'AMBITO DELLA RTN 85

4 RISULTATI ATTESI 86

4.1 INCREMENTO DELLA CONSISTENZA DELLA RTN 86

4.2 INCREMENTO DELLA CAPACITÀ DI IMPORTAZIONE DALL'ESTERO 87

4.3 RIDUZIONE DELLE CONGESTIONI E DEI POLI PRODUTTIVI LIMITATI 88

4.4 RIDUZIONE DEI VINCOLI ALLA PRODUZIONE DA FONTI RINNOVABILI 90

4.5 MIGLIORAMENTO ATTESO DEI VALORI DELLE TENSIONI 91

4.6 RIDUZIONE DELLE PERDITE DI TRASMISSIONE E DELLE EMISSIONI DI CO_2 92

4.7 SCAMBI ENERGETICI NEL MEDIO LUNGO PERIODO 93

5 IL QUADRO NORMATIVO DI RIFERIMENTO 95

5.1 RIFERIMENTI NORMATIVI DI BASE 95

5.1.1 LA CONCESSIONE DELLE ATTIVITÀ DI TRASMISSIONE E DISPACCIAMENTO 95
5.1.2 ITER AUTORIZZATIVO DEL PIANO DI SVILUPPO 96

5.2 PROVVEDIMENTI DI RECENTE EMANAZIONE 97

5.2.1 PROVVEDIMENTI PER L'INSTALLAZIONE DI SISTEMI DI CONTROLLO E PROTEZIONE DI CENTRALI EOLICHE (PRESCRIZIONI TECNICHE PER LE CONNESSIONI) 97
5.2.2 CONDIZIONI ECONOMICHE PER L'EROGAZIONE DEL SERVIZIO DI CONNESSIONE 98
5.2.3 DELIBERAZIONI EMANATE DA AEEG NEL MESE DI DICEMBRE 2007 98

5.3 PROVVEDIMENTI IN CORSO DI PREDISPOSIZIONE 99

5.3.1 ACCORDO QUADRO IN MATERIA DI "MERCHANT LINES" TRA ITALIA E CONFEDERAZIONE ELVETICA 99
5.3.2 MODIFICHE ALLA DISCIPLINA DELL'APPROVVIGIONAMENTO DELLE RISORSE PER IL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO 100
5.3.3 LEGGE N. 239/04 DI RIORDINO DEL SETTORE ENERGETICO 101
5.3.4 OPERE PRIORITARIE PER LE QUALI È RESA POSSIBILE L'UTILIZZAZIONE DEGLI STRUMENTI PREVISTI DALLA LEGGE 443/2001 (C.D. LEGGE OBIETTIVO) 102
5.3.5 DISEGNO DI LEGGE SULLA LIBERALIZZAZIONE DEI SETTORI DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS NATURALE 102
5.3.6 LEGGE 125/07 DI CONVERSIONE DEL DECRETO-LEGGE 18 GIUGNO 2007, N. 73, RECANTE MISURE URGENTI PER L'ATTUAZIONE DI DISPOSIZIONI COMUNITARIE IN MATERIA DI LIBERALIZZAZIONE DEI MERCATI DELL'ENERGIA 103
5.3.7 LEGGE COMUNITARIA 2006 N. 13 DEL 6 FEBBRAIO 2007 103
5.3.8 ZONE DI PROTEZIONE SPECIALE 104

5.3.9 DECRETO LEGISLATIVO N. 163/06, C.D. CODICE APPALTI *104*
5.3.10 COMPLETAMENTO DEL QUADRO NORMATIVO SULLA PROTEZIONE DAI CAMPI ELETTRICI E MAGNETICI *104*
5.4 IL PROCESSO DI PIANIFICAZIONE INTEGRATA ***105***

ALLEGATO - DETTAGLIO DEGLI INTERVENTI **107**

REGIONI VALLE D'AOSTA, PIEMONTE E LIGURIA **111**

REGIONE LOMBARDIA **121**

REGIONI TRENTINO ALTO ADIGE, VENETO E FRIULI VENEZIA GIULIA **127**

REGIONI EMILIA ROMAGNA E TOSCANA **131**

REGIONI MARCHE, UMBRIA, LAZIO, ABRUZZO E MOLISE **137**

REGIONI CAMPANIA, PUGLIA, BASILICATA E CALABRIA **145**

REGIONE SICILIA **155**

REGIONE SARDEGNA **161**

1 INTRODUZIONE 3

2 PRINCIPALI ATTIVITÀ SVOLTE NEL 2007 4

2.1 PRINCIPALI INTERVENTI REALIZZATI NEL 2007 4

2.2 STUDI ULTIMATI NEL CORSO DEL 2007 9

2.3 ITER AUTORIZZATIVI CONSEGUITI NEL 2007 10

2.4 ITER AUTORIZZATIVI IN CORSO 13

2.5 VARIAZIONE NELL'AMBITO DELLA RETE DI TRASPORTO NAZIONALE 15

2.6 ACCORDI PERFEZIONATI NEL CORSO DEL 2007 17

3 CLASSIFICAZIONE DEGLI INTERVENTI DI SVILUPPO 19

3.1 INTERVENTI PER LA RIDUZIONE DELLE CONGESTIONI E L'ESERCIZIO IN SICUREZZA DELLA RETE 19

3.1.1 INCREMENTO DEGLI SCAMBI NORD-OVEST/ NORD-EST 19
3.1.2 RIDUZIONE DELLE CONGESTIONI FRA ZONE DI MERCATO 19
3.1.3 RIDUZIONE DEI POLI LIMITATI E DEI VINCOLI ALLA CAPACITÀ PRODUTTIVA 21
3.1.4 RIMOZIONE VINCOLI DI ESERCIZIO E MANUTENZIONE 22

3.2 INTERVENTI NELLE AREE METROPOLITANE 26

3.3 INTERVENTI DI POTENZIAMENTO DELLA RETE DEL MEZZOGIORNO 26

3.4 INTERCONNESSIONI CON L'ESTERO 28

3.5 QUALITÀ DEL SERVIZIO 29

3.6 INTERVENTI PER LE CONNESSIONI 32

3.6.1 CONNESSIONI CENTRALI 32
3.6.2 IMPIANTI DI RETE PER LA CONNESSIONE DI CENTRALI TERMICHE DI PICCOLA TAGLIA E DI CENTRALI DA FONTI RINNOVABILI 35
3.6.3 CONNESSIONE CABINE PRIMARIE 38
3.6.4 CONNESSIONE DI MERCHANT-LINES 47

4 DETTAGLIO SULLO STATO DI AVANZAMENTO DELLE OPERE APPARTENENTI A PIANI PRECEDENTI GIÀ APPROVATI 48

4.1 AREA DI TORINO 50

4.1.1 INTERVENTI PREVISTI 50
4.1.2 INTERVENTI SU IMPIANTI ESISTENTI O AUTORIZZATI 57
4.1.3 DISEGNI 60

4.2 AREA DI MILANO 75

4.2.1 INTERVENTI PREVISTI 75
4.2.2 INTERVENTI SU IMPIANTI ESISTENTI O AUTORIZZATI 80
4.2.3 DISEGNI 83

4.3 AREA DI VENEZIA 85

4.3.1 INTERVENTI PREVISTI 85
4.3.2 INTERVENTI SU IMPIANTI ESISTENTI O AUTORIZZATI 93
4.3.3 DISEGNI 95

4.4 AREA DI FIRENZE 98

4.4.1 INTERVENTI PREVISTI 98
4.4.2 INTERVENTI SU IMPIANTI ESISTENTI O AUTORIZZATI 107
4.4.3 DISEGNI 109

4.5 AREA DI ROMA 118

4.5.1 INTERVENTI PREVISTI 118
4.5.2 INTERVENTI SU IMPIANTI ESISTENTI O AUTORIZZATI 123
4.5.3 DISEGNI 125

4.6 AREA DI NAPOLI 131

4.6.1 INTERVENTI PREVISTI 131
4.6.2 INTERVENTI SU IMPIANTI ESISTENTI O AUTORIZZATI 137
4.6.3 DISEGNI 141

4.7 AREA DI PALERMO 145

4.7.1 INTERVENTI PREVISTI 145
4.7.2 INTERVENTI SU IMPIANTI ESISTENTI O AUTORIZZATI 149
4.7.3 DISEGNI 151

4.8 AREA DI CAGLIARI 152

4.8.1 INTERVENTI PREVISTI 152
4.8.2 INTERVENTI SU IMPIANTI ESISTENTI O AUTORIZZATI 154
4.8.3 DISEGNI 155

4.9 TABELLA DELLE CORRISPONDENZE DEI TITOLI DEGLI INTERVENTI RISPETTO A PDS 2007 157

Sezione I

1 Introduzione

La Sezione I contenente i nuovi interventi di Sviluppo della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale ha il compito di fornire un quadro dettagliato riguardante le nuove esigenze di sviluppo evidenziate nel corso del 2007 e le esigenze di sviluppo già proposte nei precedenti Piani di Sviluppo (in ultimo il PdS 2007, autorizzato dal MSE in data 11 Aprile 2007), che hanno subito modifiche sostanziali dal punto di vista elettrico con l'aggiunta di uno o più elementi di rete rispetto alla formulazione originaria.

La Sezione I è strutturata così come segue:

- nel **capitolo 2** si analizzano i principali parametri elettrici che hanno caratterizzato il funzionamento del sistema elettrico nel corso dell'anno 2007, tenendo conto delle previsioni di crescita del fabbisogno di energia elettrica e di rinnovamento e potenziamento del parco di generazione, nonché dello stato di avanzamento degli interventi previsti nei Piani di Sviluppo precedenti (in ultimo PdS 2007) già approvati che vengono dettagliatamente illustrati nella Sezione II;
- nel **capitolo 3** si esaminano i nuovi principali interventi in programma, classificati in base ai benefici prevalenti a essi associati: quali l'adeguatezza del sistema per la copertura del fabbisogno, la sicurezza di esercizio della rete, la riduzione delle congestioni e dei poli di produzione limitati nel mercato, il miglioramento della qualità e continuità del servizio e della fornitura, le interconnessioni con l'estero;
- nel **capitolo 4** si descrivono i principali risultati conseguibili con la realizzazione degli interventi programmati 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 e di rete, incremento di efficienza della RTN mediante riduzione delle perdite di trasporto;
- nel **capitolo 5** viene proposto l'aggiornamento del quadro normativo di riferimento;
- nell'**Allegato** è contenuto il dettaglio delle nuove opere di sviluppo del Piano e i disegni schematici dei principali interventi previsti.

Il Piano di Sviluppo di Terna persegue anche l'obiettivo, in accordo con il D. Lgs. 152/06 entrato in vigore a partire dal 1° agosto 2007, di ricercare il giusto equilibrio tra le esigenze di sviluppo della rete elettrica e la salvaguardia dell'ambiente e del territorio, nelle migliori condizioni di sostenibilità ambientale e di condivisione delle soluzioni di intervento prospettate. A tale scopo, già in fase di pianificazione è previsto lo studio degli impatti degli interventi, nonché l'organizzazione di un complesso sistema di relazioni e di cooperazione con le amministrazioni locali e le collettività che esse rappresentano.

Con l'obiettivo di fornire riscontro alle principali aspettative degli stakeholder del settore, il Piano di Sviluppo 2008 è stato inoltre sottoposto alla valutazione del Comitato di Consultazione degli Utenti, istituito con DPCM 11.05.2004 e che, in base a quanto previsto dall'Autorità Garante della Concorrenza e del mercato con Decisione n. 14542 del 4 agosto 2005, formula un parere non vincolante sul Piano di Sviluppo.

In data 30 Novembre 2007 il Comitato di Consultazione ha espresso parere favorevole sul Piano di Sviluppo.

2 Linee di sviluppo

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

La pianificazione dello sviluppo della RTN ha la finalità di individuare gli interventi da realizzare per rinforzare il sistema di trasporto dell'energia elettrica, in modo da garantire gli standard di sicurezza ed efficienza richiesti al servizio di trasmissione. Il processo di pianificazione può essere schematizzato come in **Figura 1**.

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

L'analisi dei dati e le informazioni sui principali parametri fisici ed economici che caratterizzano lo stato attuale e l'evoluzione prevista del sistema elettrico nazionale[1] (cfr. **paragrafi 2.2, 2.3** e **2.4**), sono indispensabili per individuare le modifiche strutturali che è necessario apportare al sistema di trasmissione affinché esso possa svolgere nel modo ottimale la sua funzione, che consiste nel garantire il trasporto in condizioni di sicurezza ed economicità delle potenze prodotte dai poli di produzione esistenti e previsti in futuro verso i centri di distribuzione e di carico.

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 legislazione e dalla normativa di settore e descritti in sintesi nel successivo paragrafo.

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

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 un'efficiente utilizzazione della capacità di generazione disponibile, al rispetto delle condizioni di sicurezza di esercizio, all'incremento della affidabilità ed economicità della rete di trasmissione, al miglioramento della qualità e continuità del servizio.

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

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

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

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

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

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

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

I criteri e gli obiettivi di pianificazione sono delineati anche nel Codice di Rete[2], dove si prevede che TERNA, nell'attività di sviluppo della RTN persegua l'obiettivo "...della sicurezza, dell'affidabilità, dell'efficienza, della continuità degli approvvigionamenti di energia elettrica e del minor costo del servizio di trasmissione e degli approvvigionamenti. Tale obiettivo è perseguito anche attraverso un'adeguata azione di pianificazione degli interventi di sviluppo della RTN, volta all'ottenimento di un appropriato livello di qualità del servizio di trasmissione e alla riduzione delle possibili congestioni di rete, nel rispetto dei vincoli ambientali e paesaggistici".

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

2.1.1 Dati e informazioni alla base del processo di pianificazione

I dati e le informazioni alla base del processo di pianificazione della RTN sono riconducibili a tre fondamentali aspetti del funzionamento del sistema elettrico: la produzione[3], il consumo[4] di energia elettrica e lo stato della rete[5]. Essi comprendono:

a. dati e informazioni desumibili dall'analisi dell'attuale situazione di rete e di mercato, quali:
   - le statistiche relative ai rischi di sovraccarico (in condizioni di rete integra 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 sulle sezioni inter-zonali e alle frontiere ecc.), e del Mercato dei Servizi di Dispacciamento (congestioni intrazonali, approvvigionamento di risorse per il dispacciamento, utilizzo di unità di produzione essenziali ai fini della sicurezza, ecc.).

---

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

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

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

[5] *Partendo dall'esame degli assetti di esercizio delle reti in alta ed altissima tensione si valuta lo stato degli impianti tenendo conto dei seguenti parametri:*
- *impegno degli stessi in rapporto ai limiti di funzionamento in sicurezza;*
- *affidabilità in rapporto alle esigenze di qualità e continuità del servizio, considerando anche l'evoluzione degli standard tecnologici e la vetustà degli asset in questione;*
- *vincoli di esercizio e manutenzione, nonché vincoli operativi legati alla presenza di elementi di impianto di proprietà e/o gestiti da terzi;*
- *eventuali limitazioni dovute all'evoluzione del contesto socio-ambientale e territoriale e in cui gli stessi ricadono.*

b. previsioni sull'evoluzione futura del sistema elettrico, quali:

- i dati sulla crescita della domanda di energia elettrica;
- lo sviluppo atteso e l'evoluzione tecnologica del parco produttivo (ri-potenziamenti di impianti esistenti e realizzazione di nuove centrali);
- l'evoluzione dei differenziali di prezzo e del surplus di capacità disponibile per l'importazione alle frontiere nell'orizzonte di medio e lungo periodo;
- le richieste di interconnessione con l'estero attraverso linee private;
- le connessioni di utenti e di impianti di distribuzione alla RTN;
- gli interventi di sviluppo programmati dai gestori delle reti di distribuzione e di altre reti con obbligo di connessione di terzi interoperanti con la RTN, nonché tutti i dati utilizzati per la pianificazione dello sviluppo;
- le richieste di interventi di sviluppo su impianti della RTN formulate dagli operatori;
- le esigenze di razionalizzazione degli impianti di rete per la pianificazione territoriale e il miglioramento ambientale.

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

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

2.2 Attuali criticità di esercizio della rete

Il processo di pianificazione delle esigenze di sviluppo della RTN prevede l'esame delle problematiche che già attualmente caratterizzano l'esercizio della rete. L'evoluzione nel corso del 2007 dello stato del sistema elettrico in Italia conferma i trend già alla base dei precedenti Piani di Sviluppo:

- il Centro Sud e le Isole si confermano le zone più critiche dal punto di vista dell'esercizio (maggiore vulnerabilità della rete e maggiore onerosità dei servizi di dispacciamento);
- permangono sovraccarichi nella rete primaria nel Triveneto, mentre aumentano al Sud con l'ingresso dei nuovi impianti a ciclo combinato che competono ai tre poli limitati di Rossano, Brindisi e Foggia;
- in condizioni di inverno mite o estate fresca si conferma il differenziale elevato di prezzo tra Italia ed estero;
- l'analisi dei profili di tensione nelle stazioni elettriche connesse sulla rete primaria evidenzia un peggioramento, confermando le criticità già individuate in Lombardia, Toscana e Calabria;
- si confermano le congestioni sulla sezione di rete tra zone Nord e Centro Nord se vengono a mancare elementi di rete;

- in condizioni di deficit temporaneo di energia nell'area dei Balcani si determina un flusso in export dall'Italia verso Est, che aggrava le congestioni tra Nord Ovest e Nord Est.

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

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

2.2.1 Sicurezza di esercizio della rete in AAT

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

I dati in esame sono il risultato di simulazioni di rete riferite all'ora di massimo carico (tipicamente alle 11:00 del mattino) nei mesi compresi tra febbraio 2006 e maggio 2007.

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

Nell'area di rete del Nord-Est del Paese, in particolare in Veneto e Friuli Venezia Giulia, sono localizzati il 55% degli eventi. Tale porzione di rete è caratterizzata da una capacità di trasporto non adeguata al transito delle potenze in importazione dalla frontiera austriaca e slovena a cui si aggiunge la produzione dei locali poli di generazione. L'evoluzione del sistema elettrico, lo sviluppo e l'adeguamento del parco di generazione in Europa e la graduale interconnessione del sistema

UCTE con quelli dei Paesi dell'Est Europa, sta producendo una distribuzione dei transiti sulla frontiera Nord del nostro Paese determinando un progressivo aumento dei flussi di energia provenienti dal Nord Europa (ad esempio Svizzera e Francia) anche a parità di capacità di interconnessione. Questo rende potenzialmente critico l'esercizio della rete di trasmissione tra il Nord-Ovest ed il Nord-Est del Paese. Pur registrando una leggera diminuzione delle criticità sulla rete Nord-Est rispetto all'anno precedente, tali criticità rimangono comunque di notevole entità rappresentando più della metà delle criticità totali registrate.

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

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

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

Nell'area di Roma si segnalano problemi sulla rete 220 kV che risulterebbe sovraccarica in caso di disservizi sulle linee a 380 kV dell'area.

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

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

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

Il rischio associato agli eventi analizzati è attualmente gestito attraverso la predisposizione di contromisure di carattere automatico (ad esempio i 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.

2.2.2 Qualità e continuità del servizio

La qualità del servizio è associata principalmente alla sicurezza e continuità della fornitura elettrica. La funzione della rete di trasmissione è quella di trasportare le potenze prodotte dagli impianti di generazione verso gli impianti di prelievo destinati ad alimentare le utenze. La gran parte degli impianti di prelievo, essenzialmente cabine primarie di distribuzione, è inserita sulla rete

in AT (c.d. rete secondaria), da cui dipende quindi direttamente l'affidabilità dell'alimentazione di questi impianti.

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

Nella **Figura 3** sono evidenziate le aree che nell'ultimo anno hanno registrato livelli di continuità del servizio di alimentazione elettrica peggiori rispetto ai relativi tassi di domanda: oltre il 70% dell'energia non fornita (ENF) per disservizi riguarda le regioni del Mezzogiorno e le Isole, dove le disalimentazioni in rapporto ai consumi pesano maggiormente rispetto ad altre aree del Paese. Questo è causato anche da elementi di rete (non solo di trasmissione) in condizioni non sempre ottimali (impianti vetusti e scarsamente affidabili), da ridotti livelli di magliatura della rete e da capacità di trasformazione e trasporto insufficienti in determinate situazioni di carico.

Una particolare attenzione è rivolta alla Sicilia dove, a causa delle limitazioni di portata di alcune linee a 150 kV essenzialmente sul versante orientale dell'Isola, la rete AT è in parte esercita smagliata con conseguenti rischi di disalimentazioni in caso di disservizi multipli su impianti di generazione. Questi rischi non potranno essere rimossi fino a quando non saranno rilasciate le autorizzazioni per i rinforzi di rete programmati nell'area (in particolare il potenziamento di raccordi di collegamento alla rete primaria dell'Isola).

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 nella figura sono il risultato di simulazioni di

load flow riferite alla situazione di rete corrispondente al terzo mercoledì di dicembre 2006 alle ore 11.00 del mattino.

Figura 4 - Aree di maggiore criticità per la sicurezza su rete secondaria

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

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

2.2.3 Qualità della tensione sulla rete

In ciascun nodo di una rete elettrica si verificano variazioni lente di tensione legate alle modifiche periodiche del carico[6] e della potenza generata dalle centrali[7], in relazione alle disponibilità di energia primaria e alle strategie ottimali di utilizzazione.

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

---

[6] *Tra le ore diurne e notturne (cicli giornalieri), i giorni feriali e festivi (cicli settimanali), i mesi estivi e invernali.*
[7] *Giornaliera, settimanale, stagionale.*

Il livello di tensione è importante per la qualità del servizio, proprio per questo TERNA, con periodicità annuale, esegue delle analisi statistiche sui valori della tensione nei nodi della rete primaria di trasmissione. Queste analisi mostrano che negli ultimi 7 anni, le tensioni si sono mantenute per la maggior parte del tempo entro l'intervallo del 5% del valore nominale, nel rispetto delle indicazioni fornite dal Codice di Rete[8], 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 circa 5.0 kV per la rete a 380 kV. La generale costanza della tensione 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 1998-2007.

Figura 5 - Media dei valori massimi, minimi e medi registrati nei nodi a 380 kV (1998 – 2007, kV)

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

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

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

---

[8] *Il Codice di Rete (cap. 1, par. 1B.3.2) prescrive comunque che "la tensione deve essere contenuta nell'intervallo del ± 10% rispetto al valore di riferimento per l'esercizio in condizioni normali o di allarme, nell'intervallo del ± 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 ± 5% rispetto al valore di riferimento per l'esercizio (400 kV)".*

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

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

Nella **Figura 6** sono elencati i nodi della rete nazionale a 380 kV con i valori di tensione che più frequentemente superano la soglia di attenzione di 410 kV (la soglia, seppure all'interno dei parametri obiettivo del Codice di Rete, costituisce per TERNA un riferimento per la programmazione di azioni correttive). I dati elaborati si riferiscono al periodo che intercorre tra giugno 2006 e luglio 2007.

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

Si notano valori di tensione elevati in Calabria, in Toscana e nel Lazio, dove sono presenti numerose linee a 380 kV di considerevole lunghezza, scarsamente impegnate nelle ore di basso carico, ma per questioni di sicurezza di esercizio necessariamente in servizio. Nell'area nord-orientale della Lombardia le tensioni sostenute sono invece da ricondurre al minor impegno dei collegamenti, normalmente interessati dal trasporto delle potenze in import dalla Svizzera, nelle ore di basso carico del periodo in esame.

Nella **Figura 7** sono riportati invece i nodi a 380 kV del continente in cui la tensione, comunque compresa all'interno dei limiti previsti dal Codice di Rete, è risultata inferiore al valore di attenzione di 390 kV nelle ore diurne nel periodo compreso tra giugno 2006 e luglio 2007.

Figura 7 - Andamento della tensione nei nodi critici – tensioni basse

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

Per quanto riguarda le direttrici a 380 kV da Redipuglia a Dugale, tra le più critiche nel corso del 2006, pur permanendo le criticità strutturali evidenziate nei piani di sviluppo precedenti, si segnala un sostanziale miglioramento a consuntivo dell'andamento delle tensioni.

La realizzazione di apparati di stazione che regolano 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.

A conferma di quanto già detto, la **Figura 8** e la **Figura 9** riportano rispettivamente l'andamento dei valori medi delle tensioni sulla rete a 380 kV nelle diverse province e la frequenza con cui il valore di attenzione di 410 kV viene superato in condizioni di esercizio nel periodo di riferimento.

Figura 8 - Distribuzione territoriale delle tensioni – valori medi

Figura 9 - Andamento della tensione – Frequenza periodi in cui la tensione >410 kV

2.3 Segnali provenienti dal mercato dell'energia elettrica

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

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

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

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

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

2.3.1 Effetto dei mercati sulla disponibilità di capacità

Nel corso dell'anno i prezzi del mercato italiano, si confermano ancora mediamente molto superiori a quelli dell'Europa continentale, anche se in alcuni periodi di picco sono stati inferiori a quelli delle altre Borse europee (cfr. **Figura 10**).

Figura 10 - Andamento dei prezzi di mercato in Europa, gen. 2006 – ott. 2007 [€/MWh]

Ciò che si evidenzia maggiormente dalla **Figura 10** è il progressivo aumento della differenza di prezzo tra il mercato italiano e quelli tedesco e francese. Durante il periodo gen. - set. 2007, questa differenza si è mantenuta nell'ordine dei 30-35 €/MWh; ad ottobre invece la differenza tra i prezzi medi italiani e tedeschi si è praticamente annullata mentre quelli francesi sono stati i più alti. L'andamento dei primi mesi del 2007 è caratteristico di periodi tipo inverno mite ed estate fresca, fuori servizi di elementi di rete o importanti gruppi di generazione all'estero tendono ad annullare, a volte anche invertire, la differenza di prezzo tra le diverse borse elettriche europee.

2.3.2 Principali vincoli nel Mercato del Giorno Prima (MGP)

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

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

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

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

La **Tabella 1** riporta i dati sul numero di ore e sulla frequenza con cui, nel periodo luglio 2006 – maggio 2007, si sono manifestate le citate limitazioni di rete. Sono inoltre riportati i relativi pesi in termini di impatto sulla rendita da congestione. Rispetto allo stesso periodo precedente, si è verificato un notevole aumento della rendita da congestione dovuta principalmente agli aumenti verificatesi nella zona Nord perché dovuti al transito di energia dal Nord Europa verso la Slovenia e, soprattutto, nella zona Sud dovuti alla presenza dei poli di produzione limitati.

Tabella 1 - Saturazione dei margini di scambio tra zone di mercato ed effetto su rendita da congestione (luglio 2006 - maggio 2007)

Zone di mercato interessate	Ore congestione	Frequenza	Peso su rendita
Sicilia - Calabria	4938	24%	4%
Nord - Centro Nord	3997	20%	57%
Centro Nord - Corsica	3960	20%	4%
Sardegna - Corsica	2619	13%	0,3%
Sicilia - Priolo Gargallo	1882	9%	13%
Sud - Foggia	593	3%	1%
Calabria - Rossano	574	3%	1%
Centro Nord - Centro Sud	544	3%	2%
Sud - Rossano	481	2%	9%
Rossano - Brindisi	321	2%	9%
Nord - Monfalcone	175	1%	1%
Centro Sud - Sud	81	0%	0%
Nord - Turbigo	0	0%	0%

La **Figura 11** che segue rappresenta l'andamento della rendita complessiva raccolta su MGP negli ultimi 3 anni e nel periodo gen. – set. 2007. Nei primi 9 mesi del 2007 si è già registrato un ammontare complessivo di circa **91 milioni di Euro**.

Figura 11 - Rendita complessiva sul Mercato del Giorno Prima

Figura 12 - Impatto delle congestioni di rete sul Mercato del Giorno Prima (giugno 2006-giugno 2007)

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

Nella **Figura 12** 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, risultano frequentemente sature:

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

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

Analisi dei livelli di contendibilità sul MGP

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

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

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

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

2.3.3 Unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico

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

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

Di seguito sono elencate le unità di produzione idroelettriche (quasi tutte concentrate al Nord, per un totale di circa 200 MW, cfr. **Tabella 2**) e termoelettriche (per complessivi circa 270 MW, cfr. **Tabella 3**) essenziali a garantire la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico, con l'indicazione delle motivazioni che ne rendono attualmente indispensabile l'utilizzazione e delle soluzioni di sviluppo previste per il superamento delle attuali carenze infrastrutturali (descritte in dettaglio nell'allegato del presente PdS e nei precedenti Piani di Sviluppo, se relative a impianti della RTN).

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

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

Nome	Motivazioni
Gressoney UP 1	La centrale alimenta la rete a 132 kV della Valle di Gressoney in Val d'Aosta, costituita da un'unica linea per la quale la centrale costituisce unica riserva.
Perreres UP 1	La centrale alimenta la rete a 132 kV della Valtournanche in Val d'Aosta e costituisce unica riserva per i carichi localizzati in prossimità dell'impianto.
Soverzene UP 2	L'unità di produzione è uno dei quattro gruppi inseriti sull'asta del Piave ed è l'unico a erogare sulla rete a 132 kV; dei quattro gruppi è quello più utilizzato ed è impiegato per sopperire alla carenza di produzione sulla rete a 132 kV. L'assenza del gruppo comporta condizioni di esercizio critiche della afferente rete, con la necessità di ricorrere frequentemente ad assetti smagliati; l'analisi in sicurezza n-1 evidenzia una serie di sovraccarichi tali da rischiare di compromettere la continuità del servizio. Sarà possibile superare i problemi esposti in seguito alla definizione e completamento dei programmi di sviluppo della rete locale previsti nell'ambito delle attività di razionalizzazione della porzione di rete a 220 e 132 kV nell'area del Bellunese.
Ampezzo UP 1	L'unità, inserita nell'asta del Tagliamento, è utilizzata per sopperire alle carenze di produzione sulla rete a 132 kV afferente e risolverne le congestioni locali. Per detta unità è atteso il funzionamento nelle punte di carico e come riserva alla locale rete a 132 kV.
Torrite UP 1	La centrale idroelettrica a serbatoio di Torrite, inserita nell'asta dei fiumi Serchio e Lima, è costituita complessivamente da tre gruppi da 27 MVA che erogano sulla rete 132 kV, (gruppi 1,2 e 3, costituenti la UP_Torrite_1). La centrale è allacciata alla rete in una posizione baricentrica rispetto al carico distribuito (provincie di Lucca e Pisa), e in tal senso la produzione da essa fornita risulta spesso fondamentale per contenere entro i limiti di sicurezza i valori di corrente delle direttrici AT che fanno capo alle stazioni elettriche di Marginone, Avenza e Livorno Marzocco. Sarà possibile ridurre i problemi legati alla indisponibilità del gruppo con la realizzazione degli interventi di sviluppo della RTN relativi alla realizzazione dei nuovi raccordi 132 kV di Strettoia e soprattutto della nuova stazione di trasformazione AAT/AT nell'area a ovest di Lucca, funzionale ad alimentare in sicurezza i carichi delle province di Pisa e Lucca.

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

Nome	Motivazioni
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.

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 150 kV di Bari Ovest. Sarà possibile ridurre l'utilizzo di questa centrale al completamento degli interventi di sviluppo previsti sulla RTN (nuova SE nell'area a nord di Bari) e sulla rete di distribuzione (nuovo collegamento a 150 kV tra Taranto Nord e Putignano).

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Per quanto riguarda i margini di riserva, lo sviluppo della RTN in generale è in grado di determinare una diminuzione delle esigenze di approvvigionamento sul MSD, solo con riferimento alla interconnessione di reti isolate, e in minor misura alla rimozione delle limitazioni intrazonali che

non consentono la piena utilizzazione di capacità produttiva competitiva su porzioni di rete localmente deficitarie.

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

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

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

Nella **Figura 13** si riporta la suddivisione tra zone di mercato degli avviamenti di unità a programma, avvenuti - nel periodo compreso tra gennaio e giugno 2006/2007 - per le suddette motivazioni tecniche, a prescindere dall'ordine di merito economico. Si può osservare come la gran parte degli avviamenti a programma in percentuale sia concentrata nelle zone del Centro e della Sicilia, confermando il trend del 2006, mentre si segnala la diminuzione degli avviamenti in Sardegna.

Figura 13 - Distribuzione avviamenti a programma per area di mercato (numero ore di avviamento)

Ciò è in parte dovuto, da un lato alla necessità di garantire adeguati margini di riserva e disponibilità di risorse per il servizio di dispacciamento sopra citate, dall'altro alla maggiore incidenza in queste zone dei vincoli di rete e problemi di tensione che condizionano l'impiego degli impianti di produzione. Rispetto allo stesso periodo del 2006, si è verificato un forte aumento degli avviamenti a programma nella zona Nord dovuto principalmente ai transiti di potenza, attraverso l'Italia del nord, dal Nord Europa verso la Slovenia.

Nella **Figura 14** è indicata la ripartizione nelle diverse zone di mercato degli oneri associati ai suddetti avviamenti a programma di unità produttive nel MSD, confrontati con la previsione di domanda zonale utilizzata ai fini dello svolgimento del MSD. Questa figura si riferisce ad un periodo che va da luglio 2006 a giugno 2007.

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

Dalla **Figura 14** si può notare come il 76% degli oneri di dispacciamento venga generato dalle Isole, dal Centro Sud e dalla Calabria, che rappresentano complessivamente il 26% del fabbisogno di energia elettrica del Paese. Rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, si è verificato un aumento degli oneri dovuti al ricorso al mercato del servizio di dispacciamento pari al 40% passando da poco più di 1000 Milioni di Euro del periodo luglio 2005-giugno 2006 a più di 1400 Milioni di Euro del periodo luglio 2006-giugno 2007. In particolare nella zona del Centro Sud la percentuale di incidenza sul totale degli oneri è passata dal 26% al 37%.

Figura 14 - Oneri MSD su consumi per zona di mercato

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

- alimentazione in sicurezza del carico dell'area nord-orientale dell'Isola con adeguati margini di riserva e gestione in sicurezza della rete locale, con particolare riferimento alla necessità di garantire adeguati profili di tensione sulla rete a 150 kV del messinese;
- assicurare la riserva di potenza funzionale ad alimentare in sicurezza la rete a 150 kV del siracusano, anche in caso di fuori servizio di linee a 150 kV dell'area;
- procurare il necessario margine di riserva per la gestione in sicurezza della rete di trasporto nell'area di Palermo;

- garantire una adeguata riserva di potenza sulla rete a 220 e 150 kV che alimenta il carico dell'area occidentale dell'Isola, in particolare in occasione di indisponibilità per lavori di alcune delle linee esistenti.

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

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

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

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

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

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

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

2.4 Previsioni ed evoluzione del sistema elettrico

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

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

2.4.1 Previsioni della domanda di energia elettrica

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

Nella presente edizione, le previsioni si estendono fino al 2017 e sono articolate: 1) in energia, con riferimento al dato annuale della richiesta e dei consumi elettrici; 2) in potenza, con riferimento alla punta annuale.

Per quanto riguarda la previsione della domanda elettrica si è tenuto conto della crescita molto contenuta realizzata nel 2007. Inoltre, elementi di novità rispetto all'edizione dello scorso anno sono da un lato il migliore andamento previsto per l'economia italiana e dall'altro una più contenuta stima dell'intensità elettrica.

Altro elemento di novità è costituito dalla *punta estiva in potenza*. Infatti, negli ultimi anni la punta estiva di potenza - in passato nel nostro Paese strutturalmente inferiore a quella della punta invernale - si è avvicinata a livelli comparabili a quelli della punta invernale, fino a sopravanzarla proprio nel 2006.

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

Senza avere la pretesa di essere esaustivi, va osservato che a livello europeo sono stati delineati nell'Action Plan alcuni obiettivi, tra i quali quelli dell'efficienza e del risparmio energetico vengono indicati come le sfide principali, di qui al 2020.

In Italia – solo per citare uno dei documenti più recenti - è stato elaborato un quadro molto articolato di proposte dalla Task Force Efficienza Energetica, attiva presso la Commissione Energia di Confindustria e che vede anche la partecipazione di Terna. Nella Finanziaria 2007 inoltre, sono stati introdotti alcuni provvedimenti per il risparmio energetico che dovrebbero avere effetto già dall'anno in corso.

In sostanza, il perseguimento di obbiettivi di risparmio energetico deve poter avvenire in modo virtuoso, senza cioè limitare lo sviluppo economico ma principalmente attraverso la riduzione della quantità di energia impiegata per la produzione di beni e servizi, a parità di valore o di qualità di tali produzioni. Si tratta cioè di perseguire una *riduzione di intensità energetica,* che nel caso del settore elettrico viene declinata come *intensità elettrica*.

Nello scenario economico ora considerato si è accolta l'ipotesi, per il periodo 2006-2017, di una crescita media annua del PIL in termini reali del 1,3%[9], un valore che sconta un migliore dinamismo del valore aggiunto sia dell'industria sia del terziario rispetto al quadro dello scorso anno. Sebbene la crescita attesa non sia particolarmente sostenuta, tale previsione rimane pur sempre vicina ai livelli più alti delle stime del PIL potenziale per l'Italia.

Nel 2006 la domanda di energia elettrica ha raggiunto i 337,5 miliardi di kWh (TWh), con un incremento del 2,1% rispetto all'anno precedente. Più in generale, si osserva che il sistema elettrico italiano – dopo una fase di sviluppo caratterizzata da tassi di crescita della domanda elettrica molto elevati – attraversa ormai dalla metà degli anni '80 una fase più matura, con tassi medi annui di crescita compresi tra il 2% ed il 3% per anno.

La previsione di medio-lungo termine della domanda di energia elettrica è ottenuta 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 elettrica[10].

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

Le analisi sull'intensità indicano che l'energia elettrica richiesta per unità di prodotto interno lordo ottenuto è in Italia su livelli ancora relativamente più bassi rispetto agli altri Paesi maggiormente industrializzati. Mentre negli altri Paesi l'intensità viene stimata stazionaria o debolmente calante, in Italia essa mantiene qualche margine di crescita potenziale nel medio periodo. Nel 2006 si sono registrati circa 0,27 kWh per ogni euro di PIL. Più in generale, negli ultimi anni l'intensità elettrica

---

[9] *Prometeia - Scenari di previsione - Bologna luglio 2007 – www.prometeia.it.*

[10] *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.*

cresce in ragione di un tasso di medio periodo superiore all'1% annuo[11]. Nel prevedere la domanda in energia, tuttavia, è sembrato opportuno introdurre - in considerazione degli orientamenti di cui in precedenza – una particolare cautela nel prevedere una espansione *as usual* dell'intensità elettrica italiana: si ipotizza per il periodo 2006 - 2017 una crescita dell'intensità complessiva per l'intero Paese, pari ad un tasso medio di circa +0,9% per anno, inferiore al tasso medio dell'ultimo decennio (+1,0%).

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

Sulla base di tali considerazioni, nel periodo 2006 – 2017 si stima una evoluzione della domanda elettrica con un tasso medio annuo del +2,2%, tale da consentire il raggiungimento dei 430,0 TWh nel 2017. Nel 2011, anno intermedio al periodo 2006 – 2017, si ipotizza una domanda elettrica pari a 376,0 TWh. In **Figura 15** sono riportati nello stesso grafico gli andamenti delle grandezze in esame: domanda di energia elettrica, prodotto interno lordo e intensità elettrica. Si distinguono – posto uguale a 100 il valore assunto dalle suddette grandezze nel 1985 - i consuntivi fino al 2006 e le previsioni fino al 2017.

Rispetto ad una evoluzione ad un tasso medio annuo pari al 2,2% della domanda a livello nazionale, la crescita della richiesta relativa allo scenario preso a riferimento sull'intero periodo dal 2006 al 2017 nelle quattro macroaree geografiche è sostanzialmente omogenea. In particolare, si manifesterà poco più sostenuta al Centro e al Sud (tasso medio annuo del +2,3%), lievemente inferiore alla media nazionale nelle Regioni insulari (+2,1%), mentre le aree del Nord Italia si attesteranno sui valori medi nazionali +2,2% (cfr. **Figura 16**).

[11] *L'andamento della variazione dell'intensità elettrica anno/anno può presentare occasionalmente anche valori negativi: ad esempio sulla base del dato stimato della richiesta di fine anno, nel 2007 si avrà un arretramento rispetto al 2006 dell'intensità elettrica.*

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

Per quanto riguarda i principali settori di consumo – e sempre con riguardo allo scenario di sviluppo preso a riferimento - l'industria si conferma il settore più rilevante sotto l'aspetto dei consumi elettrici: nel 2017 la sua quota sarà pari circa alla metà dei consumi, 49% circa, con uno sviluppo (+2,1%) leggermente inferiore a quello del totale dei consumi (tasso medio annuo +2,3% sull'intero periodo 2006 - 2017)[12]. Nell'ambito del settore industriale si prospetta nello stesso periodo un andamento più dinamico delle industrie per la produzione di beni finali[13] (incluse le altre industrie, +2,7%) ed uno sviluppo più contenuto per le industrie dei beni intermedi[14] (+1,3%).

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 2017 il settore terziario raggiungerà una quota nella struttura pari quasi ad un terzo dei consumi (circa 31%).

Con un tasso medio annuo di crescita del +1,2% sull'intero periodo, il settore domestico verrà a detenere nel 2017 una quota dei consumi elettrici pari a circa il 19%.

Sostanzialmente stabile il contributo del settore agricolo, attorno all'1,5% nella struttura dei consumi (cfr. **Figura 17**).

---

[12] *Lo sviluppo dei consumi leggermente superiore a quello della richiesta, è ottenuto ipotizzando un recupero sul livello di perdite di energia elettrica. Tale ipotesi - consistente con un certo grado di sviluppo della generazione distribuita e con gli interventi di sviluppo della RTN – consente di passare da una quota delle perdite rispetto alla richiesta Italia del 2006 del 6,5%, ad un livello del 5,8% nel 2011, fino al 5,6% al 2017.*

[13] *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.*

[14] *Industrie dei metalli, dei materiali da costruzione, della chimica, della carta.*

Figura 17 - Previsione dei consumi settoriali [TWh]

2.4.2 Previsioni della domanda di potenza alla punta

In **Figura 18** è riportata la serie dei valori del massimo carico annuo nel trentennio appena trascorso. In Italia, la punta del sistema elettrico si è sempre manifestata in inverno, tranne che nel 2006, allorquando si sono raggiunti i 55.619 MW il 27 giugno, valore rimasto per la prima volta insuperato nel successivo periodo invernale[15]. Peraltro la punta invernale del 2007 è stata pari a 56.810 MW, +2.1% rispetto alla punta dell'anno precedente.

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

Figura 18 - Carico massimo sulla rete Italia – 1990-2007 [MW]

Le previsioni della domanda di potenza sulla rete italiana sono elaborate a valle di quelle sulla domanda di energia elettrica. La metodologia adottata è quella che muove da una previsione delle ore di utilizzazione[16] 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 una richiesta di potenza alla punta maggiore.

L'andamento storico delle ore di utilizzazione della domanda alla punta invernale (cfr. **Figura 19**) mostra che la graduale fase di crescita in atto fin dalla metà degli anni '70 si è stabilizzata all'inizio degli anni '90, toccando un massimo pari a circa 6.000 ore/anno. A partire dal 1992, le ore di utilizzazione della domanda alla punta invernale (media mobile) sono sostanzialmente stabili nell'intervallo tra 5.900 e 6.100 ore/anno.

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 nell'ultimo decennio una tendenza molto pronunciata alla diminuzione verso livelli anche inferiori a quelli delle ore invernali.

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".

Per quanto detto in precedenza (trend di fondo delle ore invernali sostanzialmente stabile a fronte dell'analogo trend relativo alle ore estive in rapida riduzione nell'ultimo decennio), si stima per l'anno 2017 una utilizzazione della potenza alla punta estiva di circa 5.700 ore/anno, corrispondente ad una domanda di potenza alla punta pari a circa 75 GW (ipotesi alta), con un incremento di circa 18,4 GW rispetto alla punta estiva del 2007 (cfr. **Tabella 4)**. Nella stessa tabella è riportata anche l'ipotesi di bassa previsione della domanda in potenza che risulta invece correlata all'ipotesi di inverno medio.

[16] *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.*

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

Anno	Potenza
2006	55.619 MW [17]
2007 (punta invernale)	56.810 MW
2011 ipotesi bassa/alta	62.400/63.700 MW
2017 ipotesi bassa/alta	72.000/75.000 MW

Il grafico della seguente **Figura 19** riassume quanto detto finora sulla domanda in potenza. In particolare, esso riporta, su due scale diverse, dati a consuntivo fino al 2006 della massima potenza annua e delle ore di utilizzazione della potenza al massimo carico estivo ed invernale; inoltre nella stessa figura sono mostrate le curve di previsione delle ore di utilizzazione nelle condizioni convenzionali di estate torrida ed inverno medio e la conseguente domanda di potenza alla punta nelle medesime condizioni.

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

[17] *Nel 2006 per la prima volta la punta annua si è verificata in estate.*

2.4.3 Connessione alla RTN di Cabine primarie e di altri impianti appartenenti a reti interoperanti[18]

L'incremento del fabbisogno descritto in precedenza è correlato allo sviluppo degli impianti delle società di distribuzione, appartenenti a reti interoperanti con la RTN. Le Cabine Primarie (CP), per le quali le società di distribuzione formulano apposita richiesta a TERNA, sono impianti di trasformazione preposti ad alimentare la rete di distribuzione in media tensione che, seppur inseriti topologicamente nella RTN, restano generalmente di proprietà dei gestori delle reti di distribuzione che le eserciscono.

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

- connessioni alla RTN di CP (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 CP;
- 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.

Figura 20 – Distribuzione territoriale delle richieste di connessione

[18] *La data indicata si riferisce di norma all'entrata in servizio della Cabina Primaria, così come indicato dal richiedente o dal provvedimento 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. 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.*

La **Figura 20** illustra la suddivisione territoriale delle nuove Cabine Primarie, per le quali è stata richiesta la connessione a Terna. Di seguito si riporta l'elenco delle nuove Cabine Primarie, la cui richiesta di connessione è stata effettuata nel corso del 2007.

CP Aosta - Ovest in Aymavilles (AO) ***anno: 2010***

In entra–esce alla linea a 132 kV "Rhins – Villenueve".

CP R.F.I. Ivrea (TO) ***anno: 2010***

In entra–esce alla linea a 132 kV "S. Bernardo – Ivrea".

CP Tremosine (BS) ***anno: 2010***

In entra–esce alla linea a 132 kV "Toscolano – Storo – Riva".

CP Stocchetta (BS) ***anno: 2011***

In entra–esce alla linea alla linea RTN 132 kV "Nave – Inn.SE.".

CP Centrale (MI) ***anno: 2010***

In entra-esce alla linea RTN a 220 kV "Ricevitrice Nord – Gadio".

CP Sovizzo (VI) (ex Montecchio) ***anno: 2009***

In entra–esce alla linea a 132 kV "Montecchio – Altavilla".

CP Canaro (RO) ***anno: 2009***

In entra–esce alla linea a 132 kV "Ferrara Focomorto – Este". Attualmente la CP è collegata in derivazione rigida alla medesima linea.

CP Modena Est (MO) ***anno: 2010***

In entra–esce alla futura linea a 132 kV "Modena Nord – Modena Crocetta".

CP Modica (RG) ***anno: 2009***

In entra–esce alla linea a 150 kV "Ragusa 3 – Pozzallo".

CP Avola (SR) ***anno: 2010***

In entra–esce alla linea a 150 kV "Noto – Cassibileo".

CP Samatzai (CA) ***anno: 2010***

In entra–esce sulla linea a 150 kV "Villasor – Nurri".

CP Roncobilaccio (BO) ***anno: 2012***

In entra–esce alla linea a 132 kV "Suviana - Calenzano - der. Vaiano" (RFI). Già previsto il collegamento della CP in derivazione rigida alla linea di Enel Distribuzione "Querceto - Barberino - Firenzuola all.".

Connessione alla RTN degli utenti passivi

ALFA ACCIAI S.p.A.

Già connesso in antenna a 132 kV su SE di Flero. Adeguamento sistema di protezione.

ACCIAIERIA ARVEDI S.p.A.

In doppia antenna a 380 kV su esistente SE di Arvedi Trasmissione.

BERCO S.p.A.

In antenna a 132 kV su nuova SE da collegare in entra-esce sulla linea a 132 kV “Castelfranco – Camposanpiero c.d. CP Tombolo”.

BORMIOLI ROCCO E FIGLIO S.p.A.

In antenna a 132 kV su nuova SE da collegare in entra-esce sulla linea a 132 kV “Ostiglia SE– Torricella CP”.

FOMAS S.p.A.

In antenna a 132 kV su nuova SE da collegare in entra-esce sulla linea a 132 kV “Verderio CP – Cernusco CP”.

FONDAZIONE CENTRO S. RAFFAELE DEL MONTE TABOR

In antenna a 220 kV su nuova SE da collegare in entra-esce sulla linea a 220 kV “Lambrate – Brugherio”.

LEAD TIME

In antenna a 132 kV su nuova SE da collegare in entra-esce su una delle due linee a 132 kV “Valcimarra – Abbadia CP”.

MEMC ELECTRONIC MATERIAL S.p.A.

In antenna a 220 kV sulla SE di Lana.

S.A.I.B. S.p.A.

In antenna a 132 kV su nuova SE da collegare in entra-esce sulla linea a 132 kV “S. Rocco – Caorso”.

SAN ZENO ACCIAI - DUFERCO S.p.A.

In doppia antenna a 132 kV sulla SE di Flero.

2.4.4 Sviluppo del parco produttivo nazionale

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

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

Nella **Figura 21** e **Figura 22** viene visualizzata rispettivamente la distribuzione sul territorio dell'aumento di capacità produttiva realizzato dal 2002 al 2007 e atteso tra il 2008 e il 2010.

Circa il 41% degli impianti entrati in servizio è localizzato nell'area nord del Paese, mentre circa il 50% degli impianti autorizzati (in costruzione o con i cantieri non ancora avviati) è concentrato nel Meridione, principalmente in Campania, Puglia e Calabria.

Figura 21 - Potenza da nuove centrali termoelettriche dal 2002 al 2007 [MW]

Figura 22 - Potenza da nuove centrali termoelettriche dal 2008 al 2011 [MW]

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

Nella **Figura 23** si riporta invece il quadro di riepilogo della nuova potenza che a oggi si prevede possa essere disponibile alla fine di ciascun anno, a partire dal 2008 e fino al 2010, in base alle informazioni ricevute dalle diverse società titolari delle autorizzazioni alla costruzione ed esercizio degli impianti termoelettrici.

Figura 23 - Nuova potenza annuale disponibile e cumulata negli anni 2007 -2011

Figura 24 - Incremento capacità produttiva in realizzazione nella macro zona Sud [MW]

Rispetto alla situazione registrata a dicembre 2006, con riferimento alle informazioni comunicate a Terna dalle società titolari dei decreti autorizzativi ed allo stato realizzativo delle centrali autorizzate è da segnalare l'incremento della capacità produttiva da centrali entrate in esercizio di circa 1.600 MW (cfr. **Figura 24**) e l'incremento di circa 3.000 MW di nuova potenza sicuramente disponibile per la fine del 2008. La suddivisione di tale potenza è rappresentata nella **Figura 25**.

Figura 25 - Suddivisione territoriale incremento capacità produttiva in realizzazione nella macro zona Sud

Sviluppo della capacità produttiva da fonte eolica

In aggiunta agli impianti termoelettrici, si considera anche lo sviluppo di impianti da fonte rinnovabile, che nel corso degli ultimi anni hanno avuto un trend di crescita in continuo aumento. Il maggiore contributo è fornito dagli impianti eolici, la cui la capacità produttiva installata è più che raddoppiata nel corso dell'ultimo triennio (cfr. **Figura 26**). Questi impianti sono tuttavia caratterizzati da una fonte primaria particolarmente discontinua che non rende possibile l'utilizzo a programma della potenza installata.

In **Figura 27** e in **Figura 28** sono riportate le mappe rispettivamente della distribuzione della velocità media del vento a 70 metri dal suolo e della producibilità specifica della fonte eolica sul territorio italiano (fonte: Atlante Eolico dell'Italia – Ricerca di Sistema); analizzando tale mappa si può ricavare la conferma che le aree ventose e quindi ottimali per installazioni di impianti eolici sono maggiormente concentrate nel Centro-Sud e nelle Isole Maggiori. La maggior parte delle richieste di connessione pervenute a Terna riguarda impianti localizzati in tali aree.

Figura 26 - Crescita della capacità produttiva da fonte eolica nel periodo 2000-2006

Figura 27 - Mappa eolica della velocità media del vento a 70 m dal suolo

Figura 28 - Mappa eolica della producibilità specifica a 75 m dal suolo

In totale le richieste di connessione di impianti eolici alla rete elettrica di trasmissione nazionale ammontano a oltre 40.000 MW nell'orizzonte di medio periodo. Tuttavia statisticamente il numero di impianti effettivamente realizzati risulta inferiore rispetto alle richieste e pertanto non è semplice definire uno scenario attendibile che mostri l'evoluzione futura del parco produttivo eolico.

Nella **Figura 29** è riportato il flusso delle richieste di connessione pervenute a TERNA nel periodo 2004-2007, con un notevole incremento negli anni 2006-2007, dovuto all'applicazione della delibera AEEG 281/05 che prevede per le richieste di connessione superiori a 10 MVA l'inoltro delle stesse a TERNA.

Al fine di avere un'idea della capacità che presumibilmente entrerà in servizio nel prossimo triennio, è possibile considerare gli impianti per i quali sono stati assunti dai proponenti impegni economici a copertura degli oneri di connessione alle reti di trasmissione e di distribuzione, mentre al fine di individuare uno scenario di sviluppo degli impianti eolici al 2012 si possono considerare gli impianti che hanno accettato la soluzione di connessione e sottoscritto impegni per la progettazione di massima.

Figura 29 - Flusso delle richieste di connessione di impianti eolici dal 2004 al 2007

Nella **Figura 30** è rappresentata, per ogni regione, la potenza totale degli impianti eolici ipotizzabile al 2009, ottenuta sommando gli impianti in servizio al 2007 e quelli che hanno assunto, come detto, impegni economici con i gestori di rete. Nella stessa figura è riportata l'analoga distribuzione territoriale al 2011/2012.

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 2009 circa 5.000 MW di impianti eolici. Particolarmente significativa è la situazione della Sicilia, della Sardegna e della Puglia, che risultano i territori più favorevoli dal punto di vista della disponibilità del vento e nelle quali sarà installato circa la metà di tutti gli impianti eolici italiani. Da segnalare anche la situazione della Calabria, dove ad ottobre 2007 risultano installati solamente 100 MW.

Figura 30 - Previsioni di capacità produttiva da centrali eoliche [MW]

Nel seguito sono riportate le centrali da fonte convenzionale e rinnovabile che hanno ottenuto l'autorizzazione nel corso del 2007.

C.le AG Power di Riva del Garda (TN) da 63 MW ***anno: 2008-2009***

La nuova centrale di cogenerazione della società AG Power sarà connessa in antenna ad una nuova sezione 132 kV da collegare in entra-esce alla linea 132 kV "Arco – Arco CP".
Stato di avanzamento dell'opera: *In realizzazione.*

C.le ENEL di Fusina (VE) da 12 MW ***anno: 2008***

La nuova centrale ad idrogeno sarà connessa in antenna a 132 kV sulla esistente stazione di Fusina 2.
Stato di avanzamento dell'opera: *In realizzazione.*

C.le Cabot di Ravenna da 23 MW ***anno: 2009***

La nuova centrale cogenerativa sarà connessa in antenna a 132 kV sulla futura stazione elettrica "Ravenna Zona Industriale" già inserita tra gli interventi di sviluppo dell'area del Ravennate.
Stato di avanzamento dell'opera: *Realizzazione non ancora avviata.*

C.le SECA di Piombino (LI) da 22 MW ***anno: 2008-2009***

La nuova centrale a biomasse sarà connessa in antenna su nuova stazione elettrica da inserire in entra-esce sulla linea a 132 kV "Piombino Cotone - Cafaggio".
Stato di avanzamento dell'opera: *In realizzazione.*

C.le ESSEBIESSE POWER di Cercepiccola e San Giuliano del Sannio (CB) da 32 MW ***anno: 2009***

La nuova centrale sarà connessa in antenna a 150 kV su nuova stazione di smistamento della RTN da inserire in entra-esce sulla linea a 150 kV "Matese 2S - Campobasso".
Stato di avanzamento dell'opera: *Realizzazione opere connesse al parco eolico non ancora avviate.*

C.le eolica IVPC Power 5 di Rotello (CB) da 42 MW ***anno: 2009***

In antenna a 150 kV sulla nuova stazione di smistamento della RTN da inserire in entra-esce sulla linea 150 kV "Agip Rotello – Larino SE".
Stato di avanzamento dell'opera: *In realizzazione.*

C.le ENERGIA & Servizi di Foiano (BN) da 16.5 MW ***anno: 2008-2009***

La nuova centrale sarà connessa in antenna a 150 kV su nuova stazione di smistamento della RTN da inserire in entra-esce su linea a 150 kV "Foiano – Roseto Valfortore".
Stato di avanzamento dell'opera: *Realizzazione opere connesse al parco eolico non ancora avviate.*

C.le eolica FW Power di Scampitella (AV) da 36 MW ***anno: 2009***

Per consentire l'inserimento sulla rete a 150 kV la nuova centrale sarà connessa in in antenna a 150 kV su nuova stazione di smistamento della RTN da inserire in entra-esce sulla linea a 150 kV "Macedonia - Vallesaccarda".
Stato di avanzamento dell'opera: *In realizzazione.*

C.le eolica Daunia Wind di Montaguto (AV) da 35 MW ***anno: 2008***

Per consentire l'inserimento sulla rete a 150 kV la nuova centrale sarà connessa in antenna a 150 kV su nuova stazione di smistamento della RTN da inserire in entra-esce sulla linea a 150 kV "Celle San Vito - Montefalcone".
Stato di avanzamento dell'opera: *In realizzazione.*

C.le NATURAL ENERGY di Atena Lucana (SA) da 15 MW ***anno: 2009***

La nuova centrale sarà connessa in antenna a 150 kV su nuova stazione di smistamento della RTN da inserire in entra-esce sulla linea a 150 kV "Tanagro - Sala Consilina".
Stato di avanzamento dell'opera: *Realizzazione opere connesse al parco eolico non ancora avviate.*

C.le eolica Daunia Serracapriola di Serracapriola (FG) da 42 MW ***anno: 2008***

La nuova centrale sarà connessa in antenna a 150 kV su nuova stazione di smistamento della RTN da inserire in entra-esce sulla linea a 150 kV "CP S. Severo – CP Portocannone".
Stato di avanzamento dell'opera: *In realizzazione.*

C.le eolica Energia Minervino di Minervino Murge (BA) da 18 MW ***anno: 2008***

La nuova centrale sarà connessa in antenna a 150 kV sulla esistente stazione di Andria.
Stato di avanzamento dell'opera: *Realizzazione opere connesse al parco eolico non ancora avviate.*

C.le eolica Daunia Candela di Candela (FG) da 39 MW ***anno: 2008***

La nuova centrale sarà connessa in antenna a 150 kV su nuova stazione di smistamento della RTN da inserire in entra-esce sulla linea a 150 kV "Ascoli Satriano – Melfi Industriale".
Stato di avanzamento dell'opera: *in realizzazione.*

C.le eolica Ferrovie del Gargano di Volturino (FG) da 24 MW ***anno: 2009***

La nuova centrale sarà connessa in antenna a 150 kV sulla esistente stazione a 150 kV di Alberona.
Stato di avanzamento dell'opera: *In realizzazione.*

C.le eolica IVPC Power 5 di Ascoli Satriano (FG) da 62 MW ***anno: 2009***

La nuova centrale sarà connessa in antenna a 150 kV su nuova stazione di smistamento della RTN da inserire in entra-esce sulla linea a 150 kV "Ascoli Satriano – Melfi Industriale".
Stato di avanzamento dell'opera: *In realizzazione.*

C.le eolica Eolica Sud di San Sostene (CZ) da 120 MW ***anno: 2008***

La nuova centrale sarà connessa in antenna a 150 kV su nuova stazione di smistamento della RTN da inserire in entra-esce sulla linea a 150 kV "CP Soverato – CP Badolato".
Stato di avanzamento dell'opera: *In realizzazione.*

C.le eolica SAV Energy di Girifalco, San Floro, Cortale (CZ) da 12 MW ***anno: 2009-2010***

La nuova centrale sarà connessa in antenna a 150 kV con la sezione a 150 kV della nuova stazione a 380 kV di Maida che sarà collegata in entra-esce sulla linea 380 kV "Rizziconi – Scandale".
Stato di avanzamento dell'opera: *La stazione elettrica 380/150 kV sita nel comune di Maida (CZ) è stata autorizzata ai sensi del D. Lgs. 387/03 in data 11–04–2007 quale opera connessa all'iniziativa produttiva. Realizzazione da avviare.*

C.le eolica SER di Sambuca di Sicilia, Menfi, Sciacca e Caltabellotta denominato "Lago Arancio – Rocca Ficuzza" (AG) da 75 MW ***anno: 2008***

La nuova centrale eolica sarà connessa in antenna a 220 kV su nuova stazione di smistamento della RTN inserita in entra-esce su una delle due terne della linea 220 kV "Favara – Partanna".
Stato di avanzamento dell'opera: *In realizzazione.*

C.le eolica SER di Tripi, Francavilla di Sicilia, Fondachelli Fantina e Antillo denominato "Alcantara – Peloritani" (ME) da 58 MW ***anno: 2009***

La nuova centrale eolica sarà connessa in antenna a 150 kV su nuova stazione di smistamento della RTN da inserire in entra-esce sulla linea a 150 kV "Castiglione – Castroreale".
Stato di avanzamento dell'opera: *In realizzazione.*

C.le eolica SER di Floresta, Montalbano Elicona, San Piero Patti, Raccuja ed Ucria denominato "Monti Nebrodi" (ME) da 68 MW ***anno: 2009***

La nuova centrale eolica sarà connessa in antenna a 150 kV su nuova stazione di smistamento della RTN da inserire in entra-esce sulla linea a 150 kV "Bronte – Ucria".
Stato di avanzamento dell'opera: *In realizzazione.*

C.le eolica CALLARI di Vizzini (CT) da 36 MW ***anno: 2008***

La nuova centrale eolica sarà connessa in antenna a 150 kV sulla esistente stazione di Mineo, di proprietà Brulli.
Stato di avanzamento dell'opera: *In realizzazione.*

C.le eolica WINDCO nei Comuni di Trapani e Salemi (TP) da 69 MW ***anno: 2008***

La nuova centrale eolica sarà connessa in antenna a 150 kV sull'esistente stazione 220/150 kV Fulgatore.
Stato di avanzamento dell'opera: *In realizzazione.*

C.le eolica ANEMOS WIND di Regalbuto (ME) da 60 MW ***anno: 2009***

La nuova centrale eolica sarà connessa in antenna a 150 kV su nuova stazione di smistamento della RTN da inserire in entra-esce sulla linea a 150 kV "Troina – Grottafumata ".
Stato di avanzamento dell'opera: *In realizzazione.*

C.le eolica TRINACRIA EOLICA di Giarratana (RG) da 46 MW ***anno: 2008***

La nuova centrale eolica sarà connessa in antenna a 150 kV sulla esistente stazione di Vizzini, di proprietà Brulli.
Stato di avanzamento dell'opera: *Realizzazione da avviare.*

C.le Termini Imerese (PA) - esistente gruppo turbogas 42 Enel Produzione da 110 MW ***anno: 2008***

L'impianto sarà connesso in antenna a 150 kV sulla esistente stazione di Caracoli tramite prolungamento in cavo dell'esistente linea elettrica aerea n° 153.
Stato di avanzamento dell'opera: *In realizzazione.*

Scenari evolutivi sulla generazione delle fonti rinnovabili in Italia al 2020

Le nuove politiche energetiche messe in atto dalla Comunità Europea (EC) sono tese prevalentemente a migliorare l'efficienza energetica e ad incentivare l'introduzione di tecnologie con minori emissioni di carbonio. L'obiettivo principale, da raggiungere entro il 2020, è quello di ridurre le emissioni di gas serra di almeno il 20% rispetto ai livelli del 1990, attraverso l'impiego di tecnologie di generazione sempre più efficienti ed allo sfruttamento di produzioni da fonti rinnovabili sempre più innovative.

A riguardo, la EC ha stabilito che, grazie ai progressi tecnologici[1], la quota di mercato elettrico ricoperta entro il 2020 dalle fonti rinnovabili dovrà costituire il 20% della generazione complessiva presente in Europa. Pertanto nello scenario energetico europeo e nazionale è previsto un forte sviluppo degli impianti di produzione da fonti rinnovabili e delle tecnologie pulite del carbone.

L'Italia, in quanto Stato Membro della EC, si sta impegnando per raggiungere tale obiettivo: come illustrato precedentemente nell'ultimo periodo si è assistito ad un notevole incremento di impianti da fonti rinnovabili. Attualmente la generazione da fonti rinnovabili contribuisce per circa il 15% alla copertura del fabbisogno nazionale di 337,5 TWh; considerata la crescita dei consumi, per raggiungere l'obiettivo del 20% entro il 2020 occorre che la produzione da fonti rinnovabili cresca con un tasso medio annuo del 4%.

A fronte dello scenario energetico futuro e degli obiettivi da raggiungere, è necessario creare le condizioni più idonee al fine di permettere lo sviluppo delle nuove iniziative, rendendo prioritari gli investimenti di sviluppo della RTN finalizzati a garantire la produzione degli impianti in servizio e favorire la connessione del futuro parco di generazione.

2.4.5 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 considerazione anche le proposte di realizzazione di interconnessioni private con l'estero (di seguito interconnector), avanzate secondo il quadro normativo comunitario e nazionale vigente.

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

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

Tenuto conto delle linee di interconnessione private già autorizzate e che alcuni interconnector presentano un iter autorizzativo già avviato e/o semplificato e che alcuni proponenti hanno già coinvolto i gestori delle reti di trasmissione interessate, entro il breve-medio termine possono prevedersi alla frontiera Nord interconnector privati che apportino un incremento di capacità

---

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

stimabile in un valore compreso tra i 1.000 e i 2.000 MW. Tale valore è suscettibile di modifiche anche in base alla variazione dei punti di connessione degli interconnector e in base al mancato completamento di interventi di sviluppo interni previsti nello stesso arco temporale.

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

2.5 Criticità previste ed esigenze di sviluppo della RTN

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

2.5.1 Copertura del fabbisogno nazionale

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

Negli ultimi anni (cfr. **par. 2.4.4**) si è assistito a un graduale processo di rinnovamento del parco di produzione italiano, che continuerà nel prossimo decennio con la realizzazione delle centrali di produzione autorizzate. Integrando tali informazioni con le previsioni sull'import e con le caratteristiche del parco produttivo attuale e confrontando i risultati ottenuti con la stima di crescita del fabbisogno di energia elettrica, si è in grado di valutare l'esistenza o meno di criticità relative alla copertura delle punte di potenza con i margini di riserva richiesti (circa 20% nel Continente, 30% in Sicilia e 80% in Sardegna).

Come già accennato nel **paragrafo 2.3.1**, è inoltre opportuno considerare l'ulteriore variabile relativa alla disponibilità di energia all'estero. Nonostante si preveda un incremento sostanziale di capacità produttiva nell'Europa centro-meridionale (cfr. **Figura 31**) è ragionevole prevedere anche l'eventualità di una ridotta disponibilità di import alla frontiera Nord, solo parzialmente compensata dai probabili investimenti in interconnessioni HVDC sottomarine con i paesi del Sud-Est Europa e con il Nord Africa.

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

Figura 31 - Incremento di capacità produttiva in Europa centro-meridionale, 2007-2013 (FONTE: UCTE Central South Regional Forum)

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

- Il primo (scenario A) è caratterizzato da una bassa crescita del carico (coerente con il valore minimo del *range* indicato nel **paragrafo 2.4.2**), dall'entrata in servizio delle sole centrali in fase di realizzazione e da ridotti livelli di importazione alla frontiera nord. Non considerando in servizio parte delle centrali autorizzate e prevedendo una minore disponibilità di import, lo scenario in questione è quello cui si hanno meno margini di riserva disponibile.
- Il secondo (scenario B) è contraddistinto dalla massima crescita del carico, dalla realizzazione di tutte le centrali attualmente in costruzione, da una disponibilità media pari al 50% della potenza nominale delle centrali autorizzate ma con cantieri oggi non ancora avviati e con una disponibilità di potenza dall'estero coerente con i previsti sviluppi della capacità di interconnessione. Questo scenario, che associa la massima crescita del fabbisogno ad un'elevata disponibilità di capacità produttiva ed import, è quello in cui si ha la massima disponibilità di riserva necessaria alla copertura del fabbisogno.

Nella **Figura 32** è riportata la proiezione dei margini di riserva disponibili nei prossimi 10 anni, determinata in assenza di sviluppo di rete, nei due scenari su descritti. Si può osservare come nell'arco di circa tre anni (scenario A) i benefici derivanti dall'ingresso dei nuovi impianti di produzione sarebbero vanificati dal progressivo incremento della domanda e dalla presenza di limitazioni di rete, che non permetterebbero il pieno sfruttamento delle centrali. Infatti la nuova capacità di generazione risulterà in buona parte operativa in zone della rete già congestionate o talvolta prossime ai limiti. Inoltre a partire dal 2012 i rischi di non fare fronte alla punta sarebbero particolarmente alti e non si può escludere l'eventualità che il sistema elettrico si trovi in condizioni simili a quelle sperimentate nel 2003, allorché si è dovuto ricorrere preventivamente al distacco di parte del carico. Nello scenario B permangono i problemi evidenziati e le criticità si manifestano con un ritardo di oltre un triennio.

È necessario pertanto intervenire per rinforzare le sezioni critiche, ridurre o rimuovere i vincoli che condizionano e condizioneranno il funzionamento di impianti di generazione nuovi ed esistenti e realizzare ulteriori collegamenti con quei Paesi che presentano un surplus di capacità produttiva,

rendendo così pienamente disponibili ulteriori quantitativi di potenza indispensabili per il soddisfacimento della domanda di energia del Paese.

Figura 32 - Margini di riserva di potenza per la copertura del carico

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

Come già evidenziato nel **paragrafo 2.4.4**, 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.

Nella **Figura 33** e nella **Figura 34** 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 e il sorgere di nuove congestioni di rete.

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

Figura 33 - Sezioni critiche aree Nord, Centro e Sardegna

Figura 34 - Sezioni critiche aree Sud e Sicilia

Senza opportuni rinforzi di rete è ragionevole ipotizzare il mancato sfruttamento di parte degli impianti di produzione presenti in Piemonte e nella parte ovest della Lombardia, rendendo inutilizzabile una quota di potenza per la copertura del fabbisogno nazionale.

Più 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 e il nord dell'Emilia Romagna, in questa sezione infatti transiterà sia la produzione della Lombardia, sia la potenza proveniente dal Piemonte.

Si evidenziano anche notevoli difficoltà di esercizio nell'estremo Nord-Est del Paese, in assenza di opportuni sviluppi di rete. In particolare risulta confermata anche in futuro la presenza di vincoli di rete in prossimità del confine sloveno, che limitano il polo produttivo di Monfalcone.

Lo sviluppo della generazione non riguarderà solamente l'area Nord del Paese, ma anche il Mezzogiorno, dove si prevede la realizzazione di impianti termoelettrici per ulteriori 7.000 MW circa. 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 e di Foggia, si aggiungeranno a breve anche le produzioni delle nuove centrali autorizzate tra le stazioni di Villanova e Bari Ovest (circa 2.000 MW); è necessario pertanto intervenire per evitare probabili limitazioni ai poli di produzione attuali e futuri, permettendo l'aumento dei limiti di scambio tra le zone Sud e Centro-Sud.

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

Particolari criticità sono prevedibili nell'esercizio della rete di trasmissione in Calabria dove, in aggiunta alla produzione delle centrali esistenti di Rossano e Altomonte, è necessario rendere possibile la produzione degli altri impianti a ciclo combinato in corso di realizzazione.

Le citate criticità dell'area Sud risultano sempre più prevedibili in quanto, come già accennato, la maggioranza degli impianti di produzione autorizzati sono in fase avanzata di realizzazione. Inoltre, se si considerano i rischi di mancanza di disponibilità dell'import evidenziati nel corso dell'ultimo anno, il potenziamento della rete di trasmissione e la rimozione delle limitazioni all'esercizio delle centrali di produzione del Sud assumono una importanza particolare in quanto consentono il pieno sfruttamento delle iniziative di generazione che in questo nuovo scenario sono economicamente sostenibili.

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

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

- vita residua del collegamento limitata a causa della vetustà del cavo;
- limitazioni al numero di possibili inversioni rapide del flusso di energia elettrica sul collegamento;
- vincoli al range di funzionamento sia in importazione, sia in esportazione a causa degli obblighi contrattuali legati alla fornitura in Corsica;
- rischio di disservizi per incendi e per scariche atmosferiche nei lunghi tratti aerei;

– complessità dei sistemi di regolazione e di protezione per la presenza dei tre terminali di Suvereto, Codrongianos e Lucciana;

– elevate perdite di trasmissione.

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

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

2.5.3 Opportunità di sviluppo della capacità di interconnessione

In base a quanto previsto dalla Concessione delle attività di trasmissione e dispacciamento, Terna ha il compito di sviluppare la capacità di interconnessione con i sistemi elettrici degli altri Paesi, al fine di garantire la sicurezza e ridurre i costi di approvvigionamento dell'energia elettrica.

Oltre l'esigenza di rinforzare la rete interna di trasmissione per consentire il miglior utilizzo del parco produttivo nazionale, i nuovi scenari di domanda, della produzione e dell'import evidenziano l'opportunità di realizzare nuove infrastrutture di interconnessione per garantire anche nel medio-lungo periodo la copertura in sicurezza del fabbisogno nazionale, l'allargamento dei mercati, l'accesso a risorse di generazione diversificate e a basso costo.

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

- sulla frontiera Nord-Orientale, nonostante nel corso del 2007 si sia verificata nei mesi estivi l'inversione dei flussi di potenza verso la Slovenia a causa di un deficit temporaneo di produzione dall'area Est, le previsioni confermano nel medio-lungo periodo un elevato valore della capacità di trasporto in import (cfr. **Figura 35**);
- sulla frontiera Nord-Occidentale (Francia e Svizzera) si prevede un ulteriore incremento della capacità di importazione a fronte di un differenziale di prezzo che, in base agli scenari ipotizzati (inverno mite, estate fresca), tenderà a mantenersi generalmente elevato;
- nel Nord Africa (Tunisia), a seguito dell'accordo tra il Ministro dello Sviluppo Economico italiano e dal Ministro dell'Industria e dell'Energia tunisino siglato a Tunisi il 27 giugno 2007, è prevista la realizzazione di una centrale elettrica a El Haouria, sulla punta della penisola di Cap Bon, da 1.200 MW, dei quali 800 MW destinati all'esportazione verso l'Italia;
- verso l'area del Sud Est Europa (SEE) si confermano differenziali di prezzo dell'energia elettrica, rispetto all'Italia, particolarmente consistenti e maggiori di quelli riscontrati con altre aree (cfr **Figura 36**). A ciò si aggiunge una capacità produttiva diversificata e competitiva disponibile nell'area SEE e prevista in aumento nel medio-lungo periodo e l'opportunità di accesso diretto ai mercati elettrici dell'Europa sud orientale con riduzione del percorso dei transiti in import.

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

- un canale di approvvigionamento di energia elettrica a prezzi sensibilmente inferiori nel medio-lungo termine;

- un'opzione di diversificazione delle fonti di approvvigionamento sfruttando le sinergie con i sistemi elettrici dei paesi del Sud-Est Europa.

Figura 35 - Scambi sulla frontiera Nord Italiana

Figura 36 – Stima Prezzi area Balcani al 2016, [€/MWh] [2]

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

[2] *I valori dell'area Balcanica sono calcolati come la media fra il valore massimo e il valore minimo previsti nei rispettivi Paesi ed indicati nella relazione "Generation surplus projections in South-east Europe (SEE) region and electricity market scenarios in the period 2006 – 2016"*

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

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

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

Per quanto riguarda la sicurezza locale, i problemi sono legati principalmente alla violazione del criterio N-1 (con aumento del rischio di disalimentazione) o al mancato rispetto dei limiti consentiti per i valori della tensione nei nodi della rete, mentre per quanto riguarda la qualità del servizio le esigenze derivano dalla necessità di alimentare la rete AT di subtrasmissione e di distribuzione da punti baricentrici rispetto alle aree di carico, riducendo le perdite di trasmissione, migliorando i profili di tensione ed evitando il potenziamento di estese porzioni di rete AT, con evidente beneficio economico e ambientale.

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

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

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

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

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

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

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

Problemi simili si presentano anche nell'area a sud di Milano, dove le trasformazioni AAT/AT nelle stazioni esistenti e la rete AT (essenzialmente di distribuzione) non garantiscono la necessaria riserva per l'alimentazione del carico in 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, Trento e Venezia, in quanto le esistenti stazioni di trasformazione sono prossime alla saturazione e non saranno in grado di alimentare in sicurezza la rete AT.

Anche in Emilia Romagna 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. Analogamente nelle aree tra la Versilia e la Garfagnana nonché tra le province di Firenze e Arezzo sono presenti rischi di sovraccarico delle linee esistenti, caratterizzate da un'insufficiente capacità di trasporto.

L'area metropolitana di Roma è interessata da considerevoli problematiche associate alla limitata portata delle linee e alla carenza di infrastrutture che impongono un esercizio non ottimale della rete (con potenziali rischi di disalimentazione dei carichi) causando ripercussioni sulla qualità del servizio e sulla sicurezza locale.

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

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

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

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

In Calabria sono prevedibili rischi di sovraccarico sulla rete AT della fascia costiera tirrenica nell'area nord-ovest della provincia di Cosenza e problemi di continuità e qualità del servizio nella parte meridionale della regione, attualmente alimentata dalla sola stazione di Rizziconi.

Infine in Sicilia le porzioni di rete sulle quali si prevedono livelli inadeguati di qualità del servizio sono essenzialmente la fascia costiera orientale,l'area a nord di Messina, l'area di Palermo e l'area a sud-est di Trapani, alcune caratterizzate peraltro da un'elevata densità di carico elettrico.

3 Nuovi interventi di sviluppo

3.1 Premessa

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

Le azioni di sviluppo programmate consistono in interventi di espansione o di evoluzione della rete, con conseguenti variazioni dello stato di consistenza, determinati da esigenze funzionali al servizio di trasmissione. Esse in generale comportano una variazione della capacità di trasporto o di interconnessione ed estensione geografica della rete ottenuta con il potenziamento o la realizzazione ex novo di elementi della RTN[3].

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

Mantenendo ferma l'esigenza di assicurare in ogni caso il rispetto delle condizioni di sicurezza di esercizio della rete di trasmissione, le diverse alternative di sviluppo sono inoltre verificate dal punto di vista tecnico-economico confrontando i costi stimati di realizzazione[4] dell'intervento con i relativi benefici in termini di riduzione degli oneri complessivi di sistema, al fine di massimizzare il rapporto benefici/costi.

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

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

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

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

Per maggiori dettagli sui criteri utilizzati si rimanda ai precedenti Piani di Sviluppo e al Codice di rete[5].

---

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

[4] *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).*

[5] *Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete - cap.2.*

3.1.1 Classificazione temporale delle attività di sviluppo

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

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

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

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

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

3.1.2 Classificazione degli interventi di sviluppo

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

- la riduzione delle congestioni e il miglioramento della sicurezza;
- il miglioramento dell'esercizio della rete nelle aree metropolitane;
- il potenziamento della rete nel mezzogiorno;
- l'incremento della capacità di trasporto sull'interconnessione con l'estero;
- il miglioramento della qualità del servizio;
- ulteriori ipotesi di sviluppo allo studio.

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

Figura 37 – Principali nuovi interventi di sviluppo del PdS 2008

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

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

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

- *Stazioni elettriche*: riguardano non solo la realizzazione di nuove stazioni elettriche, ma anche il potenziamento e l'ampliamento di stazioni esistenti mediante l'incremento della potenza di trasformazione (installazione di ulteriori trasformatori o sostituzione dei trasformatori esistenti con macchine di taglia maggiore) o la realizzazione di ulteriori stalli o di intere sezioni per la connessione di nuovi elettrodotti (della RTN, di altri gestori o di operatori privati) o di nuove utenze. 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.

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

Di seguito sono riportate in sintesi le nuove attività previste (cfr. **Figura 38**) funzionali alla riduzione delle congestioni sulla rete di trasmissione (cfr. **par. 2.3.2** e **2.5.2**) e che rivestono una particolare rilevanza dal punto di vista delle esigenze di miglioramento della sicurezza per il servizio di trasmissione e per il sistema elettrico (cfr. **par. 2.5.1, 2.2.1** e **2.5.4**).

Le principali attività di sviluppo sono programmate con l'obiettivo di garantire anche in futuro la copertura in sicurezza del fabbisogno nazionale, in quanto consentono, attraverso il rinforzo di particolari sezioni 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.

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

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

Nelle province di Asti e Alessandria, in considerazione di un elevato import di energia elettrica dalla Francia, sarà realizzato - prevalentemente sul tracciato dell'attuale elettrodotto a 220 kV - un nuovo collegamento a 380 kV tra Casanova (TO) e Vignole (AL), connettendo in entra-esce la futura stazione 380 kV di Asti.

L'area a Nord-Ovest di Sondrio è interessata dalla potenza rispettivamente importata dalla Svizzera e prodotta dal nucleo idroelettrico della Valchiavenna. Per tanto sarà realizzata una nuova sezione 380 kV con la relativa trasformazione 380/132 kV nell'attuale stazione 220 kV di Mese per incrementare i margini di sicurezza e la necessaria flessibilità dell'esercizio della rete.

Nell'area a Nord-Est di Brescia è prevista la realizzazione di una direttrice a 132 kV tra le stazioni di Nave e Arco (TN) per garantire la sicurezza di esercizio e la continuità del servizio di trasmissione.

Figura 38 – Nuovi interventi per la riduzione delle congestioni e l'esercizio in sicurezza della rete

Nell'area di Catania e Siracusa è prevista la realizzazione di un nuovo elettrodotto a 380 kV che collegherà la SE di Paternò (CT) con la nuova SE a 380 kV nell'area di Priolo (in corso di realizzazione), raccordandolo ulteriormente ad una nuova SE 380/150 kV intermedia da realizzarsi in località Pantano D'Arci (CT). Inoltre è previsto un consistente riassetto della rete 150 kV nell'area. L'intervento complessivo consentirà di aumentare la continuità del servizio e la stabilità delle tensioni nella Sicilia orientale anche in previsione di un forte sviluppo della produzione di energia eolica nella zona sud orientale della Sicilia.

Piano di installazione di PST

La liberalizzazione del mercato elettrico, caratterizzato dall'aumento delle transazioni commerciali di energia e da un conseguente maggior sfruttamento della rete di trasmissione, evidenzia la necessità di installare su alcune sezioni critiche della rete, un Phase Shifting Transformer per controllare i transiti di potenza sulle linee, al fine di rendere flessibile la rete, permettendone un uso più intensivo al variare del regime di potenze iniettate e prelevate.

In particolare è previsto, a seguito degli studi di rete e di fattibilità co-finanziati dalla CE e condotti in collaborazione con il gestore di rete di trasmissione francese (RTE), l'installazione di un Phase Shifting Transformer (PST) sull'*elettrodotto 220 kV "Camporosso – Trinitè Victor",* per ottimizzarne i transiti di potenza.

Gli ulteriori interventi di installazione di PST, già pianificati nei precedenti Piani, sono programmati nei seguenti impianti:

- presso la stazione di Villanova la cui funzione sarà quella di regolare i flussi di potenza sull'elettrodotto a 380 kV "Foggia – Villanova", ottimizzando l'utilizzo degli asset di trasmissione e riducendo il rischio di congestioni e conseguenti limitazioni alla produzione dei nuovi impianti del Sud;
- sull'elettrodotto a 380 kV "Foggia – Benevento II", ottimizzando l'utilizzo degli asset di trasmissione e riducendo il rischio di congestioni e conseguenti limitazioni alla produzione dei nuovi impianti del Sud;
- nella stazione di Redipuglia, per il controllo dei flussi in import dalla frontiera con la Slovenia (attività in coordinamento con il Gestore Sloveno ELES), riducendo, già nel breve termine, gli attuali condizionamenti di esercizio.

3.3 Interventi nelle aree metropolitane

In linea con i precedenti piani di sviluppo particolare attenzione è stata dedicata alla sicurezza della rete in prossimità delle principali reti metropolitane, ove si è registrata una maggiore densità dei consumi.

Ciò, in particolare, al fine di garantire nell'aree urbane un'adeguata capacità di trasporto, verificare l'adeguatezza degli impianti esistenti, incrementare la magliatura della rete attuale, nonché garantire la necessaria ridondanza.

I principali problemi di rete riscontrati sono ascrivibili a un'insufficiente capacità di trasporto degli elettrodotti e/o a una capacità di trasformazione non adeguata nelle stazioni AAT/AT rispetto alle richieste attuali e future.

Al fine di garantire adeguati livelli di interoperabilità per uno sviluppo sinergico tra le porzioni di rete ricadenti nel perimetro RTN e non, è stato intensificato il dialogo e il confronto con le Società titolari di rete di trasmissione e distribuzione – stipulando in talune circostanze accordi preventivi - in tal modo acquisendo tutte le informazioni relative ai reciproci programmi di sviluppo.

Le aree per le quali si è evidenziata la necessità di prevedere interventi di sviluppo sono: Roma Napoli, Brescia, Modena (cfr. **Figura 39**); le soluzioni di sviluppo proposte in risposta ai problemi di rete già oggi riscontrati e previsti in futuro sono espresse in dettaglio nell'**Allegato** del PdS, che descrive le soluzioni di sviluppo programmate; nel seguito si riportano, per ciascuna delle aree summenzionate, le principali motivazioni e i benefici attesi.

<u>Area di Roma:</u> E' stato condotto in collaborazione con il Distributore locale, ACEA, uno studio finalizzato all'individuazione degli interventi di sviluppo delle reti interoperanti di rispettiva competenza nella città di Roma, ove la carenza d'infrastrutture e la limitata portata delle linee esistenti si ripercuotono sulla qualità del servizio, condizionato dall'esercizio di tipo radiale della rete di distribuzione, con conseguente riduzione della sicurezza di alimentazione dei carichi.

In particolare, per far fronte agli incrementi di carico - il cui tasso di crescita ha sfiorato negli ultimi anni il 3% - e in considerazione della richiesta prevista nei prossimi anni, si intende potenziare la capacità di trasporto di alcuni elettrodotti, aumentare la magliatura della rete attuale, in modo da migliorare la sicurezza di esercizio e la continuità del servizio.
Gli interventi di sviluppo a tal fine individuati - oggetto di uno specifico Protocollo di Intesa, siglato in data 29 Novembre 2007, tra il Comune di Roma, TERNA ed ACEA - si sostanziano nella realizzazione di nuove stazioni di trasformazione 380/150 kV nell'area Sud Ovest della città di Roma, dove è previsto nei prossimi anni un forte sviluppo commerciale e residenziale, nonché di una nuova sezione a 380 kV nell'attuale stazione elettrica a Nord a 220 kV di Flaminia. Quest'ultima sarà collegata in entra-esce ad una nuova direttrice a 380 kV tra le stazioni elettriche

di Roma Nord e Roma Ovest, l'intervento consentirà di dismettere diversi collegamenti a tensione inferiore con conseguenti benefici in termini ambientali.

Figura 39 – Nuovi interventi previsti nelle aree metropolitane

Area di Napoli: il sistema elettrico nell'area della provincia di Napoli è caratterizzato da vetustà e scarsa affidabilità degli elementi di rete (in particolare cavi e linee aeree 220 kV che alimentano il centro urbano) il che determina un livello elevato di indisponibilità annua e di rischio di energia non fornita agli utenti finali. A questo si aggiunge la presenza, nella rete dell'area urbana di Napoli, di ulteriori elementi critici per il normale esercizio (quali derivazioni rigide).

Al fine di garantire un sensibile miglioramento della qualità del servizio e delle tensioni, nonché della flessibilità di esercizio della rete nell'area in questione, è stata studiata la possibilità di incrementare la magliatura prevedendo un terzo collegamento alla rete a 220 kV per le CP più importanti, incrementando così la sicurezza del sistema anche in condizioni N-2. L'intervento di sviluppo consentirà inoltre un esteso riassetto delle linee a 220 kV riducendo l'impatto ambientale e territoriale delle infrastrutture esistenti.

Area di Brescia: In riferimento all'evoluzione del carico della città di Brescia e alla necessità di collegare nuove utenze, funzionali anche alla alimentazione delle stazioni della metropolitana, è stato studiato congiuntamente da Terna e dal Distributore locale (ASM Brescia) un potenziamento sinergico della rete finalizzato a garantire uno sviluppo efficace ed efficiente.

L'intervento prevede un riassetto della rete AT nell'area Ovest della città e la realizzazione di una nuova stazione di trasformazione 380/132 kV da localizzarsi nell'area Sud-Est alla quale collegare l'afferente rete AT e in posizione tale da consentire successivi sviluppi di rete mediante riclassamento di infrastrutture esistenti.

Gli interventi hanno come finalità quella di ridurre i fenomeni disturbanti che si registrano nell'area del bresciano caratterizzata da una concentrazione di utenze industriali che supera il 70% dei consumi totali dell'intera provincia, nonché di far fronte alle ulteriori richieste provenienti dalle utenze esistenti che già oggi hanno portato alla saturazione la locale rete AT.

Area di Modena: per garantire la piena affidabilità di alimentazione ai carichi della città di Modena, anche a fronte di eventuali indisponibilità di elementi di rete, sarà realizzato un nuovo collegamento a 132 kV tra gli impianti di Modena Nord e Modena Crocetta. Il nuovo elettrodotto, che costituirà la chiusura dell'anello di Modena, consentirà di conseguire una migliore magliatura della rete ed un conseguente aumento della qualità del servizio. Saranno, successivamente, potenziati alcuni elettrodotti a 132 kV nell'area di carico a sud della stazione elettrica di Rubiera ed incrementata la magliatura della rete AT realizzando nel contempo un'adeguata riserva di alimentazione che consentirà di migliorare sensibilmente la qualità del servizio anche in condizioni di rete non integra.

3.4 Interventi di potenziamento della rete nel Mezzogiorno

La pianificazione del sistema elettrico nazionale ha l'obiettivo di esaminare i necessari interventi di sviluppo per adeguare la rete alla crescita della generazione e all'incremento dei carichi sul territorio, consentendo il raggiungimento di adeguati livelli di sicurezza di esercizio e di qualità del servizio. Pertanto, particolare attenzione va rivolta alla rete di subtrasmissione a 132-150 kV in quanto preposta ad alimentare i carichi delle aree urbane attraverso le cabine primarie 132-150 kV/MT. Il sistema elettrico nel Sud Italia risente di una scarsa magliatura della rete a livello 150 kV, formata da lunghe arterie di subtrasmissione. Tale sistema è caratterizzato, quindi, da perdite lungo la rete AT e da scarsi livelli di qualità del servizio di fornitura dell'energia elettrica. Tra le criticità di maggior rilievo si segnalano elettrodotti in AT a più di due estremi, ossia linee sulle quali sono collegati impianti in derivazione rigida (derivazione da un elettrodotto esistente di un tronco di linea o di un trasformatore con il solo interruttore nell'estremo lato utente). Tali situazioni rappresentano un vincolo di esercizio sulla rete di subtrasmissione tale da non garantire, in determinate condizioni di generazione e carico, la sicurezza e la continuità della fornitura di energia, in particolare nel caso di manutenzione anche su un singolo elemento di rete, al quale è associato un rischio elevato di energia non fornita per eventuali indisponibilità di alcuni elementi. Inoltre si segnala che visti gli elevati tassi di crescita dei consumi e l'ingente richiesta di connessione alla rete a 150 kV di nuovi impianti di generazione da fonte eolica, si aggrava il rischio di non garantire adeguati margini di sicurezza dell'esercizio della rete.

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

Nel seguito si analizzano i principali interventi di sviluppo previsti nel Sud Italia per risolvere le suddette criticità (cfr. **Figura 40**).

Elettrodotto 150 kV Castrocucco – Maratea

Al fine di incrementare l'adeguatezza del sistema e migliorare la sicurezza di esercizio della trasmissione sulla rete AT è programmata la realizzazione di un nuovo collegamento a 150 kV tra

la C.le di Castrocucco e la SE di Maratea. Tale intervento consentirà una migliore gestione delle manutenzioni, e un minore rischio di disalimentazioni.

Potenziamento direttrici a 150 kV per la raccolta di produzione eolica in Basilicata e Calabria

Al fine di limitare i rischi di sovraccarico sulla rete a 150 kV in uscita dalle stazioni di trasformazione di Matera e Rossano si è pianificato il potenziamento di porzioni della rete a 150 kV, interessate dalla connessione di nuovi impianti di produzione.

Riassetto area Galatina

L'area del Salento è caratterizzata da un elevato fabbisogno, correlato allo sviluppo dei consumi domestici. La rete di subtrasmissione, di proprietà del distributore locale, è alimentata dalla stazione elettrica a 380/150 kV di Galatina, nella quale sono installati due ATR 380/150 kV, al limite della saturazione nei periodi di punta. Al fine di mantenere adeguati margini di sicuezza di esercizio è previsto il potenziamento della capacità di trasformazione nella SE di Galatina; inoltre saranno a cura del distributore locale interventi di potenziamento della capacità di trasporto di alcuni elettrodotti afferenti il suddetto impianto. Infine sarà realizzato un nuovo collegamento a 150 kV tra Galatina e Casarano, anche in correlazione alla connessione di parchi eolici previsti nell'area.

Interventi per favorire la produzione delle fonti rinnovabili nel Sud Italia

Al fine di permettere lo sfruttamento delle produzioni delle fonti rinnovabili sono previsti rinforzi struttuali della RTN necessari a limitare il rischio di congestioni, anche quando questi siano riconducibili alla connessione di nuovi impianti di generazioni. Pertanto tali rinforzi sono finalizzati a migliorare la dispacciabilità degli impianti esistenti e a consentire la connessioni di ulteriori impianti futuri (cfr. **par. 4.4**). In particolare, nelle regioni del Sud Italia sono previste nuove stazioni di trasformazione a 380/150 kV per la raccolta e lo smistamento della generazione degli impianti da fonte eolica in via di realizzazione. Pertanto oltre alle stazioni già previste nei precedenti PdS, sarà realizzato un nuovo impianto nel comune di Maida (CS) in Calabria. In aggiunta a tale impianto è emersa nel corso del 2007 l'esigenza di nuovi ulteriori stazioni di trasformazione di connessione di nuovi parchi eolici che hanno presentato regolare richiesta di allacciamento alla RTN. In particolare sono ipotizzate nuove stazioni in Puglia, Campania, Basilicata, Calabria e Sicilia; per tali impianti sarà definita con i titolari degli impianti eolici la relativa localizzazione. Non si esclude inoltre che qualora la rete non fosse adeguata a connettere alla RTN l'ingente taglia dei parchi, si renderebbe necessario il potenziamento dei collegamenti a 380 kV.

Figura 40 - Nuovi interventi di potenziamento della rete AT nel mezzogiorno

3.5 Interconnessioni con l'estero

Lo sviluppo dell'interconnessione con l'estero (cfr. **Figura 41**) rientra tra le priorità dello sviluppo del sistema elettrico per favorire l'incremento della sicurezza, la diversificazione geografica delle fonti e la competitività industriale del Paese.

Sono di seguito riportati i nuovi interventi programmati per la realizzazione di infrastrutture destinate ad incrementare l'attuale livello di interconnessione e la capacità di scambio di energia elettrica tra l'Italia e i vicini Paesi Esteri.

I nuovi studi condotti hanno riguardato:

- il potenziamento dell'interconnessione con la Francia;
- lo sviluppo dell'interconnessione con le regioni del Nord Africa.

Per incrementare la capacità di trasmissione tra i sistemi elettrici Italiano e Francese sono stati condotti e conclusi gli studi di rete e di fattibilità, co-finanziati dalla CE, in collaborazione con il gestore di rete di trasmissione francese (RTE), in merito alla realizzazione di una nuova interconnessione in HVDC "Grand Ile - Piossasco". In data 30 Novembre è stato siglato tra Terna e RTE un Memorandum of Understanding con le quali le due società si sono impegnate a lanciare un progetto di ottimizzazione della rete elettrica transalpina esistente e avviare uno studio di

fattibilità per la nuova linea di interconnessione sopra citata che attraversi il tunnel autostradale del Frejus, oppure in alternativa una soluzione equivalente.

L'interconnessione con il Nord Africa, allo stesso modo, si traduce in un miglioramento dell'efficienza e della sicurezza degli approvvigionamenti, nonché rinforza il ruolo dell'Italia di hub energetico Europeo verso il continente Africano. Allo stato attuale degli studi, la Tunisia rappresenta l'approdo ideale e si candida a naturale piattaforma energetica della regione del Maghreb, favorendo l'attrazione di ulteriori investimenti esteri nel settore dell'energia Nord Africano.

Al riguardo si segnala la Dichiarazione Congiunta tra il Ministro dello Sviluppo Economico italiano ed il Ministro dell'industria tunisino per favorire lo scambio internazionale di energia elettrica in un'ottica di integrazione orizzontale con i paesi limitrofi e verticale con l'Europa attraverso l'Italia.

Figura 41 – Nuovi Interventi di sviluppo delle interconnessioni con l'estero

3.6 Qualità del servizio

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

Si tratta 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 trasmissione e di

distribuzione per lo più in punti baricentrici rispetto alle aree di carico in costante crescita, riducendo così le perdite di energia in rete, migliorando i profili di tensione nei punti di prelievo 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 all'elevata crescita della domanda a livello locale, in potenza ed energia, ed alla saturazione delle esistenti trasformazioni AAT/AT e reti AT funzionali all'alimentazione dei carichi, con rischi di violazione dei criteri di sicurezza statica (a rete integra e in N-1).

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.

Stazione 380 kV Leynì

In relazione alle esigenze di interconnessione tra le reti 380 e 220 kV e al fine di migliorare la flessibilità di esercizio del sistema, anche in relazione alle esigenze delle utenze dell'area, sarà installato un nuovo ATR 380/220kV da 400 MVA nella esistente stazione di trasformazione di Leynì.

Stazione 220 kV di Rozzano

Al fine soddisfare la crescita della domanda di energia nell'area urbana di Milano e di migliorare la qualità e sicurezza del locale servizio di distribuzione, sarà realizzata la nuova stazione 220 kV alla quale saranno attestate le nuove stazioni di trasformazione del distributore locale.

Elettrodotto 132 kV "Malpensata - Bas"

Al fine di incrementare la qualità e l'affidabilità del servizio elettrico dell'area verrà rimossa la derivazione rigida presente nel tratto "Malpensata – Bergamo – derivazione Bas" realizzando due collegamenti diretti: "Bergamo - Malpensata" e "Malpensata - Bas".

Stazione 220 kV Ala

Per garantire una migliore qualità del servizio locale ed una migliore controalimentazione alle utenze nell'area compresa tra le stazione elettriche Trento Sud, Arco e Bussolengo, è prevista la realizzazione di una nuova sezione a 132 kV presso l'esistente stazione 220 kV di Ala.

Potenziamento rete 132 kV Nord Lucca

Al fine di garantire anche negli anni futuri la piena adeguatezza della rete nell'area a Nord di Lucca, si procederà al potenziamento degli elettrodotti a 132 kV "Pescia – Villa Basilica", "Villa Basilica – Pian Rocca CP" e "Pian della Rocca – Fornaci di Barga".Tali rinforzi di rete consentiranno di migliorare la sicurezza di esercizio e la qualità del servizio offerto, anche a fronte della prevista crescita del carico ed in relazione all'evoluzione del sistema elettrico nell'area compresa tra le Province di Massa, Lucca e Firenze.

Potenziamento rete AT area di Pistoia

Data la notevole crescita della domanda nel territorio pistoiese, si procederà al potenziamento. degli attuali elettrodotti a 132 kV “Poggio a Caiano CP – Quarrata” e “Quarrata – S. Marcello” che costituiranno il necessario adeguamento della rete presente tra le Province di Firenze e di Pistoia, garantendo un’adeguata qualità della fornitura di energia.

Potenziamento rete AT area di Arezzo

In relazione agli elevati transiti di potenza registrati in direzione Sud verso i centri di carico umbri, si rende necessario il potenziamento della direttrice 132 kV tra le stazioni di S. Barbara e Chiusi, che attualmente rappresentano un vincolo al corretto esercizio della RTN locale.

Raccordi 132 kV di Strettoia

Le attuali criticità di esercizio della rete a 132 kV della Versilia, rendono necessari interventi di rinforzo ed aumento della magliatura di rete, finalizzati al miglioramento dell’affidabilità e della qualità del servizio ed all’incremento della flessibilità di esercizio. Pertanto si prevede la realizzazione di nuovi raccordi tra la linea a 132 kV “Avenza - Vinchiana” e la CP di Strettoia.

Figura 42 - Nuovi Interventi di sviluppo per l’incremento della Qualità del servizio

Smistamento 150 kV Collarmele

Al fine di migliorare la flessibilità di esercizio e la qualità del servizio della rete AT aquilana, è prevista la ricostruzione in doppia sbarra dell'impianto a 150 kV di Collarmele Sez.to. L'attività garantirà anche la possibilità di connettere alcuni impianti eolici nell'area.

Stazione 150 kV Mulargia

Al fine di garantire flessibilità e sicurezza di esercizio e di migliorare la qualità del servizio della rete a 150 kV è stata riscontrata la necessità di realizzare una nuova stazione di smistamento in corrispondenza dell'incroncio delle direttrici "Goni – S. Miali" e "Isili – Villasor".

Stazione 150 kV Uvini

Al fine di garantire la necessaria flessibilità e sicurezza di esercizio della stazione di Uvini, in considerazione della ripresa del servizio della centrale idrica connessa all'impianto, si potenzierà secondo standard adeguati la trasformazione esistente.

Stazione di smistamento 132 kV nel Ravennate

Al fine di migliorare la flessibilità d'esercizio della rete elettrica nell'area industriale di Ravenna e per semplificare l'assetto di rete presente, sarà realizzata una nuova stazione di smistamento a 132 kV, che favorirà le produzioni nell'area.

Piano di rifasamento della rete

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

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

- importazioni di potenza attiva senza per contro importazioni di potenza reattiva[6];
- transiti di potenza che si instaurano sulle linee a 380-220 kV della rete di trasmissione e che determinano, nel loro complesso, un comportamento della stessa come un ulteriore carico aggiuntivo di tipo induttivo o capacitivo, secondo le zone e le situazioni;
- limiti di produzione/assorbimento massimo di reattivo da parte dei principali generatori connessi alla rete AAT.

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

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

---

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

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

Installazione di condensatori

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

Le nuove installazioni necessarie nel breve-medio termine [7] corrispondono a un totale di circa 750 MVAR e risultano distribuite sul territorio nazionale come di seguito:

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

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

- *stazioni esistenti*: Casanova (TO), Cislago (VA), Carpi Fossoli (MO), Latina (LT), Garigliano (CE), Caltanissetta e Codrongianos (SS);
- *stazioni future*: nuova stazione nell'area industriale di Vicenza [8], Vicenza Monteviale (VI), nuova stazione in provincia di Macerata [9], S.Sofia (CE) [10] e nuova stazione nell'area a est del Vesuvio [11].

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

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

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

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

---

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

[8] *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)".*

[9] *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)".*

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

[11] *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)".*

- 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.

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 richiesta [12] di energia elettrica le tensioni sulla rete AAT tendono a raggiungere valori pericolosi a causa dello scarso impegno delle linee. In tali occasioni dell'anno è necessario provvedere, con opportune manovre di esercizio, al contenimento degli effetti derivanti sulla rete. Tali azioni, che prevedono l'apertura di alcune linee e la riduzione del normale livello di magliatura della rete, comportano tuttavia una diminuzione dei margini di stabilità e affidabilità del sistema elettrico, oltre che un aggravio dei costi relativi all'approvvigionamento di risorse sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento.

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

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

1) 200 MVAR nella nuova sezione a 380 kV della stazione di Casellina (FI);
2) 200 MVAR nella stazione a 380 kV di Scandale (KR);
3) 75 MVAR nella stazione a 220 kV di Partinico (PA).

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

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

---

[12] *In alcune giornate festive il fabbisogno nazionale notturno può scendere anche al disotto del 40% rispetto alla punta massima.*

3.7 Ulteriori ipotesi di sviluppo allo studio

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

Riclassamento a 380 kV della direttrice 220 kV "Vignole - S. Colombano - Avenza"

Nell'ambito delle attività finalizzate sia all'incremento della capacità di scambio tra Nord Ovest e Nord Est del Paese, sia allo sviluppo delle interconnessioni con la Francia è in fase di valutazione l'opportunità di riclassare a 380 kV la direttrice a 220 kV attualmente presente tra le stazioni di Vignole ed Avenza. La nuova ipotesi di sviluppo terrà conto anche della possibilità di decongestionare la sezione di rete che attualmente divide le aree Nord e Centro Nord del mercato elettrico.

Rinforzi rete AAT in Liguria

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

Razionalizzazione rete AT nell'area compresa tra la Val Cavallina e Val Seriana

E' allo studio un intervento di razionalizzazione della rete a 132 kV connesso al potenziamento dei collegamenti compresi tra le stazioni elettriche di Gorlago (BG) e Pian Camuno (BG) e alla realizzazione di un nuovo collegamento con gli impianti idroelettrici della Val Seriana.

L'intervento funzionale a rimuovere le attuali limitazioni dei suddetti collegamenti - dovute alla ridotta capacità di trasporto e alla vetustà degli stessi – renderà possibile la demolizione di alcuni tratti di linee riducendo così l'impatto della rete elettrica sul territorio regionale nel rispetto degli obiettivi di continuità, affidabilità, sicurezza e minor costo del servizio elettrico.

Razionalizzazione dei sistemi elettrici della Valchiavenna

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

Razionalizzazione dei sistemi elettrici dell'alta Val d'Adige

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

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

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

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

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

Razionalizzazione rete AAT tra Padova e Verona

A valle delle opere previste nell'area di Marghera previste nell'intervento di sviluppo "Elettrodotto 380 kV fra Venezia e Padova" (già nel Piano di Sviluppo 2007), è allo studio la realizzazione di un nuovo collegamento tra il polo di produzione di Fusina/Marghera e il nodo elettrico di Dugale (VR) dal quale sono alimentati anche i carichi del Vicentino. L'intervento consentirebbe di utilizzare la produzione veneta per alimentare i carichi compresi tra Vicenza attualmente garantita dalle produzioni ubicate in territorio lombardo ed incrementare la magliatura della rete veneta 380/220 kV.

Le analisi si concentrano anche sulla possibilità di utilizzare l'esistente collegamento già ad altissima tensione (220 kV) "Dugale – Staz. I" da potenziare in classe 380 kV, e di individuare opportunità di collaborazione per rendere complementari le politiche di sviluppo elettrico e le politiche di sostenibilità ambientale e di tutela de territorio

Sviluppo, riassetto e razionalizzazione del polo di Livorno

In uno scenario di futuro sviluppo e potenziamento del polo produttivo di Livorno, si sta esaminando l'esigenza di rinforzare la rete in altissima tensione per garantire la piena producibilità delle attuali e future iniziative produttive nell'area, garantendo al contempo la piena affidabilità della rete secondaria, anche a fronte di eventuali opportunità di razionalizzazione e riassetto dell'attuale rete. Le analisi saranno condotte in sinergia con le società del settore energetico che intendono avviare iniziative imprenditoriali nell'area.

Stazione 380/150 kV Teramo

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

La realizzazione della nuova sezione a 132 kV è condizionata ai programmi di ENEL Distribuzione in merito alla possibilità di raccordare alla stazione le locali linee a 132 kV.

Stazione 380/150 kV a Nord di Cosenza

Al fine di garantire anche nel lungo periodo una maggiore sicurezza di alimentazione del carico dell'area a Nord di Cosenza, è allo studio la possibilità di prevedere una nuova stazione a 380 kV dotata di stadio di trasformazione 380/150 kV, a cui collegare opportunamente la locale rete di distribuzione a 150 kV. Inoltre sarebbe opportuno prevedere il collegamento alla stazione di Rossano mediante la realizzazione di un nuovo elettrodotto a 380 kV. Tale linea permetterebbe una migliore sicurezza di esercizio in caso di manutenzione.

Rinforzi rete AAT in Basilicata

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

Rinforzi rete AAT tra Calabria e Campania

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

Interconnessioni delle principali isole di Sicilia e Campania

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

Interconnessione con Malta

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

3.8 Acquisizione di elementi di rete esistenti nell'ambito RTN

Il MAP (oggi MSE) con il Decreto del 23 dicembre 2002, ha inteso estendere la possibilità di ampliare l'ambito della rete di trasmissione nazionale non solo con elementi di rete conseguenza

diretta di interventi di sviluppo della Rete stessa, ma anche con elementi di rete non facenti parte della RTN come ad esempio elementi di rete di distribuzione, reti RFI, impianti in alta tensione di proprietà di produttori, utenti, e così via.

Nel Codice di Rete[13], in conformità con quanto previsto dall'art. 2 del decreto, si chiarisce che "il Gestore definisce e inserisce eventuali future proposte di acquisizione di elementi di rete esistenti nel Piano di Sviluppo […]".

3.8.1 Predisposizione della proposta di ampliamento della RTN

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

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

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

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

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

Collegamento a lavori di sviluppo della RTN

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

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

Mantenimento o ripristino di direttrici di trasmissione

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

3.8.3 Proposte di acquisizione nella RTN di elementi di rete esistenti

Nella **Tabella 5** 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

[13] *Codice di Rete, Cap. 2, paragrafo 2.7 "Aggiornamento dell'ambito della RTN".*

hanno la disponibilità degli impianti. La successiva modifica dell'ambito della RTN, con inclusione degli elementi di rete di cui alla **Tabella 5**, potrà avvenire in seguito al conferimento a TERNA degli asset in questione da parte dei soggetti che ne hanno attualmente la disponibilità, fermo restando che la remunerazione corrisposta ai Titolari per gli elementi di rete che saranno inclusi nell'ambito della RTN, sarà conforme alla normativa vigente.

Terna altresì sta valutando la possibilità di allargare l'ambito della rete nazionale a porzioni di rete AT non facenti parte della RTN, per sfruttare le sinergie con la rete di trasmissione. A seguito dell'intesa si provvederà ad aggiornare l'Allegato contenente gli elementi di rete, già esistenti, da integrare nell'ambito.

Tabella 5 - Elementi di rete esistenti da acquisire nell'ambito della RTN

Elettrodotti nelle Regioni Piemonte/Lombardia				
Denominazione Linea		***Tensione***	***Titolare***	***km terna***
1° ESTREMO	***2° ESTREMO***	***[kV]***		
Edison Novara	Nervino	132	EDISON S.p.A.	29,05
Vigevano Ovest	Edison Novara	132	EDISON S.p.A.	23,06
Elettrodotti nella Regione Lombardia				
Denominazione Linea		***Tensione***	***Titolare***	***km terna***
1° ESTREMO	***2° ESTREMO***	***[kV]***		
S. Rocco	Miradolo	132	ENEL Distribuzione	26,61
Edison Chiaravalle	Linate	132	EDISON S.p.A.	3,50
Cesano	Tecnopolimeri CS	132	EDISON S.p.A.	5,30
Tecnopolimeri CS	Nerviano	132	EDISON S.p.A.	12,78
Garlasco	Vigevano Ovest	132	EDISON S.p.A.	13,47
Elettrodotti nella Regione Trentino Alto Adige				
Denominazione Linea		***Tensione***	***Titolare***	***km terna***
1° ESTREMO	***2° ESTREMO***	***[kV]***		
Dro	S. Massenza der. Italcementi	132	SET Distribuzione	23,34
Dro	Arco	132	SET Distribuzione	11,13
Elettrodotti nella Regione Veneto				
Denominazione Linea		***Tensione***	***Titolare***	***km terna***
1° ESTREMO	***2° ESTREMO***	***[kV]***		
Fusina	Villabona	132	ENEL Distribuzione	7,69[14]

[14] *Tratto dal sostegno 2 al sostegno 10/1A.*

Elettrodotti nella Regione Emilia Romagna

Denominazione Linea		Tensione	Titolare	km terna
1° ESTREMO	2° ESTREMO	[kV]		
Colunga CP	S. Benedetto del Querceto CP	132	ENEL Distribuzione	26,94[15]

Elettrodotti nella Regione Lazio

Denominazione Linea		Tensione	Titolare	km terna
1° ESTREMO	2° ESTREMO	[kV]		
Monterotondo all.	Monterotondo	150	ENEL Distribuzione	9,23

Elettrodotti nella Regione Campania

Denominazione Linea		Tensione	Titolare	km terna
1° ESTREMO	2° ESTREMO	[kV]		
S. Giuseppe	Scafati der. Sarno FS	150	ENEL Distribuzione	21,64

Stazioni nella Regione Lombardia

Denominazione Impianto	Tensione [kV]	Titolare
Bolgiano CS	132	Enel Distribuzione

Stazioni nella Regione Veneto

Denominazione Impianto	Tensione [kV]	Titolare
SE Pilkington	132	Pilkington S.p.A.

Stazioni nella Regione Lazio

Denominazione Impianto	Tensione [kV]	Titolare
ACEA Flaminia	220	ACEA Distribuzione
Sezione 150 kV della SE di Morino	150	Enel Produzione

[15] *Escluso il tratto di circa 900 m tra i sostegni 219 e 221 perchè in d.t. con l'elettrodotto n. 709 "Colunga CP – Rastignano CP".*

3.8.4 Proposte di dismissione di elementi di rete dall'ambito della RTN

Infine in **Tabella 6** sono elencati gli elementi di rete di cui TERNA propone la dismissione dalla RTN in quanto non più funzionali al servizio di trasmissione dell'energia elettrica.

Analogamente al caso di ampliamento dell'ambito della RTN, TERNA provvederà a dismettere dalla RTN gli elementi di rete di cui alla **Tabella 6** previo conferimento degli elementi di rete in questione alle Società interessate all'acquisizione.

Tabella 6 - Elementi in servizio da dismettere dalla RTN

Elettrodotti nella Regione Piemonte				
Denominazione Linea		*Tensione*	*Titolare*	*km terna*
1° ESTREMO	*2° ESTREMO*	*[kV]*		
Telessio	Rosone	132	TERNA	0,25

Stazioni nella Regione Trentino Alto Adige		
Denominazione Impianto	*Tensione [kV]*	*Titolare*
Trasformatore a tre avv. (50 MVA) della SE di Cardano	220/150/10	TERNA

Stazioni nella Regione Veneto		
Denominazione Impianto	*Tensione [kV]*	*Titolare*
Stalli con interruttori (escluso sez. di sbarra) dei TR 31, TR 32, TR 36, TR 37 - lato primario – della SE Ricevitrice Sud	132	AGSM Trasmissione
Stalli con interruttori (escluso sez. di sbarra) dei TR 32, TR 34, TR 35 - lato primario - della SE Ricevitrice Ovest	132	AGSM Trasmissione

Stazioni nella Regione Umbria		
Denominazione Impianto	*Tensione [kV]*	*Titolare*
Stalli con interruttori e collegamenti in cavo dei Gruppi 7 e 8 di Galleto nella SE di Villa Valle	220	TERNA

4 Risultati attesi

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

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

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

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

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

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

4.1 Incremento della consistenza della RTN

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

Al riguardo, si osserva che in particolare nell'ultimo decennio, principalmente a causa delle difficoltà di carattere autorizzativo, l'attività di realizzazione di nuovi elettrodotti nel nostro Paese ha subito un forte rallentamento, ponendo lo sviluppo della rete in ritardo rispetto alla crescita dei volumi transitati su di essa. Il tasso di utilizzo della rete rappresenta un indicatore dell'adeguamento della consistenza della rete alla domanda di energia elettrica ed è definito come il rapporto tra i consumi ed i chilometri di linea realizzati. Nell'ultimo trentennio i valori del tasso di utilizzo in Italia hanno segnato un trend in costante crescita, mentre la media dei Paesi europei UCTE è rimasta pressoché invariata, a dimostrazione del ritardo italiano rispetto all'Europa[16].

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

---

[16] *In Italia negli ultimi 30 anni si è registrato un tasso medio di crescita dei consumi del 2,9% all'anno, sostanzialmente in linea con la media europea; la consistenza della rete primaria italiana è aumentata mediamente del 1,2% all'anno, mentre in Europa del 2,5% all'anno. Tali elementi hanno portato il tasso di utilizzo della rete in Italia ad un valore superiore, per circa il 50%, rispetto al valore medio europeo.*

Infatti risultano complessivamente programmate 104 nuove stazioni, mentre la capacità di trasformazione si incrementerà di circa 22.000 MVA.

Si stima inoltre che la consistenza della rete a 380 kV aumenterà di circa 4.100 km[17], quella a 220 kV si ridurrà di circa 1.300 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 1.800 km (inclusi i declassamenti dal 220 kV). Complessivamente, tenuto conto di tutti i livelli di tensione, le attività di sviluppo in programma comporteranno un incremento della consistenza della rete di trasmissione nazionale di circa 4.600 km.

Nella **Tabella 7** che segue è riportato un riepilogo delle attività di sviluppo previste sulla RTN ripartite in interventi a medio termine[18], a lungo termine e per livello di tensione.

Tabella 7 - Riepilogo interventi sulla RTN suddiviso per livelli di tensione

	380-500 kV	220 kV	120-150 kV	Totale
Nuove stazioni [n.ro]	**42**	**21**	**41**	**104**
medio termine	22	14	38	74
lungo termine	20	7	3	30
Potenza di trasformazione [MVA]	**20.000**	**2.340**	**18**	**22.358**
medio termine	15.100	610	18	15.728
lungo termine	4.900	1.730	-	6.630
Elettrodotti [km di terne]	**4.102**	**-1.289**	**1.778**	**4.591**
medio termine	1.877	-776	1.912	3.013
lungo termine	2.225	-513	-134	1.578

4.2 Incremento della capacità di importazione dall'estero

Le analisi mostrano che, a completamento delle opere previste nel Piano di Sviluppo di medio termine (in primis l'interconnessione con la Slovenia), la capacità di importazione alla frontiera settentrionale vedrebbe un incremento di circa 1.000 MW, peraltro con un sensibile aumento della sicurezza di esercizio, in particolare sul versante Nord-Est. A tale valore si sommerà l'incremento di capacità dovuta ad alcuni interconnector privati nell'anno 2009 (cfr. **par. 2.4.5**).

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. del 21 ottobre 2005 che stabilisce che: "non sono ammissibili richieste di esenzione […] per linee inserite nel Piano di Sviluppo della rete di

[17] *Compresi i km di rete a 220 kV trasformati a 380 kV.*
[18] *L'orizzonte di medio termine comprende dal 2008 fino al 2012.*

trasmissione nazionale e non avviate a realizzazione nel corso di quattro anni dalla data di primo inserimento, salvo esplicita rinuncia da parte di TERNA.”).

Le analisi preliminari mostrano che, ipotizzando una realizzazione combinata di interconnessioni previste nel PdS e interconnector privati, nel lungo periodo la capacità di importazione alla frontiera settentrionale potrebbe crescere ulteriormente di un valore compreso tra i 2.000 e i 3.000 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 di ulteriori 1.500-2.000 MW, sempre 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 createsi con la connessione dei nuovi impianti, hanno consentito di individuare e programmare interventi di sviluppo della RTN particolarmente significativi dal punto di vista della sicurezza di copertura del fabbisogno (cfr. **par. 2.5.1**).

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

In particolare (fatte salve le limitazioni a livello di zona riportate nella **Tabella 8**) la realizzazione degli interventi di sviluppo permetterà di ridurre le limitazioni dei poli di produzione presenti nell’attuale struttura zonale del mercato elettrico italiano:

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

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

Nella **Tabella 8** sono riportati gli incrementi attesi dei limiti di transito inter-zonali nell’orizzonte di Piano di medio termine, con riferimento alla situazione diurna invernale.

Tabella 8 - Incremento dei principali transiti tra zone di mercato [MW]

sezione inter-zonale	2007	con sviluppo
Nord - Centro Nord	3200[19]	+ 800
Centro Nord - Centro Sud	1300[20]	+ 300
Sud - Centro Sud[21]	3.900	+ 1000
Rossano - Sud	5.600	+ 1200
Sicilia - Calabria	600	+ 900
Calabria - Sicilia	100	+ 1000
Sardegna - Continente/Corsica	350	+ 800

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

Nella **Figura 43** è rappresentata la proiezione dei margini di riserva disponibili fino al 2017, individuata negli stessi scenari di produzione ed import descritti nel **paragrafo 2.5.1**, considerando in questo caso completati gli interventi di sviluppo pianificati.

Figura 43 - Margini di riserva di potenza per la copertura del carico

Analizzando il grafico si può osservare che la copertura del fabbisogno con adeguati margini di riserva sarebbe garantita in tutto il periodo di Piano. I margini di riserva potrebbero risultare limitati solo oltre il 2016 nello scenario minimo (scenario A), caratterizzato dalla presenza delle sole centrali attualmente in fase di costruzione e da una limitata disponibilità di import alla frontiera nord. Il problema non è causato tuttavia da una carenza strutturale della rete di trasmissione (in

[19] *Limite fisico della sezione, attualmente ridotto transitoriamente per assetto sezione 380 kV La Spezia.*
[20] *Valore inferiore del profilo di attivazione del vincolo di scambio CN-CS.*
[21] *E' in fase di consultazione una rivisitazione delle zone di mercato, in particolare Sud – Centro Sud, che andrà a modificare i limiti di scambio.*

quanto, con la realizzazione degli interventi di sviluppo le congestioni potenziali sarebbero tutte risolte), ma riguarderebbe la carenza di capacità produttiva in quanto non tutte le centrali oggi autorizzate risulterebbero disponibili. L'attuazione del Piano di Sviluppo permetterebbe comunque di posticipare di qualche anno rispetto alla situazione descritta al **paragrafo 2.5.1** la riduzione dei margini ottenibili con gli impianti di generazione attualmente in cantiere.

Nello scenario massimo (scenario B - nel quale la disponibilità di import è quella massima e tutte le centrali autorizzate contribuiscono alla copertura del carico) invece, non si evidenziano problemi di riserva, e con gli sviluppi di rete previsti risultano superate anche le residue criticità di copertura del fabbisogno altrimenti previste dal 2016 consentendo una discreta sicurezza di copertura del fabbisogno anche oltre l'anno 2017.

4.4 Riduzione dei vincoli alla produzione da fonti rinnovabili

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

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

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

Si riporta di seguito l'elenco dei principali interventi di sviluppo già previsti nel PdS 2007 funzionali in tutto o in parte a favorire la produzione di energia da impianti a fonti rinnovabili non programmabili. Per ciascun intervento o gruppo di interventi sono stati determinati i benefici legati alla riduzione dei vincoli, intesi come capacità di potenza da fonte eolica liberata, cioè non più soggetta a rischi di limitazione per esigenze di sicurezza della rete e del sistema elettrico.

Tabella 9 - Principali interventi per favorire la produzione eolica

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

Nel PdS 2008, oltre alle già previste stazioni di Troia (FG), Bisaccia (AV) e Deliceto (FG) sono stati pianificati ulteriori impianti di raccolta di generazione eolica. Al riguardo si segnala la stazione 380/150 kV da ubicarsi nel territorio di Maida (CS), che permetterà la connessione di impianti eolici già autorizzati ed in corso di realizzazione per circa 300 MW.

4.5 Miglioramento atteso dei valori delle tensioni

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

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

Al riguardo, le simulazioni effettuate hanno evidenziato che le tensioni sulla rete saranno contenute nel range 385 ÷ 410 kV, ancora più ristretto rispetto al ± 5% di 400 kV previsto nel Codice di Rete[22], ottenendo peraltro miglioramenti in termini di perdite di trasmissione ed economici [23].

In **Tabella 10** sono riportati i valori di tensione attesi su alcuni nodi rappresentativi delle zone di rete oggetto di interventi di rifasamento.

[22] *Nel Codice di Rete (cap. 1, par. 1B.3.2) si specifica che la tensione deve essere contenuta nell'intervallo del ± 10% rispetto al valore nominale in condizioni normali o di allarme, nell'intervallo del ± 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 ± 5% rispetto al valore nominale.*

[23] *È stata stimata una riduzione delle perdite alla punta di circa 10 MW sulla sola rete AAT.*

Tabella 10 - Valori della tensioni attesi (riferimento: 400 kV)

ZONA	AREA	STAZIONE a 380 kV	TENSIONE [kV] alla punta estiva	
			2007 [24]	Medio Termine
Settentrionale	Milano Nord-Est	Bulciago	390	397
	Brescia	Travagliato	387	398
	Vicenza	Sandrigo	384	395
Centro-settentrionale	Reggio Emilia	Rubiera	392	398
Tirrenica	Lazio meridionale	Ceprano	394	399
	Campania settentrionale	Patria	391	397
Adriatica	Bari	Bari Ovest	392	398

4.6 Riduzione delle perdite di trasmissione e delle emissioni di CO_2

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

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

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

In relazione a quest'ultimo aspetto, si stima che, con l'entrata in servizio degli interventi previsti nel presente Piano di Sviluppo, la diminuzione delle perdite alla punta possa raggiungere un valore di potenza di 180 MW (di cui 150 MW legati agli interventi previsti nel Piano di Sviluppo 2007), cui corrisponde una riduzione delle perdite di energia nella rete valutata in circa 1.080 GWh/anno. Ipotizzando che questa diminuzione coincida con un effettivo risparmio di combustibile fossile, è possibile ritenere che detti interventi possano avere come valore aggiunto anche una diminuzione di emissioni di CO_2 che oscilla fra 400.000 e 600.000 tonnellate annue.

Alle stime qui riportate si includono i benefici ottenibili, mediante la riduzione delle congestioni di rete, dalla sostituzione di impianti con rendimenti più bassi (tipicamente a olio) necessari per vincoli di rete, con produzioni più efficienti da fonti energetiche meno costose (ad esempio il gas). Tali benefici sono quantificabili in una riduzione delle emissioni di CO_2 fino a 2.500.000 tonnellate annue.

[24] *Valori registrati in corrispondenza della situazione di punta estiva (20.07.2007 ore 11.45).*

4.7 Scambi energetici nel medio lungo periodo

Attraverso uno studio su base probabilistica del sistema elettrico a 380 kV e 220 kV dell'Italia peninsulare sono stati individuati i flussi di energia attesi tra le diverse aree del sistema di trasmissione italiano ipotizzabili nel medio-lungo periodo (cfr. **Figura 45**).

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

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

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

Le analisi effettuate hanno evidenziato che il Centro Nord risulta essere la zona maggiormente deficitaria in termini percentuali (la produzione locale soddisfa solo un terzo circa della domanda locale), mentre la zona Nord è quella maggiormente deficitaria in termini assoluti (circa 50 TWh), beneficiando in primis del contributo dell'importazione dall'estero per la copertura del fabbisogno.

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

- lo scambio netto di energia tra le zone Centro Sud e Sud che attualmente si attesta intorno a 3 TWh/anno verso la zona Centro Sud contro i 16 TWh/anno stimati nel medio-lungo periodo;
- gli scambi della zona Centro Nord, per la quale è prevedibile un inversione dello scambio con il Centro Sud ed una sensibile riduzione dell'importazione dalla zona Nord.

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

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

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

Figura 44 – Flussi di energia (GWh) fra le diverse aree del sistema di trasmissione italiano al 2006

Figura 45 – Flussi di energia (GWh) attesi fra le diverse aree del sistema di trasmissione nel medio lungo periodo

5 Il quadro normativo di riferimento

5.1 Riferimenti normativi di base

5.1.1 La Concessione delle attività di trasmissione e dispacciamento

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

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

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

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

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

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

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

Il Codice di rete contiene altresì le regole generali di funzionamento del Comitato di Consultazione degli utenti[25] (di seguito "Comitato"), un organo tecnico istituito ai sensi del DPCM 11 maggio 2004, comprendente i rappresentanti delle principali categorie di utenti della Rete, con il compito di aggiornare le regole contenute nel Codice di Rete ed agevolare la risoluzione delle eventuali controversie derivanti dall'applicazione delle regole stesse.

[25] *Composto da sette membri con carica triennale.*

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

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

5.1.2 Iter autorizzativo del Piano di Sviluppo

A decorrere dall'approvazione del PdS relativo all'anno 2007, la procedura di approvazione del PdS viene così sinteticamente riassunta:

- nel corso dell'anno il Comitato di Consultazione può richiedere a Terna informazioni ed eventuale documentazione relative all'attuazione del PdS dell'anno precedente e allo stato di avanzamento delle attività per la predisposizione del PdS per l'anno successivo;
- entro il 15 ottobre di ogni anno con riferimento all'approvazione del PdS per l'anno successivo, Terna S.p.A rende disponibili al Comitato di Consultazione la documentazione illustrativa delle nuove esigenze di sviluppo proposte, nonché, ove esistenti, degli eventuali scenari alternativi di sviluppo determinati anche dall'attuazione del precedente piano, e tutte le informazioni tecnico-economiche alla base delle scelte effettuate; contestualmente, nell'ambito della Valutazione Ambientale Strategica (VAS) viene avviata la fase di scoping (fase "preliminare" introdotta dal D. Lgs. 152/06) volta a determinare la portata e il livello di dettaglio delle informazioni da includere nel Rapporto Ambientale;
- il Comitato di Consultazione esprime il proprio parere non vincolante, adeguatamente motivato;
- entro il 10 novembre di ogni anno, Terna invia al Comitato di Consultazione il progetto definitivo del PdS unitamente ad una relazione sullo stato di attuazione del vigente PdS ed una relazione in cui viene dato conto, se del caso, delle motivazioni per le quali si è ritenuto discostarsi dal parere del Comitato di Consultazione di cui al punto 3.;
- entro i venti giorni successivi al ricevimento dei documenti di cui al punto 4., il Comitato di Consultazione esprime il proprio parere in merito al progetto definitivo del nuovo PdS ed alla verifica dello stato di attuazione del PdS vigente;
- il progetto del PdS viene sottoposto al CdA di Terna, corredato dall'eventuale parere del Comitato di Consultazione e da una relazione delle strutture tecniche di Terna in cui viene dato conto, se del caso, delle motivazioni per le quali si è ritenuto di discostarsi dal parere del Comitato di cui al punto 5., nonché delle osservazioni del Comitato di Consultazione sullo stato di attuazione del PdS dell'anno in corso. Il CdA di Terna entro il 31 dicembre di ogni anno delibera il PdS, in conformità dell'art. 9 della Convenzione di Concessione di cui al D.M. 20 aprile 2005, tenendo in considerazione il parere del Comitato di Consultazione e motivando i casi in cui se ne discosta.
- nell'ambito della VAS, ai sensi del vigente D. Lgs. 152/06, si svolge la "fase di consultazione pubblica" di 45 giorni, con deposito della proposta di Piano, del Rapporto Ambientale e della Sintesi non tecnica presso province e regioni interessate ed invio alle autorità ambientali e paesaggistiche. Al termine della consultazione si apre "l'attività istruttoria" presso la Commissione tecnica che si conclude in 30 giorni con un parere trasmesso al Ministero dell'Ambiente che, di concerto con il Ministero dei Beni culturali e con il Ministero dello Sviluppo economico, entro altri 30 giorni adotta il giudizio di compatibilità ambientale.

Il processo si conclude entro i successivi 60 giorni con l'approvazione del piano da parte del Ministero dello Sviluppo economico .

5.2 Provvedimenti di recente emanazione

5.2.1 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 caratterizzate, per loro natura, da elevati livelli di aleatorietà

L'obiettivo di tale studio era quello di analizzare le modalità con le quali sia 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.

Dalla salvaguardia della sicurezza del sistema elettrico nazionale nasce quindi l'esigenza di rendere flessibile la produzione degli impianti eolici 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 (e successive modificazioni ed integrazioni), con la quale viene assegnata al gestore TERNA la facoltà di sospendere o ridurre il ritiro dell'energia prodotta da impianti a fonte rinnovabile 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".*

In considerazione delle prospettive di rapido sviluppo della generazione da fonte eolica in Italia, è stata emanata in ambito CEI la norma tecnica 11-32[26], che nell'Allegato 6 – impianti di produzione eolica – definisce sotto il profilo prettamente tecnico le modalità di connessione di tale tipologia di impianti alle reti elettriche pubbliche con tensione nominale maggiore di 30 kV e le prestazioni funzionali che gli stessi devono garantire per fornire adeguato supporto al sistema elettrico ("servizi di rete").

Applicazione della Norma CEI 11-32 Appendice 6

Dal 1 gennaio 2007 entrano in vigore le prescrizioni contenute nell'Appendice 6 della Norma CEI 11 – 32, per la quale Terna ha espresso pareri tecnici su richiesta dell'AEEG.

[26] *Impianti di produzione di energia elettrica connessi a sistemi di III categoria, pubblicata in data 1 Dicembre 2006.*

Per i nuovi impianti Terna è dell'avviso di porre in capo ai soggetti titolari di impianti eolici, indipendentemente dalla loro collocazione sul territorio nazionale, per garantire in ogni situazione la gestione in sicurezza del Sistema elettrico Nazionale, l'obbligo alla fornitura dei seguenti servizi:

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

Per gli impianti già in esercizio alla data di entrata in vigore delle prescrizioni contenute nell'Allegato 6 della Norma citata, Terna ha in corso ulteriori valutazioni relative all'impatto sul sistema elettrico dell'eventuale mancata fornitura delle nuove funzionalità, con particolare attenzione alle Regioni meridionali ed alle isole maggiori.

Nel giugno del 2007, l'AEEG con atto n. 23/07, ha diffuso un documento[27] per la consultazione contenente alcuni orientamenti circa la gestione del dispacciamento delle unità di produzione da fonti rinnovabili non programmabili in condizioni di criticità del sistema elettrico. Tutti i soggetti interessati sono stati invitati a fornire osservazioni e proposte entro la data del 22 settembre 2007.

Terna, concordando con la necessità di adeguare alla nuova normativa tutti gli impianti futuri, per le richieste di connessione presentate successivamente all'entrata in vigore dell'Appendice 6 della norma CEI 11-32, contestualmente alla definizione della soluzione di connessione, prevista dalla deliberazione AEEG n. 281/05, comunica al produttore la necessità di garantire il rispetto di quanto richiesto dal Codice di Rete e dalla normativa tecnica, compresa la norma CEI 11-32.

In data 18 dicembre 2007 l'AEEG ha altresì emanato la delibera n. 330/07: *"Condizioni per la gestione della priorità di dispacciamento relativa ad impianti di produzione da fonti rinnovabili in situazioni di criticità del sistema elettrico nazionale".*

5.2.2 Condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione

Nel corso dell'anno 2007 è stato avviato il documento di consultazione "Testo unico delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione" attraverso il quale l'Autorità intende armonizzare le delibere n. 281/05[28] e n. 89/07[29] almeno per quel che riguarda la connessione di impianti per la produzione di energia elettrica apportando correzioni sulla base di criticità emerse durante l'applicazione di tali provvedimenti.

5.2.3 Deliberazioni emanate da AEEG nel mese di dicembre 2007

Nel corso del mese di dicembre 2007 l'AEGG ha emanato alcune delibere che riguardano le attività di Terna.

La delibera n. 341/07 recante "*Regolazione della qualità del servizio di trasmissione per il periodo di regolazione 2008 - 2011"*, che, per la prima volta, introduce meccanismi di incentivi/disincentivi per la qualità del servizio di trasmissione.

---

[27] *Orientamenti per la gestione della priorità di dispacciamento relativa ad impianti di produzione da fonti rinnovabili in situazione di criticità del sistema elettrico nazionale (5 giugno 2007)*

[28] *"Condizioni per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi*

[29] *Condizioni tecnico economiche per la connessione di impianti di produzione di energia elettrica alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi a tensione nominale minore o uguale ad 1 kV*

La delibera 348/07 recante *"Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione",* Tale delibera definisce le regole tariffarie per il terzo periodo di regolazione, nonché la remunerazione spettante a Terna per l'erogazione del servizio di trasmissione.. Per quanto riguarda gli interventi di sviluppo, fermo restando il riconoscimento di una extra remunerazione del 2% fino al 2019 per gli interventi di sviluppo già entrati in esercizio alla data del 31 dicembre 2007, per i nuovi interventi la delibera introduce un regime di incentivazione degli investimenti di sviluppo e di potenziamento della rete elettrica nazionale basato sulla differenziazione dell'incentivo in relazione alle diverse tipologie di investimento.

Inoltre la delibera 351/07 recante *"Determinazione della remunerazione dell'attività di dispacciamento dell'energia elettrica e definizione di meccanismi di premi e penalità ad incentivazione della società Terna S.p.A. nella medesima attività*". Il provvedimento ha come oggetto:

- la definizione del corrispettivo spettante a Terna a copertura dei costi per l'attività di dispacciamento e le sue modalità di aggiornamento nonché
- la definizione di un meccanismo di incentivi/penalità per le due attività di previsione del fabbisogno di energia elettrica e previsione dell'energia immessa dagli impianti eolici per il periodo 2008-2011.

5.3 Provvedimenti in corso di predisposizione

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

- il disegno di legge AS 691 per il completamento del processo di liberalizzazione del settore energetico (noto come decreto Bersani);
- le modifiche alla disciplina dell'approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento;
- il recepimento delle direttive europee 2005/89/CE (relativa alle misure per la sicurezza dell'approvvigionamento di elettricità e per gli investimenti nelle infrastrutture), 2006/32/CE (relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici);
- il completamento del quadro normativo inerente la "Legge quadro sulla esposizioni ai campi elettromagnetici" del 22 febbraio 2001 n. 36.

5.3.1 Accordo quadro in materia di "merchant lines" tra Italia e Confederazione Elvetica

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 D.L. 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 Decreto del Ministero delle Attività Produttive del 21 ottobre 2005 ha definito modalità e criteri per il rilascio dell'esenzione[30] per le linee elettriche in corrente

[30] *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*

continua e in corrente alternata che connettono nodi - a tensione superiore o pari a 120 kV - appartenenti a reti elettriche di Stati diversi.

L'MSE rilascia detta esenzione caso per caso, a condizione tra l'altro che l'entrata in esercizio delle nuove linee:

- garantisca il rispetto dei requisiti di sicurezza e di efficace funzionamento del sistema elettrico nazionale;
- determini un incremento netto della capacità commerciale di importazione o esportazione di energia elettrica;
- promuova la concorrenza nella fornitura di energia elettrica sul mercato;
- in oltre 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.

Ai fini della concessione dell'esenzione, secondo quanto stabilito dalla normativa italiana in vigore, è necessario per il Ministero dello Sviluppo Economico della Repubblica Italiana, definire con il Dipartimento Federale dell'Ambiente, dei Trasporti, dell'Energia e delle Comunicazione della Confederazione Svizzera un accordo preventivo, relativo alle condizioni di accesso e di utilizzo della linea di interconnessione in attesa del completamento della normativa svizzera relativa al mercato elettrico e all'approvvigionamento elettrico. Il giorno 6 marzo 2007 è stato firmato il protocollo di intesa tra il Ministero dello Sviluppo Economico della Repubblica Italiana ed il Dipartimento Federale dell'Ambiente, dei Trasporti, dell'Energia e delle Comunicazioni della Confederazione Svizzera riguardante la definizione delle condizioni di accesso e di funzionamento delle nuove linee elettriche di interconnessione tra la Repubblica Italiana e la Confederazione Svizzera.

5.3.2 Modifiche alla disciplina dell'approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento

Vengono di seguito riportate le principali deliberazioni adottate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas nel corso dell'anno 2007 aventi impatto sulle attività svolte da Terna in merito all' Approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento.

Deliberazione n. 73/07

Con tale delibera recante "Modificazioni alle disposizioni della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 9 giugno 2006, n. 111/06 al fine dell'avvio dei nuovi sistemi di registrazione degli acquisti e delle vendite a termine e dei relativi programmi", l'Autorità ha disposto:

- l'abrogazione della delibera n. 168/03 a decorrere dal 1° maggio 2007;
- l'efficacia della delibera n. 111/06 a decorrere dal 1° aprile 2007, limitatamente alle transazioni riferite a periodi rilevanti a partire dal 1° maggio 2007 (la piena operatività della PCE viene quindi differita al 1° maggio 2007 ma gli operatori possono accreditarsi sulla piattaforma già dal 1° aprile);
- la determinazione del corrispettivo per il servizio di interrompibilità del carico.

---

prevede il diritto di accesso dei terzi", per la quota di incremento della capacità di interconnessione risultante dal nuovo assetto di rete.

Inoltre, la delibera ha confermato la validità delle disposizioni di cui alle delibere n. 165/06, n. 183/06 e n. 314/06, relativamente, tra l'altro:

- alla possibilità, per Terna, di presentare offerte integrative, qualora la previsione di carico di Terna risulti superiore/inferiore di almeno il 2% rispetto alla quantità totale di energia elettrica relativa alle offerte di acquisto presentate nel mercato del giorno prima e si riscontri sufficienza di offerta da parte di Terna;
- alle nuove modalità di calcolo e fatturazione dei corrispettivi di dispacciamento, determinati su base trimestrale;
- alla franchigia del 3% per il calcolo degli sbilanciamenti degli operatori titolari delle unità di consumo;
- alla possibilità, per Terna, di approvvigionarsi a termine di risorse per il servizio di dispacciamento, mediante la contrattazione di tali risorse al di fuori dal mercato per i servizi di dispacciamento;
- al mantenimento, per tutto l'anno 2007, del divieto di partecipazione al mercato di aggiustamento per i punti di dispacciamento in prelievo; pertanto, il funzionamento della piattaforma per la variazione dei programmi preliminari di prelievo (PAB)di cui alla deliberazione n. 168/03 è stato prolungato per tutto l'anno 2007.

Determinazione 05.04.07 (aggiornamento Codice di rete)

Con tale determinazione del direttore della Direzione mercati sono state approvate ai sensi della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 23 febbraio 2006, n. 39/06 e del Codice di rete le proposte di modifiche e integrazioni proposte da Terna S.p.A. al Codice di trasmissione, dispacciamento sviluppo e sicurezza della rete in attuazione della delibera111/06 e successive modifiche e integrazioni.

Deliberazione n. 130/07 e n. 267/07

Attraverso la delibera 130/07[31] l'Autorità ha approvato la proposta di Terna relativa alla conclusione dei contratti a termine per l'acquisto delle risorse per il servizio di dispacciamento. Con la 267/07 l'Autorità ha dato il proprio formale assenso alla stipula dei contratti di approvvigionamento a termine di risorse per il servizio di dispacciamento di durata non superiore al 31 dicembre 2007.

5.3.3 Legge n. 239/04 di riordino del settore energetico

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

Nell'ambito del procedimento unico:

---

[31] *Con tale delibera "Approvazione della proposta di Terna recante modalità tecniche, economiche e procedurali per la conclusione di contratti di approvvigionamento a termine delle risorse di dispacciamento, ai sensi dell'articolo 60, comma 60.6, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 9 giugno 2006, n. 111/06". l'Autorità precisa che: a) i contratti dovranno avere durata fino al 31 dicembre 2007; b) i contratti dovranno essere autorizzati dall'AEEG nel caso in cui i limiti massimi di spesa (come preventivamente individuati da Terna) fossero superati ovvero nel caso in cui le offerte ricevute dovessero risultare manifestamente insufficienti rispetto al fabbisogno.*

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

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

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

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

Tale necessità è stata recepita dalla Legge n. 443/01, detta "Legge obiettivo", ed in particolare 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 obiettivo prioritari da perseguire.

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 nazionale.

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.

5.3.5 Disegno di legge sulla liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale

Il disegno di legge AS 691 (decreto Bersani) indica principi e criteri volti a dare completa attuazione alle direttive comunitarie in materia di mercato unico dell'energia elettrica e del gas (direttive 54/03/CE e 55/03/CE) a cui il governo deve attenersi nell'adottare i relativi decreti legislativi attuativi.

Tra i criteri direttivi cui il Governo deve attenersi nell'esercitare la delega figura: *"indirizzare il Gestore dei servizi elettrici spa a gestire i flussi di energia, i relativi dispositivi di interconnessione ed i servizi ausiliari necessari, garantendo la sicurezza, l'affidabilità, l'efficienza e il minor costo del servizio e degli approvvigionamenti, e a gestire la rete senza discriminazione di utenti o categorie*

di utenti; in particolare, a deliberare e realizzare gli investimenti di manutenzione e di sviluppo della rete nel rispetto del principio di unitarietà della rete di trasmissione nazionale e perseguendo finalità di miglioramento dell'efficienza del sistema elettrico nazionale, mediante pubblici confronti concorrenziali, sulla base dei principi di trasparenza, pubblicità, non discriminazione, parità di trattamento, economicità e proporzionalità".

Sul testo del disegno di legge, approvato dalla Commissione Industria del Senato, deve essere avviato l'esame in l'Aula.

5.3.6 Legge 125/07 di conversione del decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73, recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia

Nelle more del completo recepimento della citata Direttiva 2003/54 CE è stato adottato un decreto legge in vista della completa apertura del mercato libero dell'energia elettrica ai clienti domestici, prevista dalla Direttiva per la data del 1° luglio 2007.

Il provvedimento prevede in particolare:

- un bundling societario delle attività di vendita e distribuzione;
- un regime di tutela a favore dei clienti domestici;
- un regime di salvaguardia per i clienti non rientranti nella categoria di cui sopra.

5.3.7 Legge Comunitaria 2006 n. 13 del 6 febbraio 2007

Il disegno di legge prevede la delega al Governo per l'attuazione delle direttive comunitarie contemplate tramite l'adozione, entro il termine di 12 mesi dalla data di entrata in vigore della legge in oggetto, di opportuni decreti legislativi. Tra le direttive figurano:

- la Direttiva 2005/89/CE del 18 gennaio 2006, concernente misure per la sicurezza dell'approvvigionamento di elettricità e per gli investimenti nelle infrastrutture;
- la Direttiva 2006/32/CE del 5 aprile 2006 concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e recante abrogazione della direttiva 93/76/CEE del Consiglio.

In particolare la Direttiva 2005/89/CE, che fissa il termine di recepimento al 24 febbraio 2008, prevede che:

- *"gli Stati membri garantiscono un elevato livello di sicurezza dell'approvvigionamento [.] definendo i ruoli e le responsabilità [.] degli operatori del mercato interessati [tra cui i gestori dei sistemi di trasmissione] e pubblicando le informazioni al riguardo;*
- *nell'applicazione delle misure per le finalità di cui sopra, gli Stati membri tengono conto tra l'altro "della necessità di effettuare una manutenzione regolare e, ove necessario, rinnovare le reti di trasporto [.] per mantenerle efficienti", art. 3 comma 2, nonché "dell'importanza della rimozione delle barriere amministrative agli investimenti nelle infrastrutture";*
- *"gli Stati membri o le autorità competenti garantiscono che i gestori dei sistemi di trasmissione [.] realizzino obiettivi di prestazione per quanto riguarda la qualità degli approvvigionamenti e la sicurezza della rete [e] ottemperino alle norme e obblighi operativi minimi di sicurezza della rete".*

Con riferimento allo sviluppo della rete, la direttiva sancisce che *"gli Stati membri stabiliscono un quadro regolamentare destinato a fornire segnali favorevoli agli investimenti affinché [.] i gestori dei sistemi di trasmissione possano sviluppare le loro reti al fine di soddisfare la domanda prevedibile del mercato [e] agevolare la manutenzione e, se del caso, il rinnovo delle reti".*

Il provvedimento aggiunge che *"fatto salvo il regolamento (CE) n. 1228/2003, gli Stati membri possono altresì autorizzare [in stretta cooperazione tra i gestori dei sistemi di trasmissione interessati] investimenti commerciali nelle interconnessioni"*, art. 6.

Relativamente alla Direttiva 2006/32/CE del 5 aprile 2006, che deve essere recepita entro il 17 maggio 2008, si segnala, in particolare, quanto previsto dall'art. 10, comma 2, secondo cui *"gli Stati membri possono consentire che taluni elementi dei sistemi e delle strutture tariffarie abbiano finalità sociale, purché eventuali effetti negativi sul sistema di trasmissione [.] siano mantenuti al minimo necessario e non siano sproporzionati rispetto alla finalità sociale"*.

5.3.8 Zone di Protezione Speciale

Con due Decreti, entrambi del 5 Luglio 2007, il Ministero dell'Ambiente ha pubblicato l'elenco delle zone di protezione speciale (ZPS) classificate ai sensi della direttiva 79/409/CEE e, rispettivamente, l'elenco dei siti di importanza comunitaria per la regione biogeografica mediterranea in Italia, ai sensi della direttiva 92/43/CEE.

In attuazione della finanziaria 2007 n. 296/2007 (art. 1, comma 1226) il Ministero dell'Ambiente ha adottato il Decreto del 17 ottobre 2007 recante i criteri minimi uniformi per la definizione delle misure di conservazione relative alle Zone di Protezione Speciale da parte delle Regioni.

5.3.9 Decreto Legislativo n. 163/06, c.d. Codice Appalti

Il Decreto è stato adottato in attuazione della delega attribuita al Governo dalla legge comunitaria 2004 n. 62/2005 per il recepimento delle Direttive comunitarie 2004/17/CE e 2004/18/CE attinenti alla disciplina degli appalti, rispettivamente, nei settori speciali e nei settori ordinari.

Il Codice disciplina i contratti di appalto aventi ad oggetto l'acquisizione di servizi o di forniture, ovvero l'esecuzione di opere o lavori, posti in essere dalle stazioni appaltanti, dagli enti aggiudicatori, dai soggetti aggiudicatori.

Il Codice detta la disciplina di riferimento per gli appalti nei settori ordinari e speciali.

5.3.10 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,
- del Decreto del Ministero dell'Ambiente contenente la 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 µT (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 µT (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.

5.4 Il processo di pianificazione integrata

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

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

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

dall'individuazione e consultazione obbligatoria dei settori del pubblico e delle autorità con competenze ambientali in fase di elaborazione del piano.

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

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

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

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

Prima del 2007	Regioni: Piemonte, Calabria, Emilia-Romagna, Lombardia, Sicilia, Campania, Basilicata, Umbria, Toscana, Marche, Sardegna, Provincia autonoma di Trento
2007	Regione Abruzzo
In via di definizione	Friuli Venezia Giulia, Liguria, Lazio e Provincia autonoma di Bolzano

In applicazione dell'art. 5, comma 2, del Decreto Legge 28 dicembre 2006 n. 300, convertito nella legge n. 17/2007, a partire dal 31 luglio 2007 è entrata in vigore la Parte II del D. Lgs. 152/06, avente ad oggetto le "Procedure per la valutazione ambientale strategica (VAS), per la valutazione d'impatto ambientale (VIA) e per l'autorizzazione ambientale integrata (IPPC)".

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

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

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

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

ALLEGATO

Dettaglio degli interventi previsti nel Piano di Sviluppo della RTN

edizione 2008

Se la prima parte del Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale (PdS) ripercorre idealmente il processo decisionale che conduce alla definizione e alla pianificazione delle soluzioni di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), la seconda illustra l'insieme completo di tutti gli interventi previsti nel piano e gli elementi di dettaglio e fornisce informazioni più tecniche.

Come consuetudine gli interventi di sviluppo sono stati aggregati geograficamente per le seguenti aree regionali o pluriregionali:

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

Le nuove esigenze di sviluppo sono interventi che nascono da nuove esigenze che si sono evidenziate nel corso del 2007, che hanno subito sostanziali modifiche rispetto al precedente piano o erano indicate come allo studio e quindi ancora prive qualsiasi indicazione di dettaglio.

Gli interventi, all'interno dei macro gruppi sono ordinati per tipologia (stazioni, razionalizzazioni, elettrodotti e connessioni) e per livello di tensione (380 kV, 220 kV e 150-132-120 kV).

In particolare, in base alla tipologia l'intervento si classifica come:

Elettrodotti: questi interventi di sviluppo consistono nella costruzione di nuovi collegamenti fra due o più nodi della rete o nella modifica/potenziamento di elettrodotti esistenti.

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

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

Per ogni opera viene anche proposta una data di entrata in servizio, questa rappresenta la migliore stima in merito al completamento di tutto l'insieme delle attività elementari che costituiscono ciascun intervento e tengono conto:

- condivisione preventiva con gli Enti locali della migliore soluzione localizzativa;
- tempi autorizzativi dettati dalla normativa vigente;
- tempi di coordinamento con Terzi qualora i lavori coinvolgono soggetti terzi quali altri Operatori Esteri, Società di distribuzione o produzione;

- tempi tecnici necessari al completamento delle attività.

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

Elementi d'impianto	*In esercizio*	*Programmati*
Centrale Idroelettrica		
Centrale Termoelettrica		
Centrale Geotermoelettrica		
Centrale Eolica		
Stazione AAT a 380 kV RTN		
Stazione AAT a 220 kV RTN		
Stazione AAT non RTN		
Stazione AT a 150 kV		
Stazione AT a 132 kV		
Stazione AT non RTN o Cabina Primaria		
Stazione F.S.		
Utenza Industriale		

Linee elettriche	*In esercizio*	*Programmate*
Linea aerea RTN a 380 kV		
Linea aerea non RTN a 380 kV		
Linea aerea RTN a 220 kV		
Linea aerea non RTN a 220 kV		
Linea aerea RTN a 150 kV		
Linea aerea RTN a 132 kV		
Linea aerea non RTN a 150-132 kV		
Linea aerea RTN in doppia terna a 380 kV		
Linea aerea non RTN in doppia terna a 380 kV		
Linea aerea RTN in doppia terna a 220 kV		
Linea aerea non RTN in doppia terna a 220 kV		
Linea aerea RTN in doppia terna a 150 kV		
Linea aerea RTN in doppia terna a 132 kV		
Linea aerea non RTN in d. t. a 150-132 kV		
Linea in cavo RTN a 380 kV		
Linea in cavo non RTN a 380 kV		
Linea in cavo RTN a 220 kV		
Linea in cavo non RTN a 220 kV		
Linea in cavo RTN a 150 kV		
Linea in cavo RTN a 132 kV		
Linea in cavo non RTN a 150-132 kV		
Dismissione linea a 380 kV		
Dismissione linea a 220 kV		
Dismissione linea a 150-132 kV		

Viene di seguito proposto l'elenco dell'opere, suddivise in base al criterio su esposto.

REGIONI

Piemonte Valle d'Aosta Liguria

Stato della rete nell'area Nord-Ovest

Il notevole deficit di energia evidenziato dalla regione Piemonte - che al 2006 registrava un saldo negativo di oltre 9.000 GWh - ed i contestuali fenomeni di trasporto verso la Lombardia della potenza importata dall'estero (dalla Svizzera e principalmente dalla Francia) possono causare, già allo stato attuale, notevoli problemi di sicurezza di esercizio, prevalentemente in relazione al rischio di indisponibilità di elementi di rete primaria (condizione N-1) che conseguentemente possono determinare sovraccarichi sulle direttrici 380 e 220 kV tra Torino e Milano e nelle isole di carico della rete 132 kV interessate da parallelismo con la rete primaria.

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

Altre criticità relative alla rete a 220 kV sono evidenziabili nella città di Torino - i cui elettrodotti sono ormai sottodimensionati in relazione all'accresciuta domanda di potenza - e nella Valle d'Aosta, ove la notevole produzione idroelettrica e l'import dalla Svizzera possono subire severe limitazioni a causa della inadeguatezza della rete (cfr. **Figura 46**).

Figura 46 - Principali criticità della rete elettrica esistente nell'area Nord-Ovest

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

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

Oltre alle risultanze dell'esercizio precedentemente descritte, gli studi di rete condotti in assetto di rete previsionale, individuano altre porzioni di rete dove, a seguito dell'aumento del fabbisogno stimato o della prevista entrata in servizio di nuove centrali autorizzate, potrebbero verificarsi violazioni dei limiti di funzionamento a rete integra (violazioni in condizioni N) o in condizioni di indisponibilità di uno o più elementi di rete (violazioni N-1). È da tali analisi che emergono le altre esigenze di rete che concorrono alla definizione degli interventi di sviluppo già presentati nel PdS 2007 e degli altri descitti nel dettaglio nelle pagine successive.

Nuove esigenze di sviluppo Rete

Elettrodotto 380 kV Casanova - Asti - Vignole ***anno: 2012***

Disegno allegato: Elettrodotto 380 kV Casanova – Asti – Vignole

Nel quadro delle numerose iniziative produttive, alcune delle quali già entrate in esercizio ed altre in corso di completamento nel territorio piemontese, nonché in considerazione di un elevato import di energia elettrica dalla Francia, sarà realizzato - prevalentemente sul tracciato dell'attuale elettrodotto a 220 kV - un nuovo collegamento a 380 kV tra Casanova (TO) e Vignole (AL).
All'elettrodotto sarà collegata in entra-esce la futura stazione 380 kV di Asti da realizzarsi in classe 380 kV (cfr. Sviluppi di rete nelle province di Asti e Alessandria) nella quale, contestualmente, saranno installate due nuove trasformazioni 380/132 kV da 250 MVA in sostituzione delle due 220/132 kV. Presso la sezione 220 kV di Vignole saranno avviate le attività finalizzate alla rimozione dei vincoli all'esercizio del collegamento in AAT per S. Colombano.

Stato di avanzamento dell'opera: *Fatte salve le priorità del sistema elettrico relative alla rapida realizzazione della futura SE di Asti, strettamente correlata con la realizzazione dell'elettrodotto a 380 kV "Casanova – Asti – Vignole", la Regione Piemonte, nella delibera del 19 marzo 2007 n. 19-5515, auspica che le analisi ambientali vengano effettuate in relazione all'intervento di riclassamento della Casanova-Vignole.*

Interconnessione Italia - Francia ***A lungo termine***

A seguito della conclusione degli studi di rete e di fattibilità co-finanziati dalla CE e condotti in collaborazione con il gestore di rete di trasmissione francese (RTE), si prevede la realizzazione di una nuova interconnessione in cavo in corrente continua "Grande-Ile – Piossasco", in sinergia con le infrastrutture di trasporto.
Sono inoltre previsti interventi finalizzati alla rimozione delle limitazioni e delle criticità attualmente presenti sugli elettrodotti 380 kV "Villarodin – Venaus" e "Venaus – Piossasco".
Inoltre, per migliorare l'utilizzo dei collegamenti di interconnessione e contestualmente esercire in sicurezza la rete ligure, si prevede anche l'installazione, da concordare con RTE, di un Phase Shifting Transformer (PST) per ottimizzare i transiti di potenza dell'elettrodotto 220 kV "Camporosso – Trinitè Victor".

Stato di avanzamento dell'opera: *In data 30 Novembre 2007 è stato siglato tra l'Amministratore Delegato di Terna e il Presidente del Comitato Esecutivo di RTE (Gestore di trasmissione elettrica francese) un Memorandum of Understanding con l'obiettivo di incrementare la capacità di interconnessione di energia elettrica tra Italia e Francia e consentire una sempre maggiore sicurezza negli scambi energetici tra Italia e Francia per il futuro.*

Razionalizzazione 220 kV città di Torino ***anno: 2011***

Disegno allegato: Riassetto rete 220 kV Torino città

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

- un anello 220 kV compreso fra le stazioni di Stura, Pianezza e Sangone (a loro volta collegate alla rete 380 kV che circonda Torino) su cui sono connesse anche le stazioni di Martinetto, Grugliasco e Moncalieri;
- una direttrice a 220 kV "Sangone – Martinetto – Pianezza" che attraversa la città di Torino per l'alimentazione in entra-esce delle CP Torino Ovest e Levanna (di proprietà di IRIDE);
- una direttrice in cavo 220 kV "Sangone – Stura" che attraversa la città di Torino per l'alimentazione in entra-esce delle CP Torino Sud e Torino Centro (di proprietà di IRIDE).

In particolare, gli elettrodotti delle direttrici in cavo 220 kV hanno una portata in corrente limitata e sempre più inadeguata al trasporto in sicurezza della potenza in transito, compresa quella richiesta

dai carichi della città previsti in continuo aumento. L'assetto di esercizio attualmente adottato, reso necessario dall'attuale configurazione di rete e dalle condizioni dei cavi 220 kV, risulta non ottimale e penalizzante in termini di sicurezza ed affidabilità dell'alimentazione elettrica.
Sono dunque previsti gli interventi di potenziamento e riassetto della rete 220 kV di seguito descritti, finalizzati a migliorare la qualità, la continuità del servizio e la sicurezza di esercizio del sistema di trasmissione nell'area urbana di Torino.
Al fine di garantire una terza via di alimentazione alle suddette direttrici, su di esse è previsto l'inserimento della nuova stazione di Salvemini - ottenuta realizzando la sezione 220 kV nell'attuale Torino Sud Ovest - e della nuova stazione di smistamento Politecnico, da ubicare nelle vicinanze della CP Torino Centro. È prevista inoltre la ricostruzione della sezione 220 kV di Martinetto tramite la realizzazione, in posizione attigua, della nuova stazione Pellerina. Saranno dunque realizzati due nuovi collegamenti in cavo 220 kV, il primo tra Grugliasco e Salvemini, il secondo tra le nuove stazioni di Pellerina e Politecnico.
L'intervento previsto nella stazione Salvemini e la realizzazione dell'elettrodotto 220 kV "Grugliasco – Salvemini" saranno ultimati in anticipo rispetto agli altri interventi per consentire la connessione del termovalorizzatore (TRM) del Gerbido in entra-esce al suddetto elettrodotto. Presso Salvemini saranno riservati gli spazi per la successiva installazione di un nuovo ATR 220/132 kV da 250 MVA, mentre nell'ambito del riassetto la CP Levanna risulterà connessa in entra-esce alla direttrice 220 kV "Pellerina – Pianezza". Saranno dunque potenziate le stesse direttrici in cavo a 220kV "Sangone – Pellerina" e "Sangone – Stura".
Successivamente, al fine di aumentare l'efficienza del servizio di trasmissione, riducendo le congestioni e favorendo il trasporto in sicurezza delle potenze in transito sulla rete a 220 kV, sarà operato il riassetto e l'ottimizzazione del sistema in anello 220 kV su cui sono inserite le stazioni di trasformazioni della RTN che alimentano la città di Torino.Nel nuovo assetto, la SE di Pianezza risulterà connessa alle stazioni di Piossasco, Grugliasco, Rosone e Pellerina; inoltre sarà presente anche un ulteriore collegamento tra Moncalieri e Sangone, che contribuirà a favorire l'immissione in rete in condizioni di sicurezza della produzione della centrale IRIDE di Moncalieri.
Saranno dunque rimosse le principali limitazioni in corrente dell'elettrodotto 220 kV "Moncalieri – Sangone" (in particolare su un tratto di circa 400 m in uscita da Moncalieri), in modo da garantire una capacità di trasporto equivalente a quella del nuovo accesso a Sangone.
E' anche previsto l'adeguamento ai nuovi valori di corto circuito degli impianti di Martinetto, Stura e Grugliasco che sarà anche ricostruito in doppia sbarra. Presso la stazione di Stura sarà anche installato un nuovo ATR 220/132 kV da 250 MVA, in luogo di uno dei due autotrasformatori da 160 MVA attualmente presente in impianto.
Al fine di migliorare la qualità del servizio della rete AT nell'area a Nord di Torino e nel contempo ridurre la presenza su territorio delle infrastrutture di rete, sono anche previsti i seguenti interventi:

- la connessione in entra-esce della CP Lucento alla nuova direttrice a 132 kV "Pianezza – Lucento – Borgaro", mediante realizzazione di un nuovo raccordo; successivamente saranno dismessi l'elettrodotto a 132 kV "Martinetto – Lucento" e l'elettrodotto a 132 kV "Pianezza – Stura", nel tratto tra la CP Lucento e la SE Stura (in occasione della disconnessione dalla RTN della cabina utente Air Liquide);
- la sostituzione nella stazione 220 kV Pianezza dell'ATR 220/132 kV da 160 MVA con un altro da 250 MVA;
- la realizzazione di un nuovo stallo linea presso la CP di Borgaro (a cura di Iride) per l'eliminazione del T rigido attualmente presente sulla linea a 132 kV "Borgaro – Leinì – der. Venaria", al fine di ottenere gli elettrodotti a 132 kV "Borgaro – Venaria" e "Leinì – Borgaro";
- il rifacimento in doppia sbarra della CP di S. Giorgio (a cura di ENEL Distribuzione).

Infine sarà opportuno avviare rapidamente anche le analisi di fattibilità del potenziamento della (futura) linea a 132 kV "Pianezza – Lucento".
L'intervento nel suo complesso consentirà anche di ridurre l'impatto ambientale e territoriale degli impianti di trasmissione, anche in relazione alle dismissioni previste dall'intervento "Razionalizzazione 132 kV area nord-ovest di Torino".

Stato di avanzamento dell'opera: *La Regione Piemonte (DGR 19-5515 del 19.03.2007) condivide il lavoro di concertazione individuando alcuni interventi di riequilibrio territoriale che*

includono la demolizione di linee aeree presenti in aree densamente abitate. Inviata istanza autorizzativa al MSE per il cavo "Grugliasco – Torino Sud Ovest (Salvemini)" in data 31 agosto 2007. Entro dicembre 2007 invio istanza autorizzativa per i cavi "Torino Sud - Sangone", "Sangone – Torino Sud Ovest (Salvemini)" e "Torino Sud Ovest (Salvemini) – Torino Ovest".

Stazione 380 kV Leynì ***anno: 2009***

In relazione alle esigenze di interconnessione tra le reti 380 e 220 kV e al fine di migliorare la flessibilità di esercizio del sistema, anche in relazione alle esigenze delle utenze dell'area, sarà installato un nuovo ATR 380/220kV da 400 MVA nella esistente stazione di trasformazione di Leynì.

Stazione 220 kV Villeneuve ***anno: 2009***

In considerazione della notevole produzione idroelettrica distribuita ed afferente alla rete in media tensione, sarà potenziata l'attuale trasformazione AT/MT presente nell'impianto di Villeneuve, sostituendo la trasformazione da 16 MVA con una nuova da 25 MVA.

Disegni

Elettrodotto 380 kV Casanova - Asti - Vignole

Lavori Programmati

Riassetto rete 220 kV Torino città

Situazione Attuale

Riassetto rete 220 kV Torino città

Lavori Programmati

(*) *Raccordi linea 220 kV "Casanova – Stura" alla stazione di Moncalieri, funzionali all'immissione in rete della produzione della omonima c.le IRIDE. (già programmati nelle precedenti edizioni del PdS)*

Riassetto rete 220 kV Torino città

Assetto Futuro

REGIONE *Lombardia*

Stato della rete nell'area di Milano

Si evidenziano nel seguito le principali criticità sulla rete 380/220/132 kV della Rete di Trasporto Nazionale (RTN) in Lombardia.

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

Senza gli opportuni rinforzi di rete pianificati è ragionevole ipotizzare il mancato sfruttamento di parte degli impianti di produzione presenti in Piemonte e nella parte Ovest della Lombardia.

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

Dall'analisi del comportamento del mercato, risulta frequentemente congestionata la sezione Nord-Centro Nord a causa della localizzazione non uniforme delle varie tipologie delle unità di produzione al Nord e al Centro del Paese, che si riflettono sulle strategie di offerta e di vendita da parte dei produttori e che portano, nell'area in questione, a un forte utilizzo dei tratti Dugale - Ostiglia, Martignone - Sermide SE e S. Rocco - Parma Vigheffio.

In **Figura 47** sono rappresentate in forma schematica le aree di maggiori criticità sulla rete 380/220/132 kV.

Figura 47 - Principali criticità della rete elettrica esistente nell'area di Milano

Particolare attenzione deve essere posta inoltre all'area metropolitana della città di Milano dove, a causa dell'elevato incremento dei carichi e della localizzazione di nuove centrali di produzione, non è possibile garantire in alcune aree della rete 220 kV la sicurezza in condizioni di rete N-1. Sempre a causa del continuo incremento del carico, le trasformazioni esistenti non garantiscono la

necessaria riserva nell'area urbana e rendono difficile la pianificazione degli interventi di manutenzione della rete a 220 kV durante i giorni feriali.

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

Nuove esigenze di sviluppo Rete

Stazione 380 kV Mese (SO) ***anno: 2013***

L'esistente stazione 220/132 kV di Mese è interessata dalle potenze importate dalla Svizzera attraverso il collegamento 220 kV "Mese – Gorduno" nonché dalle produzione del nucleo idroelettrico della Valchiavenna; ed è connessa all'area di carico del comasco attraverso due lunghe arterie a 132 kV che, nei periodi di alta idraulicità, debbono essere esercite al limite delle proprie capacità. Ciò premesso al fine di incrementare i margini di sicurezza e la necessaria flessibilità dell'esercizio della rete si prevede di realizzare in prossimità dell'esistente impianto di Mese una nuova sezione 380 kV e relativa trasformazione 380/132 kV.
La nuova sezione 380 kV sarà collegata in entra-esce alla linea 380 kV "Bulciago – Soazza", mediante ripristino in esercizio di raccordi esistenti.

Stazione 220 kV Rozzano (MI) ***anno: 2011***

Al fine di far fronte all'incremento di carico dell'area urbana di Milano sarà realizzata una nuova stazione 220 kV alla quale saranno connesse le già previste trasformazioni richieste della società distributrice locale. Le attività sono condotte in maniera sinergica con lo stesso distributore.

Razionalizzazione 380-132 kV di Brescia ***anno: 2015***

Disegno allegato: Razionalizzazione rete di Brescia

Al fine di soddisfare l'incremento di carico nell'area urbana di Brescia, nonché far fronte alle nuove richieste da parte delle utenze industriali, è stata valutata di concerto con la società distributrice locale l'opportunità di avviare un piano di riassetto e potenziamento della rete locale.
In particolare sono state individuate due aree di intervento:

- Area Nord Ovest: tra le stazioni di Nave e Travagliato ove è previsto un riassetto della rete a 132 kV e la connessione della nuova cabina primaria della società distributrice locale - indicata dalla stessa col nome di Stocchetta - funzionale alla alimentazione delle stazioni della metropolitana di Brescia e alla modifica di connessione delle CP ASM Iveco e ASM Pietra come richieste dalla stessa.
- Area Sud-Est: ove si prevede la realizzazione di una nuova stazione 380/132 kV alla quale saranno raccordate le esistenti linee del distributore, funzionale anche all'alimentazione delle grandi utenze locali ivi presenti, il cui carico attualmente grava sugli impianti di Flero e Nave; è prevista inoltre la realizzazione di un nuovo collegamento in cavo tra la stazione di S.Eufemia e la CP Ziziola funzionale a garantire l'adeguata ridondanza alla rete 132 kV interna alla città.

Inoltre, in corrispondenza dell'area Nord-Est di Brescia alla luce della possibilità di declassare a 132 kV una delle due terne della linea 220 kV "Nave - Cimego - S. Massenza" è allo studio la possibilità di raccordare la stessa, con un contenuto impatto sul territorio, ai limitrofi impianti esistenti al fine di controalimentare cabine primarie attualmente in antenna e incrementare significativamente la qualità del servizio dell'area.

Elettrodotto 132 kV "Malpensata - Bas" (BG) ***anno: da definire***

La città di Bergamo è attualmente alimentata da due collegamenti a 132 kV "Curno- Bergamo" e "Malpensata - Bergamo - derivazione Bas"; al fine di incrementare l'affidabilità del servizio elettrico verrà rimossa la suddetta derivazione rigida realizzando due collegamenti diretti: "Bergamo – Malpensata" ottenuto sfruttando gli impianti di rete esistenti e "Malpensata - Bas", mediante un nuovo collegamento in cavo.

Disegni

Razionalizzazione rete di Brescia

Assetto attuale

Assetto previsto

REGIONI

Trentino Alto Adige,Veneto e Friuli Venezia Giulia

Stato della rete nell'area Nord Est

Nella **Figura 48** si evidenziano le principali criticità della rete elettrica a 380/220/132 kV nelle regioni Trentino Alto Adige, Veneto e Friuli Venezia Giulia.

La rete a 380 kV si compone di un ampio anello a 380 kV che si chiude ad Ovest nella stazione di Dugale (VR) e ad Est, nella regione Friuli Venezia Giulia, nella stazione di Planais (UD). La scarsa magliatura della rete ad altissima tensione (380 kV) già attualmente determina situazioni critiche, in termini di profili di tensione e di transiti di flussi di potenza prossimi ai limiti di sicurezza, specialmente sulla rete a 132 kV soprattutto anche in caso di fuori servizio accidentale o programmato di uno degli elettrodotti che compongono l'anello.

Figura 48 - Principali criticità della rete elettrica esistente nell'area Nord Est

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

In merito alla rete a 132 kV si ravvisano criticità nelle porzioni di rete ricadenti nelle provincie di Vicenza, Treviso e tra Gorizia e Trieste a causa della limitata portata dei collegamenti esistenti e della scarsa magliatura della rete sia 380 kV che 132 kV.

Nuove esigenze di sviluppo Rete

Stazione 220 kV Ala (TN) ***anno: 2014***

Presso l'esistente stazione 220 kV di Ala è prevista la realizzazione di una nuova sezione a 132 kV con relativa trasformazione 220/132 kV. Alla nuova sezione 132 kV saranno connesse, mediante brevi raccordi, le lunghe direttrici a 132 kV che collegano la Val d'Adige con l'area di carico di Verona, in tal modo sarà garantita una migliore controalimentazione alle utenze nell'area compresa tra le stazione elettriche di Trento Sud, Arco e Bussolengo.

Razionalizzazione rete AT nell'area di S. Massenza (TN) ***anno: 2010***

Disegno allegato: Razionalizzazione rete S. Massenza (TN)

In considerazione alla necessità di garantire la sicurezza di esercizio e la continuità del servizio di trasmissione e garantire uno sviluppo coerente e sinergico della rete AT della società di distribuzione SET è prevista la realizzazione di una direttrice a 132 kV tra le stazioni di Nave e Arco (TN). La direttrice sarà ottenuta mediante declassamento a 132 kV di una delle due terne 220 kV attualmente ammazzettate "S. Massenza–Cimego" e "Cimego–Nave"; recuperando le suddette terne declassate a 132 kV e prevedendo i necessari raccordi e la realizzazione di una sezione 132 kV presso la SE di S. Massenza, si potrà ottenere la seguente direttrice a 132 kV: "Nave – Storo", "Storo- La Rocca", "La Rocca - S. Massenza, "S. Massenza – Drò" (linea esistente a 132 kV esercita a 65 kV) e "Drò – Arco".

Stato di avanzamento dell'opera: *Nell'ambito del tavolo tecnico istituito con il Protocollo d'Intesa del 12 Maggio 2006 tra la Provincia Autonoma di Trento e Terna, è stato siglato di concerto con la società di distribuzione locale SET, in data 8 Agosto 2007 il Programma tecnico-operativo per il riassetto delle reti elettriche facenti capo all'area di S. Massenza (TN).*

Stazione 220 kV Somplago (UD) ***anno: 2010***

A completamento delle attività realizzate presso l'impianto 220/132 kV di Somplago, sarà rimossa l'attuale derivazione rigida sulla linea "Somplago – der Siot S. Daniele", realizzando così le seguenti due direttrici distinte a 132 kV "Somplago – S. Daniele" e "Somplago – der. Siot".

Disegni

Razionalizzazione rete S. Massenza (TN)

REGIONI | *Emilia Romagna e Toscana*

Stato della rete nell'area Centro-Nord

La rete elettrica presente nelle Regioni Emilia Romagna e Toscana è caratterizzata dal vincolo costituito dalla principale sezione critica dell'Italia peninsulare, che separa le aree di mercato Nord e Centro-Nord, con l'effetto di limitare l'importazione nel Centro della più economica produzione del Nord.

Relativamente alla rete secondaria, risulta particolarmente critico l'esercizio in sicurezza della rete a 132 kV nelle aree comprese tra Lucca, Pisa e Massa interessando la Versilia, nonché quello della rete tra Firenze ed Arezzo, a causa dell'elevato valore del carico e della inadeguata capacità di trasporto degli elettrodotti in AT. La conseguenza è una forte penalizzazione della qualità del servizio con conseguente aumento del rischio di disalimentazione.

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

Al fine di risolvere le condizioni di criticità sopra esposte sono stati individuati opportuni interventi di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale, che - assieme ad altri che mirano a prevenire possibili problemi su rete futura - consentiranno di garantire un'adeguata alimentazione del carico ed una migliore qualità del servizio (cfr. **Figura 49**).

Figura 49 - Principali criticità della rete elettrica esistente nell'area Centro-Nord

Nuove esigenze di sviluppo Rete

Potenziamento rete AT area di Modena ***anno: 2010***

Al fine garantire la piena affidabilità di alimentazione ai carichi della città di Modena, anche a fronte di eventuali indisponibilità di elementi di rete, sarà realizzato un nuovo collegamento a 132 kV tra gli impianti di Modena Nord e Modena Crocetta. Nell'ambito dell'intervento saranno ammazzettati gli attuali collegamenti in doppia terna 132 kV "S. Damaso – Modena Crocetta". In tal modo, presso Modena Crocetta, si libererà uno stallo linea 132 kV che sarà utilizzato per il nuovo collegamento. Sarà invece approntato un nuovo stallo linea presso l'impianto di Modena Nord.
Il nuovo elettrodotto, che costituirà la chiusura dell'anello di Modena, consentirà di connettere alla RTN la futura CP di Modena Est (gruppo HERA) e garantirà anche il conseguimento di una migliore magliatura della rete ed il conseguente aumento della qualità del servizio.
Inoltre, successivamente alla data indicata, saranno potenziati gli elettrodotti a 132 kV "Rubiera – Sassuolo" e "Sassuolo – Pavullo", realizzando nel contempo un'adeguata riserva di alimentazione costituita da una nuova trasversale tra Sassuolo e Castellarano, che consentirà di migliorare sensibilmente la qualità del servizio, anche a fronte della indisponibilità di una delle linee afferenti alla SE di Rubiera.

Potenziamento rete AT area di Pistoia ***A lungo termine***

In considerazione della notevole crescita della domanda evidenziata nel territorio pistoiese, si procederà al potenziamento degli attuali elettrodotti a 132 kV "Poggio a Caiano CP – Quarrata" e "Quarrata – S. Marcello". L'intervento costituirà il necessario adeguamento della rete presente tra le Province di Firenze e di Pistoia all'evoluzione ed allo sviluppo dei carichi locali.

Potenziamento rete AT area di Arezzo ***A lungo termine***

La direttrice 132 kV compresa tra le stazioni di S. Barbara e Chiusi constituisce attualmente un elemento di potenziale debolezza della rete elettrica toscana, in relazione agli elevati transiti di potenza registrati in direzione Sud, verso i centri di carico umbri.
La necessaria risposta a tale esigenza di rete è costituita dal potenziamento della citata direttrice RTN. Saranno dunque ricostruiti con adeguata capacità di trasporto gli elettrodotti 132 kV "S. Barbara – Dist. Lonza", "Dist. Lonza – Chiusi", "Foiano – Valiano" e "Chiusi – Valiano".

Stazione di smistamento 132 kV nel Ravennate ***anno: 2010***

Al fine di migliorare la flessibilità d'esercizio della rete elettrica ravennate anche in relazione alla connessione alla RTN della centrale Cabot, sarà realizzata, nell'area industriale di Ravenna, una nuova stazione di smistamento a 132 kV alla quale saranno opportunamente raccordate le linee a 132 kV "Degussa – Polynt" e "Polynt – Ravenna Porto CP". La nuova stazione dovrà anche prevedere i necessari spazi per un futuro ampliamento, anche in relazione alla possibilità di raccordare ad essa la linea a 132 kV "Enichem – Ravenna Baiona". L'intervento di sviluppo consentirà non solo di connettere il citato impianto di produzione, ma permetterà anche di semplificare l'assetto della rete nell'area, attualmente caratterizzata dalla non ottimale presenza di impianti di connessione e/o consegna, tra loro a distanza particolarmente ravvicinata.

Potenziamento rete 132 kV Nord Lucca ***A lungo termine***

Disegno allegato: Riassetto rete 132 kV Nord Lucca

Al fine di garantire anche negli anni futuri la piena adeguatezza della rete nell'area a Nord di Lucca, si procederà al potenziamento degli elettrodotti a 132 kV "Pescia – Villa Basilica", "Villa

Basilica – Pian Rocca CP" e "Pian della Rocca – Fornaci di Barga". Nell'ambito dei lavori saranno anche effettuate le necessarie operazioni di adeguamento dell'impianto di Pian Rocca SE.
Tali rinforzi di rete consentiranno di migliorare la sicurezza di esercizio e la qualità del servizio offerto, anche a fronte della prevista crescita del carico ed in relazione all'evoluzione del sistema elettrico nell'area compresa tra le Province di Massa, Lucca e Firenze.

Raccordi 132 kV di Strettoia (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 nuovi raccordi tra la linea a 132 kV "Avenza-Vinchiana" e la CP di Strettoia, dove saranno definite le modalità operative dell'intervento d'intesa con Enel distribuzione, proprietaria dell'impianto di Strettoia.
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.

Disegni

Riassetto rete 132 kV Nord Lucca

Lavori Programmati

REGIONI

Marche, Umbria, Lazio, Abruzzo e Molise

Stato della rete nell'area Centro

La rete elettrica in altissima ed alta tensione presente nelle Regioni Marche, Umbria, Lazio, Abruzzo e Molise, evidenzia diversi punti critici, dovuti sia a carenze infrastrutturali, sia a limitazioni dei componenti che la caratterizzano.

E' possibile individuare quattro macro aree particolarmente critiche per l'esercizio (cfr. **Figura 50**):

- Costiera Adriatica;
- Rete umbra;
- Area metropolitana di Roma;
- Interno Abruzzo.

Costiera Adriatica

La zona compresa tra la SE di Fano (Marche) e la SE di Larino (Molise) è caratterizzata da un forte incremento dei carichi nel periodo estivo e dall'impossibilità di esercire la rete in assetto magliato a causa delle ridotte portate dei conduttori delle linee esistenti. Inoltre si aggiungono anche i problemi legati alle recenti entrate in servizio di diverse centrali concentrate in prossimità della costiera Adriatica centro-meridionale. La nuova immissione di potenza ha avuto come logica conseguenza l'aumento dei transiti di potenza sulla rete AAT della costiera Adriatica, dove però è presente un unico collegamento da Foggia a Fano, fatta eccezione per la trasversale che da Villanova (Pescara) arriva a Villavalle (Terni). Questo si ripercuote sulla sottostante rete AT creando non pochi problemi all'esercizio, che si aggravano notevolmente in caso di eventi sulla linea a 380 kV "Rosara – Teramo". Quanto detto, comporta l'adozione di assetti di esercizio di tipo radiale che riducono l'affidabilità e la qualità del servizio e, in alcune situazioni, la necessità di limitare o distaccare dei gruppi di produzione.

Rete umbra

In questa porzione di rete, le problematiche sono simili a quelle presenti nella fascia Adriatica con l'aggravante costituita dalla notevole lunghezza di alcuni collegamenti in AT. Le zone maggiormente coinvolte sono quelle della provincia di Perugia e quelle limitrofe alla S/E di Cappuccini. In quest'ultima zona alcuni problemi sono legati anche allo scarso contributo garantito dalla rete RFI, i cui elettrodotti presentano notevoli vincoli operativi.

Area Metropolitana di Roma

Nell'Area Metropolitana di Roma la carenza d'infrastrutture e la limitata portata delle linee esistenti si ripercuotono sulla qualità del servizio, condizionato dall'esercizio di tipo radiale della rete di distribuzione, con conseguente riduzione della sicurezza di alimentazione dei carichi.

Interno Abruzzo

Le zone evidenziate per le maggiori criticità sono in particolare quelle in provincia di L'Aquila, dove il problema è legato sostanzialmente ai limiti dei componenti anche in relazione allo scenario estivo.

Le problematiche esposte in precedenza riducono inevitabilmente la qualità del servizio e pongono consistenti vincoli anche alla gestione delle indisponibilità per i lavori in rete.

Gli interventi di sviluppo già presenti nel PdS 2007 e quelli descritti di seguito mirano a risolvere prioritariamente le criticità evidenziate e si prefigurano come soluzioni di ampio respiro, anche in relazione all'incremento della domanda ed alla prevista evoluzione del parco produttivo.

Figura 50 - Principali criticità della rete elettrica esistente nell'area Centro

Nuove esigenze di sviluppo Rete

Riassetto area metropolitana di Roma ***anno: 2013***

Disegno allegato: Riassetto Roma

Nell'ottica di migliorare la continuità e la qualità del servizio dell'area di Roma e per poter far fronte all'aumento di domanda di energia elettrica conseguente ad un forte sviluppo sia commerciale sia residenziale, sono previsti la realizzazione ed il potenziamento di stazioni di trasformazione ed elettrodotti in alta ed altissima tensione, nonché alcuni interventi finalizzati al migliorarmento della sicurezza del sistema.

Tali interventi di sviluppo sono oggetto di uno specifico Protocollo di Intesa, tra il Comune di Roma, TERNA ed ACEA e prevedono la realizzazione di una nuova stazione di trasformazione 380/150 kV nell'area Sud Ovest della città di Roma, in posizione baricentrica rispetto alle linee di carico, e di una nuova sezione a 380 kV nell'attuale stazione elettrica a 220 kV di Flaminia. Quest'ultima sarà collegata in entra-esce alla nuova direttrice a 380 kV tra le stazioni elettriche di Roma Nord e Roma Ovest.

Al riclassamento a 380 kV della stazione di Flaminia sono associati i seguenti interventi:

- sfruttando parte della linea aerea a 150 kV "Roma Ovest – Fiano", si realizzerà la nuova direttrice a 150 kV tra le stazioni elettriche di Flaminia e Roma Ovest, connettendo in entra-esce le nuove CP La Storta e Primavalle; queste ultime, in anticipo rispetto al completamento della citata direttrice, saranno connesse all'attuale linea a 150 kV "Roma O. – Fiano Romano – Flaminia Acea", nel tratto "Roma O. – Fiano Romano all.";
- in seguito saranno dismessi i tratti non più utilizzati del citato elettrodotto;
- sarà realizzato il nuovo elettrodotto 150 kV "Monterotondo – Roma Nord", sfruttando parte del tracciato dell'attuale linea a 60 kV verso Monterotondo.

Inoltre, a cura di ACEA saranno realizzati i seguenti interventi sulla rete di distribuzione:

- sarà operato il riassetto della rete a 150 kV compresa fra la stazione di Roma Nord, la nuova stazione di Flaminia e le CP Cassia e Bufalotta, ottenendo gli elettrodotti a 150 kV "Flaminia – Cassia" e "Roma Nord – Bufalotta", che utilizzeranno parte del tracciato delle linee a 150 kV "Roma Nord – Cassia" e "Flaminia – Bufalotta"; in seguito saranno dismessi i tratti di linea non più necessari;
- sarà collegata la stazione di Roma Nord con la CP S. Basilio mediante la realizzazione di un nuovo raccordo a 150 kV in uscita dalla stazione di Roma Nord e l'utilizzo degli elettrodotti a 150 kV "Flaminia – Smist. Est" (una delle due terne) e "Smist. Est – S. Basilio"; in seguito sarà dismesso il tratto dell'elettrodotto a 150 kV non più utilizzato.

Successivamente al completamento dei nuovi collegamenti a 380 kV, nel territorio comunale, si dismetteranno i tratti non più utilizzati delle linee a 220 kV "S. Lucia – Roma Nord", "S. Lucia – Roma Nord – der. Flaminia" e "Roma Nord – Flaminia".

La nuova stazione elettrica 380/150 kV nell'area Sud Ovest della città di Roma sarà collegata in entra-esce all'attuale linea a 380 kV "Aurelia – Roma Sud", realizzando i necessari raccordi. Sono inoltre previsti i seguenti interventi di riassetto della rete in prossimità della nuova stazione elettrica:

- eliminazione del T rigido della linea a 150 kV "Fiera di Roma – Vitinia – der. Lido N.", mediante realizzazione di un breve raccordo alla nuova SE Roma Sud Ovest e dismissione del tratto non più necessario; l'assetto finale prevede quindi i collegamenti a 150 kV "Fiera di Roma – Roma Sud Ovest", "Roma Sud Ovest – Lido N." e "Vitinia – Roma Sud Ovest", che saranno potenziati nei tratti di portata limitata;
- realizzazione dei raccordi alla nuova SE Roma Sud Ovest per la connessione in entra-esce della linea a 150 kV "Ponte Galeria – Magliana", sulla quale, in anticipo rispetto agli altri lavori, sarà connessa in entra-esce la futura CP Parco dei Medici;
- potenziamento della linea a 150 kV "Vitinia – Tor di Valle";
- realizzazione della nuova linea di distribuzione a 150 kV "Roma Sud – Lido N." (intervento a cura di ACEA).

Nell'ambito dei lavori, saranno realizzate anche alcune varianti di tracciato e, ove necessario, alcune opere di interramento in cavo.
Inoltre è previsto il potenziamento dei collegamenti a 150 kV tra la stazione di Roma Sud e la stazione ACEA Laurentina, nei tratti attualmente limitati, nonché il potenziamento dei cavi RTN a 220 kV e 150 kV interni alla città di Roma.
In anticipo rispetto alla data indicata, è anche previsto l'adeguamento delle stazioni 380 kV di Roma Nord e Roma Sud sia ai nuovi transiti di potenza, sia ai nuovi valori di corto circuito (stallo trasformatore AT/MT).

Stato di avanzamento dell'opera: *In data 29/11/2007 Terna, Acea Distribuzione e il Comune di Roma hanno firmato il Protocollo d'Intesa "Riassetto della rete elettrica di trasmissione nazionale e di distribuzione AT nel Comune di Roma" per lo sviluppo coordinato nell'area metropolitana.*

Smistamento 150 kV Collarmele ***anno:2010***

Al fine di migliorare la flessibilità di esercizio e la qualità del servizio della rete AT aquilana, è prevista la ricostruzione in doppia sbarra secondo gli standard attuali dell'impianto a 150 kV di Collarmele Sez.to. L'attività di sviluppo garantirà anche la possibilità di connettere in futuro alcuni impianti eolici nell'area.

Disegni

Riassetto Roma

Situazione Attuale

Riassetto Roma

Assetto Futuro

REGIONI

Campania, Puglia, Basilicata e Calabria

Stato della rete nell'area Sud

L'esercizio della rete 380 – 220 – 150 kV dell'area territoriale di Napoli risente della ingente produzione collocata nei poli di Brindisi e della Calabria, con conseguenti elevati transiti in direzione Nord sulle dorsali adriatica e tirrenica. La rete 150 kV, esercìta magliata per la sicurezza del servizio, in condizioni di elevati transiti Sud – Nord, è sede di frequenti congestioni. La risoluzione di dette congestioni richiede l'apertura delle direttrici 150 kV interessate, determinando una conseguente riduzione degli standard di sicurezza.

Sulla rete 150 kV erogano anche numerose centrali eoliche, concentrate soprattutto nell'area Foggia – Benevento – Avellino, le cui consistenti produzioni concorrono a saturare la capacità di trasporto.

La rete 220 kV tra Napoli e Salerno, caratterizzata da elevata densità di carico, è spesso interessata da flussi di potenza in direzione Sud – Nord. Anche in questi casi si rende necessario smagliare la rete, comportando l'alimentazione radiale di impianti che alimentano la provincia di Salerno e l'hinterland di Napoli. Nella stessa area si presenta critica la direttrice 150 kV Fratta – S.Giuseppe – Scafati – Lettere – Montecorvino interessata da flussi ormai costantemente al limite della capacità di trasporto delle singole tratte.

Restano altresì critiche le alimentazioni della città di Caserta e della sua provincia, per la mancata realizzazione della connessione della CP 150 kV di Aversa alla S.ne di S.Maria C.V. e della CP 150 kV di Caserta Sud alla S.ne di S. Sofia, e della città di Castellammare, per il ritardato completamento della linea 150 kV tra le CP di Castellammare e Torre Nord (a cura del Distributore locale).

Si evidenzia inoltre il perdurare del fuori servizio della linea 150 kV Gricignano – Fratta, le cui problematiche sono ancora oggetto di discussione con gli Enti Locali (cfr. **Figura 51**).

Figura 51 - Principali criticità della rete elettrica esistente nell'area di Napoli

I profili di tensione sui nodi principali rientrano mediamente nel range prescritto dal Codice di Rete.

Tuttavia in condizioni di basso carico (ore notturne e festivi) risulta spesso necessario aprire collegamenti a 380 kV per rientrare nei valori massimi di esercibilità. Difficoltà a sostenere la tensione si presentano soprattutto nel periodo estivo per l'elevato carico reattivo e per la minore partecipazione alla regolazione di tensione delle nuove c.li a ciclo combinato rispetto ai gruppi tradizionali a vapore.

Nuove esigenze di sviluppo Rete

Riassetto rete a 220 kV città di Napoli ***anno: 2012***

Disegno allegato: Riassetto rete a 220 kV città di Napoli

Il sistema elettrico nell'area della provincia di Napoli è caratterizzato da vetustà e scarsa affidabilità degli elementi di rete (in particolare cavi e linee aeree 220 kV) che determinano un livello elevato di indisponibilità annua e di rischio di energia non fornita agli utenti finali. Al fine di migliorare la sicurezza di esercizio della rete nell'area di Napoli e di eliminare i vincoli di esercizio, anche in corrispondenza dei lavori di potenziamento della centrale di Napoli Levante, è stato pianificato un programma di attività di sviluppo, di seguito descritte nel dettaglio:

- eliminazione, presso Starza Grande, della derivazione rigida presente nel collegamento a 220 kV "Fratta – Casoria – Secondigliano", al posto della quale è prevista la realizzazione dei collegamenti diretti "Fratta – Casoria" e "Fratta – Secondigliano" ;
- realizzazione di un nuovo elettrodotto a 220 kV di collegamento tra la CP Poggioreale e la CP Secondigliano;
- realizzazione di un nuovo elettrodotto a 220 kV di collegamento tra la CP Napoli Direzionale e la SE Napoli Levante;
- potenziamento del collegamento "Napoli Direzionale – Castelluccia", tenuto conto della ridotta portata, con nuovo collegamento di adeguata capacità di trasporto;
- realizzazione di un nuovo elettrodotto a 220 kV di collegamento tra la CP Casalnuovo e la CP Acerra.

A valle di tali interventi, per i quali si impiegherà la soluzione in cavo interrato, sarà possibile procedere alla dismissione di alcuni elettrodotti aerei a 220 kV, con conseguenti benefici ambientali e sociali, in termini di minor occupazione del territorio.
Inoltre, al fine di migliorare la qualità del servizio di alimentazione del carico di Ercolano è allo studio la fattibilità di un nuovo elettrodotto a 220 kV di collegamento in cavo tra la CP Ercolano e la SE Napoli Levante. Infine è prevista la realizzazione di un nuovo elettrodotto a 220 kV di collegamento in cavo tra la CP Poggioreale e la CP Doganella di adeguata capacità di trasporto.
Si segnala che la futura connessione della CP TAV Casoria (NA), prevista nel PdS 2007 in entra-esce sulla linea a 220 kV "Fratta - Poggioreale", sarà realizzata sulla linea a 220 kV "Castelluccia - Casalnuovo".

Stato di avanzamento dell'opera: *Nell'ambito del tavolo tecnico istituito tra TERNA e la Regione Campania con il Protocollo d'Intesa del 30/06/2005, in data 20/07/2007 si è tenuto un primo incontro con i rappresentanti della Regione e della Provincia di Napoli per illustrare il presente intervento. E' in corso di predisposizione un Protocollo d'Intesa per condividere le attività da avviare e teso a semplificare i procedimenti autorizzativi.*

Elettrodotto a 150 kV Castrocucco – Maratea ***anno: 2013***

Disegno allegato: Castrocucco – Maratea

L'area del Cilento è alimentata dalle SE di Montecorvino e Rotonda, tramite un'estesa rete ad anello a 150 kV, la quale, a causa dell'elevato consumo soprattutto nei periodi estivi, è impegnata da notevoli transiti. Tale assetto comporta un elevato impegno delle trasformazioni nelle due stazioni e un rischio elevato di energia non fornita in condizioni di manutenzione su un tronco del suddetto anello. Al fine di incrementare l'adeguatezza del sistema e migliorare la sicurezza di esercizio della trasmissione è programmata la realizzazione di un nuovo collegamento a 150 kV tra la C.le di Castrocucco e la SE di Maratea. Tale intervento consentirà una migliore gestione delle manutenzioni e un minore rischio di disalimentazioni.

Potenziamento direttrici a 150 kV per la raccolta di produzione eolica in Basilicata ***anno: 2014***

Disegno allegato: Potenziamento rete AT in Basilicata

Al fine di favorire e migliorare la sicurezza di esercizio della rete a 150 kV in uscita dalla stazione di trasformazione di Matera, soggetta a rischi di sovraccarico per consistenti transiti di energia dovuti alla produzione degli impianti eolici, saranno potenziate le linee a 150 kV "SE Matera – CP Matera – CP Salandra" e la linea "SE Matera – CP Acquaviva delle Fonti", prevedendo una capacità di trasporto superiore rispetto a quella attuale. L'efficacia dell'intervento è subordinata all'eliminazione a cura del distributore locale delle limitazioni degli elementi di impianto esistenti nella CP Matera (sbarre e sezionatori linea). Il potenziamento del tratto "SE Matera – CP Matera" era già previsto nel precedente PdS.

Stato di avanzamento dell'opera: *Nel corso del 2007 sono stati avviati i contatti con il Comune di Matera per la stipula del Protocollo d'Intesa, in corso di definizione (stato finale). E' in corso la predisposizione del progetto al fine di avviare l'iter autorizzativo del potenziamento tratto "SE Matera – CP Matera".*

Potenziamento elettrodotti 150 kV per la raccolta di produzione eolica in Calabria ***anno: 2011***

Al fine di favorire la sicurezza di esercizio della rete a 150 kV in uscita dalla stazione di trasformazione di Rossano, soggetta a rischi di sovraccarico per consistenti fenomeni di trasporto, saranno potenziate la capacità di trasporto delle linee a 150 kV "Acri – Rossano T." e "Calusia – Rossano T.". In particolare su quest'ultima saranno effettuate le attività finalizzate a realizzare la sostituzione, per un tratto di circa 40 km, degli attuali conduttori con dei nuovi di portata superiore.
Per ridurre i vincoli sulla rete a 150 kV che rischiano di condizionare la produzione degli impianti da fonte eolica previsti nell'area di Crotone, saranno rimosse le limitazioni di trasporto attualmente presenti sulla direttrice di trasmissione a 150 kV "Scandale – Catanzaro" nel tratto da Belcastro a Simeri (linea n. 181), in modo da garantire una capacità di trasporto standard.

Stato di avanzamento dell'opera: *La linea "Acri – Rossano T." è stata autorizzata dalla Regione Calabria. In data 27 settembre 2007 è stata sottoscritta una convenzione tra Terna, la provincia di Cosenza ed i Comuni di Acri e Rossano per varianti alla linea esistente; si prevede il completamento dei lavori entro il 2008. E in corso la progettazione relativa al potenziamento della linea "Calusia - Rossano T." al fine di avviare l'iter autorizzativo entro il 2008.*

Riassetto area di Galatina ***anno: 2012***

L'area del Salento è caratterizzata da un elevato consumo di energia, in particolare nel periodo estivo; il carichi sono alimentati dalle trasformazioni presenti nella stazione di Galatina attraverso un'estesa rete a 150 kV di proprietà del distributore locale. Al riguardo si segnala che nel corso dell'esercizio i due ATR 380/150 kV si caricano notevolmente, approssimandosi nei periodi di punta ai limiti di funzionamento nominale. Pertanto, al fine di ottenere un esercizio più sicuro e flessibile e garantire una migliore qualità del servizio di alimentazione, nella stazione di Galatina sarà installato il terzo ATR 380/150 kV e conseguentemente sarà adeguata la sezione a 150 kV. E' inoltre previsto il raddoppio della linea a 150 kV "Galatina - Casarano", in correlazione alla connessione di impianti eolici previsti nell'area.

Stato di avanzamento dell'opera: *Sono in corso contatti con il distributore locale, al fine di condividere le esigenze di rete e coordinare i rispettivi piani di sviluppo.*

Stazione 380 kV Scandale ***anno: 2012***

Per consentire una migliore regolazione della tensione ed assicurare adeguati livelli di qualità e sicurezza nell'esercizio della rete AT nell'area della provincia di Crotone, sarà installata una reattanza di compensazione da 200 MVAR nella esistente stazione di 380 kV di Scandale.

Disegni

Riassetto rete a 220 kV città di Napoli

Castrocucco – Maratea

Potenziamento rete AT in Basilicata

REGIONE | *Sicilia*

Stato della rete in Sicilia

Figura 52 - Principali criticità della rete elettrica esistente nell'area di Palermo

La rete primaria 380 – 220 kV della Regione Siciliana è esercita in assetto "magliato", ossia con tutte le linee chiuse in corrispondenza dei nodi (stazioni elettriche) della rete stessa. In questo assetto si ha la massima sicurezza delle condizioni di esercizio.

La rete di subtrasmissione a 150 kV è esercita in assetto ad "isole di carico" (o ad "isole di esercizio"), più o meno estese secondo le linee a disposizione, dei punti di iniezione di potenza (centrali o trasformazioni dalla rete primaria) e dei carichi da alimentare in condizioni "di sicurezza N-1".

L'esercizio della rete a 150 kV evidenzia 4 isole di carico, come descritto nel seguito in modo dettagliato.

Per valori di fabbisogno elevati (raggiunti mediamente durante le punte estive ed invernali) si registrano alcune criticità che vengono di seguito riportate (cfr. **Figura 52**).

Isola di carico MISTERBIANCO

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 impianto è normalmente esercito radialmente con le cabine alimentate in antenna, riducendo i margini di sicurezza N-1.

Isola di carico CORRIOLO – MELILLI – MISTERBIANCO – PATERNO' S.ne – SORGENTE

Per indisponibilità contemporanea delle due doppie terne a 220 kV "Sorgente – Misterbianco" e "Melilli – Misterbianco" si presentano disalimentazioni inevitabili nell'area di Catania per la difficoltà ad alimentare il carico soltanto attraverso la rete a 150 kV. L'intervento già ipotizzato nel Piano di Sviluppo ha l'obiettivo di aumentare la magliatura della rete dell'area di Catania e inteconnettere meglio la rete a 380 kV e la rete a 150 kV nell'area della costa ionica compresa tra Catania e Messina, realizzando nuovi raccordi a 150 kV, al fine di aumentare la sicurezza di esercizio della rete in considerazione dell'elevato carico dell'area.

Isola di carico BELLOLAMPO – CIMINNA S.ne – FAVARA S.ne – FULGATORE – PARTANNA – PARTINICO S.ne

Nella ipotesi della contemporanea assenza delle due doppie terne a 220 kV "Bellolampo – Caracoli" e "Bellolampo – Partinico", in funzione dei fabbisogni, si hanno disalimentazioni inevitabili dell'area di Palermo per la difficoltà ad alimentare il carico soltanto attraverso la rete a 150 kV. Per ovviare a questo problema, sono previsti due nuovi elettrodotti a 150 kV da Ciminna verso Cappuccini e Mulini a cura di Enel Distribuzione.

Altro intervento atto alla risoluzione della problematica sopra descritta è rappresentato dal nuovo collegamento a 380 kV che collegherà la stazione elettrica di Chiaramonte Gulfi a quella di Ciminna.

Isola di carico CARACOLI – CHIARAMONTE Gulfi – FAVARA S.ne – MELILLI – PATERNO' S.ne – RAGUSA

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 congestioni di rete è già stata prevista nel precedente PdS la realizzazione di una nuova linea a 150 kV che collegherà gli impianti di Mineo S.ne con la Cabina Primaria di Mineo.

Nuove esigenze di sviluppo Rete

Elettrodotto 380 kV Paternò – Pantano – Priolo e riassetto rete 150 kV nell'area di Catania e Siracusa ***anno: 2012***

Disegno allegato: Paternò – Priolo

In correlazione con la futura connessione della nuova centrale ERG Nu.Ce. Nord di Priolo (SR), al fine di superare le possibili limitazioni alla generazione del polo produttivo di Priolo, è in programma la realizzazione di un nuovo elettrodotto a 380 kV che collegherà la SE di Paternò (CT) con una nuova SE a 380 kV, in corso di realizzazione nell'area di Priolo.
Al fine di aumentare la continuità del servizio e la stabilità delle tensioni nella Sicilia orientale e in previsione di un forte sviluppo della produzione di energia eolica nella zona sud orientale della Sicilia, il futuro elettrodotto 380 kV "Paternò – Priolo" sarà raccordato ad una nuova SE 380/150 kV da realizzarsi in località Pantano D'Arci (CT) (anno 2011). L'intervento consentirà di interconnettere il sistema a 380 kV con la rete a 150 kV che alimenta l'area di Catania, migliorando la sicurezza e la flessibilità di esercizio della rete.
Alla nuova SE di Pantano saranno raccordate le linee:

- "Misterbianco – Melilli" in doppia terna a 220 kV, da declassare a 150 kV;
- "Pantano d'Arci – Zia Lisa" a 150 kV;
- un tratto della linea a 150 kV "Catania Z.I. – Lentini", consentendo l'eliminazione del resto della linea verso Lentini.

Inoltre l'intervento interesserà anche la rete a 150 kV di Catania, presso la quale è previsto il potenziamento dei collegamenti afferenti la SE di Paternò, mediante la realizzazione di nuovi raccordi a 150 kV diretti verso la costa ionica.
Al riguardo è prevista la realizzazione di un nuovo raccordo a 150 kV, su palificazione in doppia terna, che, dalla stazione di Paternò si connetterà, inizialmente in derivazione rigida, alla linea a 150 kV "Paternò CP – Misterbianco". In seguito su tale collegamento sarà tesato un secondo conduttore che permetterà di ottenere i nuovi collegamenti a 150 kV "Paternò SE – Paternò CP" e "Paternò SE – Viagrande".
Presso l'area di Priolo è in corso di realizzazione una nuova stazione di smistamento a 380 kV che verrà collegata in entra-esce alla linea a 380 kV "Chiaramonte Gulfi – ISAB" (anno 2008). Successivamente, alla SE a 380 kV di Priolo sarà raccordato anche il nuovo collegamento verso la nuova SE a 380 kV di Pantano (anno 2010).
Nella stazione a 220 kV di Melilli sarà realizzata una nuova sezione a 380 kV, da collegare alla nuova SE di Priolo attraverso due terne di cavi. Ciò consentirà di interconnettere il sistema a 380 kV con quello a 220 kV di Melilli che alimenta l'area di Siracusa, determinando ulteriori benefici in termini di continuità del servizio e di stabilità delle tensioni. Nell'impianto sarà opportuno ampliare la sezione a 220 kV e prevedere tre ulteriori stalli a 380 kV .
Nel quadro dell'attività svolta per eliminare gli attuali vincoli di rete sono stati individuati gli interventi di potenziamento della rete a 150 kV di seguito descritti.
E' in programma la realizzazione di due nuovi collegamenti a 150 kV tra la SE di Augusta - CP Augusta 2 e SE Melilli – C.le ERG Nu.Ce. Nord, da effettuarsi in cavo con portata maggiore rispetto a quella attuale. Inoltre, per consentire la connessione della nuova linea, la SE di Augusta dovrà essere ampliata e potenziata, realizzando, per motivi di spazio, la nuova sezione a 150 kV in blindato SF6.
Le CP di Lentini e Sortino saranno raccordate in entra-esce alla declassando linea in doppia terna a 220 kV "Melilli – Misterbianco" mediante tratti di linea già esistenti, ottenendo così le linee a 150 kV "Pantano – Lentini", "Lentini – Sortino" e "Sortino – Melilli".
Nel punto di incrocio tra la linea a 150 kV "Carlentini S.ne – Augusta 2" e l'attuale linea in doppia terna a 220 kV "Melilli – Pantano" saranno realizzati dei raccordi che consentiranno di ottenere le linee a 150 kV: "Carlentini S.ne - Melilli" e "Filonero – Pantano".
Al fine di aumentare l'affidabilità e la capacità di trasporto della rete saranno eseguite le seguenti attività:

- potenziamento in doppia terna di un tratto della linea a 150 kV “Melilli – Sortino” in uscita dalla CP di Sortino;
- potenziamento della doppia terna a 150 kV in uscita dalla CP di Lentini;
- potenziamento della linea a 150 kV “SE Augusta – Priolo CP – der. Erg Nu.Ce. Nord” con eliminazione dell’esistente derivazione rigida in uscita da ERG Nu.Ce. Nord.
- potenziamento delle attuali linee a 150 kV “Augusta 2 – Carlentini” e “Carlentini – Francofonte”;
- potenziamento del tratto di linea a 150 kV “Zia Lisa – Pantano D’Arci” raccordata alla nuova SE a 380 kV di Pantano;
- potenziamento in cavo della linea a 150 kV “Melilli – Priolo CP”.

Infine saranno demoliti i seguenti collegamenti a 150 kV:
- Lentini – Melilli – der. ERG Nu.Ce. Nord;
- Lentini – Catania Z.I.;
- Melilli – Augusta SE;
- Melilli – Sortino;
- SE Augusta - Augusta 2;
- Augusta 2 - Pantano d’Arci a 150 kV.

La futura CP di Filonero sarà raccordata in entra-esce alla linea a 150 kV “Carlentini S.ne – Augusta 2” attraverso un nuovo tratto iniziale in doppia terna e due tratti da potenziare con nuovi conduttori appartenenti alle linee da demolire.

Stato di avanzamento dell’opera: *L'intervento, ai fini dell’utilizzo degli strumenti previsti dalla “Legge obiettivo”, è stato inserito fra quelli di "preminente interesse nazionale" contenuti nella Delibera CIPE n. 121 del 21.12.2001, con il nome di "Raccordi 150 kV alla stazione di trasformazione 380/150 kV di Paternò". Per l’elettrodotto a 380 kV “Paternò – Priolo” sono in corso gli incontri con gli EE.LL. per la condivisione del corridoio finale. Riguardo agli interventi sulla SE di Paternò è in corso l’attività di monitoraggio dell’avifauna locale, come richiesto dall’Assessorato Territorio e Ambiente della Regione Siciliana, per il rilascio della valutazione di incidenza ambientale. La stazione a 380 kV di Priolo è prossima ad entrare in servizio.*

Stazione 220 kV Partinico ***anno: 2009***

Presso la stazione di Partitico è stata pianificata l’installazione di una reattanza di compensazione connessa alla sezione 220 kV ed avrà una potenza di 75 MVAR con prese di regolazione standard.

Disegni

Paternò - Priolo

REGIONE | *Sardegna*

Stato della rete in Sardegna

L'analisi della rete nella regione Sardegna ha evidenziato le seguenti criticità sulla rete 380/220/150 kV (AAT-AT) della Rete di Trasporto Nazionale (RTN) (cfr. **Figura 53**). Sulla rete nell'area di Cagliari è confermata la necessità di incrementare l'affidabilità e la continuità del servizio della rete 150 kV; in particolare si conferma critica la rete AT sottesa alle trasformazioni 380/150 kV della stazione di Cagliari Sud.

La rete Nord Orientale, soprattutto nel periodo estivo (per effetto del forte incremento di carico) registra problemi di trasporto e di tensione; si segnala inoltre, a causa della scarsa magliatura della rete, l'impossibilità di utilizzare alla piena potenza il collegamento con la Corsica (SAR.CO). Nell'area Sud-Est dell'Isola si evidenziano alcune criticità nella gestione della rete AT in particolare in termini di ridotto margine di flessibilità nell'esercizio della stessa.

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

Figura 53 - Principali criticità della rete elettrica esistente nell'area di Cagliari

Nuove esigenze di sviluppo Rete

Stazione 150 kV Mulargia (CA) ***anno: da definire***

Al fine di garantire flessibilità e sicurezza di esercizio della rete a 150 kV è stata riscontrata l'opportunità di realizzare una nuova stazione di smistamento in corrispondenza dell'incrocio delle direttrici "Goni – S. Miali" e "Villasor – Nurri".

Stazione 150 kV Uvini (CA) ***anno: da definire***

Al fine di garantire la necessaria flessibilità e sicurezza di esercizio della stazione di Uvini, realizzata in classe 150 kV ma esercita a 70 kV, in considerazione della ripresa del servizio della centrale idrica connessa all'impianto si adeguerà l'impianto agli standard di qualità e sicurezza della RTN.
Si valuterà in futuro l'opportunità di esercire l'impianto in entra-esce alla limitrofa rete 150 kV.

Sezione II

1 Introduzione

La presente sezione ha la funzione di fornire un quadro dettagliato sullo stato di avanzamento degli interventi di sviluppo previsti dal PdS 2007, approvato dal Ministero dello Sviluppo Economico in data 11.04.2007, nonché si pone l'obiettivo di costituire un supporto integrativo alla definizione dello scenario di riferimento per i prossimi piani di sviluppo della rete di trasporto nazionale.

La Sezione II è strutturata così come segue:

- nel **capitolo 2** si descrivono tutte le attività previste nel PdS 2007 completate nel corso del 2007, nonché le altre attività avviate da Terna,
- nel **capitolo 3** vengono ripercorse le attività previste nel PdS 2007 e classificate in base ai benefici prevalenti ad essi associati,
- nel **capitolo 4** si riportano rispettivamente il dettaglio delle opere di sviluppo con la descrizione dello stato di avanzamento delle rispettive opere e le risultanze dei tavoli di concertazione istituiti con le Amministrazioni competenti interessate.

2 Principali attività svolte nel 2007

Il capitolo è dedicato alla descrizione delle attività di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) completate nel periodo Gennaio 2007-Dicembre 2007, in particolare vengono riportate le attività per il rilascio delle autorizzazioni alla realizzazione di interventi di sviluppo della rete concluse nel corso dell'anno e di quelle tuttora in corso.

Sono altresì indicati gli accordi perfezionati nel corso dell'anno che hanno effetto sulla RTN, nonché con gli operatori, intesi a rispondere ai diversi bisogni del sistema elettrico e delle collettività locali.

2.1 Principali interventi realizzati nel 2007

Il perseguimento degli obiettivi di sviluppo ha portato nel corso del 2007 alla realizzazione di nuovi impianti di trasmissione di significativa importanza per il funzionamento della RTN.

Entrano infatti in esercizio come nuovi elementi di RTN circa 210 km di linee a 380 kV e 28,8 km di linee a 150/132 kV mentre vengono dimessi circa 12 km di linee a 150 kV; è stata inoltre incrementata la potenza di trasformazione AAT/AT per circa 1.763 MVA ed installati dispositivi per la regolazione della potenza reattiva per circa 1.308 MVAR; sono state realizzate 3 nuove stazioni della RTN a 150 kV (Poggio Imperiale (FG), Piscioli (FG) e Vicari (PA)) e 1 nuova stazione a 380 kV (Gissi (CH) in Abruzzo).

In particolare tra le principali opere completate nel corso del 2007 si segnalano*:*

Elettrodotto 380 kV Matera - S. Sofia ***Gen 2007***

È stato completato l'elettrodotto a 380 kV che collega le due stazioni di Matera e S. Sofia. La linea riveste particolare importanza per il trasferimento in sicurezza dell'energia prodotta dai poli di generazione (attuali e futuri) del Sud verso il resto della rete a 380 kV italiana e risulta particolarmente importante in quanto permette di aumentare la potenza disponibile per garantire la copertura del fabbisogno, in particolare della Regione Campania, caratterizzata da un elevato deficit di energia.

Elettrodotto 150 kV Canistro all. – Morino ***Giu 2007***

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 è reso 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" è stato ricostruito per un tratto di circa 9 km con caratteristiche di portata equivalente ad un elettrodotto in alluminio – acciaio da 585 mm^2.

Elettrodotto 132 kV Pietrafitta – Attigliano ***Nov 2007***

Sono stati realizzati degli interventi finalizzati a eliminare alcune interferenze con linee in media tensione che non permettevano di sfruttare la piena capacità di trasporto gli elettrodotti a 132 kV "Pietrafitta - Baschi" e "Baschi - Attigliano".
Tali interventi consentono 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 Monitoro.

Riassetto 150 kV area di Molentargius ***Gen 2007***

E' stato ultimato il potenziamento della direttrice RTN a 150 kV "Rumianca-Portocanale-Cagliari Centro-Molentarguis-Selargius", realizzando e mettendo in servizio il nuovo cavo a 150 kV che collega la stazione di Selargius con la nuova CP in soluzione blindata di Molentargius.
Alla nuova CP di Molentargius è stata attestata anche l'esistente linea RTN in cavo a 150 kV "Cagliari Centro - Molentargius" scollegandola dalla vecchia CP in aereo.
Sono state altresì realizzate una serie di interventi di risanamento sulle linee che attraversano lo stagno di Molentargius.
L'attuale linea aerea a 150 kV "Molentargius - Selargius" è stata dimessa nel tratto, prossimo alla CP, che attraversa lo stagno di Molentargius ed è stata collegata nel tratto rimanente, lato Selargius, in derivazione alla futura linea a 150 kV "Quartucciu - Quartu S. Elena".
La linea "Quartucciu - Quartu S. Elena" è stata ottenuta dismettendo il tratto in doppia terna delle linee "Quartucciu - Molentargius" e "Quartu S. Elena - Molentargius" che attraversano lo stagno di Molentargius, in prossimità della CP di Molentargius, e raccordando tra loro le suddette linee.

Nuova stazione 380 kV Gissi (CH) ***Nov 2007***

E' stata completata la realizzazione della nuova stazione a 380 kV in entra-esce sulla linea "Larino - Villanova" finalizzata alla connessione della nuova c.le Abruzzo Energia di Gissi da 800 MW.

Stazione 380 kV Andria (BA) ***Apr 2007***

E' stata completata l'installazione del reattore a 380 kV da 200 MVAR, che garantirà adeguati margini di stabilità e affidabilità del sistema elettrico anche nelle ore di bassissima richiesta di energia.

Stazione 380 kV Carpi (MO) ***Dic 2007***

E' stata completata l'installazione di due ATR 380/132 kV funzionali all'alimentazione della sezione 132 kV alla quale verra raccordata l'afferente rete a 132 kV.

Stazione 380 kV Marginone (LU) ***Dic 2007***

Al fine di garantire l'alimentazione in sicurezza dei carichi presenti nell'area di Lucca, nella stazione di Marginone (LU) è stata incrementata la potenza installata inserendo un nuovo ATR 380/132 kV da 250 MVA.
L'intervento contribuisce anche a ridurre la dipendenza dalla produzione della c.le di Livorno per l'esercizio in sicurezza della rete nell'area in questione.

Stazione 380 kV Rizziconi (RC) ***Dic 2007***

E' stata completata la realizzazione delle opere di rete a 380 kV correlate alla connessione della centrale Rizziconi Energia.

Stazione 380 kV Roma Ovest (RM) ***Dic 2007***

E' stata completata l'installazione del quarto ATR 380/220 kV funzionale all'alimentazione in sicurezza del carico urbano.

Stazione 380 kV Scandale (KR) ***Dic 2007***

E'stata completata la realizzazione delle opere di rete a 380 kV correlate alla connessione della centrale Eurosviluppo Elettrica.

Stazione 380 kV Chiaramonte Gulfi (RG) ***Giu 2007***

A seguito della futura connessione della nuova centrale ERG Nu.Ce. Nord di Priolo (SR) alla linea a 380 kV "Chiaramonte Gulfi - ISAB" per consentire l'esercizio in sicurezza della rete è stato installato un secondo ATR 380/220 kV da 400 MVA.

Stazione 380 kV Sorgente (ME) ***Dic 2007***

E' stata completata l'installazione dell'ATR 220/150 kV da 250 MVA.

Stazione 380 kV Colunga (BO) ***Giu 2007***

Al fine di garantire un'adeguata alimentazione alla stazione di S. Benedetto del Querceto, presso la stazione di Colunga (BO), è stato installato un nuovo ATR 380/220 kV da 400 MVA.

Stazione 380 kV Dolo (VE) ***Ago 2007***

E' stata completata l'installazione del nuovo reattore a 380 kV da 200 MVAR, che garantirà adeguati margini di stabilità e affidabilità del sistema elettrico anche nelle ore di bassissima richiesta.

Stazione 380 kV Lacchiarella (MI) ***Giu 2007***

E' stata completata l'installazione del nuovo reattore a 380 kV da 200 MVAR, che garantirà adeguati margini di stabilità e affidabilità del sistema elettrico anche nelle ore di bassissima richiesta.

Stazione 380 kV La Casella (PC) ***Apr 2007***

Per soddisfare l'incremento dei carichi nell'area presso la stazione di La Casella è stato installato un nuovo ATR 380/132 kV da 250 MVA.

Stazione 380 kV Martignone (FI) ***Dic 2007***

E' stata completata l'installazione del nuovo reattore a 380 kV da 200 MVAR, che garantirà adeguati margini di stabilità e affidabilità del sistema elettrico anche nelle ore di bassissima richiesta.

Stazione 380 kV Salgareda (TV) ***Dic 2007***

Per garantire il miglioramento del profilo di tensione e dei livelli di qualità di servizio, è stata installata sulla sezione a 132 kV una batteria di condensatori da 54 MVAR.

Stazione 380 kV Suvereto (FI) ***Mag 2007***

È stato installato il reattore a 380 kV da 200 MVAR per garantire adeguati margini di stabilità e affidabilità del sistema elettrico anche nelle ore di bassissima richiesta.

Stazione 380 kV Valmontone (RM) ***Apr 2007***

È stato installato il reattore a 380 kV da 200 MVAR per garantire adeguati margini di stabilità e affidabilità del sistema elettrico anche nelle ore di bassissima richiesta.

Stazione a 220 kV Cimego (TN) ***Dic 2007***

Al fine di migliorare la sicurezza e la continuità di alimentazione della locale rete di distribuzione è stata ampliata la sezione 220 kV di Cimego ed installata una nuova trasformazione 220/MT.

Stazione a 220 kV Misterbianco (CT) ***Nov 2007***

Per garantire il miglioramento del profilo di tensione e dei livelli di qualità di servizio, è entrata in servizio sulla sezione a 150 kV della stazione elettrica di Misterbianco (CT) una batteria di condensatori da 54 MVAR.

Stazione 220 kV Padriciano (TS) ***Dic 2007***

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

Tale dispositivo consente 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 è stato 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 Partinico (PA) ***Gen 2007***

Al fine di 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 di produzione è stato installato un ATR 220/150 kV da 160 MVA nella stazione di Partinico, dove è stata realizzata una nuova sezione a 150 kV a semplice sbarra collegata in entra-esce alla linea "Partinico 2 - Alcamo".

Stazione 220 kV Somplago (UD) ***Mar 2007***

Al fine di garantire un maggior margine di sicurezza e continuità del servizio di alimentazione è stato realizzato un raccordo sull'attuale linea a 132 kV "Tolmezzo - der. Siot - der. Somplago - S. Daniele" in modo da inserire 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 ".

Inoltre, presso la stazione di Somplago è stato realizzato un nuovo stallo nella sezione 132 kV al fine di consentire la connessione della suddetta futura linea "Tolmezzo - Somplago".

Infine per l'adeguamento e potenziamento della stazione di Somplago è stato installato un autotrasformatore 220/132 kV da 160 MVA, e si è realizzata una 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) ***Nov 2007***

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

Stazione 220 kV di Castelluccia (NA) ***Nov 2007***

Per consentire il corretto esercizio dell'impianto 220 kV di Castelluccia, è stato ultimato l'adeguamento dell'impianto ai nuovi valori di corto circuito mediante la sostituzione dello stallo verso Napoli Dir. con un nuovo stallo dimensionato per un potere di interruzione maggiore.

Stazione 220 kV Verampio (VB) ***Dic 2007***
Sono state completate le operazioni di ampliamento dell'impianto finalizzate alla separazione funzionale degli impianti di trasmissione e produzione.

Stazione 132 kV Ceregnano Grimeca (RO) ***Nov 2007***
Al fine di migliorare la qualità di esercizio sulla direttrice RTN a 132 kV "Adria - Rovigo Z.I.", è stato installato un interruttore di by-pass in prossimità della stazione di consegna di Ceregnano Grimeca (RO), attualmente collegata in entra-esce alla suddetta linea mediante soli sezionatori.

Nuova stazione 150 kV Poggio Imperiale (FG) ***Ago 2007***
E' stato completato il nuovo impianto 150 kV in entra-esce sulla linea "Lesina RFI – S. Severo RFI", finalizzato a connettere la centrale eolica Trienergy 6.

Nuova stazione 150 kV Piscioli (FG) ***Nov 2007***
E' stato completato il nuovo impianto 150 kV in entra-esce sulla linea "Ascoli Satriano – Melfi Ind.", finalizzato a connettere la centrale eolica Fortore Energia.

Nuova stazione 150 kV Vicari (PA) ***Dic 2007***
E' stato completato il nuovo impianto 150 kV in entra-esce sulla linea "Castronovo – Ciminna CP" per la connessione della centrale Eolica Green Engeneering Consulting.

Connessione CP Castione Andevenno (SO) ***Mag 2007***
In entra-esce alla linea 132 kV "Ardenno – CP Sondrio".

Connessione CP Iseo (BS) ***Dic 2007***
In antenna su SE a 132 kV di Nave, mediante un nuovo collegamento a 132 kV di proprietà della società distributrice ENEL Distribuzione.

Connessione CP Vicenza Monteviale (VI) ***Ago 2007***
In entra–esce alla futura linea 132 kV "Vicenza Monteviale – Sandrigo".

Connessione CP Barga (LU) ***Ott 2007***
In entra–esce alla linea 132 kV "Torrite – Pian Rocca". Attualmente la CP è collegata in derivazione rigida alla stessa linea.

Connessione CP Montuolo (LU) ***Ott 2007***
In derivazione rigida alla futura linea 132 kV "Filettole - Lucca Ronco".

Connessione CP Cementilce (SV) ***Ott 2007***
In entra-esce alla linea 132 kV "Cairo Montenotte – Ut. Imation".

Connessione CP Oppido (RC) ***Mag 2007***
In entra-esce sulla linea a 150 kV "Taurianova – Locri".

Connessione CP Iglesias 2 (CA) ***Mag 2007***
In entra-esce alla linea 150 kV "Iglesias - Siliqua".

Connessione CP Isili (CA) ***Nov 2007***
In entra-esce alla linea 150 kV "Flumendosa - Nurri".

Connessione SSE Fauglia RFI (PI) ***Ott 2007***
In antenna a 132 kV alla SE Acciaiolo.

2.2 Studi ultimati nel corso del 2007

Nel corso del 2007 sono stati completati i seguenti studi:

Studio per il potenziamento della capacità di trasporto sull'interconnessione con la Francia

E' stato completato lo studio congiunto tra TERNA e RTE per il potenziamento della capacità di trasporto sull'interconnessione esistente tra Italia e Francia.

Lo studio (TEN-E 183/04), co-finanziato dalla Commissione Europea, si è articolato 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 attraverso l'impiego di conduttori termoresistenti (alta temperatura e freccia ridotta).

Nell'ambito di tale studio, è stata anche valutata l'opportunità di inserire un PST sul collegamento a 220 kV tra la Francia e la Liguria, finalizzato al miglioramento delle condizioni di esercizio delle reti in alta e altissima tensione presenti nelle aree in questione.

Studio per il potenziamento della capacità di trasporto sull'interconnessione con la Slovenia

Sono state completate le analisi di rete dello studio per 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".

Lo studio (TEN-E 194/04), co-finanziato dalla Commissione Europea, eseguito congiuntamente con l'operatore sloveno ELES, si articola nelle seguenti fasi:

- analisi di rete e descrizione delle possibili opzioni per il rinforzo della capacità di interconnessione tra Italia e Slovenia ed analisi dei rispettivi vincoli interni;
- analisi tecnica delle mappe localizzative e applicazione di criteri ambientali, sociali e legali, nonché opportunità di promuovere accordi con le autorità locali;

- rapporto ambientale e valutazione tecnico-economica del possibile tracciato.

2.3 Iter autorizzativi conseguiti nel 2007

Nel periodo Gennaio 2007 – Dicembre 2007, sono state conseguite le autorizzazioni per i seguenti interventi di sviluppo:

Tabella 1 – Autorizzazioni conseguite nel periodo Gennaio 2007 – Dicembre 2007

Interventi autorizzati L.239/04[1]	Opera Piano di Sviluppo 2007	Regione	Data
Linea elettrica a 220 kV "Casanova-Stura". Collegamento in entra-esce alla centrale termoelettrica IRIDE. di Moncalieri.	C.le IRIDE di Moncalieri	Piemonte	04/06/2007
Elettrodotto a 132 kV "CP Cairo Montenotte - Ut. Imation", collegamento alla Cabina di connessione UT "Cementilce".	CP Cementilce (SV)	Piemonte	20/06/2007
Scambio linee a 132 kV "Fossano - Ut. Michelin Cuneo - S. Giacomo", e "Magliano Alpi - Busca".	Raccordi 132 kV Magliano Alpi - M. Cuneo e Busca – Fossano	Piemonte	02/02/2007
Razionalizzazione della rete a 132 kV a sud di Pallanzeno con realizzazione di due isole di carico, una tra Pallanzeno e Biella Est, l'altra tra Mercallo e Novara Sud	Razionalizzazione 132 kV Val d'Ossola Sud	Piemonte	21/12/2007
Ricostruzione in cavo interrato dell'elettrodotto a 132 kV "Consorzio AMGA (CAE) - CP Quadrivio".	Variante linea	Liguria	10/10/2007
Linea a 220 kV "Taio – Cedegolo", interventi di interramento nel tratto "Sonico - Cedegolo" (BS).	Razionalizzazione 220 kV Valcamonica (Fase A1)	Lombardia	16/07/2007
Trasformazione in cavo con totale interramento degli elettrodotti aerei a 132 kV: "Forno - S. Fiorano CP" (con entra-esce a Cedegolo Edison), "S. Fiorano CP - Cedegolo", nuovo cavo "S. Fiorano CP - UT Fornileghe" .	Razionalizzazione 220 kV Valcamonica (Fase A1)	Lombardia	06/07/2007
Trasformazione in cavo con totale interramento dell'elettrodotto aereo a 132 kV "Forno - Edolo CP",	Razionalizzazione 220 kV Valcamonica (Fase A1)	Lombardia	06/07/2007
Trasformazione in cavo degli elettrodotti aerei a 132 kV: "Temù - Sonico all.", "Sonico all. - Edolo CP"; con entra-esce a Sonico Edison.	Razionalizzazione 220 kV Valcamonica (Fase A1)	Lombardia	06/07/2007
Nuova direttrice in cavo interrato a 132 kV: "Chievo - AGSM Verona Ricevitrice Sud".	Razionalizzazione 220 kV Bussolengo	Veneto	02/02/2007
Rifacimento con potenziamento direttrice a 132 kV: "Bussolengo S. Salvar-Bussolengo M.A.-Bussolegno CP-Chievo CP-Chievo".	Razionalizzazione 220 kV Bussolengo	Veneto	02/02/2007
Raccordi per la realizzazione della direttrice a 132 kV: "Bussolengo S. Salvar-Garda-Rivoli-Lizzana"	Razionalizzazione 220 kV Bussolengo	Veneto	20/06/2007

[1] *L.239/04, "Riordino del settore energetico, nonche' delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia"*

Razionalizzazione rete a 132 kV area di Lucca	Area di Lucca	Toscana	21/06/2007
Variante linea in cavo interrato A.T. 150 kV elettrodotto "CP Porto - Raffinerie", e connessione in e-e della futura CP di "Interporto".	CP Interporto	Lazio	05/09/2007
Variante in cavo interrato alla linea a 150 kV "Candia - Camerata Picena 1" in località "Baraccola"	Elettrodotto 132 kV Candia - Camerata Picena	Marche	05/09/2007
Stazione elettrica di smistamento a 220 kV per la connessione della centrale termoelettrica ASM del Mincio.	C.le ASM BS di Ponti sul Mincio	Lombardia	03/04/2007
Raccordi alla linea elettrica a 220 kV "Bussolengo - Marcaria"per la connessione in entra-esce della Stazione di Ponti del Mincio	C.le ASM BS di Ponti sul Mincio	Lombardia	03/04/2007
Nuova Stazione di Cedegolo e collegamento linea aerea	Stazione 220 kV Cedegolo (BS)	Lombardia	04/10/2007
Interventi autorizzati Legge obiettivo	***Opera Piano di Sviluppo 2007***	***Regione***	***Data***
Elettrodotto 380 kV Tavarnuzze – Casellina	Elettrodotto 380 kV Tavarnuzze – Casellina	Toscana	3/08/2007[2]

Nel periodo Gennaio 2007 – Dicembre 2007, sono state altresì conseguite le ulteriori autorizzazioni in L. 239/04 sui seguenti impianti RTN:

Tabella 2 – Ulteriori autorizzazioni in L. 239/04 conseguite su impianti RTN

Interventi autorizzati L.239/04[3]	***Regione***	***Data***
Variante in cavo interrato alla linea a 132 kV "Biella Ovest - Biella Est"	Piemonte	04/10/2007
Varianti in prevalenza ai tralicci ingressi linee a 132 kV alla CP di Gravellona	Piemonte	02/04/2007
Elettrodotto 132 kV “Agip Petroli – Pilkington”	Veneto	05/12/2007
Variante linea in cavo interrato A.T. 220 kV Linea elettrica "S. Lucia - Roma Nord - Derivazione ACEA Linea 2" 22/210, in località Formello (RM)	Lazio	04/06/2007
Variante linea in cavo interrato linea elettrica a 220 kV "S. Lucia - Roma Nord - Derivazione ACEA Linea 1", in località "Sacrofanese" (RM)	Lazio	05/09/2007
Varianti agli elettrodotti afferenti la SE di Villavalle.	Lazio	20/06/2007
Stazione di smistamento a 150 kV e raccordi aerei per e-e alla linea a 150 kV “Lacedonia – Vallesaccarda der. Anzano”, n. 018	Campania	04/07/2007
Variante di un tratto dell'elettrodotto AT a 150 kV S.T. SE Misterbianco - CP Z.I. Catania	Sicilia	14/09/2007
Variante all’elettrodotto aereo a 150 kV “SE Melilli – CP Lentini – der. ERG Nu.Ce. Nord”, interna alla cava esistente in località “Costagiggia”	Sicilia	05/12/2007

[2] *Il 3/08/2007 il CIPE ha approvato il progetto definitivo; si è in attesa della pubblicazione del decreto.*

[3] *L.239/04, "Riordino del settore energetico, nonche' delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia”*

AI sensi del D. Lgs. 387/03, sono state inoltre autorizzati i seguenti interventi sulla rete di trasporto nazionale:

Tabella 3 – Autorizzazioni di interventi sulla rete di trasporto nazionale

Interventi autorizzati L.387/03[4]	*Regione*	*Data*
Nuova stazione di smistamento a 150 kV da inserire in e-e alla linea "Piombino Cotone - Cafaggio" mediante due brevi raccordi al fine di connettere la C.le biomasse SECA	Toscana	2007
Nuova stazione di smistamento a 150 kV da inserire in e-e alla linea "Matese 2S – Campobasso" mediante due brevi raccordi al fine di connettere la C.le eolica SBS Power	Molise	2007
Nuova stazione di smistamento a 150 kV da inserire in e-e alla linea "Tanagro – Sala Consilina" mediante due brevi raccordi al fine di connettere la C.le biomasse Natural Energy	Campania	2007
Nuova stazione di smistamento a 150 kV da inserire in e-e alla linea "Foiano – Roseto Valfortore" mediante due brevi raccordi al fine di connettere la C.le eolica Energia e Servizi	Campania	2007
Nuova stazione di smistamento a 150 kV da inserire in e-e alla linea "CP S. Severo – CP Portocannone" mediante due brevi raccordi al fine di connettere la C.le eolica Daunia Serracapriola	Puglia	2007
Nuova stazione di smistamento a 150 kV da inserire in e-e alla linea "CP Soverato – CP Badolato" mediante due brevi raccordi al fine di connettere la C.le eolica Eolica Sud	Calabria	2007
Nuova stazione 380/150 kV di Maida da inserire in e-e sulla "Rizziconi - Magisano" mediante due brevi raccordi per connettere la C.le eolica SAV Energy	Calabria	2007
Nuova stazione di smistamento a 220 kV da inserire in e-e alla linea "Favara - Partanna" mediante due brevi raccordi al fine di connettere la C.le eolica SER	Sicilia	2007
Nuova stazione di smistamento a 150 kV da inserire in e-e alla linea "Castiglione -Castroreale" mediante due brevi raccordi al fine di connettere la C.le eolica SER	Sicilia	2007
Nuova stazione di smistamento a 150 kV da inserire in e-e alla linea "Bronte-Ucria" mediante due brevi raccordi al fine di connettere la C.le eolica SER	Sicilia	2007
Nuova stazione di smistamento a 150 kV da inserire in e-e alla linea "Troina – Grottafumata" mediante due brevi raccordi al fine di connettere la C.le eolica Anemos Wind	Sicilia	2007

Sempre ai sensi del D. Lgs. 387/03, sono stati inoltre autorizzati presso stazioni elettriche RTN esistenti i seguenti interventi:

[4] *Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità".*

Tabella 4 – Autorizzazioni di interventi in stazioni elettriche RTN esistenti

Interventi autorizzati L.387/03.	Regione	Data
Nuovo stallo a 150 kV presso la SE di Andria al fine di connettere la C.le eolica Energia Minervino	Puglia	2007
Nuovo stallo a 150 kV presso la SE di Alberona al fine di connettere la C.le eolica Ferrovie del Gargano	Puglia	2007
Nuovo stallo a 150 kV presso la SE di Fulgatore al fine di connettere la C.le eolica WINDCO	Sicilia	2007
Nuovo stallo a 150 kV presso la SE di Vizzini al fine di connettere la C.le eolica TRINACRIA EOLICA	Sicilia	2007

2.4 Iter autorizzativi in corso

Nel corso dell'anno 2007, ai sensi della L. 239/04, sono stati avviati gli iter per l'autorizzazione alla costruzione ed esercizio presso il Ministero dello Sviluppo Economico i seguenti interventi di sviluppo:

Tabella 5 – Iter autorizzativi avviati nel corso del 2007

Interventi	Regione	Opera PdS 2007	Data
Ricostruzione e potenziamento linea 220 kV Villenueve-Avise	Valle d'Aosta	Elettrodotto 220 kV Avise – Villeneuve – Chatillon	16/03/2007
Nuovo elettrodotto a 220 kV in cavo interrato "SE Grugliasco - SE132 kV Sud Ovest"	Piemonte	Razionalizzazione 220 kV città di Torino	30/08/2007
Nuovo collegamento 380 kV tra le stazione di La Casella e Caorso	Lombardia	Razionalizzazione 380 kV in provincia di Lodi	21/12/2007
Razionalizzazione rete AAT nelle aree di Venezia e Padova	Veneto	Elettrodotto 380 kV fra Venezia e Padova	20/12/2007
Elettrodotti 132 kV in cavo "S.E. Fusina 2-C.P. Sacca Fisola" e "C.P. Sacca Serenella – C. P. Cavallino"	Veneto	Elettrodotto 380 kV fra Venezia e Padova	20/12/2007
Variante alla derivazione a 220 kV all'utente RIVA ACCIAIO (già "allacciamento Galtarossa") nei comuni di Verona e S. Giovanni Lupatoto	Veneto	Elettrodotto 220 kV Bussolengo S.S. Verona B.M. – Dugale	16/10/2007
Nuova SE di Castegnero e raccordi	Veneto	Stazione 220 kV Castegnero (VI)	26/06/2007
Potenziamento collegamento 220 kV "Monfalcone – Padriciano"	Friuli Venezia Giulia	Razionalizzazione 220 kV Monfalcone	29/11/2007
Raccordi per l'inserimento in entra-esce della futura CP a 132 kV "SPIP" all'elettrodotto a 132 kV "Parma V.-S. Quirico"	Emilia Romagna	CP Parma SPIP	2/07/2007

Variante in cavo elettrodotto 132 kV “Boretto – S. Ilario”	Emilia Romagna	Razionalizzazione 132 kV Area di Reggio Emilia	23/03/2007
Raccordo tra gli elettrodotti a 380 kV “Marginone – Poggio a Caiano” e “Poggio a Caiano – Calenzano”	Toscana	Stazione 380 kV Poggio a Caiano (FI)	31/07/2007
Raccordi a 150 kV per l'inserimento in entra-esce della futura CP a 150 kV "S. Liberato" all'eletrodotto in d.t. a 150 kV "Attigliano - Nera Montoro"	Umbria	CP S. Liberato (TR)	23/07/2007
Raccordi a CP Primavalle - 150 kV Roma Ovest – Fiano	Lazio	CP Primavalle (RM)	08/01/2007
Nuovo assetto linee del Vomano 220 kV	Abruzzo	Razionalizzazione 220 kV S. Giacomo	14/12/2007
Nuovi raccordi in cavo interrato alla CP Ionadi (VV) dalla linea 150 kV "Feroleto - Gioia T. Ind.le c.d. Francavilla A."	Campania	CP Ionadi (VV)	22/06/2007
Nuova SE 380/150 kV di Troia	Puglia	Stazione 380 kV Troia per impianti eolici (FG)	26/04/2007
Riassetto Rete Nord Calabria	Basilicata	Stazione 380 kV Aliano (MT)	11/12/2007

Inoltre è stato avviato in data 10/12/2007 l’iter autorizzativo regionale per il nuovo collegamento 132 kV “Randaccio - Lisert”.

Sono ancora in fase di completamento presso le Autorità preposte gli iter autorizzativi delle seguenti opere di sviluppo:

Tabella 6 – Iter autorizzativi in corso avviati prima del 2007

Titolo intervento (come da PdS 2007)	*Regione*	*Descrizione*
Elettrodotto 380 kV Foggia - Benevento II	Puglia-Campania	Ricostruzione con conduttori trinati in AA da 585 mm^2.
Elettrodotto 380 kV Sorgente – Scilla – Rizziconi	Calabria/Sicilia	Verrà potenziata l’interconnesione a 380 kV tra le stazioni elettriche di Rizziconi (RC) e Sorgente (ME), mediante la realizzazione (parte in soluzione aerea e parte in cavo, sia sottomarino che terrestre) di un secondo collegamento a 380 kV in doppia terna in corrente alternata.
Elettrodotto Ittiri-Codrongianos (SS)	Sardegna	Nuovo elettrodotto a 380 kV
Elettrodotto 150 kV "Popoli - Alanno"	Abruzzo	Rifacimento tronchi linea "Popoli CP - Bussi Smist. - Bolognano" e "Bolognano - Alanno" con conduttori di portata equivalente ad un elettrodotto in all-acc da 585 mmq. Eliminazione collegamento rigido a T con conseguente collegamento in entra-esce della SE Bussi alla linea 150 kV tra Popoli e Bolognano (EL-38)
Elettrodotto 150 kV SE Matera – CP Matera	Basilicata	Potenziamento direttrici a 150 kV per la raccolta di produzione eolica in Basilicata
Elettrodotto 132 kV "Vellai - Scorzè"	Veneto	Ammazzettamento delle linee in doppia terna 132 kV "Vellai - der. Quero - Istrana - Scorzè" e "Vellai - Caerano - Scorzè"

Titolo intervento (come da PdS 2007)	*Regione*	*Descrizione*
Elettrodotto 132 kV Isola d'Elba - Continente	Toscana	Realizzazione secondo collegamento in cavo sottomarino a 132 kV, in corrente alternata, "Isola d'Elba - Continente" e riassetto rete AT dell'isola: iter autorizzativo in corso solo per la parte aerea del collegamento lato Isola d'Elba
Razionalizzazione 220 kV Valcamonica (Fase A1)	Lombardia	Trasformazione in cavo interrato di porzione della linea a 220 kV "Cedegolo – Taio" (EL-33) Trasformazione in cavo singolo con parziale interramento (fino al Passo de Tonale) dell'ettrodotto aereo in d.t. a 132 kV "Temù - Taio" n. 611 e "Temù - Cogolo CP" n. 612 (EL-16). Variante in cavo interrato linea a 132 kV "S.Fiorano - Sellero", T. 604 (EL-70).
Razionalizzazione 220 kV Alta Valtellina (Fase A2)	Lombardia	Realizzazione di una direttrice in cavo interrato a 132 kV che parte dalla stazione 132 kV di Grosotto e passa per Lovero, CP Villa di Tirano, C.S. Villa di Tirano e Stazzona; dismissione dalla RTN delle linee a 132 kV: "CP Villa di Tirano - C.S. Villa di Tirano" EDISON, "C.S. Villa di Tirano - Stazzona" AEM, "Lovero - Grosotto" e "Stazzona - Lovero" AEM; trasformazione in cavo interrato di porzione della linea a 220 kV "Glorenza - Cesano" EDISON tra Bagni di Bormio e Piazza e della linea aerea di interconnessione a 132 kV "Campocologno (CH) - Villa di Tirano" TERNA; realizzazione di una nuova stazione a 132 kV presso Lovero; realizzazione di una nuova stazione a 132 kV presso Stazzona
Razionalizzazione 132 kV Val d'Ossola Nord	Piemonte	Ricostruzione con conduttori in AA da 585 mq della linea a 132 kV "Crevola Toce - Domodossola - Calice"
Stazione a 380/132 kV in provincia di Treviso	Veneto	Nuova SE di trasformazione in entra-esce linea 380 kV "Sandrigo - Cordignano" equipaggiata con 2 ATR 380/132 kV da 250 MVA
Stazione 380 kV in provincia di Macerata	Marche	Realizzazione di una nuova stazione nella provincia di Macerata da connettere in entra-esce alla linea 380 kV "Candia - Rosara" ed alle linee 132 kV "Valcimarra - Abbadia CP"
Stazione 380 kV Paternò (CT)	Sicilia	Realizzazione del raccordo a 150 kV tra la SE paternò e la linea "Misterbianco - Paternò CP"
Stazione 150 kV Vallesaccarda	Campania	Raccordi aerei per e-e alla linea a 150 kV "Lacedonia - Vallesaccarda der. Anzano"

2.5 Variazione nell'Ambito della Rete di Trasporto Nazionale

Ai sensi del D.M. 23 dicembre 2002 del Ministero delle Attività Produttive (oggi Ministero dello Sviluppo Economico), erano state inserite nel Piano di Sviluppo 2007 nuove proposte di ampliamento della Rete di Trasporto Nazionale (RTN).

La procedura operativa per l'ampliamento dell'ambito RTN, così come descritta Codice di Rete[5], prevede che le proposte di ampliamento**,** preventivamente concordate da TERNA con i soggetti proprietari e/o aventi la disponibilità dei beni coinvolti, siano riportate nel PdS e inviate al MSE, per la verifica di conformità, attraverso l'approvazione del PdS.

[5] *Codice di Rete, Cap. 2, paragrafo 2.7 "Aggiornamento dell'ambito della RTN".*

I criteri generali utilizzati nella scelta degli elementi di rete da proporre per l'acquisizione sono principalmente atti a:

- evitare casi che possano comportare difficoltà nelle attività di gestione, esercizio e manutenzione, o situazioni che possano creare ostacoli o lentezze nello sviluppo della rete;
- risolvere quelle situazioni in cui ad esempio un intervento di sviluppo misto (che coinvolge cioè la rete di trasmissione e una o più reti di distribuzione) porti a una commistione di proprietà e di competenza.

Successivamente alla modifica dell'ambito della RTN, l'inclusione degli elementi di rete elencati nella **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 - Acquisizione di nuovi elementi di rete nell'ambito della RTN

Elettrodotti nella Regione Veneto

Denominazione Linea		Tensione	Titolare	km terna	Stipula contratto
1° ESTREMO	2° ESTREMO	[kV]			di acquisizione
Scorzè	Paese	132	ENEL Distribuzione	13,83	in corso
Paese	C. Villorba	132	ENEL Distribuzione	18,70	in corso
Scorzè	Trevignano der S. Benedetto	132	ENEL Distribuzione	22,26	in corso
Scorzè	Caerano	132	ENEL Distribuzione	30,86	in corso
Trevignano	Pieve di Soligo	132	ENEL Distribuzione	25,04	in corso
Venezia Nord	Treviso Ovest	132	ENEL Distribuzione	21,75	in corso
Treviso Ovest	Nervesa	132	ENEL Distribuzione	17,43	in corso
Fusina	Sacca Fisola	132	ENEL Distribuzione	6,95	in corso
Bussolengo MA	Verona Sud AGSM	132	ENEL Distribuzione	14,40	in corso
Villabona	Fanna	132	EDISON	95,87	Completato

Stazioni nella Regione Lombardia

Denominazione Impianto	Tensione [kV]	Titolare	Stipula contratto di acquisizione
Vaiano Valle (MI)	132	Enel Distribuzione	in corso

2.6 Accordi perfezionati nel corso del 2007

Vengono nel seguito illustrati i principali accordi siglati nel corso del 2007:

AEM Trasporto Energia Torino

Nel corso dell'anno è stato perfezionato l'accordo per l'acquisizione dell'intero capitale sociale AEM Trasporto Energia, proprietaria in Piemonte di circa 220 km di terne e di 5 stazioni elettriche già RTN (Martinetto, Rosone, Torino Sud Ovest, Villa e Moncalieri).

Tale acquisizione ha consentito a TERNA di consolidare ulteriormente la propria strategia di unificazione della RTN.

Interconnessione Italia - Francia

E' stato siglato il 30 Novembre tra l'Amministratore Delegato di Terna e il Presidente del Comitato Esecutivo di RTE (il Gestore di trasmissione elettrica francese) un Memorandum of Understanding con l'obiettivo di incrementare la capacità di interconnessione di energia elettrica tra Italia e Francia e consentire una sempre maggiore sicurezza negli scambi energetici tra Italia e Francia per il futuro.

Questo Memorandum esprime l'impegno di entrambi i gestori di rete a:

- lanciare un progetto di ottimizzazione della rete elettrica transalpina esistente. L'incremento della capacità risulterà dall'implementazione di cavi più performanti sulle linee esistenti e da una riorganizzazione della rete senza alcuna nuova linea transfrontaliera;
- avviare uno studio di fattibilità per la progettazione di una nuova linea di interconnessione ad Alta Tensione in corrente continua (HDVC High Voltage Direct Current) fra Grande-Ile e Piossasco, che attraversi il confine attraverso la galleria di sicurezza del tunnel autostradale del Frejus, la cui costruzione fu annunciata da entrambi i Governi il 28 aprile 2006, oppure in alternativa una soluzione equivalente.

Interconnessione con l'Austria

In data 21 Novembre 2007 è stato rinnovato l'accordo "Supplement to the Declaration of Intention", con il quale l'operatore tirolese TIWAG-Netz e Terna, confermano l'interesse congiunto alla realizzazione della nuova linea 110/132 kV "Prati di Vizze – Steinach".

È stato rinnovato inoltre l'accordo con Enel Distribuzione per il riclassamento a 132 kV dell'esistente linea di media tensione di interconnessione con l'Austria acquisita da Terna.

Le Parti con l'accordo citato si sono impegnate alla realizzazione del collegamento a 132 kV attraverso il valico del Brennero, mediante il potenziamento della linea Prati di Vizze - Brennero, ciascuna per la parte di propria competenza secondo modalità stabilite dall'accordo.

L'elettrodotto in oggetto consentirà di aumentare la potenza importabile, in sicurezza, dalla frontiera Nord-Orientale.

Interconnessione con la Croazia

Nel corso dell'anno è stato sottoscritto uno specifico accordo tra TERNA ed il TSO croato (HEP OPS) per l'esecuzione dello studio di fattibilità dell'interconnessione, propedeutico alla realizzazione dell'infrastruttura. L'accordo segue alla dichiarazione di comune intenzione di realizzare l'interconnessione, siglata nel corso del 2006.

Lo studio si pone come obiettivi la definizione della metodologia da applicare, la valutazione delle possibili soluzioni tecniche e la definizione degli aspetti legali/regolatori.

La futura interconnessione consentirà di mettere in comunicazione il mercato elettrico italiano con i sistemi elettrici dell'area dei balcani e con il futuro mercato elettrico regionale del Sud-Est Europa (SEE), garantendo ai clienti italiani la possibilità di approvvigionarsi delle risorse di generazione a basso costo disponibili nell'area.

Interconnessione con il Montenegro

Il 7 novembre, è stato firmato un accordo tra Terna e il Ministro dello Sviluppo Economico Montenegrino e la società elettrica EPCG del Montenegro relativo allo studio di fattibilità della nuova interconnessione sottomarina Italia - Montenegro.

L'accordo prevede la realizzazione delle analisi di fattibilità tecnica, regolatoria ed economica relative alla nuova infrastruttura di interconnessione; l'accordo prevede inoltre la valutazione congiunta da parte Terna ed EPCG delle possibili opere di rinforzo della rete montenegrina ed italiana necessarie a garantire la piena continuità rinforzo della rete montenegrina necessarie per garantire la piena utilizzazione dell'interconnessione per scambi continuativi di energia tra i Paesi.

Successivamente in data 19 dicembre 2007 è stata firmata tra il Ministro dello Sviluppo Italiano e l'omologo Montenegrino una dichiarazione congiunta sul progetto di interconnessione elettrica.

Studio di interconnessione con Malta

Nel corso dell'anno sono stati formalizzati i rapporti con l'operatore Maltese ENEMALTA in merito alla possibilità di studiare una eventuale interconnessione dell'isola con la rete di trasmissione Italiana. Tale collegamento consentirebbe al sistema elettrico di Malta di compensare la dismissione di impianti di produzione prevista nel periodo 2010-2015, di garantire una adeguata riserva rotante e aiuterebbe lo sviluppo di un mercato competitivo all'interno del territorio Maltese.

L'interconnessione inoltre consentirebbe l'accesso a Malta alla produzione da fonti rinnovabili presente sulla rete Italiana (consentendo quindi di rispettare le direttive europee in merito alla riduzione delle emissioni inquinanti) e in particolar modo quella prevista nel prossimo futuro sul territorio Siciliano.

Studio di interconnessione con la Tunisia

E' stato stipulato il 29 giugno il primo accordo di progetto d'interconnessione elettrica tra il Ministro dello Sviluppo Economico Italiano e il Ministro dell'Industria e dell'Energia tunisino. Contemporaneamente Terna e STEG, società tunisina dell'energia e del gas, hanno siglato un Memorandum of Understanding per gestire lo sviluppo del progetto di cooperazione. L'accordo è stato preceduto dal "Protocollo di Collaborazione Energetica" fra i due Governi (16/07/2003), dal "Protocollo di Collaborazione" fra la società Tunisina dell'Elettricità e del Gas ed il GRTN (7/06/2004) e dal "Processo Verbale del Comitato Tecnico Misto Italo-Tunisino" (12/09/2005).

Seguirà a ciò la creazione, da parte di Terna e Steg, di una Società Mista di Trasmissione che, dopo una fase di approfondimento e valutazioni tecnico-economiche, darà il via al collegamento del mercato elettrico italiano con quello tunisino, con significativi vantaggi sulla sicurezza e sulla competitività delle forniture.

Riassetto area metropolitana di Roma

E' stato siglato il 29 Novembre 2007 il Protocollo d'Intesa ("Riassetto della rete elettrica di trasmissione nazionale e di distribuzione AT nel Comune di Roma") con il Comune di Roma ed Acea Distribuzione S.p.A. per la condivisione degli interventi di sviluppo finalizzati a migliorare la continuità e la qualità del servizio dell'area di Roma e per poter far fronte all'aumento di domanda di energia elettrica conseguente ad un forte sviluppo sia commerciale sia residenziale.

3 Classificazione degli interventi di sviluppo

3.1 Interventi per la riduzione delle congestioni e l'esercizio in sicurezza della rete

3.1.1 Incremento degli scambi Nord-Ovest/ Nord-Est

Elettrodotto 380 kV Trino – Lacchiarella

In considerazione della situazione esistente, già ai limiti della sicurezza, e della nuova generazione che si renderà disponibile in Piemonte, è stato previsto un nuovo elettrodotto 380 kV in doppia terna congiungente le stazioni 380 kV di Trino in provincia di Vercelli e di Lacchiarella in provincia di Milano.

Razionalizzazione 380 kV in provincia di Lodi

Al fine di eliminare le congestioni di rete che attualmente rendono particolarmente critico l'esercizio in sicurezza dei collegamenti a 380 kV ed evitare le limitazioni alla generazione delle centrali (attuali e previste in futuro) collegate alla rete a 380 kV dell'area Nord Ovest del Paese, sarà realizzato un nuovo elettrodotto a 380 kV in doppia terna lungo la direttrice tra le stazioni di La Casella (PC) e Caorso (PC). La soluzione individuata fornirà inoltre l'opportunità di realizzare una razionalizzazione della rete a 132 kV che porterà ad un sensibile miglioramento dell'impatto sul territorio della rete elettrica principalmente in prossimità dell'area urbana di Lodi.

Elettrodotto 380 kV Trasversale in Veneto

E' in programma la realizzazione di un collegamento trasversale a 380 kV tra le direttrici RTN "Sandrigo - Cordignano" e "Venezia Nord - Salgareda", che consentirà di rafforzare la rete a 380 kV del Triveneto, aumentando la sicurezza e continuità di alimentazione dei carichi ed ottenendo contestualmente una riduzione delle perdite di trasporto.

Elettrodotto 380 kV tra Pavia e Piacenza

In considerazione della realizzazione di nuove centrali in ciclo combinato nell'area Nord Ovest del Paese, è prevista la realizzazione di un nuovo elettrodotto a 380 kV funzionale al trasporto delle produzioni dal polo di Ferrera Erbognone/Voghera verso la rete a 380 kV afferente il nodo di La Casella (PC). L'intervento consentirà di ridurre i rischi di sovraccarico della rete a 380 kV sulla sezione Nord – Centro Nord, anche in seguito all'eventuale incremento dell'importazione sulla frontiera Nord Ovest.

3.1.2 Riduzione delle congestioni fra zone di mercato

Elettrodotto a 380 kV Foggia – Villanova

Gli scenari futuri di produzione nel Meridione evidenziano un aumento delle congestioni sulla rete AAT in uscita dal nodo di Foggia, con conseguenti rischi di limitazioni per i poli produttivi nel meridione. Al fine di superare tali limitazioni è in programma il raddoppio e potenziamento della

dorsale medio adriatica, mediante realizzazione di un secondo elettrodotto a 380 kV tra le esistenti stazioni di Foggia e Villanova (PE).

Elettrodotto 380 kV Montecorvino – Avellino Nord – Benevento II

A seguito delle autorizzazioni di nuove centrali di produzione in Calabria, Puglia e Campania, è necessario potenziare la rete di trasmissione, per eliminare le limitazioni sulle produzioni attuali e future causate dalle congestioni e dai vincoli all'esercizio presenti nella rete ad altissima tensione in Campania. Si provvederà pertanto alla realizzazione del nuovo elettrodotto in doppia terna a 380 kV "Montecorvino – Benevento II" al quale connettere in entra-esce la nuova stazione di trasformazione 380/150 kV a nord di Avellino. La nuova stazione, connessa in entra-esce anche alla linea a 380 kV "Matera – S. Sofia", garantirà una maggiore continuità del servizio nell'area di Avellino.

Collegamento a 500 kV Sardegna – Italia peninsulare (SA.PE.I)

In considerazione dell'inadeguatezza e limitata capacità di trasporto dell'attuale collegamento a 200 kV in corrente continua da 300 MW che collega la Sardegna al Continente (SACOI), che presenta anche limitazioni d'esercizio e un elevato tasso di indisponibilità, è in corso di realizzazione un nuovo collegamento sottomarino ad altissima tensione in corrente continua tra la Sardegna e la penisola italiana (SA.PE.I.). 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, garantendo al contempo una maggiore flessibilità e una migliore sicurezza di esercizio della rete sarda.

Elettrodotto 380 kV Fano – Teramo

Al fine di aumentare la magliatura della rete a 380 kV, migliorare la sicurezza e la continuità di alimentazione del carico elettrico della Regione Marche ed ottimizzare la gestione della rete stessa, è programmata la realizzazione di un nuovo elettrodotto a 380 kV che connetterà la stazione di Fano con la stazione di Teramo[6] raccordandosi in entra-esce alla futura stazione in provincia di Macerata. In considerazione delle numerose nuove centrali sulla costa adriatica e nel sud Italia, nell'ottica del nuovo mercato elettrico, il potenziamento della dorsale adriatica consentirà di ridurre i limiti di scambio fra le zone di mercato Nord e Centro Nord e di migliorare i profili di tensione e quindi la qualità del servizio elettrico.

Elettrodotto 380 kV Sorgente – Rizziconi

Al fine di rendere possibile un consistente incremento della capacità di trasporto fra la Sicilia ed il Continente sarà realizzato un elettrodotto in doppia terna a 380 kV fra le stazioni elettriche di Rizziconi (RC) e Sorgente (ME), connettendo in entra-esce anche l'esistente stazione di Scilla (RC) e la nuova stazione elettrica in località Villafranca T. (ME). Inoltre è in programma un piano di razionalizzazione ed ammodernamento della rete a 150 kV finalizzato ad alimentare in sicurezza le utenze elettriche locali ed al contempo ridurre significativamente l'impatto sul territorio degli impianti di rete in AT. Il nuovo collegamento e gli interventi ad esso correlati garantiranno una maggiore sicurezza della connessione della rete elettrica siciliana a quella peninsulare, favorendo gli scambi di energia con evidenti benefici in termini di riduzione dei vincoli per gli operatori del mercato elettrico e di maggiore concorrenza. La realizzazione del collegamento è particolarmente

[6] *L'intervento di realizzazione della nuova SE in provincia di Macerata, ai fini dell'utilizzo degli strumenti previsti dalla "Legge obiettivo", è stato inserito fra quelli di "preminente interesse nazionale" contenuti nella Delibera CIPE n. 121 del 21.12.2001, con il nome di "Stazione di trasformazione 380/130 kV di Abbadia".*

importante, poiché favorirà anche la produzione in sicurezza di un maggior numero di centrali eoliche in Sicilia.

Elettrodotto 380 kV Calenzano - Colunga

Al fine di ridurre i vincoli presenti tra le aree Nord e Centro Nord del mercato elettrico italiano, si ricostruirà a 380 kV l'attuale linea a 220 kV "Casellina – Colunga" nel tratto compreso tra le stazioni di Calenzano (FI) e Colunga (BO), connettendo in entra-esce la stazione di S. Benedetto del Querceto (BO).

Elettrodotto 380 kV La Spezia - Acciaiolo

Al fine di consentire l'utilizzo della piena capacità di trasporto, saranno rimossi gli attuali vincoli presenti sull'elettrodotto a 380 kV "La Spezia – Acciaiolo", in particolare nel primo tratto in uscita dalla SE La Spezia.

3.1.3 Riduzione dei poli limitati e dei vincoli alla capacità produttiva

Elettrodotto 380 kV Foggia – Benevento II

Gli impianti produttivi nel territorio al confine tra le Regioni Puglia e Molise sono attualmente considerati un polo limitato; infatti, a causa della limitata capacità di trasporto della rete a 380 kV le suddette centrali non partecipano pienamente a soddisfare il notevole fabbisogno energetico delle aree limitrofe. In previsione dell'entrata in servizio delle nuove iniziative di produzione di energia elettrica in Puglia e Molise, sarà potenziato l'elettrodotto a 380 kV "Foggia – Benevento II".

Elettrodotto 380 kV "Udine Ovest (UD) – Redipuglia (GO)"

Al fine di migliorare la sicurezza di esercizio del sistema di trasmissione primario nell'estremo Nord Est del Paese e ridurre alcuni vincoli sulla produzione locale (Monfalcone, Torviscosa) e sulla importazione dai Paesi dell'Est Europa, sarà realizzato un elettrodotto in doppia terna a 380 kV tra le stazioni di Udine Ovest e Redipuglia e, in stretta correlazione, è previsto un piano di razionalizzazione della rete nell'area compresa tra le province di Udine e Gorizia, finalizzato a ridurre l'impatto delle infrastrutture elettriche.

Elettrodotto 380 kV Casellina – Tavarnuzze – S. Barbara

Al fine di ripristinare la piena capacità di trasporto (vincoli di limitazione in corrente) dei collegamenti a 380 kV tra le stazioni di Calenzano e Poggio a Caiano, consentire il pieno sfruttamento della capacità produttiva della centrale termoelettrica di S. Barbara ed apportare miglioramenti ambientali, saranno realizzati due nuovi elettrodotti a 380 kV "Casellina – Tavarnuzze" e "Tavarnuzze – S. Barbara"[7], nonché i necessari interventi presso le stazioni di Casellina e S. Barbara per consentirne la connessione. A tale intervento sono correlate alcune dismissioni di elettrodotti.

Razionalizzazione 380 kV fra Venezia e Padova

Al fine di incrementare l'esercizio in sicurezza della rete veneta, anche in relazione all'esistenti centrali che gravitano nell'area, verrà realizzato un nuovo collegamento a 380 kV tra le stazioni di

[7] *Autorizzati il 3 agosto 2007.*

Dolo (VE) e Camin (PD). Il nuovo collegamento include un consistente piano di riassetto della rete a 220 e 132 kV nell'area, associando così alle esigenze di sviluppo della rete elettrica quelle di salvaguardia del territorio.

Elettrodotto 380 kV fra Mantova e Modena

Al fine di migliorare la sicurezza di alimentazione dei carichi nel Nord dell'Emilia e al contempo incrementare la capacità di trasporto in sicurezza dai poli produttivi del Nord verso il Centro Italia, è opportuno realizzare un nuovo collegamento a 380 kV tra il polo produttivo della provincia di Mantova e i centri di carico del modenese.

Elettrodotto 380 kV Chiaramonte Gulfi – Ciminna

E' previsto un nuovo elettrodotto a 380 kV che collegherà la SE Chiaramonte Gulfi a quella di Ciminna. L'intervento è finalizzato a creare migliori condizioni per il mercato elettrico e a migliorare la qualità e la continuità della fornitura dell'energia elettrica nell'area centrale della Regione Sicilia. Inoltre, il nuovo elettrodotto consentirà di ridurre gli attuali vincoli di esercizio delle centrali presenti nella parte orientale dell'isola, migliorando l'affidabilità e la sicurezza della fornitura di energia elettrica nella Sicilia occidentale.

Elettrodotto 380 kV "Ittiri – Codrongianos" (SS)

Per aumentare la sicurezza della rete di trasmissione sarda e consentire di migliorare la gestione della produzione dei gruppi di Fiumesanto sarà realizzata una nuova trasversale che collega l'elettrodotto a 380 kV "Fiumesanto – Selargius" alla stazione di trasformazione di Codrongianos (SS). Per rendere possibile tale intervento può risultare opportuno realizzare una nuova stazione di smistamento a 380 kV nel comune di Ittiri (SS) da inserire in entra-esce sulla linea 380 kV "Fiumesanto - Selargius" e da connettere alla SE di Codrongianos.

Elettrodotto 380 kV Sorgente – Ciminna

Al fine di realizzare l'anello a 380 kV nella Regione Sicilia, si intende realizzare un nuovo collegamento a 380 kV tra le stazioni di Sorgente e Ciminna. L'intervento consentirà di incrementare la capacità di trasporto della rete per creare migliori condizioni di mercato elettrico e migliorare la qualità e la continuità della fornitura elettrica, favorendo lo sviluppo del tessuto socio-economico dell'isola.

Elettrodotto 220 kV Partinico – Fulgatore

Al fine di alimentare in sicurezza la Sicilia occidentale e per realizzare una seconda alimentazione per l'area di Trapani, è in programma un nuovo elettrodotto a 220 kV "Partinico - Fulgatore". La nuova linea a 220 kV garantirà una maggiore sicurezza e una migliore qualità nell'alimentazione della rete locale a 150 kV e sarà realizzata in classe 380 kV, anche in considerazione dei possibili sviluppi dell'interconnessione con il Nord Africa. Con tale rinforzo di rete infine si favorirà la connessione degli impianti di produzione da fonte eolica previsti nell'area.

3.1.4 Rimozione vincoli di esercizio e manutenzione

In aggiunta agli interventi descritti, vi sono altre possibili aree di intervento per il miglioramento della sicurezza nonché della qualità del servizio, quali le porzioni di rete caratterizzate dalla presenza:

- di elettrodotti a 380 kV con vincoli che riducono le prestazioni di trasporto rispetto ai possibili standard di funzionamento (cfr. **Tabella 8**);
- di vincoli di esercizio sulla rete che non garantiscono, in determinate condizioni di carichi e produzioni, la sicurezza e continuità, in particolare del servizio in caso di manutenzione anche su un singolo elemento di rete (cfr. **Tabella 9**);
- di elettrodotti in AT a più di due estremi, ossia linee sulle quali sono presenti una o più derivazioni rigide (cfr. **Tabella 10**).

Le soluzioni impiantistiche e operative più opportune sugli impianti delle aree di intervento vengono indicate caso per caso.

Tabella 8 - Elettrodotti a 380 kV non esercibili al limite teorico di portata del conduttore

Elettrodotti		***Aggiornamento***
Nave	S. Fiorano	Limitazione rimossa
Cagno	Musignano	-
Planais	Redipuglia	-
Bovisio	Verderio	-
Gorlago	Verderio	-
Chiari	Gorlago	-
Rondissone	Turbigo	Limitazione parzialmente rimossa
Pieve Albignola	Baggio	-
Castelnuovo S.	Voghera	-
Corso	S. Rocco al Porto	Cfr. Razionalizzazione 380 kV Provincia di Lodi
Parma Vigheffio	S. Rocco al Porto	-
La Casella	S. Rocco al Porto	Cfr. Razionalizzazione 380 kV Provincia di Lodi
Calenzano	Bargi	-
Martignone	Bargi	-
Vignole B.	La Spezia	-
La Spezia	Acciaiolo	Cfr. Interventi per adeguamento portate elettrodotti a 380 kV-
La Spezia	Marginone	-
S. Lucia	Roma Nord	-
S. Lucia	Roma Ovest	-

Tabella 9 - Aree di intervento per vincoli di esercizio in caso di manutenzione

Area territoriale	Impianto	Tensione [kV]
Torino	Valpelline-Chatillon	220
	Valpelline-Leynì	220
	Chatillon-Montjovet	220
	Villeneuve-Villa AEM	220
	Villa AEM-Rosone AEM	220
	Montjovet-Leynì	220
	Rosone AEM-Grugliasco	220
	Grugliasco-Sangone	220
	Trino Nuc.-Balzola	220
	Pallanzeno-Magenta	220
	Camporosso-Campochiesa	220
	Campochiesa-Vado Term.	220
Milano	Nave-San Bartolomeo	132
	Mese-Gravedona-Breccia	132
	Ardenno-Zogno	132
Venezia	Scorze'-Malcontenta	220
	Soverzene-Vellai	220
	Sandrigo-Cartigliano der. Marostica	132
	Cencenighe-Agordo	132
Firenze	S. Barbara-Montevarchi e Arezzo C.-La Penna	132
	Rubiera-Casalgrande	132
Roma	Fano-Montelabate	132
	Villanova-Ortona	150
Napoli	Rossano-Acri	150
	Foggia-Manfredonia	150
	Foggia-S. Giovanni Rot.	150
	Tratta Andria-Spinazzola-Minervino-Lamalunga	150
Cagliari	Area Nord Est compresa tra le linee: Viddalba-Tergu, Codrongianos-Tula, Codrongianos-Chilivani e Taloro-Nuoro 2	150

Tabella 10 - Aree di intervento caratterizzate dalla presenza di linee in derivazione rigida

Area territoriale	Impianto	Tensione [kV]
Torino	Savona-Vado Ligure-der. Sarpom Quiliano	132
	S. Rocco-Robilante-der. Italcementi	132
	Villeneuve-Chavonne-Rhin-der. Aymaville-der. Signayes	132
	Chatillon-Ponte Pietra-der. Praoil-der. Nus	132
Milano	Nave-Travagliato	132
	Vobarno-Odolo-Nozza-Romanterra	132
Venezia	Bussolengo-Marcaria der Air Liquide	220
	Cardano-S.Floriano der. Valbruna der Ponte Resia	220
	Vellai - Cittadella der. Cavilla der. Acc. Vicenza	220
	Vicenza-Acc. Beltrame der. Acc. Valbruna	220
	Udine N.E – Redipuglia der ABS	220
	Castelfranco Quero der. Cem Rossi	132
Roma	Villa Valle-Rieti La Foresta-der. Nuova Rafan	150
	Acquoria-Arci-der. Tralleborg	150
	Scoppito-Endesa Cotilia-der. Sigillo	150
Napoli	Badolato-Borgia-der. Soverato	150
	Albi-Catanzaro-der. Magisano CP	150
	Feroleto-Gioia T. Ind.-der. Francavilla Angitola	150

3.2 Interventi nelle aree metropolitane

Particolare attenzione è stata posta alle aree metropolitane dove, a causa dell'elevato incremento dei carichi risulta difficile, con la rete attuale, garantire la necessaria sicurezza di alimentazione delle utenze elettriche locali. Sono stati, quindi previsti i seguenti interventi per aumentare l'affidabilità della rete e diminuire la probabilità di energia non fornita.

Razionalizzazione 220 kV città di Torino

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

Razionalizzazione 132 kV Genova

Il sistema di trasmissione a 132 kV della città di Genova assume particolare rilievo sia per la presenza di una consistente produzione termoelettrica, sia per il numero elevato di cabine primarie inserite nell'area metropolitana. La porzione di rete in questione, oltre a essere obsoleta, presenta capacità di trasporto e magliatura non più sufficienti ad assicurare i necessari livelli di affidabilità del servizio. Gli interventi di riassetto e potenziamento della rete previsti nel medio periodo consentiranno il superamento delle possibili limitazioni alla generazione del polo produttivo di Genova; l'incremento dell'affidabilità e della continuità dell'alimentazione dei carichi cittadini, una maggiore flessibilità e sicurezza di esercizio, nonché un sensibile miglioramento dell'impatto ambientale delle infrastrutture di rete e il recupero di ingenti porzioni di territorio attualmente impegnate dalla presenza di asset di trasmissione.

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 finalizzati a garantire anche in futuro la sicurezza di alimentazione delle utenze elettriche, diminuendo la probabilità di energia non fornita e assicurando un migliore deflusso della potenza generata nell'area.

3.3 Interventi di potenziamento della rete del mezzogiorno

Nel seguito si analizzano i principali interventi di sviluppo previsti nel Sud Italia per risolvere le attuali e le previste criticità sulla rete di trasmissione nel territorio del mezzogiorno.

Riassetto rete nord Calabria

Si rende necessario il completamento del rinforzo del sistema a 380 kV tra Altomonte e Laino, al fine di ridurre il rischio di congestioni nella sezione di rete tra Calabria e Basilicata. Al riguardo, tale intervento prevede un vasto piano di riassetto e razionalizzazione della rete a 220 e 150 kV ricadente nel territorio del Parco del Pollino, che consentirà di ridurre notevolmente l'impatto ambientale delle infrastrutture di trasmissione presenti sul territorio. Tale riassetto comporta la realizzazione di una nuova stazione di trasformazione 380/150 kV nell'area di Aliano (MT).

Elettrodotto 380 kV Trasversale Calabra

Al fine di evitare le criticità previste nell'esercizio della RTN in Calabria è prevista la realizzazione di un nuovo elettrodotto a 380 kV, per il collegamento delle dorsali ionica e tirrenica a 380 kV della Calabria. L'intervento, che consente di equilibrare i transiti sulle citate dorsali e migliorare i profili di tensione sulla rete primaria, contribuirà a ridurre le limitazioni sulle produzioni attuali e future in Calabria.

Stazione 380 kV nell'area a nord di Bari

La realizzazione presso la futura stazione a 380 kV di Palo del Colle dello stadio di trasformazione 380/150 kV e di una sezione a 150 kV, da raccordare opportunamente alla locale rete a 150 kV, consentirà di alimentare in sicurezza i carichi del barese, superando le attuali criticità di esercizio della stazione di trasformazione di Bari Ovest e della rete AT a essa afferente. L'intervento permetterà inoltre un esercizio più sicuro della rete a 150 kV tra Brindisi e Bari, interessata da pericolosi fenomeni di trasporto verso nord delle potenze prodotte dal polo di Brindisi.

Stazioni a 380 kV di raccolta di impianti eolici nell'area tra Foggia e Benevento

E' prevista la realizzazione di due nuove stazioni a 380 kV rispettivamente nel Comune di Troia – da collegare in entra-esce alla linea a 380 kV "Foggia – Benevento II" –, nel Comune di Deliceto – da collegare in entra-esce sulla linea a 380 kV "Candela – Foggia" – e nel Comune di Bisaccia – da collegare in entra-esce sulla linea a 380 kV "Matera – S. Sofia" – e dei necessari interventi sulle linee a 150 kV. Gli interventi sono utili a raccogliere la produzione dei numerosi parchi eolici previsti nell'area compresa tra la Puglia e la Campania.

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

Al fine di ridurre i vincoli presenti sulla rete a 150 kV che rischiano di condizionare lo sfruttamento della produzione eolica (alcuni già in servizio ed alcuni di prossima realizzazione) nelle aree tra Benevento, Salerno e Potenza, saranno rimosse le limitazioni di trasporto attualmente presenti sulle direttrici a 150 kV della rete AT locale. Tali interventi consentiranno di immettere in rete l'energia prodotta dai futuri impianti di produzione eolica previsti nell'area.

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

Al fine di consentire l'immissione in rete in condizioni di migliore sicurezza dell'energia prodotta dai parchi eolici previsti nella zona compresa tra le regioni Puglia e Campania e nell'area limitrofa al polo di Foggia, sono in programma attività di potenziamento della esistente rete AT, già attualmente impegnata dai transiti immessi in rete dagli impianti eolici.

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

Sono previsti interventi atti a favorire la sicurezza dell'esercizio della rete a 150 kV nell'area di Rossano e a ridurre i vincoli di rete che rischiano di condizionare l'utilizzazione della produzione eolica prevista nell'area di Crotone, in maniera da consentire l'immissione in rete dell'energia prodotta dai futuri impianti di produzione eolica previsti nell'area.

3.4 Interconnessioni con l'estero

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

È prevista la realizzazione di un nuovo collegamento in d.t. a 380 kV tra Italia e Slovenia, per aumentare l'import in sicurezza dalla frontiera nord-orientale e superare le attuali limitazioni di esercizio della linea a 380 kV "Redipuglia - Divaca". Contestualmente verranno adeguati i componenti limitanti nelle stazioni collocate sulle due direttrici a 380 kV del Triveneto interessate dal flusso di import dalla Slovenia. È stata anche studiata una possibile razionalizzazione della rete 132 kV che mira a ridurre l'impatto sul territorio dell'esistente rete AT, i cui benefici in termini di salvaguardia del territorio potranno essere combinati con le esigenze di sviluppo della rete.

Potenziamento rete 220 kV "Avise – Villeneuve – Chatillon"

Al fine di migliorare significativamente l'utilizzo della capacità di trasporto dalla Svizzera sui collegamenti a 220 kV "Riddes – Avise" e "Riddes – Valpelline", sarà ricostruita e potenziata la direttrice a 220 kV "Avise - Villeneuve - Chatillon", che attualmente costituisce una limitazione di rete, sia per la ridotta sezione del conduttore, sia per l'obsolescenza degli impianti stessi (costruzione metà anni '50). L'intervento, grazie alla realizzazione di alcune varianti degli attuali tracciati, consentirà anche una significativa riduzione dell'impatto ambientale, risanando alcune aree fortemente antropizzate a ridosso degli stessi elettrodotti.

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

Per aumentare la capacità di scambio tra Italia e Austria, verrà realizzato un collegamento a 132 kV con il Tirolo attraverso il valico del Brennero. A tal fine sarà riutilizzato l'elettrodotto "Prati di Vizze - Brennero", attualmente esercito in media tensione.

Nuovo elettrodotto di interconnessione a 380 kV Italia - Austria

Al fine di incrementare la capacità di interconnessione con l'Austria e aumentare la potenza importabile in sicurezza dalla frontiera nord-orientale, sarà realizzata la nuova linea a 380 kV per collegare la direttrice RTN "Udine Ovest - Sandrigo" al nodo a 380 kV di Lienz in Austria [8].

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 lo sviluppo dell'interconnessione tra il Piemonte e il territorio francese ed in questo contesto sono stati completati gli 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 (si veda il par. 3.5 del PdS 2008).

---

[8] *Tale costruzione prevede la dismissione dalla RTN dell'attuale interconnessione a 220 kV "Soverzene - Lienz", in modo da limitare l'impatto ambientale del nuovo collegamento. L'intervento è stato inserito fra quelli di "preminente interesse nazionale" contenuti nella Delibera CIPE n. 121 del 21.12.2001, con il nome di "Elettrodotto a 380 kV Cordignano (TV) – Lienz (Austria)".*

Interconnessione Balcani

L'accesso diretto ai mercati elettrici dell'Europa sud orientale (sfruttando la direttrice del "Corridoio 8", progetto incluso nella lista delle opere pubbliche ritenute prioritarie dalla Commissione Europea) rappresenta un'opportunità per il sistema Italia, assicurando una diversificazione delle fonti di approvvigionamento a prezzi sensibilmente inferiori.

La Banca Europea per la Ricostruzione e lo Sviluppo (EBRD) ha già esaminato uno studio di fattibilità sul "Corridoio 8" condotto da un "advisor" neutrale (SEETEC- Canada), nell'ambito del programma di assistenza ai gestori di rete albanese e macedone. Tale analisi ha previsto l'impiego di tecnologie di trasmissione HVDC, analogamente ad altri progetti di interconnessione che prevedono la posa di cavi sottomarini.

Nel 2006 è stato avviato uno studio di fattibilità, per il quale è stata presentata richiesta di finanziamento alla Commissione europea, per la realizzazione di nuove interconnessioni del sistema elettrico italiano con quello dei Balcani (TEN – E 214/06).

Le attività prevedono l'esecuzione congiunta da parte dei gestori delle reti coinvolte (TERNA, KESH gestore della rete albanese e HEP-Ops operatore croato)[9] di uno studio articolato in 4 fasi:

- raccolta preliminare dei dati ed elaborazione scenari con analisi di rete;
- analisi di affidabilità, di adeguatezza, di armoniche;
- individuazione dei nodi terminali dei collegamenti, con valutazione tecnico-economica e ambientale delle soluzioni progettuali;
- analisi del contesto regolatorio e dei mercati.

3.5 Qualità del servizio

La funzione della rete di trasmissione è quella di trasportare le potenze prodotte dagli impianti di generazione verso gli impianti di prelievo, essenzialmente cabine primarie di distribuzione, destinati ad alimentare le utenze, da cui dipende quindi l'affidabilità di alimentazione di questi impianti; la qualità del servizio è associata principalmente alla sicurezza e continuità delle forniture elettriche nonché ai livelli di tensione registrati nelle stazioni. L'analisi delle cause dei disservizi che generano disalimentazioni costituisce un elemento primario per identificare le porzioni di rete per le quali sono richieste attività di sviluppo.

Di seguito sono indicati i principali interventi rispondenti a tale obiettivo.

Nuova stazione di Asti e potenziamento rete di Alessandria

La rete a 132 kV che alimenta l'area di Asti e Alessandria si presenta già attualmente spesso critica in relazione alla notevole potenza richiesta, trasportata peraltro su lunghe distanze con poche linee di portata limitata. La soluzione individuata in risposta a tali criticità prevede la realizzazione di una nuova stazione di trasformazione nell'area di Asti, alimentata dalla linea a 220 kV "Casanova – Vignole". Nell'ambito dell'intervento si inserisce anche il potenziamento della rete AT in provincia di Alessandria consistente in una serie di lavori strettamente necessari per incrementare la sicurezza e la qualità del servizio, assicurare l'affidabilità e la continuità di alimentazione dei carichi e garantire una sufficiente flessibilità di esercizio.

[9] *In data 3 ottobre 2006 è stato sottoscritto da TERNA ed HEP-OPS un apposito accordo (Joint Statement of Intents) per il cavo Italia-Croazia.*

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 in provincia di Treviso

Si conferma l'esigenza di una nuova stazione da inserire in entra-esce sulla linea a 380 kV "Sandrigo - Cordignano", al fine di evitare sovraccarichi in caso di fuori servizio di elementi di rete e mantenere un'accettabile qualità delle tensioni sulla porzione di rete in questione [10].

Stazione a 220/132 kV Castegnero (VI)

Al fine di garantire un'adeguata riserva di alimentazione e migliorare la qualità del servizio sulla rete afferente le stazioni 220 kV di Cittadella (PD), Este (PD) e Vicenza Monteviale, sarà realizzata una nuova stazione a 220 kV con funzione di smistamento e trasformazione, da ubicare in provincia di Vicenza, in prossimità dell'incrocio degli elettrodotti a 220 kV "Cittadella – Este" e "Dugale - Marghera".

Stazione 220 kV Schio (VI)

Al fine di garantire un sensibile miglioramento della qualità del servizio e delle tensioni nell'area di carico a ovest di Vicenza incrementando nel contempo la flessibilità di esercizio della rete, sarà realizzata una nuova stazione di trasformazione 220/132 kV da raccordare alla linea a 220 kV "Ala - Vicenza Monteviale", in prossimità dell'esistente cabina primaria di Schio, ove già confluiscono un consistente numero di linee a 132 kV.

Stazione a 380/132 kV nell'area industriale di Vicenza

Nell'area industriale di Vicenza rimane l'esigenza di una nuova stazione di trasformazione, da inserire in entra-esce sulla linea a 380 kV "Sandrigo - Dugale" (in posizione baricentrica rispetto ai carichi dell'area) e da equipaggiare in un primo momento con un autotrasformatore 380/132 kV da 250 MVA [11].

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.

Stazione 380 kV Nord Bologna

Attualmente le trasformazioni 380/132 kV che alimentano la rete elettrica a Nord di Bologna sono notevolmente impegnate e la limitata capacità di trasporto delle linee a 132 kV nell'area rende tendenzialmente critico l'esercizio in sicurezza della rete AT. Risulta pertanto opportuno e

---

[10] *L'intervento è stato inserito fra quelli di "preminente interesse nazionale" contenuti nella Delibera CIPE n. 121 del 21.12.2001, con il nome di "Stazione di Vedelago (TV)".*

[11] *L'attività è compreso tra quelli di lungo periodo perché è previsto che la realizzazione nel breve termine della nuova sezione 132 kV presso Vicenza Monteviale (VI) possa nel frattempo garantire il contributo necessario al miglioramento della qualità del servizio nell'area. L'intervento è stato inserito fra quelli di "preminente interesse nazionale" contenuti nella Delibera CIPE n. 121 del 21.12.2001, con il nome di "Stazione a 380 kV di Montecchio (VI)".*

conveniente, piuttosto che potenziare ingenti porzioni della rete a 132 kV, realizzare una nuova stazione di trasformazione 380/132 kV a Nord di Bologna.

Razionalizzazione 132 kV Area di Lucca

È previsto un riassetto della rete a 132 kV che consentirà di migliorare la sicurezza di esercizio, riducendo nel contempo in modo significativo l'impatto ambientale degli impianti in alta tensione presenti nel territorio del Comune di Lucca.

Per migliorare la qualità del servizio e i profili di tensione sulla rete che contribuisce all'alimentazione dei carichi di Pisa e Lucca, è prevista la realizzazione di una nuova stazione di trasformazione 380/132 kV, che consentirà di evitare consistenti interventi di potenziamento della rete in AT, di risolvere le attuali criticità di alimentazione elettrica e ridurre l'elevato impegno delle trasformazioni nelle stazioni vicine.

Razionalizzazione 132 kV Area di Piombino

Al fine di garantire l'esercizio in sicurezza della rete a 132 kV dell'area di Piombino e strettamente correlati al raddoppio del collegamento "Continente – Isola d'Elba", saranno realizzati alcuni interventi sulla rete a 132 kV che consentiranno di separare le produzioni di Larderello da quelle di Piombino, garantendo ad entrambe un accesso ottimale alla SE di Suvereto ed in particolare superando l'attuale vincolo alla generazione della c.le ISE Piombino.

Razionalizzazione 132 kV Area di Reggio Emilia

Con l'obiettivo di garantire il rispetto delle condizioni di sicurezza ed affidabilità di esercizio della rete a 132 kV che alimenta l'area di carico di Reggio Emilia, saranno realizzate le attività di razionalizzazione e potenziamento degli attuali impianti di trasmissione, consentendo al contempo un significativo miglioramento dell'impatto ambientale degli impianti a 132 kV sul territorio.

Cambio del livello di tensione AT da 120 a 132 kV nel Centro Italia

Sul sistema di trasmissione in AT delle Regioni Marche, Umbria e Nord dell'Abruzzo è in programma il cambio della tensione di esercizio da 120 kV a 132 kV (valore standard delle Regioni limitrofe), con la finalità di incrementare la capacità di trasporto della rete e così posticipare di almeno 3÷4 anni i potenziamenti di linee necessari per il prevedibile incremento del carico. L'intervento consentirà anche di ridurre in modo consistente le perdite di rete.

Stazione 380 kV nell'area a est del Vesuvio

Si prevede la realizzazione di una nuova stazione di trasformazione 380/220/150 kV che permetterà l'alimentazione in sicurezza delle CP localizzate nell'Agro Nocerino Sarnese ed il rafforzamento della rete a 220 kV e 150 kV, che consentirà di alimentare in sicurezza gli impianti presenti nella penisola sorrentina. Il completamento dell'opera permetterà di avviare un vasto programma di razionalizzazione della rete elettrica nell'area e la demolizione di un considerevole numero di km di linee, con evidenti benefici ambientali.

Stazione a 380 kV Galatina

Le trasformazioni presenti nella stazione di Galatina sono ormai prossime alla saturazione, pertanto, al fine di ottenere un esercizio più sicuro e flessibile e garantire una migliore qualità del servizio di alimentazione, sarà installato un terzo ATR 380/150 kV da 250 MVA.

Nuova stazione di trasformazione in provincia di Caltanissetta.

Al fine di alleggerire l'impegno della rete in AT della Sicilia orientale, migliorando la qualità del servizio locale e riducendo i condizionamenti alla nuova produzione da fonte eolica, il tracciato del nuovo elettrodotto a 380 kV "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.

Dispositivi per la fornitura di potenza reattiva

Rientrano nella categoria di interventi per la qualità le attività funzionali all'adeguamento dei corrispondenti livelli di rifasamento della RTN; le nuove installazioni necessarie nel breve-medio termine corrispondono a un totale di circa 750 MVAR e risultano distribuite sul territorio nazionale. La distribuzione geografica delle nuove risorse necessarie sul sistema AAT riflette direttamente lo scenario previsto nel breve-medio periodo e riguardano: nodi dell'area Nord e Centro Nord (elevata densità di carico); nodi dell'Italia centrale e centro-meridionale (distanti sia dai poli di produzione dell'area Nord che da quelli del Sud) e altre aree del Paese caratterizzate invece da carenza (attesa almeno per i prossimi anni) di risorse di generazione rispetto al fabbisogno di potenza reattiva localmente richiesto.

Il piano 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 (7 stazioni esistenti, facenti parte della RTN, e 5 future) di seguito specificate:

- *stazioni esistenti*: Casanova (TO), Cislago (VA), Carpi Fossoli (MO), Latina (LT), Garigliano (CE), Caltanissetta e Codrongianos (SS);
- *stazioni future*: nuova stazione nell'area industriale di Vicenza [12], Vicenza Monteviale (VI), nuova stazione in provincia di Macerata[13], S. Sofia (CE)[14] e nuova stazione nell'area a est del Vesuvio[15].

3.6 Interventi per le connessioni

3.6.1 Connessioni Centrali

Sono di seguito 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 seguito sono sinteticamente descritti i lavori menzionati. 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 autorizzativo[16]. 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

---

[12] *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)".*

[13] *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)".*

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

[15] *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)".*

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

concordato e definito in sede operativa di concerto con i produttori e con i titolari di RTN assegnatari dei lavori.

Dettaglio connessioni centrali con potenza termica maggiore di 300 MW[17]

C.le IRIDE Torino di Moncalieri (TO) da 800 MW — *anno: 2009*

In antenna su SE RTN a 220 kV di Moncalieri. 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 SE a 220 kV di Moncalieri IRIDE.
Stato di avanzamento dell'opera: *In realizzazione.*

C.le EDISON di Settimo Torinese (TO) da 250 MW — *anno: da definire*

In entra-esce alla linea a 220 kV "Stura - Rondissone".

C.le Bertonico/Turano (LO) da 800 MW — *anno: 2010*

La nuova centrale autorizzata sarà collegata in antenna su una nuova stazione di smistamento a 380 kV da inserire in entra-esce sulla linea 380 kV "San Rocco - Tavazzano".
Stato di avanzamento dell'opera: *Realizzazione da avviare.*

C.le Ponti sul Mincio (MN) da 400 MW — *anno: 2009*

Al fine di consentire il trasporto in sicurezza del gruppo collegato alla rete a 132 kV e superare gli attuali rischi di congestione sarà realizzata presso l'esistente stazione di Mincio una nuova sezione a 220 kV collegata con raccordi aerei alla linea a 220 kV "Bussolengo – Marcarla". Per potenziare l'alimentazione delle utenze nelle province di Verona e Mantova (alimentate dalla stazione di Bussolengo) e migliorare la flessibilità di esercizio e manutenzione della rete e dei gruppi di produzione a 132 kV, entro la data indicata è prevista l'installazione presso la costruenda sezione 220 kV del Mincio di un trasformatore 220/132 kV per collegare le due sezioni.
Stato di avanzamento dell'opera: *Realizzazione opere connesse alla centrale non ancora avviate. Centrale in esercizio su rete 132 kV.*

C.le Sorgenia di Aprilia (LT) da 800 MW — *anno: 2010*

In antenna su nuova SE a 380 kV da collegare in entra-esce sulla linea a 380 kV "Latina - Roma Sud 2".
Stato di avanzamento dell'opera: *Realizzazione da avviare.*

C.le EDISON di Orta di Atella (CE) da 800 MW — *anno: da definire*

Per consentire l'inserimento sulla rete a 380 kV la nuova centrale sarà connessa in antenna su nuova SE a 380 kV da collegare in entra-esce sulla linea a 380 kV "S. Sofia - Patria".

---

[17] *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.*

Stato di avanzamento dell'opera: *Realizzazione da avviare.*

C.le ENERGY PLUS di Salerno da 800 MW *anno: 2010*

Per consentire l'inserimento sulla rete a 380 kV la nuova centrale sarà connessa in antenna sulla stazione a 380 kV di Montecorvino, presso la quale sarà predisposto lo stallo a 380 kV.
Stato di avanzamento dell'opera: *Realizzazione opere connesse alla centrale non ancora avviate.*

C.le FIBE di Acerra (NA) da 125 MW *anno: 2008*

Per consentire l'inserimento sulla rete a 220 kV la nuova centrale a CDR sarà connessa in antenna alla stazione a 220 kV di Acerra, presso la quale sarà predisposto lo stallo a 220 kV.
Stato di avanzamento dell'opera: *Le attività relative alla realizzazione del collegamento in cavo 220 kV e all'approntamento del relativo stallo nella stazione di Acerra per la connessione della centrale alla RTN sono state completate.*

C.le TIRRENO POWER di Napoli Levante (NA) da 400 MW *anno: 2008*

Per consentire l'inserimento sulla rete a 220 kV la nuova centrale sarà connessa in antenna a 220 kV sulla nuova stazione di smistamento a 220 kV di Napoli Levante, in esecuzione blindata.
Stato di avanzamento dell'opera: *Realizzazione in corso.*

C.le ENPLUS S. Severo (FG) da 400 MW *anno: da definire*

Per consentire l'inserimento sulla rete a 380 kV la nuova centrale sarà connessa in antenna su una nuova stazione di smistamento della RTN a 380 kV, da collegare in entra-esce alla linea a 380 kV "Larino - Foggia".
Stato di avanzamento dell'opera: *Realizzazione da avviare.*

C.le ENERGIA MODUGNO di Modugno (BA) da 800 MW *anno: 2008*

Per consentire l'inserimento sulla rete a 380 kV, la nuova centrale sarà connessa in antenna su una nuova stazione della RTN a 380 kV di Palo del Colle, da collegare in entra-esce alla linea a 380 kV "Foggia - Bari Ovest".
Stato di avanzamento dell'opera: *Realizzazione in corso.*

C.le EDISON di Pianopoli (CZ) da 800 MW *anno: da definire*

Per consentire l'inserimento sulla rete a 380 kV la nuova centrale sarà connessa in antenna sulla stazione a 380 kV di Feroleto, presso la quale sarà predisposto lo stallo a 380 kV.
Stato di avanzamento dell'opera: *Realizzazione da avviare.*

C.le ERG Nu.Ce. Nord di Melilli (SR) da 470 MW *anno: 2008*

Per consentire l'inserimento sulla rete a 380 kV, la nuova centrale sarà connessa in antenna sulla nuova stazione a 380 kV da inserire in entra-esce su linea a 380 kV "Chiaramonte G. - ISAB Energy".
Stato di avanzamento dell'opera: *Realizzazione in corso.*

3.6.2 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 nel seguito. 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.

Dettaglio connessioni di centrali termiche di piccola taglia e centrali da fonti rinnovabili[18]

C.le idroelettrica Hydroelectrique Clavalitè di Fenis (AO) da 24 MW *anno: 2008*

In antenna a 132 kV sulla nuova stazione di smistamento della RTN da inserire in entra-esce sulla linea 132 kV "Ponte Pietra – Chatillon" con derivazione Nus.
Stato di avanzamento dell'opera: *Realizzazione opere connesse alla centrale non ancora avviate.*

C.le eolica ECOENERGIA di Lacedonia (AV) da 15 MW *anno: 2008*

Per consentire l'inserimento sulla rete a 150 kV la nuova centrale sarà connessa in antenna sulla stazione a 150 kV di Bisaccia.
Stato di avanzamento dell'opera: *Realizzazione opere connesse al parco eolico non ancora avviate.*

C.le eolica IVPC POWER 3 di Foiano, Molinara, Baselice (BN) da 85 MW *anno: 2008*

Per consentire l'inserimento sulla rete a 150 kV la nuova centrale sarà connessa in antenna sulla stazione a 150 kV di Foiano.
Stato di avanzamento dell'opera: *In realizzazione.*

C.le AceaElectrabel Produzione di Sicignano degli Alburni (SA) da 40 MW *anno: 2008*

Per consentire l'inserimento sulla rete a 150 kV la nuova centrale sarà connessa in antenna a 150 kV su nuova stazione di smistamento della RTN da inserire in entra-esce sulla linea a 150 kV "Campagna - Contursi".
Stato di avanzamento dell'opera: *In realizzazione.*

C.le eolica SORGENIA di Castelnuovo di Conza (SA) da 10 MW *anno: 2008*

Per consentire l'inserimento sulla rete a 150 kV la nuova centrale sarà connessa in antenna a 150 kV su nuova stazione di smistamento della RTN da inserire in entra-esce sulla linea a 150 kV "Calabritto - Calitri".
Stato di avanzamento dell'opera: *In realizzazione.*

---

[18] *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.*

C.le eolica EDENS di Castelnuovo di Conza (SA) da 10 MW *anno: 2008*

Connessione in modalità provvisoria alla rete, in attesa della realizzazione definitiva della nuova SE di Castelnuovo di Conza da inserire in entra-esce sulla linea a 150 kV "Calabritto - Calitri".

C.le eolica IVPC POWER 3 di Greci (AV) da 11 MW *anno: 2008*

Per consentire l'inserimento sulla rete a 150 kV la nuova centrale sarà connessa in antenna sulla stazione a 150 kV di Celle S. Vito.
Stato di avanzamento dell'opera: *Collegamento esistente.*

C.le eolica EOS 4 Faeto di Faeto (FG) da 30 MW *anno: 2008*

Per consentire l'inserimento sulla rete a 150 kV la nuova centrale sarà connessa in antenna a 150 kV su nuova stazione di smistamento della RTN da inserire in entra-esce sulla linea a 150 kV "Celle San Vito - Montefalcone".
Stato di avanzamento dell'opera: *In realizzazione.*

C.le eolica FRI–EL di Grottole (MT) da 70 MW *anno: 2008*

Per consentire l'inserimento sulla rete a 150 kV la nuova centrale sarà connessa in antenna a 150 kV su nuova stazione di smistamento della RTN da inserire in entra-esce sulla linea a 150 kV "CP Matera - CP Salandra".
Stato di avanzamento dell'opera: *In realizzazione.*

C.le eolica Parco Eolico Marco Aurelio Severino di Terranova da Sibari (CS) da 60 MW *anno: 2008*
Connessione in modalità provvisoria alla rete, in attesa della realizzazione definitiva della nuova SE di Terranova da inserire in entra-esce sulla linea a 220 kV "Rotonda – Mucone 2S, cd Mucone 1S". La centrale è stata già connessa in modalità provvisoria.
Stato di avanzamento dell'opera: *In realizzazione.*

C.le eolica IVPC Power 4 di Marcellinara (CZ) da 45 MW *anno: 2008*

Per consentire l'inserimento sulla rete a 150 kV la nuova centrale sarà connessa in antenna a 150 kV su nuova stazione di smistamento della RTN da inserire in entra-esce sulla linea a 150 kV "Catanzaro 2 – Feroleto".
Stato di avanzamento dell'opera: *In realizzazione.*

C.le eolica Minerva di Castel di Lucio (ME) da 25 MW *anno: 2008*

Per consentire l'inserimento sulla rete a 150 kV, la nuova centrale eolica sarà connessa in antenna a 150 kV su una nuova stazione di smistamento da inserire in entra-esce sulla linea "Castelbuono - Troina".
Stato di avanzamento dell'opera: *In realizzazione.*

C.le eolica Minerva Messina di Basicò, Montalbano Elicona (ME) da 42 MW *anno: 2008*

Per consentire l'inserimento sulla rete a 150 kV, la nuova centrale eolica sarà connessa in antenna sulla futura SE di smistamento a 150 kV prevista in entra-esce sulla linea a 150 kV "Furnari – Ucria".

Stato di avanzamento dell'opera: *In realizzazione.*

C.le eolica Parco Eolico Licodia Eubea di Licodia Eubea (CT) da 28 MW *anno: 2008*

Per consentire l'inserimento sulla rete a 150 kV, la nuova centrale eolica sarà connessa in antenna sulla futura SE di smistamento a 150 kV a cura dell'Utente prevista in entra-esce sulla linea a 150 kV "Caltagirone - Vizzini".
Stato di avanzamento dell'opera: *In realizzazione.*

C.le eolica Consorzio eolico di Villafrati di Cefalà Diana, Marineo e Villafrati (PA) da 31 MW *anno: 2008*

Per consentire l'inserimento sulla rete a 150 kV, la nuova centrale eolica sarà connessa in antenna sulla futura SE di smistamento a 150 kV prevista in entra-esce sulla linea a 150 kV "Casuzze – Ciminna S.ne".
Stato di avanzamento dell'opera: *In realizzazione.*

Termovalorizzatore RSU Sicil Power di Paternò (CT) da 67 MW *anno: 2009/2010*

Per consentire l'inserimento sulla rete a 150 kV, l'impianto sarà connesso in antenna sulla futura SE di smistamento a 150 kV della RTN prevista in entra-esce sulla linea a 150 kV "Barca – Paternò C.le".
Stato di avanzamento dell'opera: *Il termovalorizzatore risulta autorizzato con Legge speciale emergenza rifiuti in Sicilia. Al momento i lavori per la realizzazione non hanno ancora avuto inizio.*

Termovalorizzatore RSU Palermo Energia Ambiente di Bellolampo (PA) da 61 MW *anno: 2009/2010*

Per consentire l'inserimento sulla rete a 150 kV, l'impianto sarà connesso in antenna sulla sezione a 150 kV della SE 220/150 kV di Bellolampo.
Stato di avanzamento dell'opera: *Il termovalorizzatore risulta autorizzato con Legge speciale emergenza rifiuti in Sicilia. Al momento i lavori per la realizzazione non hanno ancora avuto inizio.*

Termovalorizzatore RSU Tifeo di Augusta (SR) da 55 MW *anno: 2009/2010*

Per consentire l'inserimento sulla rete a 150 kV, l'impianto sarà connesso in antenna sulla SE a 150 kV di Augusta.
Stato di avanzamento dell'opera: *Il termovalorizzatore risulta autorizzato con Legge speciale emergenza rifiuti in Sicilia. Al momento i lavori per la realizzazione non hanno ancora avuto inizio.*

C.le eolica Energia Verde di Uta e Assemini (CA) da 21 MW *anno: 2009*

Per consentire l'inserimento sulla rete a 150 kV, la nuova centrale eolica sarà connessa in antenna sull'ampliamento della stazione elettrica SF6 di Rumianca.
Stato di avanzamento dell'opera: *Autorizzazione in corso dell'impianto di rete. Utente collegato attualmente in modo provvisorio.*

3.6.3 Connessione Cabine Primarie

Area Nord Ovest

CP Sezzadio (AL) *anno: 2009*

In entra–esce alla linea 132 kV “Spinetta Marengo - San Giuseppe di Cairo”.

CP Moncalieri (TO) *anno: 2009*

In antenna su SE a 220 kV di Moncalieri.

CP Gressoney La Trinitè (AO) *anno: 2009*

In entra–esce alla linea 132 kV “Gressoney – Sendren Al.”.

CP Sassello (SV) *anno: 2008*

In entra–esce alla linea 132 kV “Vetri Dego – C.le Spigno”.

CP Oleggio (NO) *anno: 2012*

In entra–esce alla linea 132 kV “Mercallo – Cameri”. In fase di localizzazione.

CP Scarmagno (TO) *anno: 2011*

In entra–esce alla linea 132 kV “San Bernardo – Caluso”.

Lombardia

CP Cadorago (CO) *anno: 2009*

In entra–esce alla linea 132 kV “Cuggiago – Novedrate”. In fase di localizzazione.

CP Cortefranca (BS) *anno: 2009*

L’esistente cabina primaria di Cortefranca sarà connessa alla sezione a 132 kV della SE di Chiari, mediante un nuovo collegamento a 132 kV “Chiari – Cortefranca” di proprietà della società distributrice ASM Brescia.

CP Gropello Cairoli (PV) *anno: 2011*

L’esistente cabina primaria di Gropello Cairoli sarà connessa alla sezione a 132 kV della SE di Castelnuovo, mediante un nuovo collegamento a 132 kV di proprietà della società distributrice ENEL Distribuzione.

CP Legnano (MI) *anno: 2010*

In antenna su SE a 132 kV di Cislago, mediante un nuovo collegamento di proprietà della società distributrice ENEL Distribuzione.

CP Sumirago (VA) *anno: 2012*

L'esistente cabina primaria di Sumirago sarà collegata alla sezione 132 kV della SE di Mercallo, mediante un nuovo collegamento a 132 kV di proprietà della società distributrice ENEL Distribuzione.

CP Rogoredo (MI) *anno: 2009*

In entra-esce alla linea 132 kV "Tavazzano – Chiaravalle – S. Donato".

Stazione Porta Volta (MI) – Connessione nuovo TR AT/MT *anno: 2008*

Nuovo stallo nell'esistente SE a 220 kV di Porta Volta per l'alimentazione del quarto trasformatore AT/MT.

Stazione Ricevitrice Nord (MI) – Connessione nuovo TR AT/MT *anno: 2008*

Presso la stazione RTN Ricevitrice Nord saranno attestati 2 stalli a 220 kV per trasformazioni 220/MT.

CP Induno (VA) *anno: 2008*

Il rifacimento della sezione a 132 kV della CP di Induno richiede il rifacimento del collegamento alla RTN tramite spostamento dei conduttori delle seguenti terne RTN: "CP Induno - Malnate", "CP Induno – CP Arcisate", "CP Induno – SE Cagno."

CP Turbigo (MI) *anno: 2010*

In derivazione rigida dalla linea 132 kV "SE Turbigo – Tornavento". In fase di localizzazione.

Area Nord Est

CP Sorio (VR) *anno: 2008*

In entra–esce alla linea 132 kV "Verona Campo Marzo – S. Bonifacio der. Zevio".

CP Montebello (VI) *anno: 2009*

In entra–esce alla linea 132 kV "Dugale – Montecchio". Attualmente la CP è collegata in derivazione rigida alla medesima linea.

CP Marostica (VI) *anno: 2009*

In entra–esce alla linea 132 kV "Sandrigo – Cartigliano". Attualmente la CP è collegata in derivazione rigida alla medesima linea.

CP Montecchio (VI) *anno: 2010*

In entra–esce alla linea 132 kV "Montecchio – Altavilla". La CP è stata rilocalizzata dal distributore a Sovizzo (cfr. par. 2.4.3, PdS 2008).

CP Mules (BZ) *anno: 2013*

In entra–esce alla linea 132 kV “Prati di Vizze – C.le Bressanone”.

CP Lasa (BZ) *anno: 2013*

In antenna su SE a 132 kV di Lasa.

CP S. Floriano (TN) *anno: 2013*

In antenna sulla SE 132 kV di S. Floriano.

CP Grumolo (VI) *anno: 2013*

In entra-esce sulla linea 220 kV “Este – Cittadella”. In fase di localizzazione.

CP Rubano (PD) *anno: 2013*

In entra-esce sulla linea 220 kV “Dugale – Stazione 1” (futura “Dugale-Padova N.O.”). In fase di localizzazione.

CP S. Gorgo al Monticano (TV) *anno: 2012*

In entra-esce sulla linea 220 kV “Sagareda - Pordenone”. In fase di localizzazione.

CP Caldogno (VI) *anno: 2013*

In entra-esce sulla linea 132 kV “Sandrigo – Vicenza Monteviale CP”. In fase di localizzazione.

CP Nanto (VI) *anno: 2011*

Provvisoriamente connessa entra-esce alla linea 220 kV “Dugale - Stazione 1”; sarà successivamente connessa alla sezione 132 kV della futura SE di Castegnero.

CP Trevenzuolo (VR) *anno: 2013*

In antenna sulla stazione Nogarole Rocca (VR) mediante la futura linea 132 kV “Nogarole Rocca - Trevenzuolo”. In fase di localizzazione.

Area Centro Nord

CP Parma “SPIP” (PR) *anno: 2009*

In entra–esce alla linea 132 kV “Vigheffio - S. Quirico”.

CP Chiana (AR) *anno: 2008*

In entra–esce alla linea 132 kV “Cortona - Arezzo C”.

CP Saline (PI) *anno: 2010*

In entra–esce alla linea 132 kV “Terricciola - Cecina”. Attualmente la CP è collegata in derivazione rigida alla medesima linea.

CP Gioletta (GR) *anno: 2012*

In entra–esce alla linea 132 kV “Castiglione della Pescaia – Grosseto Nord”. In fase di localizzazione.

CP Castelnuovo Garfagnana (LU) *anno: 2011*

In entra–esce alla linea 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 CP.

SSE Modena *anno: 2008*

In antenna su SE a 132 kV di S. Damaso.

CP Mancasale (RE) *anno: 2009*

In entra–esce alla linea 132 kV “Reggio Nord – Castelnovo di sotto”. L’intervento è correlato alle opere previste nell’ambito della razionalizzazione della rete AT nell’area di Reggio Emilia.

CP Fusignano (RA) *anno: 2011*

In entra–esce alla linea 132 kV “Ravenna Canala - Colunga”.

CP Bedonia (PR) *anno: 2009*

In entra–esce alla linea 132 kV “Borgonovo – Borgotaro” (futura “Borgonovo - Bardi”).

CP Sorbolo (PR) *anno: 2011*

In entra–esce alla linea 132 kV “Parma Vigheffio – S. Quirico”.

CP Bastiglia (MO) *anno: 2012*

In entra–esce alla linea 132 kV “Crevalcore – Carpi Sud”.

CP Berceto (PR) *anno: da definire*

In entra–esce alla linea 132 kV “Borgotaro – Marra”.

CP Nibbiano (PC) *anno: 2010*

In entra–esce alla linea 132 kV “Borgonovo – Borgotaro”, futura “Borgonovo – Bardi”.

CP Torrita di Siena (SI) *anno: 2010*

In entra–esce alla linea 132 kV “Chiusi – Sab. Lonza”. Attualmente la CP è collegata in derivazione rigida alla medesima linea.

CP Guardistallo (PI) *anno: 2013*

In derivazione rigida alla futura linea 132 kV “Cecina - Saline”. La connessione sarà subordinata all’intervento relativo alla CP Saline. In fase di localizzazione.

Area Centro

CP Senigallia (AN) (ex Ostra) *anno: 2010*

In entra–esce alla linea 132 kV “S. Lazzaro – Camerata Picena CP”.

CP Montecchio (PS) *anno: 2009*

In entra–esce alla linea 132 kV “Colbordolo – Montelabbate”, con schema in soluzione ridotta.

CP Venamartello (AP) *anno: 2008*

In entra–esce alla linea 132 kV “Venamartello – Capodimonte”, con schema in soluzione ridotta.

CP Assisi (PG) *anno: 2009*

In entra–esce alla linea 132 kV “Fiamenga – Bastia Umbra” con schema in soluzione ridotta. L’impianto sarà predisposto per una evoluzione con schema in soluzione completa.

CP San Liberato (TR) *anno: 2008*

In entra–esce alla linea 132 kV “Attigliano – Nera Montoro”.

CP Castelmassimo (FR) *anno: 2009*

E’ prevista l’eliminazione dell’attuale connessione in derivazione rigida e l’inserimento in entra–esce alla linea 150 kV “Ceprano – Canterno C.le”.

CP Interporto (RM) *anno: 2008*

In entra–esce alla linea 150 kV “Porto - Raffineria”.

CP Villanova di Guidonia (RM) *anno: 2008*

In entra–esce alla linea 150 kV “Guidonia – Acquoria”.

CP Cantalupo di Sabina (RI) *anno: 2010*

In entra–esce alla linea 150 kV “Colonnetta – Vacone” con schema in soluzione ridotta. L’impianto sarà predisposto per una evoluzione con schema in soluzione completa.

CP Vallerano (VT) *anno: 2010*

In entra–esce alla linea 220 kV “Roma Sud – S. Paolo”.

CP S.Vittore (FR) *anno: 2008*

In entra–esce alla linea 150 kV “Montelungo - Cassino”.

CP Roccaraso (AQ) *anno: 2010*

In entra–esce alla linea 150 kV “Collarmele Sez. – S. Angelo”.

CP San Salvo (CH) *anno: 2008*

E’ previsto il passaggio dalla connessione in derivazione rigida alla connessione in entra–esce alla linea 150 kV “S. Salvo – Termoli Sinarca”. L’impianto sarà predisposto per un eventuale ampliamento per ulteriori 2 stalli.

CP Selvotta (Roma Sud) *anno: 2008*

In antenna a 150 kV sulla SE di Roma Sud, a seguito della realizzazione della linea da parte di ACEA.

CP Castel Romano (Roma Sud) *anno: 2008*

In antenna a 150 kV sulla SE di Roma Sud, a seguito della realizzazione della linea da parte di ACEA.

CP Tor di Valle (Roma Sud) *anno: 2008*

In antenna a 150 kV sulla SE di Roma Sud, a seguito della realizzazione della linea da parte di ACEA.

CP Monterotondo (RM) *anno: 2011*

In antenna a 150 kV sulla SE di Roma Nord, a seguito della realizzazione della linea da parte di ENEL Distribuzione .

CP Primavalle (RM) *anno: 2008*

In entra-esce alla linea 150 kV “Roma O. – Fiano Romano – Flaminia ACEA” nel tratto “Roma O – Fiano Romano all.”.

CP La Storta (RM) *anno: 2010*

In entra-esce alla linea 150 kV “Roma O. – Fiano Romano – Flaminia ACEA” nel tratto “Roma O. – Fiano Romano all.”.

CP Parco dei Medici (RM) *anno: 2008*

In entra-esce alla linea 150 kV “Magliana – Ponte Galeria”.

Area Sud

CP Foggia Ovest (FG) *anno: 2009*

In entra-esce alla linea 150 kV “SE Foggia – Accadia”.

CP Gebbione (RC) *anno: 2008*

In entra-esce alla linea 150 kV “CP Reggio Condera – CP Reggio Ind.le”.

CP Ionadi (VV) *anno: 2009*

In entra-esce alla linea 150 kV “SE Feroleto – CP Gioia Tauro Ind.”.

CP Tarsia (CS) *anno: 2009*

In entra-esce alla linea 150 kV “Acri – Cammarata” con schema in soluzione ridotta, tenendo anche conto della connessione della futura CP di S. Demetrio Corone. L’impianto sarà predisposto per una evoluzione a schema in soluzione completa.

CP Polla (SA) *anno: 2008*

In entra-esce alla linea 150 kV “Tanagro – CP Sala Consilina”.

CP Pontelandolfo (BN) *anno: 2011*

In antenna a 150 kV sulla SE a 380 kV di Benevento II.

CP Bari Ferrotranviaria (BA) *anno: 2009*

In entra–esce alla linea 150 kV “Bari T. – Getrag”.

CP Lagonegro (PZ) *anno: 2009*

In entra–esce alla linea 150 kV “Lauria - Padula” con schema in soluzione ridotta. L’impianto sarà predisposto per un’evoluzione a schema in soluzione completa.

CP TAV Casoria (NA) *anno: 2010*

In entra-esce su linea a 220 kV “Fratta - Poggioreale”, mediante la realizzazione di due nuovi raccordi. In fase di localizzazione. (Cfr. “Riassetto rete a 220 kV città di Napoli” Sez. I).

CP Caloveto (CS) *anno: 2011*

In entra–esce alla linea 150 kV “Cariati - Rossano” con schema in soluzione ridotta. L’impianto sarà predisposto per una evoluzione a schema in soluzione completa. In fase di localizzazione.

CP S. Demetrio Corone (CS) *anno: 2009*

In entra-esce sulla linea a 150 kV “Acri – Cammarata” con schema in soluzione ridotta. L’impianto sarà predisposto per un’evoluzione a schema in soluzione completa.

CP Scandale (KR) *anno: 2010*

In entra–esce alla linea 150 kV “SE Scandale - Calusia”.

CP Santeramo I. (BA) *anno: 2010*

In entra-esce sulla linea a 150 kV “SE Matera – Acquaviva”.

Sicilia

CP Filonero (SR) *anno: 2008*

In entra–esce alla linea 150 kV “Melilli – Lentini”.

CP Sigonella (CT) *anno: 2008*

In antenna su SE a 150 kV di Paternò, a seguito della realizzazione della linea da parte di ENEL Distribuzione.

CP Cappuccini (PA) *anno: 2008*

In antenna su SE a 150 kV di Ciminna, a seguito della realizzazione della linea da parte di ENEL Distribuzione.

CP Mulini (PA) *anno: 2008*

In antenna su SE a 150 kV di Ciminna, a seguito della realizzazione della linea da parte di ENEL Distribuzione.

CP Castellammare del Golfo (TP) *anno: 2008*

In entra–esce alla linea 150 kV “Alcamo – Custonaci” con schema in soluzione ridotta. L’impianto sarà predisposto per un’evoluzione a schema in soluzione completa.

CP Caltagirone 2 (CT) *anno: 2008*

In entra–esce alla linea 150 kV “Barrafranca – Caltagirone” con schema in soluzione ridotta. L’impianto sarà predisposto per un’evoluzione a schema in soluzione completa.

CP Carini 2 (PA) *anno: 2009*

In entra–esce alla linea a 150 kV “Carini – Casuzze”.

CP Sambuca (AG) *anno: 2009*

In antenna a 150 kV su SE di Partanna, a seguito della realizzazione della linea da parte di ENEL Distribuzione. In fase di localizzazione.

CP Belpasso (CT) *anno: 2009*

E’ prevista l’eliminazione dell’attuale derivazione rigida e la conseguente connessione in entra–esce alla linea 150 kV “Misterbianco – Viagrande”.

CP San Giovanni la Punta (CT) *anno: 2009*

In antenna a 150 kV su SE di Paternò, a seguito della realizzazione della linea da parte di ENEL Distribuzione.

CP Mussomeli (CL) *anno: 2009*

In entra–esce alla linea 150 kV “Castronuvo – Caltanisetta SE” con schema in soluzione ridotta. L’impianto sarà predisposto per un’evoluzione a schema in soluzione completa.

CP Brancaccio (PA) *anno: 2009*

In antenna sulla SE a 150 kV di Ciminna.

CP Birgi (TP) *anno: 2009*

In entra–esce alla linea 150 kV “Matarrocco – Fulgatore”.

Sardegna

CP Budoni (NU) *anno: 2009*

In entra–esce alla linea 150 kV “Siniscola1– S. Teodoro”.

CP Luras (SS) *anno: 2011*

In entra–esce alla linea 150 kV “SE S. Teresa – Tempio” .

CP Ortacesus (CA) *anno: 2011*

In entra–esce alla linea 150 kV “Villasor - Nurri”.

CP Putifigari (SS) *anno: 2012*

In entra–esce alla linea 150 kV "Suni – Alghero". In fase di localizzazione.

CP Terramaini (CA) *anno: 2008*

In entra–esce alla linea 150 kV "Selargius – Molentargius".

CP Truncu Reale (SS) *anno: 2009*

In entra–esce alla linea 150 kV “Monte Oro – Porto Torres 1”.

CP Ulassai (NU) – Ex Perdasdefogu *anno: 2009*

In antenna a 150 kV alla stazione RTN Ulassai.

3.6.4 Connessione di merchant-lines

Ai sensi del D.M. 21.10.2005, che 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, sono previste le seguenti connessioni:

Linea 380 kV Mendrisio (CH) – Cagno (I) *anno: 2008*

La nuova Merchant Line della Società Ferrovie Nord Milano Esercizio sarà collegata in antenna sulla SE di Cagno a 380 kV.

Linea 150 kV Campocologno (CH) – Tirano (I) *anno: 2009*

La nuova Merchant Line della Società EDISON sarà collegata In entra-esce alla linea a 220 kV “Glorenza – Cesano” tramite nuova SE di smistamento e trasformazione a 150/220 kV.

4 Dettaglio sullo stato di avanzamento delle opere appartenenti a piani precedenti già approvati

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

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

Nell'ottica di fornire al lettore uno strumento chiaro e leggibile delle iniziative di sviluppo, gli interventi sono stati anche suddivisi in due macro gruppi:

Interventi previsti: interventi già proposti nei precedenti Piani e dei quali vengono forniti gli aggiornamenti, sullo stato di avanzamento, costituiti da: nuove stazioni, nuovi elettrodotti e razionalizzazioni.

Interventi su impianti esistenti o autorizzati: riguarda interventi proposti nei precedenti Piani, che hanno ricadute all'interno di un'area già asservita alla funzione di trasporto; si tratta principalmente di interventi su stazioni elettriche esistenti o già autorizzati.

Gli interventi, all'interno dei macro gruppi sono ordinati per tipologia (stazioni, razionalizzazioni, elettrodotti) e per livello di tensione (380 kV, 220 kV e 150-132-120 kV) e in alcuni casi raggruppati; è disponibile al termine del capitolo in appendice l'elenco degli interventi confrontati con il PdS 2007.

In particolare, in base alla tipologia l'intervento si classifica come:

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

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

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

Per ogni opera viene anche proposta una data di entrata in servizio, questa rappresenta la migliore stima in merito al completamento di tutto l'insieme delle attività elementari che costituiscono ciascun intervento e tengono conto di:

- condivisione preventiva con gli Enti locali della migliore soluzione localizzativa;
- tempi autorizzativi dettati dalla normativa vigente;
- tempi di coordinamento con Terzi qualora i lavori coinvolgono soggetti terzi quali altri Operatori Esteri, Società di distribuzione o produzione;
- tempi tecnici necessari al completamento delle attività .

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

Legenda

Elementi d'impianto	*In esercizio*	*Programmati*
Centrale Idroelettrica		
Centrale Termoelettrica		
Centrale Geotermoelettrica		
Centrale Eolica		
Stazione AAT a 380 kV RTN		
Stazione AAT a 220 kV RTN		
Stazione AAT non RTN		
Stazione AT a 150 kV		
Stazione AT a 132 kV		
Stazione AT non RTN o Cabina Primaria		
Stazione F.S.		
Utenza Industriale		

Linee elettriche	*In esercizio*	*Programmate*
Linea aerea RTN a 380 kV		
Linea aerea non RTN a 380 kV		
Linea aerea RTN a 220 kV		
Linea aerea non RTN a 220 kV		
Linea aerea RTN a 150 kV		
Linea aerea RTN a 132 kV		
Linea aerea non RTN a 150-132 kV		
Linea aerea RTN in doppia terna a 380 kV		
Linea aerea non RTN in doppia terna a 380 kV		
Linea aerea RTN in doppia terna a 220 kV		
Linea aerea non RTN in doppia terna a 220 kV		
Linea aerea RTN in doppia terna a 150 kV		
Linea aerea RTN in doppia terna a 132 kV		
Linea aerea non RTN in d. t. a 150-132 kV		
Linea in cavo RTN a 380 kV		
Linea in cavo non RTN a 380 kV		
Linea in cavo RTN a 220 kV		
Linea in cavo non RTN a 220 kV		
Linea in cavo RTN a 150 kV		
Linea in cavo RTN a 132 kV		
Linea in cavo non RTN a 150-132 kV		
Dismissione linea a 380 kV		
Dismissione linea a 220 kV		
Dismissione linea a 150-132 kV		

4.1 Area di Torino

4.1.1 Interventi previsti

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, è stato previsto un nuovo elettrodotto 380 kV in doppia terna congiungente le stazioni 380 kV di Trino in provincia di Vercelli e di Lacchiarella in provincia di Milano.
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 del sistema elettrico, riducendo il rischio di congestioni di rete.
Inoltre, visti gli elevati transiti di potenza già attualmente rilevabili sulla sezione di rete a 380 e 220 kV tra Piemonte e Lombardia, il nuovo elettrodotto permetterà di contenere sensibilmente le perdite di trasporto sulla rete, con significativi benefici economici.
L'intervento risulta particolarmente rilevante in quanto permetterà anche di aumentare la potenza disponibile per garantire la copertura del fabbisogno nazionale.

Stato di avanzamento dell'opera: *La Regione Piemonte ha approvato il corridoio preferenziale (DGR 19-5515 del 19.03.2007). Di concerto con le Regioni Piemonte e Lombardia e le Province di Vercelli, Pavia e Milano sono stati attivati i tavoli tecnici per la definizione delle fasce di fattibilità, con l'obiettivo di procedere con l'avvio delle richieste autorizzative entro il primo semestre del 2008.*

Interventi per adeguamento portate elettrodotti a 380 kV ***anno: 2012***

Al fine di consentire l'utilizzo della piena capacità di trasporto, saranno rimossi gli attuali vincoli presenti sull'elettrodotto a 380 kV "La Spezia – Acciaiolo", in particolare nel primo tratto in uscita dalla SE La Spezia.

Razionalizzazione 220 kV città di Torino ***anno: 2011***

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

- un anello 220 kV compreso fra le stazioni di Stura, Pianezza e Sangone (a loro volta collegate alla rete 380 kV che circonda Torino) su cui sono connesse anche le stazioni di Martinetto, Grugliasco e Moncalieri;
- una direttrice a 220 kV "Sangone – Martinetto – Pianezza" che attraversa la città di Torino per l'alimentazione in entra-esce delle CP Torino Ovest e Levanna (di proprietà di IRIDE);
- una direttrice in cavo 220 kV "Sangone – Stura" che attraversa la città di Torino per l'alimentazione in entra-esce delle CP Torino Sud e Torino Centro (di proprietà di IRIDE).

In particolare, gli elettrodotti delle direttrici in cavo 220 kV hanno una portata in corrente limitata e sempre più inadeguata al trasporto in sicurezza della potenza in transito, compresa quella richiesta dai carichi della città previsti in continuo aumento. L'assetto di esercizio attualmente adottato, reso necessario dall'attuale configurazione di rete e dalle condizioni dei cavi 220 kV, risulta non ottimale e penalizzante in termini di sicurezza ed affidabilità dell'alimentazione elettrica.
Sono dunque previsti gli interventi di potenziamento e riassetto della rete 220 kV di seguito descritti, finalizzati a migliorare la qualità, la continuità del servizio e la sicurezza di esercizio del sistema di trasmissione nell'area urbana di Torino.

Al fine di garantire una terza via di alimentazione alle suddette direttrici, saranno realizzati due nuovi collegamenti in cavo 220 kV, il primo tra Grugliasco e Torino Ovest, il secondo tra Martinetto e Torino Centro e saranno potenziate le stesse direttrici in cavo a 220 kV "Sangone – Martinetto" e "Sangone – Stura".
Successivamente, al fine di aumentare l'efficienza del servizio di trasmissione, riducendo le congestioni e favorendo il trasporto in sicurezza delle potenze in transito sulla rete a 220 kV, sarà operato il riassetto e l'ottimizzazione del sistema in anello 220 kV su cui sono inserite le stazioni di trasformazioni della RTN che alimentano la città di Torino. Inoltre sarà presente anche un ulteriore collegamento tra Moncalieri e Sangone, che contribuirà a favorire l'immissione in rete in condizioni di sicurezza della produzione della centrale IRIDE di Moncalieri.
E' previsto l'adeguamento ai nuovi valori di corto circuito degli impianti di Martinetto, Stura e Grugliasco che sarà anche ricostruito in doppia sbarra. Presso la stazione di Stura sarà anche installato un nuovo ATR 220/132 kV da 250 MVA, in luogo di uno dei due autotrasformatori da 160 MVA attualmente presente in impianto.
Nell'ambito degli interventi di razionalizzazione previsti nell'area, si segnala anche l'opportunità di dismettere i tratti non più utilizzati dell'elettrodotto in doppia terna a 132 kV "Rosone – Torino Sud-Ovest", nell'area tra Balangero e Torino Sud-Ovest, previa realizzazione di un'adeguata riserva di alimentazione per la stazione AEM di Torino Sud Ovest. Tale dismissione è condizionata in ogni caso al collegamento della citata linea al nodo di Balangero, finalizzato a garantire l'immissione in rete della produzione di Rosone (cfr. "Razionalizzazione 132 kV area nord-ovest di Torino").

Stato di avanzamento dell'opera: *La Regione Piemonte (DGR 19-5515 del 19.03.2007) condivide il lavoro di concertazione individuando alcuni interventi di riequilibrio territoriale che includono la demolizione di linee aeree presenti in aree densamente abitate. Inviata istanza autorizzativa al MSE per il cavo "Grugliasco – Torino Sud Ovest (Salvemini)" in data 31 agosto 2007. Entro dicembre 2007 invio istanza autorizzativa per i cavi "Torino Sud - Sangone", "Sangone – Torino Sud Ovest (Salvemini)" e "Torino Sud Ovest (Salvemini) – Torino Ovest".*
L'intervento è oggetto di rielaborazione (cfr. PdS 2008).

Elettrodotto 220 kV Avise – Villeneuve – Chatillon ***anno: 2012***

Al fine di migliorare significativamente l'utilizzo della capacità di trasporto dalla Svizzera sui collegamenti a 220 kV "Riddes – Avise" e "Riddes – Valpelline", verrà ricostruita e potenziata la direttrice a 220 kV "Avise - Villeneuve - Chatillon", che attualmente costituisce una limitazione di rete.
L'intervento, grazie alla realizzazione di alcune varianti degli attuali tracciati, consentirà anche una significativa riduzione dell'impatto ambientale, risanando alcune aree fortemente antropizzate a ridosso degli stessi elettrodotti.
Al fine di garantire, anche in particolari condizioni di criticità, un'adeguata capacità di trasformazione, presso l'impianto di Chatillon (AO) verranno sostituiti i due attuali ATR 220/132 kV da 100 MVA con altrettanti da 160 MVA.

Stato di avanzamento dell'opera: *E' stata avviata la domanda di autorizzazione per l'intervento Avise-Villeneuve il 16/03/2007, mentre è in corso la fase concertativa con gli enti locali in particolare nell'area di Aosta per quanto concerne la Villeneuve-Chatillon.*

Sviluppi di rete nelle province di Asti e Alessandria ***anno: 2012***

Disegno allegato: Potenziamento rete di Asti ed Alessandria

La rete a 132 kV che alimenta l'area di Asti ed Alessandria, corrispondente all'isola di carico compresa tra le stazioni di Rondissone, Stura, Balzola e Bistagno, si presenta già attualmente spesso critica in relazione alla notevole potenza richiesta, trasportata peraltro su lunghe distanze con poche linee (essenzialmente di distribuzione) di portata limitata. In particolare le linee a 132 kV in uscita dalle stazioni di Rondissone e Balzola risultano ormai prossime alla saturazione.

Per risolvere tali criticità ed evitare consistenti interventi di rinforzo della locale rete a 132 kV, sarà realizzata una nuova stazione di trasformazione nell'area di Asti connessa in entra-esce all'elettrodotto a 220 kV "Casanova – Vignole", alla quale saranno raccordate, a cura di Enel Distribuzione, le linee a 132 kV "Asti S. - Montegrosso" e "Avir - Castello d'Annone".
Nella nuova stazione, che sarà realizzata in classe 380 kV in vista del riclassamento dell'elettrodotto a 220 kV "Casanova – Vignole" (*cfr. Elettrodotto 380 kV Casanova – Asti – Vignole*), saranno installate due trasformazioni 220/132 kV ciascuna da 250 MVA.
Nell'ambito dell'intervento si inserisce anche il potenziamento della rete AT in provincia di Alessandria, che prevede i seguenti interventi necessari per incrementare la sicurezza e la qualità del servizio, assicurare l'affidabilità e la continuità di alimentazione dei carichi e garantire una sufficiente flessibilità di esercizio:

- raccordi 132 kV alla "Edison S. Giuseppe di Cairo – Edison Spinetta M." presso la CP Acqui: si otterranno così i collegamenti 132 kV "Bistagno – Edison Spinetta M.", "Bistagno – CP Acqui" e "CP Acqui – Edison S. Giuseppe di Cairo"; l'intervento consentirà di migliorare la qualità del servizio nell'area di Cairo Montenotte e di incrementare la continuità di alimentazione della CP Acqui, scaricando le trasformazioni di Magliano Alpi e la direttrice "Magliano – Carrù – Ceva – Cairo" attualmente particolarmente impegnate;
- potenziamento dell'elettrodotto 132 kV "Balzola – Valenza";
- potenziamento dell'elettrodotto 132 kV "Valenza – Alessandria N.";
- potenziamento di alcuni brevi tratti (1,5 km totali) della dorsale a 132 kV "SE Castelnuovo – C.le Michelin Alessandria – CP Spinetta – Sarpom Alessandria – CP Alessandria Sud – SE Alessandria Nord", che presenta lungo il suo percorso alcune porzioni che ne limitano significativamente la portata;
- potenziamento dell'elettrodotto 132 kV "Mede – Castelnuovo" nei tratti caratterizzati da portata limitata.

Per quanto concerne l'intervento relativo all'elettrodotto 132 kV "CP Acqui – Bistagno" sono in corso il perfezionamento degli accordi con Enel Distribuzione in merito al coordinamento e alla competenza lavori.

Stato di avanzamento dell'opera: *Nell'ambito del processo di Valutazione Ambientale Strategica (VAS) la Regione Piemonte si è pronunciata a favore della localizzazione della nuova stazione all'interno della provincia di Asti (deliberazione Regione Piemonte del 29.12.2004 n. 42-14476); in tempi brevi si auspica di ultimare la concertazione con gli enti locali per la definizione della collocazione reale. Alla luce delle caratteristiche di urgenza dell'intervento si precisa che la fase di concertazione per la SE di Asti dovrà chiudersi entro il 2008 per procedere rapidamente alla presentazione delle richieste autorizzative.*

Razionalizzazione 132 kV area nord-ovest di Torino ***anno: 2012***

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, Leynì, Rondissone e Biella Est. Considerata l'evoluzione e la distribuzione del carico elettrico e delle produzioni sulla rete in questione, l'attuale assetto non risponde pienamente alle esigenze di esercizio in condizioni di sicurezza ed affidabilità, nonché di continuità della fornitura elettrica.
Si rende quindi necessaria una razionalizzazione della rete a 132 kV ad ovest della stazione di Leynì, 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 Leynì e l'altra da Chatillon, Rondissone e Biella Est.
L'intervento, che prevede anche di utilizzare l'energia prodotta dalle centrali idroelettriche della Valle dell'Orco (polo di Rosone) per alimentare la vicina area di carico del Canavese, piuttosto che

vettoriarla fino all'impianto di Torino sud-ovest distante circa 60 km, favorirà il miglioramento dell'efficienza ed economicità del servizio, riducendo le perdite di trasporto sulla rete. Inoltre le dismissioni dei collegamenti a 132 kV, non più necessari nel futuro assetto della rete, consentiranno di ridurre significativamente l'impatto degli elettrodotti sul territorio interessato.
I lavori previsti comprendono, tra l'altro:

- la sostituzione nel tratto compreso tra gli impianti di Crot e Funghera delle due dorsali a 132 kV che percorrono la Valle di Viù con una nuova singola direttrice con maggiore capacità di trasporto;
- la realizzazione di un nuovo raccordo a 132 kV di adeguata capacità di trasporto per collegare direttamente all'impianto di Funghera il tratto della linea a 132 kV compreso tra Funghera e l'utente ENI S.p.A. (Agip Robassomero);
- lo scrocio degli elettrodotti a 132 kV "ENI S.p.A. – Leynì" e "Ciriè – Venaria", (ottenendo i due nuovi collegamenti a 132 kV "ENI S.p.A. – Venaria" e "Ciriè – Leynì") ed il potenziamento del tratto compreso tra l'impianto ENI S.p.A. e l'attuale punto di incrocio delle linee;
- il raccordo alla CP di Balangero del tratto in uscita da Rosone della linea 132 kV in doppia terna "Rosone – Torino Sud-Ovest" ;
- il potenziamento della linea RTN a 132 kV "Rosone – Bardonetto", per ridurre gli attuali vincoli sulla rete a 132 kV che limitano la produzione degli impianti idroelettrici IRIDE di Rosone e Telessio in particolari condizioni di esercizio. L'intervento risulta rilevante, anche in relazione alle previste attività di rinnovo e potenziamento delle c.li IRIDE di Rosone (con incremento di circa 20 MW) e Telessio (incremento di circa 8 MW);
- successivamente agli interventi sopra descritti, la dismissione dell'elettrodotto 132 kV "Rosone – Salvemini" nel tratto compreso fra le stazioni di Balangero e Salvemini (attuale Torino Sud Ovest).

Quest'ultimo intervento sarà possibile solo a valle della realizzazione della sezione 220 kV e dell'installazione delle necessarie trasformazioni 220/132 kV presso l'impianto di Salvemini (cfr. "Riassetto Torino 220 kV"); la dismissione descritta riveste una particolare valenza legata ai benefici di carattere ambientale e alla notevole porzione di territorio liberata dall'elettrodotto 132 kV in doppia terna.
È anche previsto l'adeguamento dell'impianto di Rosone ai nuovi valori di corto circuito.
ENEL Distribuzione provvederà a realizzare i nuovi stalli di collegamento dell'attuale linea "Rosone – Sud Ovest" alla CP di Balangero ed a predisporre uno stallo a 132 kV nella CP di Funghera, a cui collegare il nuovo raccordo verso l'utente ENI S.p.A.
In considerazione della inadeguatezza e limitata affidabilità delle direttrici a 132 kV che collegano l'asta idroelettrica della Valle di Viù a Funghera e Leynì, sarà opportuno anticipare il più possibile gli interventi previsti di riassetto e potenziamento della porzione di rete in questione.
In seguito al completamento delle nuove realizzazioni e dei potenziamenti di rete programmati, sarà possibile procedere alle dismissioni indicate al fine di ridurre l'impatto ambientale degli impianti sul territorio.

Stato di avanzamento dell'opera: *La Regione Piemonte (DGR 19-5515 del 19.03.2007) conferma il corridoio preferenziale individuato per l'intervento "Rosone – Bardonetto" concludendosi per questo intervento la fase strutturale di Valutazione Ambientale Strategica (VAS). La Regione esprime interesse per gli interventi di razionalizzazione dell'area nord-ovest di Torino considerati di forte riequilibrio territoriale.*

Razionalizzazione 132 kV Genova ***A lungo termine***

Disegno allegato: Razionalizzazione 132 kV Genova

La rete di trasmissione a 132 kV della città di Genova assume particolare rilievo sia per la presenza di due centrali termoelettriche (Genova T. e IRIDE, di potenza rispettivamente pari a circa 300 e 40 MW), sia per il numero elevato di cabine primarie inserite nell'area metropolitana.

La porzione di rete in questione presenta capacità di trasporto e magliatura non più sufficienti ad assicurare i necessari livelli di affidabilità del servizio.
Sono pertanto in programma gli interventi di riassetto e potenziamento della rete di seguito descritti, finalizzati a garantire una maggiore continuità di alimentazione dei carichi metropolitani e migliorare la sicurezza ed affidabilità di esercizio. La soluzione di riassetto della rete AT individuata, prevede:

- la ricostruzione ed il potenziamento dei collegamenti in cavo a 132 kV "Genova T. – C.le IRIDE", "C.le IRIDE – Quadrivio" e "Molassana – Canevari";
- il potenziamento del tratto di accesso a Quadrivio della linea a 132 kV "Morigallo – Genova T. – der. Quadrivio";
- la realizzazione di un nuovo collegamento in cavo a 132 kV tra le stazioni di Genova T. e di Erzelli e l'adeguamento di quest'ultimo impianto per consentirne il collegamento;
- la realizzazione di un nuovo collegamento in cavo a 132 kV tra le CP Dogali e Canevari, sul quale potrà essere inserita in entra-esce la futura CP Genova Fiera, di Enel Distribuzione; sarà dunque necessaria la realizzazione del nuovo stallo linea 132 kV presso la CP di Dogali, a cura di Enel Distribuzione;
- il potenziamento dell'elettrodotto a 132 kV "Morigallo – Molassana";
- la realizzazione di un breve raccordo tra la linea a 132 kV "Genova T. – Quadrivio all." (palo n. 25) ed il tratto compreso tra Quadrivio all. e Dogali della linea a 132 kV "Genova T. – Dogali";
- successivamente la demolizione della linea a 132 kV "Canevari – Dogali all." (palo n. 19) e del collegamento aereo a 132 kV "Genova T. – Dogali" nel tratto compreso tra Genova T. e Quadrivio allacciamento.

Complessivamente, i lavori previsti consentiranno:

- il superamento delle possibili limitazioni alla generazione del polo produttivo di Genova T. / C.le IRIDE;
- l'incremento dell'affidabilità e della continuità dell'alimentazione dei carichi cittadini;
- una maggiore flessibilità e sicurezza di esercizio, mediante superamento dell'attuale assetto di rete in cui sono presenti due collegamenti a tre estremi;
- un sensibile miglioramento dell'impatto ambientale delle infrastrutture di rete ed il recupero di ingenti porzioni di territorio attualmente impegnate dalla presenza di asset di trasmissione.

Stato di avanzamento dell'opera: *Da avviare l'iter concertativo.*

Razionalizzazione 132 kV Rete tra Val d'Aosta e Piemonte ***anno: 2012***

Disegno allegato: Rete da Covalou a Montestrutto

Gli interventi in oggetto, riguardanti la razionalizzazione di una porzione di rete a 132 kV tra la Valle d'Aosta ed il Piemonte, favoriranno il trasporto in sicurezza della produzione idroelettrica locale verso le aree di carico dell'alto torinese e comporteranno una significativa riduzione della presenza di elettrodotti (circa 11 km di tratti di elettrodotto in meno) sul territorio interessato.
Le attività previste nell'area compresa tra le C.li di Pont Saint Martin e Quincinetto e la stazione di Montestrutto, comprendono:

- la ricostruzione delle linee a 132 kV "C.le Pont Saint Martin – Quincinetto" e "C.le Pont Saint Martin – Montestrutto", utilizzando il tracciato di quest'ultima;
- la realizzazione di due brevi raccordi alla stazione di Quincinetto delle linee a 132 kV "Verres – Quincinetto – der. Hone" e "C.le Pont Saint Martin – Quincinetto";
- la demolizione delle linee non più utilizzate nel nuovo assetto di rete ("C.le Pont Saint Martin – Quincinetto" e il tratto di accesso a Montestrutto della linea "C.le Pont Saint Martin – Montestrutto").

Nel nuovo assetto di rete che si verrà a realizzare, la stazione a 132 kV annessa alla centrale di Quincinetto risulterà collegata alle tre linee a 132 kV "stazione U.E.I.", "Verres con der. Hone" e "C.le Pont S. Martin".

Per consentire la connessione sarà necessaria la realizzazione del terzo stallo linea 132 kV presso la stazione annessa alla centrale di Quincinetto, a cura del Consorzio Valdostano delle Acque (CVA), proprietario dell'impianto.

Stato di avanzamento dell'opera: *E' in corso il processo di Valutazione Ambientale Strategica (VAS) all'interno del quale si potranno affrontare anche le problematiche ambientali evidenziate dalla Regione Piemonte (DGR 19-5515 del 19.03.2007).*

Razionalizzazione 132 kV Val D'Ossola Nord ***anno: 2009***

Disegno allegato: Val d'Ossola Nord

La razionalizzazione della rete nell'area a nord di Pallanzeno riguarda una porzione di RTN composta da collegamenti fortemente impegnati sia dall'energia in importazione dalla Svizzera, sia da una consistente produzione idroelettrica locale.
Il complesso degli interventi di razionalizzazione, da completare entro la data indicata, comporterà la semplificazione, l'ammodernamento e l'esercizio in sicurezza della rete a 132 kV della Val d'Ossola a Nord di Pallanzeno e permetterà di ridurre l'impatto degli impianti sul territorio interessato. Il progetto prevede infatti la realizzazione tra Verampio e Pallanzeno di due nuove direttrici a 132 kV ad elevata capacità di trasporto, rispetto alle tre attuali di portata ed affidabilità limitata.
In particolare, è prevista la ricostruzione della direttrice a 132 kV "Crevola Toce - Domodossola - Calice" e la successiva demolizione dei corrispondenti tratti di elettrodotto non più utilizzati. Con la completa disponibilità di detta direttrice a 132 kV, indispensabile per garantire il funzionamento in sicurezza della rete, potrà essere completata la ricostruzione dell'altra direttrice a 132 kV "Verampio - F.S. Beura - Pallanzeno", alla quale collegare in entra-esce anche i nodi a 132 kV di Domo Toce e Villadossola. Successivamente saranno demoliti gli elettrodotti non più necessari nel nuovo assetto di rete.
Infine nelle stazioni di Villadossola e di Domo Toce saranno previsti i necessari interventi per migliorare la sicurezza di esercizio.

Stato di avanzamento dell'opera: *Le attività programmate tra Verampio e Crevola Toce risultano già ultimate, mentre sono ancora da completare gli interventi sulla porzione di rete a 132 kV compresa tra Crevola Toce e Pallanzeno. Senza il completamento della direttrice a 132 kV potenziata "Crevola Toce - Domodossola - Calice", non risulta concluso l'intervento, in relazione alla necessità di mantenere in servizio transitoriamente altri due collegamenti a 132 kV tra Verampio e Pallanzeno al fine di garantire l'esercizio in sicurezza della rete.*
In data 14.06.2006 è stato firmato con la Regione Piemonte e con gli Enti locali coinvolti un Protocollo di Intesa ("Ricostruzione della Direttrice Crevola Toce – Domodossola – Calice nell'ambito della Razionalizzazione della RTN a 132 kV della Val d'Ossola Nord") per la condivisione preliminare delle fasce di fattibilità dei tracciati delle linee elettriche da realizzare. La Regione Piemonte (DGR 19-5515 del 19.03.2007) sottolinea la conclusione positiva del processo di Valutazione Ambientale Strategica (VAS). La Regione Piemonte con D.G.R. del 20.10.2007 ha espresso un giudizio positivo con prescrizioni di Compatibilità Ambientale.
A conclusione del processo autorizzativo si potranno iniziare i lavori per la ri-costruzione della direttrice "Crevola Toce – Domodossola – Calice" e la contestuale demolizione delle linee a 132 kV non più funzionali all'esercizio del sistema elettrico.

Potenziamento rete 132 kV tra Novara e Biella ***anno: 2012***

Disegno allegato: Val d'Ossola Sud

Al fine di migliorare l'affidabilità del servizio e garantire la sicurezza di esercizio della rete a 132 kV nelle province di Novara e Biella, saranno potenziate le linee a 132 kV "Borgomanero Nord - Bornate", "Borgoticino - Arona" e "Cerreto Castello - Biella Est".

Gli interventi, funzionalmente ricompresi nell'ambito delle attività di rinforzo della rete della Val d'Ossola a Sud di Pallanzeno, risultano particolarmente importanti in quanto consentono di incrementare flessibilità di esercizio della rete a 132 kV compresa tra le stazioni di Mercallo, Novara Sud e Biella trasportare in sicurezza l'energia in importazione dalla Svizzera e la produzione idroelettrica della Val d'Ossola verso l'area di carico del biellese.

Stato di avanzamento dell'opera: *Il potenziamento della linea 132 kV "Borgomanero Nord – Bornate" rientra nelle attività di concertazione in corso con la Regione Piemonte. Al fine di risolvere alcune criticità relative all'impatto territoriale degli asset di trasmissione nel Comune di Borgomanero, è prevista, entro dodici mesi dall'ottenimento di tutte le autorizzazioni per le attività di potenziamento della linea a 132 kV "Borgomanero N. – Bornate", la ricostruzione con spostamento dell'elettrodotto a 132 kV "Borgomanero N. – Borgomanero E." (prescrizione formulata dalla Regione Piemonte con D.G.R. n. 56-5044 del 28.12.2006 nell'ambito del Giudizio di Compatibilità Ambientale inerente il progetto di "Razionalizzazione della rete elettrica di trasmissione nazionale Val d'Ossola Sud"). La Regione Piemonte (DGR 19-5515 del 19.03.2007) conferma il corridoio preferenziale individuato per gli interventi "Borgomanero Nord - Bornate" e "Cerreto Castello – Biella Est" concludendosi per questi interventi la fase strutturale di Valutazione Ambientale Strategica (VAS).*

Elettrodotto 132 kV Magliano Alpi – Fossano e scrocio di Murazzo ***anno: 2009***

Disegno allegato: Elettrodotto Magliano-Fossano

Al fine di garantire la sicurezza di esercizio sulla rete a 132 kV del Cuneese - divenuta sempre più critica nel corso degli ultimi anni - sarà realizzata una nuova linea 132 kV tra la stazione di Magliano Alpi e la CP di Fossano. L'intervento descritto, che si configura come un'importante ed urgente attività di rinforzo della rete, consentirà anche di ottenere un miglioramento dell'esercizio e delle condizioni di sicurezza della rete a 132 kV del Cuneese.
Sarà inoltre realizzato lo "scrocio" degli elettrodotti a 132 kV "Fossano - Michelin Cuneo" e "Magliano Alpi - Busca", in località Murazzo, ottenendo così le nuove linee 132 kV "Magliano Alpi - Michelin Cuneo" e "Busca - Fossano".

Stato di avanzamento dell'opera: *La Regione Piemonte (DGR 19-5515 del 19.03.2007) conferma il corridoio preferenziale individuato per l'intervento "Magliano Alpi - Fossano" concludendosi per questo intervento la fase strutturale di Valutazione Ambientale Strategica (VAS).*
L'intervento relativo allo scrocio di Murazzo è stato già autorizzato nel mese di Febbraio 2007.

Elettrodotto 132 kV Imperia - S. Remo ***anno: 2014***

Al fine di migliorare la sicurezza di esercizio della rete a 132 kV della Liguria occidentale, risulta necessario rinforzare gli esistenti collegamenti a 132 kV tra Imperia e S. Remo, che già attualmente presentano le maggiori criticità. Pertanto è prevista almeno la realizzazione di un collegamento a 132 kV di adeguata capacità di trasporto. Gli elettrodotti 132 kV esistenti sono di proprietà dell'impresa distributrice locale che pertanto dovrà essere coinvolta nel progetto di rinforzo.

Stato di avanzamento dell'opera: *Da avviare l'iter concertativo.*

Elettrodotto 132 kV Mercallo - Cameri ***anno: 2012***

Con l'obiettivo di migliorare la disponibilità di potenza nel Novarese, sarà potenziato in alcuni tratti l'elettrodotto a 132 kV "Mercallo – Cameri". L'intervento consentirà di rimuovere gli attuali vincoli di trasporto.

Stato di avanzamento dell'opera *Da avviare l'iter concertativo.*

Elettrodotti 132 kV Vetri Dego – Spigno e Bistagno – Spigno ***anno: 2011***

Gli elettrodotti a 132 kV "Vetri Dego – Spigno" e "Bistagno – Spigno" verranno ricostruiti e potenziati nei tratti caratterizzati da portata limitata.

Stato di avanzamento dell'opera: *Da avviare l'iter concertativo.*

4.1.2 Interventi su impianti esistenti o autorizzati

Razionalizzazione 132 kV Val D'Ossola Sud ***anno: 2010***

Disegno allegato: Val d'Ossola Sud

La razionalizzazione riguarda una porzione, nell'area a sud di Pallanzeno, della rete a 132 kV compresa tra le trasformazioni di Pallanzeno, Biella Est, Novara Sud e Mercallo, attualmente gestita in un'unica isola di carico, caratterizzata da scarsa affidabilità con numerosi elettrodotti di sezione limitata. Le linee sono inoltre interessate da elevati transiti di corrente, in quanto concorrono a trasferire verso Sud - unitamente al collegamento a 220 kV "Pallanzeno - Magenta" - sia l'energia in importazione dalla Svizzera sia l'energia idroelettrica prodotta nella Val d'Ossola. L'assetto 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 delle linee RTN a 132 kV presenti nell'assetto finale nell'isola di carico in questione.

Il completamento dell'intervento risulta indispensabile a migliorare l'esercizio della rete a 132 kV del Piemonte Nord-Orientale e a garantire, anche nel futuro, l'alimentazione del carico previsto nell'area, permettendo di realizzare due isole di carico meno estese, una tra Pallanzeno e Biella Est, l'altra tra Mercallo e Novara Sud. Inoltre le dismissioni dei collegamenti a 132 kV, non più necessari nel futuro assetto della rete, consentiranno di ridurre significativamente l'impatto degli elettrodotti sul territorio interessato (due palificate al posto delle quattro attuali).

Gli interventi previsti ed in parte già attuati sono i seguenti.

Ricostruzione delle linee 132 kV "Pallanzeno - Gravellona" e "Pallanzeno - Duferdofin" sfruttando l'attuale tracciato e realizzando in doppia terna il tratto tra Pallanzeno e Duferdofin.

Ricostruzione delle due direttrici 132 kV "Pallanzeno - Piedimulera - Tessenderlo - Borgomanero Nord" e "Pallanzeno – Omegna – Borgomanero Nord" sfruttando parte dei tracciati delle attuali linee e realizzando in doppia terna i tratti tra Pallanzeno e Piedimulera e tra Tessenderlo e Borgomanero Nord.

Ricostruzione del nuovo collegamento 132 kV "Gravellona - Borgomanero Est" sfruttando parte dei tracciati delle attuali linee e realizzando sulla stessa palificata in doppia terna il collegamento 132 kV "Arona - Borgomanero Est – der. FS Borgomanero".

Demolizione dei tratti non utilizzati nel nuovo assetto delle linee 132 kV con conduttori in rame di seguito elencate:

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

In considerazione della criticità in termini di capacità di trasporto ed affidabilità delle attuali linee a 132 kV nell'area della Val d'Ossola Sud, dovranno essere mantenuti in servizio – sino a quando non saranno del tutto disponibili le tre nuove direttrici a 132 kV tra i nodi di Pallanzeno e Borgomanero – almeno quattro collegamenti a 132 kV in ciascuna sezione di rete da Pallanzeno verso Sud.
Nell'assetto finale, la rete a 132 kV sarà esercita con due isole di carico (una tra Pallanzeno e Biella Est, l'altra tra Mercallo e Novara Sud) separate in corrispondenza dell'impianto di Borgomanero Est, dove - a cura di ENEL Distribuzione - saranno effettuate le necessarie operazioni di adeguamento e di realizzazione del quinto stallo linea.

Stato di avanzamento dell'opera: *Buona parte dei lavori delle linee 132 kV "Pallanzeno - Gravellona" e "Pallanzeno - Duferdofin", inclusa la dismissione delle linee esistenti, è già ultimata. Sono in corso i lavori di ricostruzione delle due direttrici 132 kV "Pallanzeno - Piedimulera - Tessenderlo - Borgomanero Nord" e "Pallanzeno – Omegna – Borgomanero Nord"; allo stato attuale risulta ultimato il 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 CP Piedimulera di proprietà Enel Distribuzione.*
In data 10.05.2004 è stato firmato con la Regione Piemonte e con gli Enti locali coinvolti un Protocollo di Intesa per la condivisione preliminare dei tracciati delle linee elettriche da realizzare o potenziare. In base a tale accordo, i soggetti firmatari si sono impegnati, tra l'altro, a snellire ed accelerare il più possibile l'iter autorizzativo e la realizzazione delle opere di sviluppo previste. La Regione Piemonte (DGR 19-5515 del 19.03.2007) sottolinea la conclusione positiva del processo di Valutazione Ambientale Strategica (VAS). La Regione Piemonte con D.G.R. n. 56-5044 del 28.12.2006 ha espresso un Giudizio positivo con prescrizioni di Compatibilità Ambientale inerente tale progetto di "Razionalizzazione della rete elettrica di trasmissione nazionale Val d'Ossola Sud." Il 12 ottobre 2007 è stata emanata dalla Regione Piemonte l'Intesa ai fini dell'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di tale progetto (DGR 29-6829).
L'iter autorizzativo si è concluso con Decreto del MSE in data 21 dicembre 2007.

Stazione 220 kV Verampio (VB) ***anno: 2009***

La stazione di Verampio raccoglie e smista l'import dalla Svizzera e la locale produzione idroelettrica sul sistema 220 e 132 kV che dalla Val d'Ossola alimenta le aree di carico del nord Piemonte (Biella e Novara) e della Lombardia occidentale. Al fine di garantire i necessari livelli di sicurezza e flessibilità del servizio, nella stazione sono previsti interventi di potenziamento e adeguamento.
Tra le attività in programma è prevista anche la sostituzione degli attuali trasformatori a 3 avvolgimenti 220/132/12 kV da 78/89/78 MVA e delle due unità regolatrici esterne con 3 trasformazioni di cui 2 TR 12/220 kV da 90 MVA e un ATR 220/132 kV da 250 MVA, quest'ultimo con funzione di interconnessione.

Stazione 380 kV Leynì ***anno: 2008***

Le attività in programma riguardano l'adeguamento degli apparati alle nuove correnti di cortocircuito.

Stazione 220 kV Vercelli ***anno: 2009***

Allo scopo di garantire l'alimentazione in sicurezza dei carichi locali previsti in aumento, sarà incrementata la potenza installata di 60 MVA sostituendo uno degli attuali trasformatori presenti nell'impianto.

Stazione 380 kV Casanova ***anno: 2009***

Per ottenere un esercizio più sicuro e flessibile e garantire una migliore qualità del servizio di alimentazione, nella stazione di Casanova sarà incrementata la potenza di trasformazione installata di 250 MVA e sulla sezione 132 kV sarà inserita una nuova batteria di condensatori .
Sarà anche predisposta la sezione a 132 kV per l'esercizio con tre sistemi di sbarre separati, realizzando eventualmente le opportune traslazioni degli accessi di linee esistenti.

Stazione 380 kV La Spezia ***anno: 2009***

Al fine di consentire una maggiore qualità e continuità del servizio, oltre che la necessaria flessibilità di esercizio anche a fronte di possibili futuri sviluppi della rete AT afferente alla stazione di La Spezia, verrà ricostruita in doppia sbarra la sezione a 132 kV.
E' previsto anche l'adeguamento dell'impianto ai nuovi valori di corto circuito.

Stazione 220 kV Savona (SV) ***anno: 2009***

Per garantire, in condizioni di esercizio particolarmente critiche, un'adeguata affidabilità della fornitura elettrica, anche a fronte del previsto incremento dei consumi nella Liguria occidentale, sarà incrementata la potenza installata di 150 MVA sostituendo l'attuale trasformatore.

Stazione 380 kV Rondissone ***anno: 2010***

E' previsto l'adeguamento dell'impianto ai nuovi valori di corto circuito.

Stazione 380 kV Piossasco (TO) ***anno: 2011***

In considerazione del previsto aumento del carico, sarà incrementata la potenza di trasformazione installata di 250 MVA e verrà adeguato il sistema di sbarre per consentire il miglioramento della flessibilità di esercizio.

Stazione 220 kV Novara Sud ***A lungo termine***

Al fine di migliorare la flessibilità di esercizio, incrementare l'affidabilità e la continuità del servizio, verrà ricostruita in doppia sbarra la sezione 220 kV della stazione di Novara Sud.

Stazione 220 kV Ponte (VB) ***A lungo termine***

Al fine di migliorare la flessibilità di esercizio, incrementare l'affidabilità e la continuità del servizio, verrà ricostruita in doppia sbarra la sezione 220 kV della stazione di Ponte (VB).

Stazione 220 kV S. Colombano (GE) ***A lungo termine***

Con l'obiettivo di migliorare la flessibilità di esercizio ed incrementare l'affidabilità e la continuità del servizio, verrà ricostruita in doppia sbarra la sezione 220 kV della stazione di S. Colombano (GE), adeguandola ad un eventuale riclassamento, in previsione della possibile evoluzione futura della vicina rete in AAT.

4.1.3 Disegni

Potenziamento rete di Asti ed Alessandria

Lavori Programmati

Riassetto rete 132 kV area nord-ovest di Torino

Situazione attuale

Riassetto rete 132 kV area nord-ovest di Torino

Lavori programmati

Razionalizzazione 132 kV Genova

Situazione attuale

Razionalizzazione 132 kV Genova

Lavori programmati

Razionalizzazione 132 kV Genova

Assetto futuro

Rete da Covalou a Montestrutto

Situazione attuale

Lavori programmati

Rete da Covalou a Montestrutto

Assetto futuro

Val D'Ossola Nord

Precedente assetto

Val D'Ossola Nord

Lavori programmati

Val D'Ossola Nord

Assetto futuro

Val D'Ossola Sud

Situazione attuale

Val D'Ossola Sud

Lavori programmati

Val D'Ossola Sud

Situazione futura

Elettrodotto Magliano - Fossano

Situazione attuale

Assetto Futuro

4.2 Area di Milano

4.2.1 Interventi previsti

Stazione 380 kV Cagno (CO) ***anno: 2010***

La stazione di Cagno è interessata dalle potenze importate dalla Svizzera, attraverso il collegamento a 380 kV "Musignano – Lavorgo" e di quelle prodotte dal polo idroelettrico di Roncovalgrande; tale potenza viene poi trasferita all'area di carico di Milano attraverso la stazione 380 kV di Cislago cui è direttamente collegata, nonché smistata sulla afferente rete a 132 kV che alimenta il bacino d'utenza, prevalentemente industriale, compresa tra Como e Varese.
Ciò premesso, al fine di incrementare i margini di sicurezza e la necessaria flessibilità dell'esercizio della rete, nonché superare le limitazioni ed adeguare gli apparati degli impianti ai valori di corrente attuali e previste, si rende necessario il rifacimento della sezione a 380 kV della stazione di Cagno.
Alla nuova sezione 380 kV sarà connessa la costruenda merchant line in corrente alternata a 380 kV "Cagno – Mendrisio".
Inoltre, possibilmente in anticipo rispetto alla data indicata, gli accessi delle linee afferenti la sezione a 132 kV della stazione saranno interessati da un riassetto che porterà alla eliminazione dell'esistente derivazione rigida, realizzando due distinte direttrici:

- "Induno - Cagno", appartenente alla RTN e per la quale andranno rimosse le limitazioni di portata in corrente;
- "Faloppio - Cagno" di proprietà del distributore locale (ENEL Distribuzione).

Stato di avanzamento dell'opera: *Da avviare l'iter concertativo.*

Stazione 380 kV Cislago (VA) ***anno: 2009***

La stazione di Cislago è funzionale a raccogliere e smistare sul sistema a 380 kV e 220 kV dell'area di Milano parte della potenza importata dalla Svizzera e quella prodotta dai poli idroelettrici del nord Lombardia, nonchè a trasferire tale potenza sulla rete a 132 kV che alimenta la rete a nord di Milano.
Complessivamente la stazione di Cislago contribuisce in modo determinante all'alimentazione di una vasta porzione di rete a 132 kV (area a nord-ovest di Milano e Varese).
In relazione a quanto sopra, al fine di migliorare la sicurezza di esercizio e la qualità del servizio del sistema a 132 kV in questione, è previsto il completo adeguamento della sezione a 132 kV di Cislago. E' inoltre in programma l'installazione di una batteria di condensatori funzionale a garantire il miglioramento dei profili di tensione e dei livelli di qualità del servizio sulla rete locale.
Contestualmente sarà operato un riassetto degli accessi di numerosi collegamenti a 132 kV, comprese le linee di proprietà della società di distribuzione locale Fenegrò, Tradate, Castellana e Olginate.
La traslazione delle linee 132 kV, di cui sopra, consentirà un'ottimizzazione degli esistenti tracciati con significativi benefici in termini ambientali.

Stato di avanzamento dell'opera: *Da avviare l'iter concertativo.*

Razionalizzazione 380 kV Media Valtellina (Fase B) ***A lungo termine***

In base a quanto stabilito nell'Accordo di Programma (AdP) firmato presso il Ministero dello Sviluppo Economico – allora Ministero delle Attività Produttive - in data 24 giugno 2003, a valle del

completamento degli interventi relativi alla "Fase A" della razionalizzazione in Valcamonica e Alta Valtellina, conseguente alla realizzazione dell'elettrodotto "San Fiorano - Robbia", si procederà nella cosiddetta "Fase B" della razionalizzazione, con interessamento soprattutto del territorio della Media Valtellina.
In tale fase si prevede la dismissione dalla RTN di estesi tratti di linee a 220 e 132 kV, a fronte della realizzazione di tre nuove stazioni elettriche a 380 kV che svolgeranno principalmente funzione di raccolta della produzione idroelettrica della Lombardia settentrionale e a fronte della realizzazione di nuove linee a 380 kV, che trasmetteranno la potenza generata verso l'area di carico di Milano.
La realizzazione dei seguenti impianti a livello 380 kV risulta propedeutica all'esecuzione degli interventi su livello 220/132 kV più sotto descritti:

- nuove stazioni di trasformazione 380 kV di Grosio, Piateda e Tirano;
- raccordi a 380 kV per inserire la stazione di Tirano in entra-esce alla d.t. "S. Fiorano - Robbia";
- raccordi a 380 kV per inserire la stazione di Grosio in entra-esce ad una delle linee della d.t. "S. Fiorano - Robbia";
- nuova direttrice a 380 kV "Tirano - Piateda - Verderio".

Una volta realizzati i sopra descritti interventi sul livello 380 kV, verranno dunque eseguite le seguenti attività, raggruppate secondo insiemi indipendenti l'uno dall'altro:

INSIEME B/1:

- collegamento alla nuova stazione di Grosio della linea di trasmissione in d.t. a 220 kV "AEM Verderio - Grosio", nel tronco C.le Grosio-Grosio;
- successiva dismissione dalla RTN della suddetta linea "AEM Grosio - Verderio".

INSIEME B/2:

- collegamento alla nuova stazione di Grosio della linea a 220 kV "Glorenza - Cesano";
- successiva dismissione dalla RTN del tratto della suddetta linea "Glorenza - Cesano" compreso tra Grosio e Cesano e recupero del tratto a 220 kV tra Verderio e Cesano per il miglioramento delle alimentazioni della rete della città di Milano e della connessione della stazione di Cesano, quest'ultima da collegarsi alla linea 220 kV "Cislago - Dalmine".

INSIEME B/3:

- collegamento alla nuova stazione di Grosio della linea di trasmissione in d.t. a 220 kV "AEM Premadio - AEM Ric. Sud" e "AEM Grosio - AEM Ric. Sud";
- successiva dismissione dalla RTN della suddetta d.t. "AEM Premadio - AEM Ric. Sud" e "AEM Grosio - AEM Ric. Sud" nel tratto compreso tra Grosio e Cedegolo Edison e realizzazione dei raccordi a Cedegolo Edison per attuare il collegamento a 220 kV in d.t. "Cedegolo - AEM Ric. Sud";
- successiva dismissione dalla RTN della linea a 132 kV "Cedegolo - Cividate - Gorlago" nel tratto compreso tra Cedegolo e Pian Camuno (con conseguente raccordo a Pian Camuno del restante elettrodotto) previo adeguamento dell'altra doppia direttrice a 132 kV tra Cedegolo e Pian Camuno.

INSIEME B/4:

- adeguamento del collegamento a 132 kV tra Belviso e Venina;
- trasformazione in cavo interrato della linea a 132 kV tra Stazzona e Belviso;
- dismissione dalla RTN della linea in d.t. a 132 kV "Stazzona All. - AEM Ric. Nord" e "Stazzona - AEM Ric. Nord" nel tratto compreso tra Belviso (Stazzona All.) e Fusine e realizzazione del raccordo a Fusine per attuare il collegamento in d.t. a 132 kV "Fusine - AEM Ric. Nord";
- dismissione dalla RTN della linea a 132 kV "Fusine - Lenna" di proprietà SONDEL.

INSIEME B/5:

- realizzazione in cavo interrato di un nuovo collegamento a 220 kV tra Sondrio e Piateda;
- trasformazione in cavo interrato di un tratto della linea a 132 kV "Sondrio - Venina" in modo da realizzare il collegamento "Sondrio - Piateda";

- successiva dismissione della linea a 220 kV "Venina - Cassano SONDEL" di proprietà SONDEL nel tratto compreso tra Venina e Dalmine e recupero del tratto a 220 kV tra Dalmine e Cassano SONDEL per un miglioramento delle alimentazioni della rete della città di Milano.

Stato di avanzamento dell'opera: *L'Accordo di Programma sottoscritto il 24 Giugno 2003 con MAP (ora MSE) ha previsto l'istituzione di un tavolo tecnico con la Provincia di Sondrio per la concertazione della localizzazione dei nuovi impianti;in particolare, nel corso dell'anno sono stati avviati con gli enti locali le analisi per la localizzazione delle future stazioni 380 kV Grosio e Piateda e del corridoio del collegamento 380 kV tra Grosio e Piateda.*

Razionalizzazione 380 kV in Provincia di Lodi ***anno: 2010***

Al fine 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, lungo la direttrice tra le stazioni di La Casella (PC) e Caorso (PC) che, effettuando il by-pass della stazione di S.Rocco al Porto (LO), ridurrà 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. Il tracciato si affiancherà in alcuni tratti agli esistenti elettrodotti a 380 kV "La Casella – S. Rocco" e "S. Rocco – Caorso", che saranno così ricostruiti in doppia terna rimuovendo così le attuali limitazioni dei collegamenti. La soluzione così individuata congiuntamente alla realizzazione nuova trasformazione 380/132 kV fornirà inoltre l'opportunità di realizzare una razionalizzazione della rete a 132 kV che porterà ad un sensibile miglioramento dell'impatto sul territorio della rete elettrica principalmente in prossimità dell'area urbana di Lodi.

Stato di avanzamento dell'opera: *E' in via di finalizzazione un protocollo di intesa con gli EE.LL. interessati in merito alla fascia di fattibilità, già condivisa in data 9 luglio 2007. In data 21 dicembre 2007 è stata avviata, ai sensi della L. 239/04, l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio del nuovo collegamento a 380 kV.*

Elettrodotto 380 kV tra Pavia e Piacenza ***A lungo termine***

In considerazione della realizzazione di nuove centrali in ciclo combinato nell'area Nord Ovest del Paese, è prevista la realizzazione di un nuovo elettrodotto a 380 kV funzionale al trasporto delle produzioni dal polo di Ferrera Erbognone/Voghera verso la rete a 380 kV afferente il nodo di La Casella (PC). L'intervento consentirà di ridurre i rischi di sovraccarico della rete a 380 kV sulla sezione Nord – Centro Nord, anche in seguito all'eventuale incremento dell'importazione sulla frontiera Nord Ovest.
La realizzazione del nuovo elettrodotto è correlata al potenziamento della rete a 380 kV tra le stazioni di La Casella e Caorso.

Stato di avanzamento dell'opera: *Da avviare l'iter concertativo.*

Stazione 220 kV Sud Milano (MI) **anno: 2012**

Disegno allegato: Razionalizzazione di Milano

La crescita dei consumi nell'area sud di Milano ha evidenziato la necessità di un intervento di potenziamento della rete. Al riguardo, è stata individuata la possibilità di realizzare una nuova stazione a 220 kV da collegarsi in entra-esce mediante brevi raccordi ad una delle due terne dell'elettrodotto a 220 kV "Cassano – Ricevitrice Sud", in prossimità dell'esistente CP di Vaiano Valle di proprietà ENEL Distribuzione, nella quale saranno installate opportune trasformazioni 220/132 kV.
Potranno così essere ridotti i transiti sulla locale rete a 132 kV e garantito un incremento della flessibilità di esercizio. Contestualmente, verranno rimosse le limitazioni di portata ed eliminata l'esistente derivazione rigida sulla direttrice di trasmissione a 132 kV tra la costruenda stazione e la CP Bolgiano, funzionale ad alimentare i carichi localizzati nell'area Sud-Est della città di Milano.

Stato di avanzamento dell'opera: *E' in fase di conclusione la stipula del contratto di acquisizione dell'impianto Vaiano Valle, oggi di ENEL Distribuzione, ove verrà realizzata la nuova trasformazione.*

Razionalizzazione 220 kV Alta Valtellina (Fase A2) **anno: 2012**

Disegno allegato: Valtellina - Fase A2

Nei termini stabiliti e con le modalità definite nell'Accordo di Programma (AdP) sottoscritto presso il Ministero dello Sviluppo Economico - l'allora Ministero delle Attività Produttive - in data 24 giugno 2003, in correlazione alla realizzazione della linea in doppia terna a 380 kV "San Fiorano - Robbia", sono in corso le attività della cosiddetta "Fase A2" di razionalizzazione dei sistemi elettrici che interessano il territorio dell'Alta Valtellina.
In tale fase si prevede la trasformazione in cavo interrato di linee a 132 kV presenti nell'area, la realizzazione di alcune varianti di raccordo e la realizzazione di alcune stazioni sul livello 132 kV secondo le attività qui di seguito descritte:

- realizzazione di una direttrice in cavo interrato a 132 kV che parte dalla stazione 132 kV di Grosotto e passa per Lovero, CP Villa di Tirano, C.S. Villa di Tirano e Stazzona;
- dismissione dalla RTN dei seguenti collegamenti aerei a 132 kV: la linea "CP Villa di Tirano - C.S. Villa di Tirano", la linea "C.S. Villa di Tirano - Stazzona" e la doppia terna "Lovero - Grosotto" e "Stazzona - Lovero";
- trasformazione in cavo interrato della porzione della linea a 220 kV "Glorenza - Cesano" compresa tra Bagni di Bormio e Piazza; interramento della linea aerea di interconnessione a 132 kV "Campocologno (CH) - Villa di Tirano";
- realizzazione di una nuova stazione a 132 kV presso Lovero, da collegare in entra-esce alla linea 132 kV "Grosotto - CP Villa di Tirano" e predisposta anche per la connessione dei due gruppi della centrale idroelettrica omonima;
- realizzazione di una nuova stazione a 132 kV presso Stazzona, da collegare in entra-esce alla linea a 132 kV "Ric. Nord - C.S. Villa di Tirano - Stazzona all. (Belviso)" e predisposta anche per la connessione dei due gruppi della centrale idroelettrica omonima.

Stato di avanzamento dell'opera: *Ai sensi della L. 239/04, sono in fase di conclusione gli iter autorizzativi per i collegamenti a 132 kV "CS Villa di Tirano - CP. Villa di Tirano", linea a 220 kV "Glorenza - Cesano", collegamento in cavo interrato 132 kV "Grosotto - Lovero - CP Villa di Tirano" e "Stazzona – CS Villa di Tirano" e relativi adeguamenti delle stazioni a 132 kV di Grosotto, Lovero e di Stazzona.*

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, è stata programmata una serie di interventi di sviluppo della rete di trasmissione che interessa il territorio milanese.
Il potenziamento della rete della città di Milano ha tra i suoi obiettivi quelli di:

- garantire anche in futuro la sicurezza di alimentazione delle utenze elettriche, diminuendo la probabilità di energia non fornita;
- migliorare la connessione degli esistenti impianti di trasmissione, tradizionalmente gestiti come reti separate, in modo da incrementare l'affidabilità della rete;
- assicurare un migliore deflusso della potenza generata.

Nello specifico, con valenza prioritaria rispetto alle altre attività, è prevista la realizzazione di un nuovo elettrodotto in cavo a 220 kV "Gadio - Porta Volta". Per consentire il collegamento del cavo a Porta Volta ed al contempo garantire adeguati livelli di flessibilità, affidabilità e continuità del servizio, la stazione di Porta Volta, attualmente in singola sbarra, verrà ampliata e potenziata prevedendo inoltre la connessione di un nuovo trasformatore 220 kV/MT richiesto dal distributore locale.
Si procederà quindi alla realizzazione dei successivi interventi:

- nuovo elettrodotto a 220 kV "Baggio - Ricevitrice Ovest";
- nuovo elettrodotto in cavo a 220 kV "Ricevitrice Sud - Porta Venezia";
- potenziamento del cavo 220 kV "Ricevitrice Sud - Ricevitrice Ovest".

In correlazione con tali nuovi collegamenti, anche al fine di adeguare gli apparati della stazione Ricevitrice Sud alle nuove correnti di corto, è previsto l'ampliamento ed il potenziamento dell'impianto.
Al fine di garantire una maggiore flessibilità e continuità di esercizio, sarà inoltre adeguata la stazione 220/132 kV di Rise di Sesto, prevedendo l'installazione dello stallo di parallelo presso la relativa sezione 132 kV.
Contestualmente alle attività indicate, nelle stazioni rispettivamente di Baggio e di Cassano verranno installate due nuove trasformazione 380/220 kV.
Successivamente alla data indicata verranno inoltre potenziati i collegamenti in cavo interrato a 220 kV "Ricevitrice Ovest – Gadio", "Gadio – Ricevitrice Nord" e "Porta Volta – Porta Venezia".

Stato di avanzamento dell'opera: *Da avviare l'iter concertativo.*

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 dello Sviluppo Economico - l'allora Ministero delle Attività Produttive - in data 24 giugno 2003, in correlazione alla realizzazione della linea in doppia terna a 380 kV "San Fiorano - Robbia", sono stati avviati gli iter autorizzati relativi all'attività della cosiddetta "Fase A1" della razionalizzazione dei sistemi elettrici che interessano il territorio della Valcamonica.
Oltre al potenziamento di una stazione 220/132 kV (cfr. Intervento Stazione di Cedegolo), in tale fase si prevede la trasformazione in cavo interrato di linee a 220 e 132 kV presenti nell'area e la realizzazione di alcune varianti secondo le attività qui di seguito descritte:

- trasformazione in cavo interrato dell'elettrodotto a 220 kV "Cedegolo - Taio" nel tratto compreso tra Cedegolo e Edolo e nel tratto compreso tra Temù e Passo del Tonale;
- dismissione della linea a 132 kV "Cedegolo - Sonico" e trasformazione in cavo interrato della direttrice a 132 kV tra CP San Fiorano, Cedegolo, Forno, CP Edolo, Sonico, Temù;
- raccordo ad Ossana, mediante realizzazione di un nuovo stallo 132 kV, della linea a 132 kV "Temù - Cogolo", in modo da realizzare la direttrice "Temù - Ossana", da interrare nel tratto compreso tra Temù e il Passo del Tonale;

- raccordo a Cogolo della linea a 132 kV "Temù - Taio" e dismissione del tratto compreso tra Temù e Cogolo, in modo da ottenere la direttrice "Taio - Cogolo", compatibilmente con le attività descritte è previsto il del collegamento in d.t. tra Cogolo e Ossana.

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

Stato di avanzamento dell'opera: *Ai sensi della L. 239/04, sono in fase di conclusione gli iter autorizzativi per l'interramento della linea 220 kV "Taio - Cedegolo", nei tratti "Temù - Passo Tonale" e "Sonico - Cedegolo" e per variante in cavo interrato della linea a 132 kV "S. Fiorano - Sellero".*

Elettrodotto 132 kV Novara Sud – Magenta ***anno: 2009***

Al fine di completare il potenziamento della direttrice a 132 kV "Novara Sud - Sarpom (NO) - Reno dei Medici (MI) - Edison Boffalora (MI) - Magenta (MI)" sarà adeguata la portata del tratto compreso tra gli impianti di Sarpom e Reno dei Medici.

L'intervento dovrà essere anticipato il prima possibile per garantire la sicurezza e continuità del servizio anche in caso di rete non integra.

Stato di avanzamento dell'opera: *Da avviare l'iter concertativo.*

4.2.2 Interventi su impianti esistenti o autorizzati

Stazione 380 kV Baggio (MI) ***anno: 2010***

In considerazione dei valori di correnti di corto circuito attuali e previste in corrispondenza della sezione 380 kV di Baggio, è in programma l'adeguamento completo dell'impianto mediante sostituzione delle apparecchiature con altre opportunamente dimensionate.

Stazione 380 kV Bovisio (MI) ***anno: 2010***

In considerazione dei valori di correnti di corto circuito attuali e previste in corrispondenza della sezione 380 kV di Bovisio, è in programma l'adeguamento completo dell'impianto mediante sostituzione delle apparecchiature con altre opportunamente dimensionate.

Stazione 380 kV Brugherio (MI) ***anno: 2010***

In considerazione dei valori di correnti di corto circuito attuali e previste in corrispondenza della sezione 380 kV di Brugherio, è in programma l'adeguamento di alcune apparecchiature dell'impianto mediante sostituzione con altre opportunamente dimensionate.

Stazione 380 kV Caorso (PC) ***anno: 2010***

In considerazione dei valori di correnti di corto circuito attuali e previste in corrispondenza della sezione 380 kV di Caorso, è in programma l'adeguamento di alcune apparecchiature dell'impianto mediante sostituzione con altre opportunamente dimensionate.

Stazione 380 kV Chiari (BS) ***anno: 2010***

In considerazione dei valori di correnti di corto circuito attuali e previste in corrispondenza della sezione 380 kV di Chiari, è in programma l'adeguamento di alcune apparecchiature dell'impianto mediante sostituzione con altre opportunamente dimensionate.

Stazione 380 kV Ospiate (MI) ***anno: 2010***

In considerazione dei valori di correnti di corto circuito attuali e previste in corrispondenza della sezione 380 kV di Ospiate, è in programma l'adeguamento completo dell'impianto mediante sostituzione delle apparecchiature con altre opportunamente dimensionate.

Stazione 380 kV Ostiglia (MN) ***anno: 2010***

In considerazione dei valori di correnti di corto circuito attuali e previste in corrispondenza della sezione 380 kV di Ostiglia, è in programma l'adeguamento di alcune apparecchiature dell'impianto mediante sostituzione con altre opportunamente dimensionate.

Stazione 380 kV Pian Camuno (BG) ***anno: 2010***

Per garantire la sicurezza e continuità di alimentazione dei carichi locali è prevista l'installazione di un'ulteriore trasformazione 380/132 kV e la predisposizione della sezione a 132 kV per l'esercizio su tre sistemi di sbarre separati.
Contestualmente sarà investigata la possibilità di rimuovere la limitazione in corrente sul collegamento a 132 kV "Pian Camuno – Casnigo der. Radicifil", mediante potenziamento del tratto compreso tra Pian Camuno e la derivazione dell'utente Radicifil.

Stazione 380 kV Tavazzano (LO) ***anno: 2010***

In considerazione dei valori di correnti di corto circuito attuali e previste in corrispondenza della sezione 380 kV di Tavazzano, è in programma l'adeguamento di alcune apparecchiature dell'impianto mediante sostituzione con altre opportunamente dimensionate.

Stazione 380 kV Turbigo (MI) ***anno: 2010***

In considerazione dei valori di correnti di corto circuito attuali e previste in corrispondenza della sezione 380 kV di Turbigo, è in programma l'adeguamento di alcune apparecchiature dell'impianto mediante sostituzione con altre opportunamente dimensionate. Inoltre - entro il 2008 - sarà completato il potenziamento della omonima centrale elettrica collegata in antenna alla stazione elettrica a 380 kV.

Stazione 220 kV Cedegolo (BS) ***anno: 2009***

Disegno allegato: Valcamonica - Fase A1

Al fine di ottimizzare le connessioni alla rete nel quadro delle attività di razionalizzazione della Valcamonica (Fase A1), è stato avviato presso il Ministero dello Sviluppo Economico l'iter autorizzativo per l'adeguamento e potenziamento della esistente stazione 220/132 kV di Cedegolo.
Il nuovo assetto della stazione, nella quale è prevista la sostituzione dei due attuali trasformatori, sarà il seguente:

- sezione 220 kV: a cui connettere la linea "Cedegolo - Taio" e la trasformazione 220/132 kV;
- sezione 132 kV: a cui saranno connesse le due linee per S. Fiorano e la linea per CP Forno, e i collegamenti dei gruppi esistenti.

Stato di avanzamento dell'opera: *L'intervento, ricadente tra le attività propedeutiche alla Razionalizzazione della Valcamonica, è stato autorizzato dal MSE ai sensi della legge 239/04, il 4 Ottobre 2007.*

Stazione 220 kV Magenta (MI) ***anno: 2010***

In considerazione dei valori di correnti di corto circuito attuali e previste in corrispondenza della sezione 220 kV di Magenta, è in programma l'adeguamento delle apparecchiature dell'impianto mediante sostituzione con altre opportunamente dimensionate. Inoltre per l'alimentazione del sistema ad alta velocità verrà installata una nuova trasformazione 220/132 kV ed una seconda sezione 132 kV per consentire la connessione degli impianti TAV di Greggio e Sedriano, la data di completamento di quest'ultime attività è prevista entro il 2008.

Stazione 132 kV Ardenno (SO) ***anno: 2009***

La stazione di Ardenno, alla quale sono connessi gli impianti di produzione di Ardenno, Masino e Talamona, contribuisce a raccogliere la produzione idroelettrica sul sistema a 132 kV della Valtellina. Al fine di garantire i necessari livelli di sicurezza, affidabilità e flessibilità di esercizio dell'impianto, sono previsti interventi di riassetto con adeguamento e potenziamento della stazione.

Stazione 132 kV XXV Aprile (BS) ***anno: 2014***

In considerazione dei valori di correnti di corto circuito attuali e previste in corrispondenza della stazione XXV Aprile, è in programma l'adeguamento di alcune apparecchiature dell'impianto mediante sostituzione con altre opportunamente dimensionate; le attività saranno coordinate con il Titolare dell'impianto.

Stazione 132 kV Ziziola (BS) ***anno: 2009***

In considerazione dei valori di correnti di corto circuito attuali e previste in corrispondenza della stazione Ziziola, è in programma l'adeguamento di alcune apparecchiature dell'impianto mediante sostituzione con altre opportunamente dimensionate; le attività saranno coordinate con il Titolare dell'impianto.

4.2.3 Disegni

Razionalizzazione Valcamonica e Valtellina

Valcamonica – Fase A1

Valtellina – Fase A2

Razionalizzazione di Milano

4.3 Area di Venezia

4.3.1 Interventi previsti

Stazione 380 kV in Provincia di Treviso ***anno: 2010***

Le condizioni attuali di esercizio della rete 132 kV confermano l'esigenza di una nuova stazione di trasformazione 380/132 kV in provincia di Treviso, da inserire in entra-esce sulla linea a 380 kV "Sandrigo - Cordignano"; presso il nuovo impianto è prevista l'installazione di dispositivi, quali batterie di condensatori, necessari a garantire il miglioramento dei profili di tensione lungo tutta la dorsale 380 kV.
L'intervento ha tra le sue finalità quelle di evitare sovraccarichi in caso di fuori servizio di elementi della rete 132 kV, migliorare la qualità della tensione nell'area (caratterizzata da lunghe arterie di sezione limitata) e ridurre la necessità di potenziamento della locale rete 132 kV; a tal fine saranno anche ammazzettate fra loro le linee in doppia terna "Istrana - Scorzè" e "Caerano - Scorzè", in modo da realizzare un'arteria a 132 kV di adeguata capacità di trasporto.

Stato di avanzamento dell'opera: *L'opera, ai fini dell'utilizzo della procedura prevista dalla "Legge Obiettivo è stata inserita tra quelli di "preminente interesse nazionale" contenuti nella Delibera CIPE n. 121 del 21.12.2001. In data 24 Marzo 2003 è stato avviato l'iter autorizzativo presso il Ministero Infrastrutture e Trasporti; nell' ottobre 2004, la commissione VIA della Regione ha chiesto l'assoggettamento dell'opera alla procedura VIA e conseguentemente la redazione dello Studio di Impatto Ambientale; lo stesso (presentato al pubblico in data 10 gennaio 2007) è nuovamente in fase di esame da parte della suddetta Commissione.*

Stazione 380 kV Vicenza Industriale ***anno: 2013***

Nell'area industriale di Vicenza, al fine di garantire un'adeguata alimentazione dei carichi e migliorare la qualità del servizio dell'area, è emersa l'esigenza di realizzare una nuova stazione di trasformazione 380/132 kV, da inserire in entra-esce sulla linea a 380 kV "Sandrigo - Dugale" (possibilmente in posizione baricentrica rispetto ai carichi dell'area).
La nuova stazione sarà raccordata alla rete a 132 kV presente nella zona.

Stato di avanzamento dell'opera: *Sono in fase di completamento gli studi finalizzati all'individuazione del sito ove localizzare il nuovo impianto, nonché l'individuazione del miglior corridoio ambientale per i nuovi raccordi alla rete AT.*

Razionalizzazione 380 kV fra Venezia e Padova ***anno: 2010***

Disegno allegato: Razionalizzazione fra Venezia e Padova

Al fine di migliorare l'esercizio in sicurezza della rete veneta, anche in relazione all'esistenti centrali che gravitano nell'area, verrà realizzato un nuovo collegamento a 380 kV tra le stazioni di Dolo (VE) e Camin (PD). Il nuovo collegamento sfrutterà porzioni di linee già esistenti mentre altri elementi di rete a 220 e 132 kV saranno oggetto di un piano di riassetto rete nell'area associando così alle esigenze di sviluppo della rete elettrica quelle di salvaguardia del territorio.
Contestualmente è stata studiata un'ampia razionalizzazione della rete AAT/AT correlata al su citato nuovo collegamento tra Venezia e Padova finalizzato a migliorare la sicurezza, la flessibilità e l'economicità di esercizio della rete interessata dal trasporto delle produzioni dei poli di Marghera e Fusina.

Le attività in programma - studiate congiuntamente al piano di realizzazione delle opere del Progetto Integrato Fusina approvato con DGR 07.08.2006, nr. 2531 e successive modifiche - comprendono il potenziamento e/o l'interramento di alcune linee ad altissima tensione con conseguente eliminazione di un considerevole numero di km di elettrodotti, e la realizzazione di nuove stazioni: funzionali a raccogliere sulla rete a 380 kV la produzione delle centrali di Fusina e Marghera e ad alimentare in sicurezza gli impianti industriali connessi alla rete AAT ed a smistare la produzione proveniente dall'area di Marghera verso i nodi di carico di Dolo, Scorzé e Dugale.
In merito alla rete 132 kV verranno interrate e potenziate le linee che collegano la città di Venezia e la laguna; mentre è gia stato avviato l'iter autorizzativo per rimuovere le esistenti limitazioni di portata del collegamento in cavo "Ut. Pilkington - ENI Raff." e consentirne lo spostamento (attività quest'ultima finalizzata a consentire la bonifica delle aree inquinate del Porto di Marghera) saranno successivamente rimosse le altre limitazioni presenti sulla direttrice a 132 kV tra Villabona e Mestre della quale fa parte il citato collegamento.

Stato di avanzamento dell'opera: *Il 30 gennaio 2007, con delibera n. 181, la Giunta Regionale della regione Veneto ha approvato lo schema di Accordo di programma nel quale sono riportate le modalità e i termini degli impegni reciproci della Regione Veneto e della Società Terna S.p.A. nelle fasi della programmazione, localizzazione, autorizzazione e realizzazione dell'opera.*
Prosegue l'attività di concertazione tra la Regione Veneto, i comuni interessati e Terna per la definizione del miglior corridoio ambientale e della fascia di fattibilità per i nuovi tratti a 380 kV in aereo e della razionalizzazione associata all'opera. Verrà sottoscritto un Protocollo di Intesa tra la Regione Veneto, i comuni interessati e Terna, per la definizione della fascia di fattibilità per i nuovi tratti a 380 kV in aereo e della razionalizzazione associata; contestualmente verrà sottoscritto un ulteriore Protocollo di Intesa sul "Progetto Moranzani", specifico per gli interventi di riqualificazione ambientale dell'area di Fusina – Porto Marghera, a cui Terna partecipa fattivamente.
In data 27 Aprile 2007, è stato avviato l'iter autorizzativo presso il Ministero dello sviluppo economico per il potenziamento e spostamento del collegamento "UT. Pilkington – ENI Raff.".
In data 21 Dicembre 2007, è stato avviato, sempre ai sensi della L. 239/04, l'autorizzazione alla costruzione ed esercizio per le attività relative alla rete 380/220 kV.

Elettrodotto 380 kV Interconnessione Italia-Austria ***A lungo temine***

Al fine di incrementare la capacità di interconnessione con l'Austria, verrà realizzata la nuova linea a 380 kV che collegherà la direttrice RTN "Udine Ovest - Sandrigo" al nodo a 380 kV di Lienz, in Austria, sfruttando per quanto possibile il tracciato dell'attuale interconnessione a 220 kV "Soverzene - Lienz".
Potranno altresì essere definiti opportuni interventi di razionalizzazione nell'area, già oggetto di studio per quel che riguarda in particolare la zona del Bellunese compresa tra Soverzene, Polpet, Sospirolo e Agordo al fine di combinare le esigenze di sviluppo della rete con quelle di salvaguardia del territorio.

Stato di avanzamento dell'opera: *L'intervento, ai fini dell'utilizzo degli strumenti previsti dalla "Legge obiettivo", è stato inserito fra quelli di "preminente interesse nazionale" contenuti nella Delibera CIPE n. 121 del 21.12.2001, con il nome di elettrodotto a 380 kV "Cordignano - Lienz"; sono in corso di definizione gli studi relativi alla razionalizzazione della rete da proporre agli enti locali al fine di contenere l'impatto ambientale della nuova opera*

Elettrodotto 380 kV Interconnessione Italia - Slovenia ***anno: 2013***

Gli studi di rete e le esperienze di esercizio hanno dimostrato l'opportunità di realizzare una nuova linea di interconnessione a 380 kV tra Italia e Slovenia, per aumentare l'import in sicurezza dalla frontiera Nord-Orientale. L'intervento, che tra le soluzioni possibili contempla in particolare la realizzazione di un nuovo collegamento tra le stazioni di Udine Ovest ed Okroglo (SLO), consentirà inoltre di rimuovere le attuali limitazioni di esercizio della linea a 380 kV "Redipuglia-Divaca".

Inoltre, sono stati effettuati studi di razionalizzazione degli impianti 132 kV che insistono nell'area di Udine, i cui benefici in termini di salvaguardia del territorio potranno essere combinati con le esigenze di sviluppo della rete.
L'intervento è oggetto di studio congiunto tra il gestore di rete sloveno (ELES) e Terna in base all'accordo firmato il 2 febbraio 2004 dalle due società; per l'importanza strategica che riveste, è stato inserito, con la decisione 1364/2006/CE tra i Progetti di Interesse Comune individuati nell'ambito del programma comunitario "Reti transeuropee nel settore dell'Energia Elettrica (TEN E), che prevede anche il finanziamento del relativo studio da parte della Commissione europea.

Stato di avanzamento dell'opera: *Nell'ambito degli studi TEN sono stati conclusi gli studi congiunti con l'operatore sloveno relativi alle analisi di rete..*

Elettrodotto 380 kV Trasversale in Veneto ***anno: 2011***

Disegno allegato: Trasversale in Veneto

E' in programma la realizzazione di un collegamento trasversale a 380 kV tra le direttrici RTN "Sandrigo - Cordignano" e "Venezia Nord - Salgareda", che consentirà di rafforzare la rete a 380 kV del Triveneto, aumentando la sicurezza e continuità di alimentazione dei carichi ed ottenendo contestualmente una riduzione delle perdite di trasporto.
L'intervento risulta particolarmente importante ed urgente in relazione alle attuali difficoltà di esercizio ed ai livelli non ottimali di qualità del servizio sul sistema di trasmissione primario nell'area in questione, interessato da elevati transiti di potenza e caratterizzato da una insufficiente magliatura di rete, con numerose stazioni inserite su collegamenti relativamente lunghi.
Sono in corso di perfezionamento, di concerto con la Regione Veneto, studi di possibili alternative di progetto che percorrono preferenzialmente tracciati di elettrodotti esistenti e/o si affiancano ad altre infrastrutture presenti sul territorio, in accordo alla Deliberazione n. 914 del 06/04/2004 della Regione Veneto relativa all'intervento in oggetto. In particolare è stata investigata la possibilità di riutilizzo della porzione sud del tracciato della esistente linea a 220 kV "Soverzene - Scorzé" e il raccordo della porzione Nord della stessa su una nuova stazione 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 nel dettaglio gli interventi di razionalizzazione della locale rete AT finalizzati a ridurre l'impatto della rete elettrica sul territorio regionale, nel rispetto degli obiettivi di continuità, affidabilità, sicurezza e minor costo del servizio elettrico.

Stato di avanzamento dell'opera: *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".*
Proseguono le attività di concertazione tra le Prov. di Treviso e Venezia, i Comuni interessati e Terna coadiuvati dalla regione Veneto per la definizione della fascia di fattibilità per i nuovi tratti a 380 kV in aereo e della razionalizzazione associata all'opera. Tale collaborazione verrà formalizzata con la sottoscrizione di un protocollo di intesa sulla fascia di fattibilità e sulla razionalizzazione associata.

Elettrodotto 380 kV "Udine Ovest (UD) – Redipuglia (GO)" ***anno: 2010***

Al fine di migliorare la sicurezza di esercizio del sistema di trasmissione primario nell'estremo Nord Est del Paese e ridurre alcuni vincoli sulla produzione locale (Monfalcone, Torviscosa) e sulla importazione dai Paesi dell'Est Europa, è necessario rinforzare la rete afferente la stazione a 380 kV di Redipuglia, interessata dal trasporto della potenza importata dalla Slovenia e della produzione delle centrali di Monfalcone e Torviscosa.

La rete a 380 kV del Friuli Venezia Giulia sarà pertanto potenziata con la realizzazione di un elettrodotto in doppia terna a 380 kV tra le stazioni di Udine Ovest e Redipuglia, sfruttando in gran parte l'esistente collegamento a 220 kV "Redipuglia – Udine NE – der. Safau".
Inoltre, con l'obiettivo di ridurre, già nel breve termine, gli attuali condizionamenti di esercizio, è prevista l'installazione nella stazione di Redipuglia di un dispositivo PST per il controllo dei flussi in import dalla frontiera con la Slovenia (attività in coordinamento con il Gestore Sloveno ELES).
In stretta correlazione con il nuovo elettrodotto a 380 kV, è inoltre previsto un piano di razionalizzazione della rete nell'area compresa tra le province di Udine e Gorizia, finalizzato a ridurre l'impatto delle infrastrutture elettriche sul territorio regionale interessato dall'opera. Il riassetto della rete in programma renderà infatti possibile la demolizione di un considerevole numero di km di linee aeree con evidenti benefici ambientali, pur nel rispetto degli obiettivi di continuità, affidabilità, sicurezza e minor costo del servizio elettrico.

Stato di avanzamento dell'opera: *Continuano i lavori del tavolo tecnico di concertazione istituito nel giugno 2006 tra la Regione Friuli Venezia Giulia, i Comuni interessati e Terna per la definizione della fascia di fattibilità per il nuovo elettrodotto 380 kV in aereo da localizzarsi all'interno del corridoio ambientale proposto da Terna e della razionalizzazione associata all'opera; è in via di ultimazione la sottoscrizione di un protocollo di intesa sulla fascia di fattibilità e sulla razionalizzazione associata, al quale ha già aderito gran parte dei comuni interessati.*

Stazione 220 kV Cardano (BZ) ***anno: 2011***

La stazione 220/132 kV di Cardano contribuisce a raccogliere parte della produzione idroelettrica altoatesina ed a trasferirla sulla rete a 220 e 132 kV verso le aree di carico locali e quelle situate più a sud. All'impianto sono direttamente connesse alcune unità idroelettriche.
Al fine di superare le difficoltà di manutenzione associate all'attuale stato di consistenza dell'impianto e garantire adeguati livelli di affidabilità, flessibilità e continuità del servizio, è in programma un riassetto complessivo della stazione, mediante ricostruzione della sezione a 220 kV che della sezione a 132 kV, prevedendo inoltre la dismissione dell'attuale macchina a 3 avvolgimenti 220/132 kV/MT. Sarà inoltre garantita la separazione funzionale degli impianti di trasmissione da quelli dedicati alla produzione.
Alla nuova sezione a 132 kV saranno inoltre raccordate in entra-esce due delle linee di trasmissione che collegano le stazioni di Bressanone e Bolzano, migliorando la connessione della centrale di Bressanone e garantendo in tal modo una riserva di alimentazione per parte dei carichi della città di Bolzano e per la rete RFI sottesa alla stazione di Cardano.
Contestualmente verrà superato l'attuale schema di collegamento della centrale idroelettrica di Ponte Gardena connessa mediante derivazione alla linea a 132 kV "Bressanone – Bolzano", utilizzando porzioni di rete esistenti.
Il complesso degli interventi in programma consentirà un miglior dispacciamento della produzione sia dei gruppi direttamente connessi alla stazione 220 kV sia di quelli ubicati nell'area Nord del Trentino Alto Adige.

Stato di avanzamento dell'opera: *Da avviare l'iter concertativo.*

Stazione 220 kV Castegnero (VI) ***anno: 2009***

Al fine di garantire un'adeguata riserva di alimentazione e migliorare la qualità del servizio sulla rete afferente le stazioni 220 kV di Cittadella (PD), Este (PD) e Vicenza Monteviale, sarà realizzata una nuova stazione a 220 kV con funzione di smistamento e trasformazione, da ubicare in provincia di Vicenza, in prossimità dell'incrocio degli elettrodotti a 220 kV "Cittadella – Este" e "Dugale – Stazione 1", riducendo così al minimo la lunghezza delle linee di raccordo.
All'impianto - realizzato in classe 380 kV in vista di futuri sviluppi – sarà connessa la futura CP Nanto di ENEL Distribuzione (nel transitorio la CP sarà collegata in entra-esce alla linea 220 kV "Dugale – Stazione 1").

Contestualmente la linea “Este – Cittadella” sarà declassata nel solo tratto compreso tra la nuova stazione di Castegnero ed Este, e collegata alla stazione di Castegnero.
In correlazione con il declassamento della linea verso Este, sono infine in programma le seguenti attività:

- dismissione dalla stazione di Este della sezione a 220 kV;
- realizzazione dello scrocio tra la linea di distribuzione a 132 kV “Abano – Pontebotti” e la linea RTN (declassata) a 132 kV “Este – Castegnero”, al fine di assicurare un’opportuna riserva di alimentazione per la locale rete a 132 kV (tale attività sarà concordata con Enel Distribuzione titolare degli impianti).

Stato di avanzamento dell’opera: *Il 26 Giugno 2007 è stato avviato l’iter autorizzativo dell’opera presso il Ministero dello Sviluppo Economico, contestualmente è stato siglato con il comune di Castegnero in data 28 Agosto 2007, un protocollo di intesa per la localizzazione dell’area ove sarà ubicata la futura stazione.*

Stazione 220 kV Schio (VI) ***A lungo termine***

Disegno allegato: Stazione Schio

Al fine di garantire un sensibile miglioramento del profilo delle tensioni nell’area di carico ad ovest di Vicenza incrementando nel contempo la flessibilità di esercizio della rete 132 kV, sarà realizzata una nuova stazione di trasformazione 220/132 kV. La nuova stazione sarà realizzata preferibilmente in prossimità della linea 220 kV “Ala - Vicenza Monteviale”, alla quale linea sarà connessa mediante due brevi raccordi e opportunamente collegata alla CP di ENEL Distribuzione, ove già confluiscono un consistente numero di linee a 132 kV.

Stato di avanzamento dell’opera: *Da avviare l’iter concertativo.*

Razionalizzazione 220 kV Area a Nord Ovest di Padova ***anno: 2011***

E’ stata verificata la possibilità di una razionalizzazione a Nord Ovest di Padova che, sfruttando anche lo sviluppo previsto dall‘impresa distributrice locale apporterà, con migliori prestazioni elettriche, un significativo beneficio ambientale. Ciò consentirà di far fronte anche alla costante crescita dei carichi che si è registrata negli ultimi anni nel padovano, prevedendo in particolare la realizzazione di una nuova stazione di trasfomazione. La nuova stazione, da realizzare in classe 380 kV, sarà collegata in entra-esce alla linea a 220 kV “Dugale - Marghera Stazione 1”, mentre la sezione a 132 kV sarà opportunamente raccordata alla locale rete AT.

Stato di avanzamento dell’opera: *Il 30 gennaio 2007, con delibera n. 181, la Giunta Regionale della regione Veneto ha approvato lo schema di Accordo di programma nel quale sono riportate le modalità e i termini degli impegni reciproci della Regione Veneto e della Società Terna S.p.A. nelle fasi della programmazione, localizzazione, autorizzazione e realizzazione dell’opera.*

Razionalizzazione 220 kV Bussolengo (VR) ***anno: 2010***

Gli interventi di razionalizzazione nell’area di Bussolengo (VR) sono mirati a garantire la sicurezza di alimentazione dei carichi e a migliorare la flessibilità di esercizio della rete.
Conseguentemente, vista l’ingente produzione che si riversa sul nodo 220/132 kV di Bussolengo S.S., presso la suddetta stazione si provvederà alla sostituzione e potenziamento delle trasformazioni ed al contestuale adeguamento della sezione 132 kV e parzialmente della sezione 220 kV (quest’ultima verrà traslata preservando comunque gli spazi per il futuro sviluppo della rete del sistema elettrico in Val d’Adige).
Al termine dei lavori di riassetto della rete AT in programma, si attesteranno sulla nuova sezione 132 kV di Bussolengo S.S. le seguenti direttrici:

- “Bussolengo S.S. - Chievo CP - Chievo - Verona Ric. Sud” ottenuta grazie alla realizzazione di un nuovo collegamento “Chievo – Verona Ric. Sud“;
- “Bussolengo S.S. - Garda - Rivoli - Lizzana”; “Sega - Bussolengo M.A. – Bussolengo CP – Verona Ric. Sud”;
- “Mincio - Castelnuovo - Pozzolengo”.

Nell’ambito sempre della razionalizzazione della rete nell’area di Verona al fine di migliorare la flessibilità ed affidabilità di esercizio della direttrice 220 kV “Bussolengo – Verona – Dugale”, sarà superato l’ attuale schema di connessione in derivazione rigida dell’utente Riva Acciaio alla linea “Verona B.M. – Dugale” realizzando così due distinte direttrici 220 kV “Bussolengo – Verona B.M. – Dugale” e “Bussolengo S.S. - Riva Acciaio”.

Stato di avanzamento dell’opera: *Nel corso dell’anno sono state conseguite ai sensi della L. 239/04 le autorizzazioni per i tratti "Bussolengo S. Salvar-Bussolengo M.A.-Bussolegno CP-Chievo CP-Chievo"; raccordi per la "Bussolengo S. Salvar-Garda-Rivoli-Lizzana" e il nuovo cavo “Chievo - AGSM Verona Ricevitrice Sud".*
L'intervento relativo alla variante alla derivazione a 220 kV all'ut Riva Acciaio, già in iter col T.U., è stato riproposto con la L. 239/04 nel corso del 2007.

Razionalizzazione 220 kV Monfalcone (GO) ***anno: 2009***

Al fine di limitare l’impatto sul territorio degli impianti nell’area compresa tra la provincia di Gorizia e Trieste, raggiungere una notevole semplificazione dello schema e migliorare le condizioni di esercizio della rete a 220/132 kV nell’area, sono in programma i lavori di seguito descritti:

- Monfalcone Z.I.: è prevista la dismissione della stazione 220 kV Monfalcone Z.I. e l’eliminazione della derivazione rigida sulla linea a 220 kV “Redipuglia - Padriciano” collegata al suddetto smistamento e saranno messe in continuità le linee a 220 kV “C.le Monfalcone - Monfalcone Z.I.” e “Monfalcone Z.I. - Redipuglia”; a completamento degli interventi programmati, la sezione a 220 kV della centrale di Monfalcone risulterà collegata in entra-esce lungo la direttrice a 220 kV “Padriciano - Redipuglia” mediante i due collegamenti “C.le Monfalcone - Padriciano” e “C.le Monfalcone - Redipuglia”. Inoltre, al fine di mantenere una equivalente continuità di produzione dei gruppi 220 kV della centrale di Monfalcone, sarà potenziata la linea a 220 kV “Monfalcone - Padriciano”. Al termine di tale attività si protrà procedere allo smantellamento della stazione di Monfalcone Z.I..
- Randaccio/Opicina: attualmente la CP Randaccio risulta connessa in antenna alla stazione di Redipuglia mediante il collegamento a 132 kV “Redipuglia – Randaccio – der. Cartiere Burgo”, non essendo possibile utilizzare come seconda alimentazione la linea di trasmissione a 132 kV “Randaccio - Opicina” lunga oltre 20 km, di portata limitata e ridotta affidabilità. Pertanto, al fine di combinare le esigenze di mantenimento di adeguati standard di qualità del servizio della RTN con l’opportunità di ottenere notevoli benefici in termini ambientali e paesaggistici, sarà realizzato un nuovo breve elettrodotto a 132 kV “Randaccio - Lisert” e sarà contestualmente demolita la linea di trasmissione “Randaccio - Opicina”.

Stato di avanzamento dell’opera: *In data 22 Giugno 2007, con delibera di Giunta regionale n. 1486, è stata pronunciata la compatibilità ambientale del progetto inerente il potenziamento della linea “Monfalcone-Padriciano”; ai sensi della L. 239/04 è stato avviato l’iter autorizzativo in data 29/11/2007 presso il Ministero dello Sviluppo Economico;inoltre, in data 10 dicembre 2007 è stato avviato l’iter autorizzativo della linea 132 kV “Randaccio – Lisert” e demolizione della linea 132 kV “Randaccio - Opicina”.*

Razionalizzazione 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 particolarmente critiche.
Allo stesso tempo, considerato il futuro incremento della domanda di energia elettrica nell'area, gli standard di qualità del servizio su rete a 132 kV potrebbero ulteriormente peggiorare se non si prevedesse un adeguato potenziamento della rete ad alta tensione.
Proprio a tale scopo è prevista la realizzazione di un nuovo assetto della rete a 132 kV che, aumentando il numero delle linee a 132 kV uscenti da Cordignano, consentirà di ridurre il prelievo dalla rete a 220 kV attestata alla stazione di Pordenone.
Subordinatamente alla realizzazione, a cura dell'impresa di distribuzione locale, delle linee in parte in doppia terna a 132 kV "Cordignano - Prata" e "Cordignano - Pasiano (CP futura)", si potenzieranno gli elettrodotti della RTN "Prata - Pordenone" e "Prata - Porcia". Contestualmente sarà modificato l'assetto in modo da ottenere i due nuovi collegamenti "Prata - Pordenone" e "Porcia - Pordenone" (mediante l'ammazzettamento del tratto in doppia terna in uscita da Prata fino al punto di separazione delle due linee e la ricostruzione in doppia terna della linea "Prata - Pordenone" nel tratto compreso tra il punto di separazione con la "Prata - Porcia" e la stazione di Pordenone).
Inoltre non si esclude l'opportunità di realizzare, presso l'attuale stazione elettrica a 220 kV di Pordenone, una nuova sezione a 380 kV con le relative trasformazioni ed i raccordi AAT all'elettrodotto "Udine O. – Cordignano"; contestualmente verrà verificata con il distributore locale il riassetto dell'afferente rete AT .

Stato di avanzamento dell'opera: *In attesa degli sviluppi a cura del distributore locale, sono stati avviati i primi studi finalizzati all'individuazione del sito ove localizzare il nuovo impianto a 380 kV, in posizione preferibilmente tale da contenere l'impatto dei raccordi alla afferente rete AT.*

Razionalizzazione 132 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 presente presso la stazione 220/132 kV di Trento Sud, è stato previsto che la linea di trasmissione a 132 kV "Ora - der. S. Floriano - Mori" venga attestata in entra-esce alla suddetta stazione mediante la realizzazione di brevi raccordi a 132 kV. A fronte della richiesta della Provincia Autonoma di Trento di razionalizzare il complesso delle linee elettriche che insistono nell'area ad Est di Trento è stata studiata una soluzione che consente di coniugare il previsto intervento di sviluppo (ossia la realizzazione dell'entra-esce della stessa linea sulla stazione di Trento Sud) con le esigenze ambientali richieste dalla Provincia.

Stato di avanzamento dell'opera: *E' in fase di perfezionamento lo studio tecnico finalizzato alla definizione del tracciato da proporre alla Provincia nell'ambito del tavolo tecnico istituito con il Protocollo d'Intesa del 12 Maggio 2006 tra la Provincia Autonoma di Trento e Terna.*

Elettrodotto 132 kV "Arco - Riva - Storo" (TN) ***anno: 2009***

La locale rete di trasmissione a 132 kV, specie nei periodi di elevata produzione idroelettrica delle centrali del Trentino Alto Adige, è sottoposta a transiti in potenza al limite della capacità di trasporto dei collegamenti.
Al fine di incrementare la capacità di trasporto degli impianti di trasmissione più critici e nel contempo soddisfare le esigenze di alimentazione in piena sicurezza dei carichi, saranno ricostruiti e potenziati i collegamenti 132 kV "Riva - Arco" e il tratto compreso tra Riva e la derivazione rigida per la CP Toscolano (BS) della linea a 132 kV "Riva - Storo - der. Toscolano".

Stato di avanzamento dell'opera: *E' stato sottoscritto un accordo con le amministrazioni comunali di Riva ed Arco per la localizzazione di nuovi tracciati relativi ai tratti da realizzare dell'elettrodotto "Riva – Arco", mentre sono stati completati i tratti in aereo per la parte in cavo si è in attesa del completamento della nuova viabilità a cura della Provincia.*

Elettrodotto 132 kV "Brunico Edison - Brunico CP" (BZ) ***anno: 2009***

Al fine di incrementare la sicurezza e continuità del servizio elettrico nell'area, verrà realizzato un breve collegamento aereo a 132 kV tra la stazione 132 kV di Brunico di proprietà Edison e la CP Brunico di proprietà ENEL Distribuzione.

Stato di avanzamento dell'opera: *In fase di avvio l'iter autorizzativo.*

Elettrodotto 132 kV "Desedan – Forno di Zoldo" (BL) ***anno: 2011***

Il collegamento 132 kV "Desedan – Forno di Zoldo", parte della direttrice che collega l'area di produzione dell'alto bellunese con la stazione di smistamento di Polpet (BL), presenta una limitata capacità di trasporto, e comporta rischi di riduzione della affidabilità di rete e della qualità del servizio. Il citato elettrodotto sarà pertanto ricostruito e potenziato; contestualmente presso la CP Forno di Zoldo verrà installato un interruttore sulla linea per Calalzo attualmente equipaggiata con un solo sezionatore.
L'intervento consentirà di ridurre i rischi di perdita di produzione e disalimentazione di utenza.

Stato di avanzamento dell'opera: *Da avviare l'iter concertativo.*

Elettrodotto 132 kV "Palmanova (UD) – Vittorio Veneto (TV)" ***anno: 2013***

I collegamenti che costituiscono la direttrice a 132 kV la CP di Palmanova (UD) e la CP Vittorio Veneto (TV) risultano scarsamente affidabili e con limitata capacità . I tratti della suddetta direttrice (linea "Palmanova – Stradalta der. Bipan", linea "Codroipo - Stradalta", linea "Codroipo - Zoppola der. Cart. Portonogaro", linea "Cordenons - Zoppola", linea "Cordenons - Villa Rinaldi", linea "Porcia - Villa Rinaldi", linea "Porcia - Vittorio Veneto der. Castelletto") saranno pertanto ricostruiti e potenziati.
Contestualmente, ove possibile, verranno superati gli attuali schemi di collegamento in derivazione rigida di utenze, che costituiscono un vincolo per le attività di esercizio e manutenzione della rete di trasporto nazionale.

Stato di avanzamento dell'opera: *Da avviare l'iter concertativo.*

Elettrodotto 132 kV "Prati di Vizze (BZ) – Steinach (AT)" ***anno: 2011***

Al fine di aumentare la capacità di scambio di energia elettrica tra Italia ed Austria, sarà realizzato un collegamento a 132 kV con la regione austriaca del Tirolo attraverso il valico del Brennero.
Il collegamento a 132 kV su lato italiano verrà realizzato mediante sfruttamento del tracciato dell'elettrodotto "Prati di Vizze - Brennero", attualmente esercito in media tensione. Sarà pertanto allestito a cura dell'impresa distributrice locale presso la CP Prati di Vizze lo stallo linea a 132 kV a cui attestare il collegamento in questione.
A fronte anche dell'entrata in servizio della nuova c.le idroelettrica ENERPASS di Moso in Passiria, e l'import sulla futura linea "Prati di Vizze – Steinach" – sarà potenziata la magliatura della rete a valle del nodo di Prati di Vizze mediante la realizzazione di due brevi raccordi in entra-esce della linea 132 kV "Castelbello – Bolzano all." all'impianto Edison di Marlengo.

Stato di avanzamento dell'opera: *La richiesta di autorizzazione per la linea da Prati di Vizze al Brennero è stata avviata il 10 Novembre 2003, mentre in data 13 ottobre 2003 era stato richiesto l'inserimento della modifica del piano urbanistico comunale per l'interramento del tratto in ingresso alla cabina di Prati di Vizze.*

Elettrodotto 132 kV "Spilimbergo- Istrago" (PN) ***anno: 2008***

Al fine di migliorare la sicurezza ed affidabilità del servizio sulla rete in AT nell'area di Istrago, è prevista la realizzazione di un nuovo collegamento tra la stazione Edison di Istrago e la limitrofa cabina, di proprietà ENEL Distribuzione, di Spilimbergo.
Il nuovo collegamento migliorerà il deflusso delle produzioni idroelettriche locali, che potranno contribuire alla alimentazione dei carichi della direttrice a 132 kV "Spilimbergo – Travesio – Maniago".

Stato di avanzamento dell'opera: *Da avviare l'iter concertativo.*

4.3.2 Interventi su impianti esistenti o autorizzati

Stazione 220 kV Cimego (TN) ***anno: 2008***

La stazione elettrica di Cimego (TN) è costituita da un reparto a 220 kV ed un reparto a 132 kV non interconnessi. Alla stazione è annessa l'omonima centrale idroelettrica e un reparto MT della municipalizzata SET. L'attuale configurazione del sistema a 132 kV (sezione AT di Cimego in monosbarra, connessa in antenna ad una rete particolarmente debole) non fornisce la necessaria affidabilità di alimentazione per la rete MT di SET, né adeguata garanzia di continuità di produzione per il terzo gruppo della centrale.
Pertanto, al fine di migliorare la sicurezza e la continuità di alimentazione anche attraverso la rete MT dei carichi di Giustino, Cimego e La Rocca, nella stazione di Cimego è stata ampliata nel corso dell'anno la sezione a 220 kV in doppia sbarra mediante installazione di un nuovo trasformatore 220 kV/MT funzionale ad alimentare in sicurezza la rete in MT di SET; si procederà alla dismissione della sezione a 132 kV, compreso il citato TR a 3 avvolgimenti, sarà connesso il gruppo 3 direttamente alla rete MT e poste in continuità le linee "Cimego – La Rocca" e "Storo – Cimego".

Stazione 220 kV Fadalto (TV) ***anno: 2009***

Al fine di incrementare i livelli di sicurezza e flessibilità di esercizio della direttrice 220 kV "Lienz (AT) - Soverzene - Fadalto - Conegliano" impegnata sia dai flussi di potenza provenienti dall'estero e dalla produzione dei locali impianti idroelettrici, verrà installato in prossimità della stazione un opportuno dispositivo di by-pass.

Stazione 220 kV Lana (BZ) ***anno: 2008***

Al fine di incrementare la sicurezza e la qualità del servizio migliorando al contempo la flessibilità e la continuità del servizio, sarà realizzata la connessione su entrambe le sbarre 220 kV delle linee "Lana – S. Massenza" e "Lana – S. Antonio" – attualmente connesse su singola sbarra – e rimossi i vincoli causati dalla presenza di elementi limitanti interni agli impianti.

Stazione 220 kV Sandrà (VR) ***anno: 2010***

A fronte della necessità di adeguare ai valori delle correnti massime di corto circuito alcuni elementi di impianto è previsto l'adeguamento completo dell'impianto.

Stazione 132 kV Agordo (BL) ***anno: 2010***

La stazione di Agordo raccoglie la produzione idroelettrica dell'alto bellunese (compresa quella degli annessi impianti di ENEL Produzione) per poi smistarla verso la stazione di trasformazione di

Vellai. Al fine di garantire i necessari livelli di sicurezza e flessibilità del servizio, sono previsti interventi di riassetto della stazione. Le attività in programma richiedono, per motivi di spazio, l'ampliamento dell'impianto. Contestualmente sarà previsto il superamento dell'attuale connessione in antenna della CP di Agordo mediante inserimento in entra-esce sulla linea "Agordo – Vellai".

Stazione 132 kV Bressanone (BZ) ***anno: 2011***

La stazione di Bressanone è attualmente funzionale a raccogliere e smistare la produzione idrica dell'Alta Val d'Adige nonché alimentare i carichi di Bressanone e di Bolzano attraverso le linee "Bressanone – Brunico Edison - der. Bolzano Edison - Ponte Gardena" e "Bressanone – Bolzano Edison - der. Ponte Gardena". Inoltre, successivamente all'entrata in esercizio della prevista linea di interconnessione a 132 kV "Prati di Vizze - Steinach", la stazione sarà interessata dai flussi di potenza provenienti dall'Austria essendo direttamente connessa alla CP Prati di Vizze, mediante il collegamento "Prati - Bressanone".
Al fine di migliorare la sicurezza ed affidabilità di esercizio della rete, considerata anche la necessità di adeguare ai valori delle correnti massime di corto circuito alcuni elementi di impianto, è prevista la completa ricostruzione con potenziamento della stazione. Con l'occasione l'impianto verrà ampliato prevedendo un nuovo stallo linea a cui attestare un secondo breve raccordo di collegamento alla linea "Brunico – der. Bressanone – Bolzano", che risulterà in tal modo collegata in entra-esce a Bressanone. Si otterranno così due collegamenti distinti "Bressanone – Brunico" e "Bressanone – Bolzano", con conseguente incremento della continuità, sicurezza e flessibilità di esercizio della rete elettrica in un'area particolarmente soggetta a perturbazioni atmosferiche.
Inoltre, in relazione a possibili future esigenze di sviluppo della rete, nella stazione saranno previsti gli spazi per almeno due ulteriori stalli a 132 kV.

Stazione 132 kV Nove (TV) ***anno: 2011***

La stazione di Nove (TV) è un nodo di raccolta della locale produzione idroelettrica che viene poi smistata attraverso lunghe arterie verso l'area di carico del trevigiano. In considerazione della necessità di adeguare ai valori delle correnti massime di corto circuito diversi elementi di impianto, realizzare la separazione funzionale degli annessi impianti di ENEL Produzione (Nove 71 e Nove 75) per garantire i necessari livelli di sicurezza e flessibilità di esercizio, è prevista la completa ricostruzione con potenziamento dell'impianto.

4.3.3 Disegni

Razionalizzazione fra Venezia e Padova (dettaglio area di Marghera)

Assetto attuale

Assetto futuro

Trasversale in Veneto

Stazione Schio (VI)

4.4 Area di Firenze

4.4.1 Interventi previsti

Elettrodotto 380 kV Casellina – Tavarnuzze – S. Barbara ***anno: 2009***

Disegno allegato: Prot. Intesa per S. Barbara

Al fine di ripristinare la piena capacità di trasporto (vincoli di limitazione in corrente) dei collegamenti a 380 kV tra le stazioni di Calenzano e Poggio a Caiano, consentire il pieno sfruttamento della capacità produttiva della centrale termoelettrica di S. Barbara ed apportare miglioramenti ambientali, sono previsti gli interventi di seguito descritti e inseriti nel "Protocollo d'Intesa per la centrale termoelettrica di Santa Barbara, ed il suo inserimento nella rete per la realizzazione della direttrice a 380 kV di collegamento Cavriglia - Tavarnuzze - Casellina e per i relativi interventi di miglioramento ambientale", sottoscritto da Regione Toscana ed Enel S.p.A. il 28.02.2000.

Sarà realizzata, presso la stazione di Casellina, una nuova sezione a 380 kV da raccordare alle esistenti linee in doppia terna a 380 kV per Calenzano e Poggio a Caiano (attualmente "Tavarnuzze - Poggio a Caiano" e "Tavarnuzze - Calenzano") ed alla linea a 380 kV per la stazione di Tavarnuzze.

In seguito, si provvederà a realizzare due nuovi elettrodotti a 380 kV in singola terna:

- il primo “Casellina – Tavarnuzze”, sfruttando parte del tracciato degli elettrodotti a 380 kV in doppia terna “Tavarnuzze - Poggio a Caiano” e “Tavarnuzze – Calenzano” nel tratto (da demolire) compreso tra Tavarnuzze e Casellina;
- il secondo, di circa 30 km, “Tavarnuzze – S. Barbara”, sfruttando parte del tracciato della linea a 220 kV in doppia terna esistente.

Saranno inoltre realizzati i seguenti nuovi raccordi:

- il primo, tra la stazione di Calenzano e l’attuale linea a 220 kV "Colunga - Casellina", consentirà di ottenere la direttrice a 220 kV "Calenzano - S. Benedetto del Querceto - Colunga";
- il secondo collegherà, direttamente in località Castelnuovo dei Sabbioni, la stazione di Santa Barbara all’attuale linea a 220 kV proveniente dalla stazione di Arezzo C.

L'intervento nel suo complesso prevede anche:

- l'installazione, nella stazione di Calenzano (temporaneamente, in attesa del riclassamento a 380 kV della linea "Calenzano - Colunga"), di un ATR 380/220 kV da 400 MVA;
- l’installazione, nella nuova stazione 380 kV di Casellina, di due ATR 380/132 kV da 250 MVA (al fine di compensare la contestuale dismissione degli esistenti due ATR 220/132 kV da 160 MVA), necessaria per soddisfare la crescente richiesta di potenza nell’area e per compensare la successiva dismissione della trasformazione 220/132 kV di Tavarnuzze.

Successivamente al completamento delle opere descritte saranno demoliti i seguenti elettrodotti compresi tra le stazioni di Poggio a Caiano, Calenzano e S. Barbara:

- il tratto in doppia terna tra Tavarnuzze e Casellina degli elettrodotti a 380 kV “Tavarnuzze – Poggio a Caiano” e “Tavarnuzze – Calenzano”, per complessivi 8 km circa;
- le due linee a 220 kV, di circa 9 km ciascuna, tra le stazioni di Poggio a Caiano e Casellina;
- le due linee a 220 kV comprese tra le stazioni di Casellina e Tavarnuzze, per complessivi 16 km circa;
- il tratto compreso tra Tavarnuzze e Castelnuovo dei Sabbioni della linea a 220 kV "Tavarnuzze - Arezzo C.", per complessivi 32 km circa;
- l'elettrodotto in doppia terna a 220 kV tra S. Barbara e Tavarnuzze, per complessivi 28 km circa;

- il tratto compreso tra Calenzano e Casellina della linea a 220 kV "Colunga - Casellina", per complessivi 9 km circa.

Saranno inoltre dismesse dalla RTN le sezioni a 220 kV delle stazioni di Poggio a Caiano, Casellina e Tavarnuzze.
Per consentire una migliore regolazione della tensione ed assicurare adeguati livelli di qualità e sicurezza nell'esercizio della rete AT nell'area di Firenze, sarà installata una reattanza di compensazione da 200 MVAR nella futura stazione a 380 kV di Casellina.
Inoltre, al fine di soddisfare le nuove richieste di potenza sulla rete MT ad est della stazione di Casellina e garantire la continuità e la sicurezza del servizio elettrico locale, si procederà - possibilmente in anticipo rispetto alla data indicata per l'intervento complessivo - alla sostituzione dei due attuali trasformatori 132/15 kV da 25 MVA con altrettanti da 40 MVA.
Ai fini dell'utilizzo degli strumenti previsti dalla "Legge obiettivo", le attività principali sono state inserite tra quelle di "preminente interesse nazionale" contenute nella Delibera CIPE n. 121 del 21.12.2001.

Stato di avanzamento dell'opera: *Il 3 agosto 2007 il CIPE ha approvato il progetto definitivo dell'elettrodotto a 380 kV "S. Barbara – Tavarnuzze – Casellina".*
Nel corso del 2006 è stata completata la nuova sezione a 380 kV di S. Barbara alla quale è stata connessa la nuova centrale in ciclo combinato Enel Produzione di S. Barbara (Caviglia - AR). La situazione transitoria attuale prevede il collegamento della sezione a 380 kV alla linea a 220 kV "S. Barbara – Arezzo C. – Tavarnuzze" mediante un ATR 380/220 kV, e alla esistente sezione a 132 kV mediante un ATR 380/132 kV.

Elettrodotto 380 kV Calenzano - S. Benedetto del Querceto - Colunga ***anno: 2012***

Al fine di ridurre i vincoli presenti tra le aree Nord e Centro Nord del mercato elettrico italiano, si ricostruiranno a 380 kV le attuali linee a 220 kV "Casellina – San Benedetto del Querceto" e "San Benedetto del Querceto – Colunga" nel tratto compreso tra le stazioni di Calenzano (FI) e Colunga (BO).
Il nuovo elettrodotto a 380 kV sarà collegato in entra-esce alla stazione di S. Benedetto del Querceto (BO) - già realizzata in classe 380 kV - presso la quale dovrà pertanto essere installato un ATR 380/132 kV, in sostituzione dell'attuale ATR 220/132 kV.
In aggiunta ai benefici relativi alla risoluzione delle congestioni di rete su una delle sezioni critiche del sistema elettrico nazionale, l'intervento consentirà anche una notevole riduzione delle perdite di rete.

Stato di avanzamento dell'opera: *Avviata fase concertativa con le Regioni Emilia Romagna e Toscana.*

Elettrodotto 380 kV fra Mantova e Modena ***A lungo termine***

Al fine di migliorare la sicurezza di alimentazione dei carichi nel Nord dell'Emilia e al contempo incrementare la capacità di trasporto in sicurezza dai poli produttivi del Nord verso il Centro Italia, è opportuno realizzare un nuovo collegamento a 380 kV tra il polo produttivo della provincia di Mantova e i centri di carico del modenese.
L'intervento consentirà anche una significativa riduzione delle perdite di rete e una riduzione dei transiti sulla rete a 132 kV nell'area interessata.

Stato di avanzamento dell'opera: *Da avviare l'iter concertativo.*

Interventi per adeguamento portate elettrodotti a 380 kV ***anno: 2012***

Al fine di consentire l'utilizzo della massima capacità di trasporto, saranno rimossi gli attuali vincoli sull'elettrodotto a 380 kV "La Spezia – Acciaiolo".

Elettrodotto 220 kV Colunga - Este ***anno: 2011***

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 raccordato ai seguenti impianti:

- alla CP di Ferrara Sud, mediante la realizzazione di un nuovo raccordo a 132 kV;
- alla CP di Altedo, mediante prolungamento degli attuali raccordi alla linea a 132 kV "Ferrara Sud – Colunga";
- alla sezione a 132 kV della stazione di Colunga.

Al fine di consentire l'esercizio in sicurezza della direttrice "Colunga - Ferrara Focomorto", ove è anche inserita la centrale Centro Energia Ferrara, sarà potenziato l'elettrodotto di trasmissione a 132 kV "Centro Energia - Ferrara Sud".

I tronchi di linea non più utilizzati saranno demoliti successivamente alla realizzazione dei suddetti interventi.

Stato di avanzamento dell'opera: *Sono in corso le attività di progettazione finalizzate alla presentazione dell'istanza autorizzativa.*

Razionalizzazione 132 kV Area di Lucca ***anno: 2011***

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 TERNA per l'assetto della rete AT nel Comune di Lucca", sottoscritto il 28/02/2000.

Il nuovo assetto della rete consentirà di migliorare la sicurezza di esercizio, riducendo nel contempo in modo significativo l'impatto ambientale degli impianti in alta tensione presenti nel territorio del Comune di Lucca.

Saranno realizzati i seguenti interventi:

- ricostruzione e potenziamento di parte del collegamento a 132 kV "S. Pietro a Vico - Vinchiana";
- realizzazione di un nuovo raccordo a 132 kV alla CP di Lucca Ronco, che consentirà il superamento dell'attuale derivazione rigida "Lucca Ronco - Diecimo - der. Filettole", dando luogo ai due nuovi collegamenti "Filettole - Lucca Ronco" e "Lucca Ronco - Diecimo". In seguito alla realizzazione del citato raccordo di Lucca Ronco, sarà demolita la linea a 132 kV ex "Filettole - Vinchiana" nel tratto da Lucca Ronco fino al punto di avvicinamento con la linea "S. Pietro a Vico - Vinchiana". Il rimanente tratto di accesso a Vinchiana della linea sarà riutilizzato per completare il citato collegamento "S. Pietro a Vico - Vinchiana";
- realizzazione in parte in aereo ed in parte in cavo del nuovo elettrodotto di trasmissione "Lucca Giannotti - S. Pietro a Vico";
- 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") per sopperire al previsto incremento di carichi nell'area di Lucca, garantendo un adeguato livello di sicurezza ed economicità di esercizio.

Saranno anche ricostruiti gli elettrodotti a 132 kV "Diecimo - Lucca Ronco" e "Pian Rocca - Diecimo", verranno messe in continuità le linee a 132 kV "Lucca Giannotti - Borgonuovo" e "Borgonuovo - Marginone", effettuando il by-pass della CP Borgonuovo, allo scopo di ottenere un collegamento diretto tra la CP Lucca Giannotti e la SE Marginone. Contestualmente la CP di Borgonuovo (LU) verrà collegata in entra-esce alla linea a 132 kV "Marginone – Vinchiana", utilizzando gli stalli liberati resisi disponibili con il citato by-pass. In tal modo si garantirà una più

equilibrata distribuzione dei carichi tra le due arterie realizzate tra le stazioni di Marginone e di Vinchiana (ove saranno effettuate le operazioni di adeguamento dell'impianto).
Infine si procederà alla demolizione del tratto di elettrodotto di trasmissione a 132 kV "Lucca Giannotti - Lucca Ronco", compreso tra il futuro collegamento a 132 kV "Lucca Ronco – Diecimo" e la CP di Lucca Giannotti.
L'intervento nel suo complesso consentirà anche di rinforzare la rete a 132 kV che dalle stazioni di trasformazione di Marginone ed Avenza alimenta l'area di Lucca e Pisa, contribuendo a ridurre la dipendenza dalla produzione della c.le di Livorno.

Stato di avanzamento dell'opera: *Nel febbraio del 2006 è stato avviato il processo autorizzativo per gli interventi che interessano le linee a 132 kV "Lucca Ronco - Filettole", "Lucca Ronco - Diecimo", "S. Pietro a Vico - Vinchiana", "S. Pietro a Vico – Lucca Giannotti" e "Lucca Giannotti - Marginone" conclusosi positivamente con il decreto emesso dal Ministero dello Sviluppo Economico il 21 giugno 2007. Successivamente alla realizzazione dei primi interventi si procederà con l'avvio del processo autorizzativo per l'intervento di potenziamento delle linee a 132 kV "Marginone – Pescia", "Marginone - Borgonuovo" e "Borgonuovo - Lucca Giannotti" .*

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 (denominata Populonia), a cui raccordare le linee RTN a 132 kV "Piombino Cotone – Cafaggio" e "Suvereto – Piombino Termica (TAG)".
La CP di Cafaggio, inoltre, sarà inserita in entra-esce sulla linea RTN a 132 kV "Colmata – Suvereto", mediante la realizzazione di due nuovi raccordi.
Inoltre, con la realizzazione di un nuovo raccordo di accesso a Suvereto dell'attuale linea RTN a 132 kV "Cafaggio – Lago", proveniente da Lago, sarà possibile attuare alcune opere di razionalizzazione, come la dismissione del tratto di accesso alla CP Cafaggio della linea RTN a 132 kV "Cafaggio – Lago" e del tratto della linea a 132 kV "Cafaggio – Piombino Cotone" compreso tra Campiglia FS e Cafaggio CP.
L'intervento consentirà di separare le produzioni di Larderello da quelle di Piombino, garantendo ad entrambe un accesso ottimale alla SE di Suvereto ed in particolare permetterà, anche in caso di indisponibilità o guasto della linea a 132 kV "Suvereto – Colmata", alla c.le ISE Piombino di superare l'attuale vincolo alla generazione.
Gli interventi sopra descritti risultano correlati al raddoppio del collegamento Continente – Isola d'Elba.
Inoltre verrà opportunamente collegata la SSE di Campiglia FS (di proprietà RFI) in antenna alla nuova stazione di smistamento di Piombino, in sostituzione dell'attuale collegamento di distribuzione a 132 kV "Cafaggio – Campiglia". In ogni caso, l'entrata in servizio del nuovo elettrodotto "Campiglia FS – Nuova SE Populonia" dovrà essere coordinata con la realizzazione della nuova SE di Populonia e dei relativi raccordi.
Nell'ambito dell'intervento è prevista la connessione dell'impianto di produzione da biomassa S.E.C.A. da 22 MW alla nuova stazione di Populonia.
Entro il 2009, presso la stazione 132 kV di Lago, è previsto l'adeguamento dell'intero impianto ai nuovi valori di cortocircuito.

Stato di avanzamento dell'opera: *È stata rilasciata l'autorizzazione unica [Atto Dirigenziale della Provincia di Livorno n. 132 del 4/6/07] alla costruzione ed all'esercizio per la nuova stazione di Populonia e per i relativi raccordi a 132 kV, la cui realizzazione è prevista entro il 2009.*

Razionalizzazione 132 kV Area di Reggio Emilia ***anno: 2011***

Disegno allegato: Interventi area di R. Emilia

Con l'obiettivo di garantire il rispetto delle condizioni di sicurezza ed affidabilità di esercizio della rete a 132 kV che alimenta l'area di carico di Reggio Emilia, saranno realizzate le attività di razionalizzazione e potenziamento degli attuali impianti di trasmissione di seguito descritti:

- ricostruzione e potenziamento, delle linee di trasmissione a 132 kV "Boretto - S. Ilario" e "Castelnuovo di Sotto - Boretto";
- realizzazione di un nuovo collegamento a 132 kV tra la stazione di Rubiera e la CP di Reggio Nord, mediante la ricostruzione dell'attuale linea "Rubiera - Reggio Sud" nel tratto in uscita da Rubiera e la costruzione ex novo del rimanente tratto. La porzione non più utilizzata della linea esistente sarà dismessa.

L'intervento consentirà l'alimentazione in sicurezza della CP di Reggio Nord, anche durante le attività di 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 ammazzettate nel tratto in doppia terna in uscita da Reggio Nord. Il rimanente tratto in singola terna della linea "Reggio Nord - Castelnuovo di Sotto" sarà ricostruito e potenziato, mentre il tratto di accesso alla CP di Reggio Emilia della linea "Reggio Nord - Reggio Emilia" potrà essere dismesso.
Nell'ambito del riassetto complessivo sopra descritto sarà connessa in entra-esce all'elettrodotto a 132 kV "Reggio Nord – Castelnuovo di Sotto" la futura CP di Mancasale.
L'intervento nel suo complesso ha una significativa valenza anche dal punto di vista del miglioramento dell'impatto ambientale degli impianti a 132 kV sul territorio.

Stato di avanzamento dell'opera: *È in corso l'iter autorizzativo per il completamento della ricostruzione della linea a 132 kV "Boretto – S. Ilario" e sono in corso le attività di progettazione propedeutiche alla presentazione dell'autorizzazione per tutti i restanti interventi.*

Elettrodotto 132 kV Borgonovo - Bardi - Borgotaro ***anno: 2011***

Tenuto conto della limitata capacità di trasporto della linea a 132 kV "Borgonovo – Bardi" e "Borgotaro – Bardi", è necessario rimuovere tutti i vincoli che limitano notevolmente la portata nel tratto compreso tra Montalbo (PC) e Borgotaro (PR) prevedendo il potenziamento dell'elettrodotto.
Inoltre, in anticipo rispetto alla data indicata, sarà connessa alla linea a 132 kV "Borgonovo - Bardi", la nuova CP Bedonia (PR).

Stato di avanzamento dell'opera: *Sono in corso le attività di progettazione propedeutiche alla presentazione dell'autorizzazione.*

Elettrodotto 132 kV Grosseto FS - Orbetello FS ***anno: 2011***

Al fine di garantire l'esercizio in sicurezza e senza sovraccarichi della direttrice di trasmissione a 132 kV "Grosseto FS - Manciano", saranno potenziate le linee a 132 kV "Grosseto FS - Grosseto Sud", "Grosseto Sud - Montiano" e "Orbetello FS - Montiano", di proprietà RFI.
Infine, per effettuare il by-pass della SSE di Orbetello FS ed ottenere un collegamento diretto ed affidabile tra le cabine primarie di Montiano ed Orbetello, sarà realizzato un nuovo raccordo tra la CP di Orbetello e la linea a 132 kV "Montiano - Orbetello FS". Al termine dei lavori, la CP di Orbetello risulterà collegata alla SSE Orbetello FS, alla CP di Montiano ed alla CP di Marciano.
L'intervento consentirà di:

- trasferire sulla rete a 132 kV la produzione degli impianti di Piombino e Larderello verso la bassa Maremma, il sud Toscana e l'Umbria;
- assicurare la necessaria riserva a seguito dell'indisponibilità di altri collegamenti;

- mantenere il parallelo con la rete nazionale dei gruppi di produzione dell'area di Piombino (nel caso di fuori servizio degli autotrasformatori 380/132 kV di Suvereto) e dei gruppi di generazione di Larderello e dell'Amiata.

Presso la CP di Orbetello dovrà essere approntato, a cura di Enel Distribuzione, un nuovo stallo linea a 132 kV per il raccordo del nuovo collegamento a 132 kV "Montiano - Orbetello".

Stato di avanzamento dell'opera: *Da avviare l'iter concertativo.*

Elettrodotto 132 kV Isola d'Elba - Continente ***anno: 2012***

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 tripolare, che avrà come estremo peninsulare la stazione di Colmata, presso la quale dovrà essere approntato uno stallo a cura di Enel Distribuzione, mentre sull'Elba sarà attestato al sezionamento di Cala Telegrafo, che dovrà essere adeguato al fine di garantire la possibilità di esercire separatamente i due cavi.
Inoltre, la linea elettrica RTN a 132 kV "S. Giuseppe – Portoferraio" sarà ricostruita potenziata e posta in continuità con la linea a 132 kV "Cala Telegrafo - S. Giuseppe", attraverso il by-pass della CP di S. Giuseppe. In tal modo si libereranno nella CP di S. Giuseppe gli stalli a 132 kV necessari per il collegamento delle linee di distribuzione provenienti da Cala Telegrafo e Porto Azzurro.
L'intervento è strettamente correlato alle attività, a cura Enel Distribuzione, di completamento dell'anello a 132 kV interno all'Isola d'Elba (su cui inserire in entra-esce oltre alla esistente CP di S. Giuseppe, anche le due nuove CP di Procchio e Porto Azzurro, attualmente in servizio come sezionamenti MT) e di eliminazione dell'incrocio tra le linee a 132 kV, attuale e futura, fra Cala Telegrafo e S. Giuseppe.
La realizzazione del nuovo collegamento "Colmata – Cala Telegrafo" potrà essere attuata in anticipo rispetto al completamento dell'anello interno all'isola. In tal caso l'elettrodotto svolgerà funzione di back-up dell'attuale "Piombino – Cala Telegrafo".
Considerato il previsto incremento dei carichi nell'isola ed il ridotto tempo di vita utile dei citati cavi in MT e della c.le TG (risalenti agli anni '60), l'intervento è da considerare inderogabile.
In alternativa, è all'esame una variante di progetto che prevederebbe, tra l'altro, di collegare il nuovo cavo marino all'impianto di Portoferraio piuttosto che a Cala Telegrafo.

Stato di avanzamento dell'opera: *Il processo autorizzativo (presso il MSE) per la ricostruzione della linea Porto Ferraio – San Giuseppe è stato avviato a Dicembre 2006 da Terna. Nello stesso periodo ENEL Distribuzione ha avviato (presso la Regione Toscana) l'iter autorizzativo per il completamento dell'anello a 132 kV dell'isola d'Elba. Nel corso dei suddetti iter è stato richiesto a Terna di valutare la possibilità di arrivare a Portoferraio con il cavo marino al fine di richiudere con esso l'anello dell'isola senza realizzare gli interventi previsti da ENEL Distribuzione. Terna si è detta disponibile a valutare tale possibilità che, se possibile, sarà adottata in via preferenziale in quanto garantirà la chiusura dell'anello sull'isola d'Elba riducendo gli interventi sulla rete di ENEL Distribuzione.*

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.
Per la realizzazione dell'intervento, sarà possibile consentire la necessaria indisponibilità di lunga durata della linea in oggetto, solo successivamente al completamento dei lavori per l'elettrodotto a 132 kV "Tavarnuzze - Larderello" (ex linea a 220 kV "Tavarnuzze - S. Dalmazio").

Stato di avanzamento dell'opera: *Sono in corso le attività di progettazione propedeutiche alla presentazione dell'autorizzazione.*

Elettrodotto 132 kV S. Martino in XX - Riccione ***anno: 2010***

Al fine di migliorare l'affidabilità dell'alimentazione della città di Riccione, risulta necessario ricostruire e potenziare, la linea RTN a 132 kV "S. Martino in XX - Riccione".
Successivamente saranno ricostruiti e potenziati alcuni tratti degli elettrodotti a 132 kV "Rimini Sud - Rimini Condotti" e "Riccione - Rimini Sud" di proprietà RFI, previo conferimento degli stessi alla RTN.

Stato di avanzamento dell'opera: *Sono in corso le attività di progettazione propedeutiche alla presentazione dell'autorizzazione.*

Elettrodotto 132 kV Tavarnuzze - Larderello ***anno: 2010***

Disegno allegato: Prot. Intesa per S. Barbara

Al fine di potenziare la rete a 132 kV afferente alle stazioni di Tavarnuzze e di Larderello, la ex linea "Tavarnuzze - S. Dalmazio", attualmente fuori servizio, verrà declassata a 132 kV, raccordata alla stazione di Tavarnuzze e collegata a Larderello, previa realizzazione del relativo raccordo a 132 kV.
Per reperire gli spazi di accesso a Larderello, verrà modificato l'assetto dei raccordi di alcune linee a 132 kV afferenti alla stazione.
Inoltre, al fine di meglio utilizzare la potenza prodotta dal polo geotermoelettrico di Larderello, minimizzando le perdite in rete, verrà eliminato l'incrocio tra le linee di trasmissione a 132 kV "Certaldo - Poggibonsi" e "Tavarnuzze - Larderello" in località Casaglia (SI), ottenendo così i due nuovi collegamenti "Larderello - Certaldo" e "Tavarnuzze - Poggibonsi".
Quindi sarà potenziato il tratto di accesso a Poggibonsi della nuova linea "Tavarnuzze - Poggibonsi".
L'attività per il collegamento a Tavarnuzze della ex linea "Tavarnuzze - S. Dalmazio" è inserita nel Protocollo d'Intesa per la centrale termoelettrica di Santa Barbara, sottoscritto da Regione Toscana ed Enel S.p.A. in data 28.02.2000.

Stato di avanzamento dell'opera: *In anticipo rispetto agli altri lavori previsti, l'ex elettrodotto a 220 kV "Tavarnuzze - S. Dalmazio", è stato declassato e collegato a Larderello e raccordato alle linee a 132 kV "Certaldo – Poggibonsi" e "Gabbro – Larderello". Sono in corso le attività di progettazione propedeutiche alla presentazione dell'autorizzazione.*

Stazione 380 kV Carpi Fossoli (MO) ***anno: 2008***

Disegno allegato: SE di Carpi Fossoli

Per soddisfare la crescente richiesta di potenza elettrica nell'area delle Province di Modena e Reggio Emilia, nel corso del 2006 è stata realizzata una nuova stazione di trasformazione 380/132 kV in località Fossoli (MO), nelle immediate vicinanze del sito dell'attuale centrale "Carpi Turbogas" ed in adiacenza alla linea a 380 kV "Caorso - S. Damaso", alla quale la stazione è stata collegata in entra-esce mediante la realizzazione di due raccordi a 380 kV in semplice terna.

Entro la data indicata alla nuova stazione, equipaggiata con due ATR 380/132 kV da 250 MVA, verranno raccordate le due linee di trasmissione in doppia terna "Carpi Sud - Carpi TG", mediante la realizzazione di quattro brevi raccordi a 132 kV.
Alla sezione a 132 kV verrà inoltre collegata una nuova batteria di condensatori da 54 MVAR e saranno raccordate le linee di distribuzione a 132 kV per Fabbrico, Correggio e Carpi Nord (con derivazione Carpi FS).
Al fine di consentire la necessaria flessibilità e sicurezza di esercizio, vista anche la presenza delle numerose linee in ingresso, la stazione di smistamento di Carpi Sud verrà mantenuta in doppia sbarra, conservando il banco di condensatori da 54 MVAR e 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".
Successivamente alla data relativa all'intervento complessivo, presso la stazione 132 kV di Carpi Sud, è previsto l'adeguamento dell'intero impianto ai nuovi valori di corto circuito.
Ai fini dell'utilizzo degli strumenti previsti dalla "Legge obiettivo", l'intervento è stato inserito fra quelli di "preminente interesse nazionale" contenuti nella Delibera CIPE n. 121 del 21.12.2001.

Stato di avanzamento dell'opera: *Attualmente risultano completati e già in servizio la sezione a 380 kV e i raccordi a 380 kV alla stazione, ma l'intervento nel suo complesso è strettamente correlato alla disponibilità dei collegamenti a 132 kV di Enel Distribuzione, in assenza dei quali la nuova stazione non può garantire l'alimentazione in piena sicurezza della rete.*
In data 25/05/2006 il Comune di Carpi ha espresso parere favorevole alla variante proposta da Enel Distribuzione. In data 4 giugno 2007 (Delibera n°2007/820) sono stati autorizzati, dalla Regione Emilia Romagna, i lavori sulla rete a 132 kV (in parte di proprietà di Enel Distribuzione e in parte di Terna).

Stazione 380 kV a Nord di Bologna ***anno: 2013***

Attualmente le trasformazioni 380/132 kV che alimentano la rete elettrica a Nord di Bologna sono notevolmente impegnate e la limitata capacità di trasporto delle linee a 132 kV nell'area rende tendenzialmente critico l'esercizio in sicurezza della rete AT. Nei prossimi anni tale scenario non potrà che aggravarsi, dato il previsto aumento dei prelievi di potenza nella Regione Emilia Romagna.
Risulta pertanto opportuno e conveniente, piuttosto che potenziare ingenti porzioni della rete a 132 kV, realizzare una nuova stazione di trasformazione 380/132 kV a Nord di Bologna.
La soluzione che meglio risponde alle esigenze elettriche prevede la realizzazione della nuova stazione nell'area compresa fra la cabina primaria di distribuzione di Crevalcore (BO) e la linea a 380 kV "Sermide – Martignone", alla quale la nuova stazione sarà collegata in entra-esce.
Presso la nuova stazione saranno installati due ATR 380/132 kV da 250 MVA.
Alla sezione AT 132 kV saranno raccordate opportunamente:

- la CP di Crevalcore, mediante due collegamenti dedicati;
- la dorsale delle linee RTN "Carpi Sud – Crevalcore CP - S. Giovanni in Persiceto CP – Martignone";
- le linee di distribuzione per le CP Cento e Mirandola c.d. S. Prospero.

La nuova stazione consentirà di ridurre l'impegno delle trasformazioni 380/132 kV delle stazioni di Martignone (BO), Colunga (BO), Ferrara e della futura Carpi Fossoli (MO) e, soprattutto, renderà possibile esercire in piena sicurezza gli elettrodotti in AT dell'area.
In tal modo sarà anche possibile evitare la realizzazione di altri nuovi elettrodotti e di conseguenza sarà limitata al minimo l'occupazione del territorio da parte di infrastrutture elettriche.
L'intervento garantirà un notevole miglioramento dei profili di tensione e della qualità del servizio offerto e permetterà nel contempo una significativa riduzione delle perdite di rete.
Al fine di conseguire le necessarie modifiche di assetto, nell'ambito della collaborazione con la Regione Emilia Romagna ed il Comune di Crevalcore, sono in corso di definizione le modalità di

realizzazione dell'intervento, che potrà anche interessare la locale rete 132 kV di RFI, con l'eventuale collegamento alla nuova stazione della SSE Crevalcore FS.
La realizzazione delle opere previste sulla rete AT ed il completamento dell'intervento di sviluppo sono subordinati al raggiungimento di un accordo con Enel Distribuzione ed RFI in merito alla competenza delle attività di realizzazione dei raccordi alla rete a 132 kV ed alla pianificazione cronologica dei lavori.

Stato di avanzamento dell'opera: *È in corso la collaborazione con la Regione Emilia Romagna e il Comune di Crevalcore per l'individuazione della soluzione autorizzativa ottimale.*
Sono in corso le attività di progettazione propedeutiche alla presentazione dell'autorizzazione.

Stazione 380 kV ad ovest di Lucca ***A lungo termine***

Disegno allegato: Nuova stazione di trasformazione ad ovest di Lucca

Per migliorare la qualità del servizio ed i profili di tensione sulla rete dell'area compresa tra le province di Pisa e Lucca, sarà realizzata una nuova stazione di trasformazione 380/132 kV nei pressi della CP Filettole (PI).
La nuova stazione, inizialmente attrezzata con due ATR 380/132 kV, verrà raccordata in entra-esce alla linea a 380 kV "La Spezia - Acciaiolo". Alla sezione AT saranno raccordate le attuali linee 132 kV "Filettole – Lucca R." (RTN di proprietà Terna), "Filettole – Pisa All.1" e "Filettole – Viareggio" (di proprietà ENEL Distribuzione), le direttrici "Massa FS – Cascina FS" (di proprietà RFI), ed il collegamento della RTN da realizzare ex novo "Filettole SE - Lucca R.".
La nuova linea a 132 kV "Filettole SE – Cascina FS" (ottenuta raccordando al nuovo impianto la citata linea RFI) verrà prolungata fino alla CP Cascina, previo by-pass della SSE Cascina FS.
Oltre a migliorare la qualità del servizio nell'area in questione, l'intervento consentirà di:

- evitare consistenti interventi di potenziamento della rete in AT compresa tra le due province toscane;
- risolvere le attuali criticità di alimentazione elettrica delle aree di Cascina (PI), Pontedera (PI) e S. Maria a Monte (PI), le cui cabine primarie sono attualmente connesse ad una direttrice di distribuzione di portata limitata;
- ridurre l'elevato impegno delle trasformazioni di Marginone (LU) e la dipendenza dalle produzioni dell'area di Livorno.

L'intervento è subordinato al raggiungimento di accordi preliminari con la società RFI, in merito al coordinamento ed alla competenza dei lavori sopra descritti.
Al fine di semplificare ed agevolare la realizzazione dell'intero intervento, sarà esaminata l'opportunità di acquisire nell'ambito RTN la linea a 132 kV "Massa FS - Cascina FS", di proprietà RFI.

Stato di avanzamento dell'opera: *Da avviare l'iter concertativo.*

Stazione 380 kV Avenza ***A lungo termine***

Al fine di garantire, nel lungo periodo, la sicurezza di esercizio e la continuità dell'alimentazione della locale rete, presso l'attuale stazione elettrica di Avenza 220 kV, saranno realizzati la nuova sezione a 380 kV ed i raccordi a 380 kV tra la stazione stessa e l'elettrodotto a 380 kV "Acciaiolo – La Spezia". In attesa del completamento di tali lavori, saranno inoltre effettuate le necessarie operazioni per consentire il temporaneo utilizzo del terzo ATR 220/132 kV da 160 MVA, rimasto in impianto solo come riserva.

Stazione 132 kV Massa Lombarda (RA) ***anno: 2010***

Nell'area di Massa Lombarda sarà realizzata una nuova stazione di smistamento a 132 kV della RTN in doppia sbarra, raccordata in entra-esce alla linea di trasmissione a 132 kV "Colunga -

Ravenna Canala", (mediante la realizzazione di due nuovi raccordi a 132 kV in singola terna) e ad essa verrà collegata in antenna a 132 kV (a cura della società di distribuzione HERA) la futura CP Selice.
La nuova CP Selice verrà inoltre connessa, a cura della società di distribuzione HERA, in entra-esce alla linea di distribuzione a 132 kV "Ortignola - Trebeghino - der. IRCE", di proprietà della stessa Società.
L'intervento nel suo complesso contribuirà a ridurre l'impegno delle linee a 132 kV che alimentano i carichi dell'area di Faenza ed Imola, consentendo di esercire la rete nell'area in condizioni di maggiore sicurezza ed affidabilità.
Le attività risultano correlate alla realizzazione, a cura HERA Imola-Faenza, della nuova CP Selice e dei relativi raccordi di collegamento alla linea a 132 kV "Ortignola - Trebeghino - der. IRCE".
Inoltre, in anticipo rispetto alla data indicata e d'intesa con Enel Distribuzione, l'attuale CP Fusignano sarà scollegata dalla linea "Cotignola – Ravenna Canala" e collegata in entra-esce sull'attuale linea a 132 kV "Ravenna Canala – Colunga".

Stato di avanzamento dell'opera: *Sono in corso le attività di progettazione propedeutiche alla presentazione dell'autorizzazione.*

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 in doppia sbarra, con parallelo e 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.

Stato di avanzamento dell'opera: *L'intervento è oggetto di rielaborazione (cfr. PdS 2008).*

4.4.2 Interventi su impianti esistenti o autorizzati

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) è stata incrementata la potenza installata inserendo un nuovo ATR 380/132 kV da 250 MVA.
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 accesso delle linee a 132 kV alle sbarre della stazione.
L'intervento contribuisce anche a ridurre la dipendenza dalla produzione della c.le di Livorno per l'esercizio in sicurezza della rete nell'area in questione.

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"; la rimanente parte del suddetto elettrodotto verrà collegata alla linea a 380 kV "Poggio a Caiano - Calenzano". Si otterrà così un collegamento diretto "Marginone - Calenzano".
L'intervento potrà essere avviato solo dopo che saranno stati realizzati la sezione a 380 kV di Casellina e i relativi raccordi a 380 kV (cfr. Elettrodotto 380 kV "Casellina – Tavarnuzze – S. Barbara"), che attraverso la nuova direttrice di trasmissione a 380 kV "Calenzano - Casellina - Poggio a Caiano", consentiranno di garantire in ogni circostanza la piena efficienza di un collegamento a 380 kV tra le stazioni di Calenzano e Poggio a Caiano.

Stato di avanzamento dell'opera: *L'intervento è stato inserito nell'accordo "Completamento della ristrutturazione della SE di Poggio a Caiano" sottoscritto da Comune di Poggio a Caiano ed Enel S.p.A. il 21.2.1998. È in corso l'iter autorizzativo presso il MSE.*

Stazione 220 kV Livorno M. ***anno: 2008***

E' previsto l'adeguamento dell'intero impianto a 132 kV ai nuovi valori di corto circuito.

4.4.3 Disegni

Prot. Intesa per S. Barbara

Situazione attuale

Prot. Intesa per S. Barbara

Situazione futura

Riassetto rete area di Lucca

Lavori Programmati

Interventi area di Piombino

Lavori Programmati

Interventi area di R. Emilia

Lavori Programmati

Isola d'Elba – Continente

Lavori Programmati

SE di Carpi Fossoli

Lavori Programmati

Nuova stazione di trasformazione ad ovest di Lucca

Situazione attuale

Nuova stazione di trasformazione ad ovest di Lucca

Lavori programmati

4.5 Area di Roma

4.5.1 Interventi previsti

Elettrodotto 380 kV Foggia - Villanova **anno: 2012**

Disegno allegato: Riassetto provincia di Teramo

L'esame dei futuri scenari di produzione nel Meridione evidenzia un aumento delle congestioni sulla porzione di rete AAT in uscita dal nodo di Foggia, con conseguenti rischi di limitazioni per i poli produttivi nel Meridione. Al fine di superare tali vincoli è in programma il raddoppio e potenziamento della dorsale medio adriatica, mediante realizzazione di un secondo elettrodotto a 380 kV in doppia terna tra le esistenti stazioni di Foggia e Villanova (PE), con collegamento in entra-esce di una terna sulla stazione intermedia di Larino (CB), e dell'altra terna sulla stazione di connessione della nuova centrale di Gissi (CH).
Al fine di garantire l'alimentazione in sicurezza del carico nell'area tra Pescara e Teramo, in anticipo rispetto agli interventi precedentemente illustrati, è necessario il potenziamento delle trasformazioni della stazione di Villanova. Inoltre, nel quadro degli interventi previsti sulla rete a 380 kV (cfr. Elettrodotto 380 kV "Fano – Teramo"), presso la SE di Villanova sarà eliminata la sezione a 220 kV e potenziata l'alimentazione dei sistemi a 132 kV e 150 kV, direttamente dal livello di tensione 380 kV.
Pertanto nella SE di Villanova sono in programma gli interventi di seguito descritti:

- separazione, secondo standard attuali, delle sezioni 132 kV e 150 kV ed installazione di un terzo ATR 380/132 kV per incrementare la sicurezza ed affidabilità di esercizio della rete;
- installazione di due nuovi ATR 380/150 kV da 250 MVA al posto delle attuali trasformazioni 220/150 kV;
- riduzione dell'attuale sezione a 220 kV ad un semplice stallo con duplice funzione di secondario ATR 380/220 kV (esistente) e montante linea per la direttrice a 220 kV "Candia – Villanova" (cfr. Elettrodotto 380 kV "Fano – Teramo").

Oltre agli interventi previsti, presso la stazione di Villanova sarà installato un Phase Shifting Transformer (PST), la cui funzione sarà quella di regolare i flussi di potenza sulla afferente rete AAT.

Stato di avanzamento dell'opera: *Saranno avviate a breve le attività di concertazione con le Regioni Abruzzo, Molise e Puglia.*

Elettrodotto 380 kV Fano - Teramo **anno: 2013**

Disegni allegati: Riassetto Provincia di Teramo e Sviluppo rete tra Pesaro ed Ancona

Al fine di aumentare la magliatura della rete a 380 kV, migliorare la sicurezza e la continuità di alimentazione del carico elettrico della Regione Marche ed ottimizzare la gestione della rete stessa, è programmata la realizzazione di un nuovo elettrodotto a 380 kV che connetterà la stazione di Fano con la stazione di Teramo raccordandosi in entra-esce alla futura stazione in provincia di Macerata.
Il nuovo elettrodotto contribuirà a migliorare la sicurezza della rete, fornendo una seconda alimentazione intermedia all'attuale arteria a 380 kV che da Fano fino a Villanova, tramite la connessione in serie di 3 stazioni di trasformazione, serve ad alimentare tutta la regione Marche.
Risulteranno in tal modo semplificate anche le attività ed i tempi di manutenzione ordinaria della rete a 380 kV sul versante adriatico e risulterà migliorata l'efficienza del servizio di trasmissione.
Inoltre, in considerazione delle numerose nuove centrali sulla costa adriatica e nel sud Italia, nell'ottica del nuovo mercato elettrico, il potenziamento della dorsale adriatica consentirà di ridurre

i limiti di scambio fra le zone di mercato Nord e Centro Nord e di migliorare i profili di tensione e quindi la qualità del servizio elettrico.
Nell'ambito dei lavori, la stazione di Teramo sarà raccordata alla linea a 380 kV "Villa Valle – Villanova".
In considerazione del significativo aumento di carico elettrico, attualmente soddisfatto in parte dalla produzione locale (centrali di Falconara e Jesi) e in parte dall'importazione dalle regioni limitrofe, è prevista la realizzazione di una nuova stazione nell'area centro sud delle Marche. Tale stazione verrà a soddisfare la crescente richiesta di potenza nella provincia di Macerata e nella fascia costiera compresa tra S. Benedetto del Tronto (AP) e Ancona, che impegna notevolmente le attuali linee a 132 kV, soprattutto nel periodo estivo. Con tale nuova stazione si migliorerà la qualità del servizio locale e si ridurrà l'esigenza di dover realizzare nuove ulteriori linee a 132 kV in uscita dalle stazioni elettriche di Candia (AN) e Rosara (AP).
Il sito della stazione dovrà essere individuato in un area possibilmente in posizione baricentrica rispetto al carico in modo da garantire l'alimentazione adeguata della rete, la necessaria sicurezza di esercizio e un limitato impatto ambientale.
Alla nuova stazione saranno inoltre raccordate in entra-esce le due linee RTN a 132 kV "Valcimarra - Abbadia CP", i cui tronchi di linea nel tratto compreso tra la nuova SE e l'esistente CP di Abbadia saranno opportunamente 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 le sezioni a 380 kV e a 132 kV realizzate in doppia sbarra, prevedendo su quest'ultima l'installazione di una batteria di condensatori da 54 MVAR.
Inoltre per esigenze di sicurezza della rete, in attesa dell'entrata in servizio della nuova stazione a 380 kV, è opportuno installare con urgenza nell'impianto di Abbadia un ATR 220/132kV da collegare in derivazione alla direttrice a 220 kV "Candia – Villanova" (cfr. Elettrodotto 380 kV "Foggia – Villanova").
In anticipo rispetto agli altri interventi, saranno realizzate le opere di seguito descritte.
Nella stazione 380 kV di Candia sarà realizzato un secondo sistema di sbarre a 132 kV, sarà installato un terzo ATR 380/132 kV da 250 MVA e 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.
Nella stazione 380 kV di Rosara è programmato il potenziamento con l'installazione di un terzo ATR 380/132 kV da 250 MVA in luogo dell'attuale ATR 220/132 kV da 160 MVA non più adeguato, il conseguente smantellamento della meno affidabile sezione a 220 kV e la realizzazione di un secondo sistema di sbarre a 132 kV. Con la dismissione della sezione a 220 kV, per garantire una maggiore sicurezza all'alimentazione di Rosara, gli attuali raccordi in doppia terna a 380 kV saranno trasformati in due terne separate sfruttando l'opportunità di riclassare l'esistente raccordo a 220 kV.
Nell'ambito degli interventi previsti lungo la dorsale adriatica, sarà potenziata la direttrice 132 kV tra la SE di Candia e la CP di Fossombrone. In particolare sono previsti i seguenti interventi:

- sarà garantito un collegamento di adeguata capacità di trasporto tra la SE di Candia e la CP di Fossombrone, sfruttando l'ex linea a 220 kV "Colunga - Candia" declassata a 132 kV e collegata ai citati impianti. Il nuovo collegamento 132 kV sarà opportunamente raccordato alla CP ed alla SE di Camerata Picena, in modo da ottenere le linee a 132 kV "Candia – Camerata Picena", "Camerata Picena – Camerata CP" e "Camerata CP – Fossombrone";
- sarà inoltre dismessa la stazione di S. Lazzaro, ormai vetusta ed inadeguata, mettendo in continuità gli attuali collegamenti a 132 kV con Fossombrone, Furlo e Candia.

Una volta completati i lavori sulla direttrice AT tra la SE di Candia e la CP di Fossombrone, si potrà dismettere dalla RTN l'attuale linea a 132 kV "Candia – Camerata P.", mentre a valle della realizzazione della linea a 380 kV "Fano – Teramo" e della stazione di trasformazione 380/132 kV in provincia di Macerata potranno essere dismesse e demolite la linea 132 kV "Camerata Picena – S. Lazzaro" e la direttrice a 220 kV "Candia – Villanova" nel tratto compreso tra Candia e Montorio.
Al completamento di tali interventi di sviluppo, la centrale di Montorio sarà opportunamente ricollegata alla stazione di Teramo mediante un apposito ATR 380/220 kV da installare a Teramo.

In alternativa si valuterà anche la possibilità di declassare a 132 kV la stazione di Montorio ed i collegamenti uscenti dalla stazione che eventualmente andranno connessi a Villanova e Teramo.
L'intervento di realizzazione della nuova SE in provincia di Macerata, ai fini dell'utilizzo degli strumenti previsti dalla "Legge obiettivo", è stato inserito fra quelli di "preminente interesse nazionale" contenuti nella Delibera CIPE n. 121 del 21.12.2001, con il nome di "Stazione di trasformazione 380/130 kV di Abbadia".

Stato di avanzamento dell'opera: *La Regione Marche, con delibera regionale, ha condiviso i corridoi della linea a 380 kV "Fano – Teramo" ed il sito della nuova stazione in provincia di Macerata, mentre è in corso l'attività di Valutazione Ambientale Strategica (VAS) con la Regione Abruzzo.*
Per quanto concerne la connessione in derivazione rigida dell'impianto di Abbadia alla linea a 220 kV "Candia – Montorio - der. Rosara", si prevede di concludere il processo autorizzativo a breve.
È in corso il processo di concertazione con la Regione Marche inerente la trasformazione dei raccordi a 380 kV a Rosara da doppia a singola terna.
Per quanto concerne il potenziamento della direttrice a 132 kV tra le SE di Candia e la CP di Fossombrone, si è conclusa con successo l'attività di concertazione con la Regione Marche, prevedendo a breve l'avvio del processo autorizzativo.

Elettrodotto 400 kV HVDC Italia – Croazia ***anno: 2014***

L'intervento, che prevede la realizzazione di un nuovo collegamento sottomarino in corrente continua tra l'area di Spalato e le Marche, consentirà di mettere in comunicazione il mercato elettrico italiano con i sistemi elettrici dell'area dei balcani e con il futuro mercato elettrico regionale del Sud-Est Europa (SEE), garantendo ai clienti italiani la possibilità di approvvigionarsi delle risorse di generazione a basso costo disponibili nell'area. Nell'ambito degli studi in corso, sono in fase di valutazione opportunità di connessione in altre zone della stessa area balcanica.

Stato di avanzamento dell'opera: *In data 26 ottobre 2007 è stato sottoscritto uno specifico accordo tra TERNA ed il TSO croato (HEP OPS) per l'esecuzione dello studio di fattibilità dell'interconnessione, propedeutico alla realizzazione dell'infrastruttura; l'Accordo fa seguito, concretizzandone i primi passi, alla dichiarazione sulla comune intenzione di realizzare l'interconnessione, siglata da entrambi i TSO il 3 ottobre 2006. In base alle risultanze dello studio saranno definiti i successivi passi per la costruzione, gestione e modalità di utilizzo dell'opera.*

Stazione di Latina (Cavo SAPEI) ***anno: 2009***

In relazione alla prevista realizzazione del nuovo collegamento sottomarino ad altissima tensione in corrente continua tra la Sardegna e la Penisola italiana (SA.PE.I.), il cui studio di fattibilità tecnico-economico-ambientale ha permesso di individuare come siti ottimali per gli estremi del collegamento le stazioni elettriche esistenti a 380 kV di Fiumesanto (SS) e Latina, in prossimità di quest'ultima verrà realizzata una stazione di conversione AC/DC, costituita da due moduli di conversione per una potenzialità complessiva di 1000 MW.
In anticipo rispetto alla data indicata, presso l'attuale stazione di Latina, sono previsti i seguenti interventi:

- nella sezione a 380 kV saranno realizzati due stalli per i collegamenti previsti con la stazione di conversione;
- sarà realizzato il riassetto secondo gli standard attuali della sezione a 150 kV per incrementare l'esercizio in sicurezza della stazione e superare le attuali criticità di esercizio.

L'intervento, ai fini dell'utilizzo degli strumenti previsti dalla "Legge obiettivo", è stato inserito fra quelli di "preminente interesse nazionale" contenuti nella Delibera CIPE n. 121 del 21.12.2001, quale parte integrante del "Nuovo collegamento sottomarino in corrente continua tra la Sardegna e il Continente".

Stato di avanzamento dell'opera: *In realizzazione.*

Razionalizzazione 220 kV S. Giacomo ***anno: 2011***

Disegno allegato: Riassetto provincia di Teramo

A seguito della completa attivazione della centrale a 380 kV di S. Giacomo ed in relazione agli impegni presi con le autorità locali, è in programma la demolizione della stazione di S. Giacomo Vecchia (ex Collepiano) a 220 kV e la realizzazione di una nuova sezione a 220 kV nella stazione di S. Giacomo Nuova.
Le linee a 220 kV "Popoli - S. Giacomo Vecchia" e "Villa Valle – S. Giacomo Vecchia - der. Provvidenza" saranno raccordate alla futura sezione a 220 kV di S. Giacomo mediante due brevi collegamenti in modo da ottenere le linee "Popoli - S. Giacomo" e "Villa Valle – S. Giacomo - der. Provvidenza". Alla sezione 220 kV di S. Giacomo Nuova sarà anche collegato il trasformatore 220/MT di proprietà ENEL.
Con le due nuove linee a 220 kV a S. Giacomo, si migliorerà l'immissione in sicurezza su tale rete della maggiore potenza prodotta dalla centrale, anche in caso di indisponibilità del collegamento a 380 kV.
Sarà inoltre completata la dismissione dalla RTN della linea a 220 kV "Villa Valle - S. Giacomo Vecchia - der. Provvidenza" per il tratto ancora in servizio tra la SE 220 kV S. Giacomo Vecchia e la centrale di Provvidenza. Per rendere possibile la dismissione di tale linea, garantendo anche per il futuro l'attuale flessibilità e sicurezza di esercizio delle centrali presenti sull'asta del Vomano e soprattutto della centrale di Provvidenza, verrà preventivamente realizzato un breve raccordo a 220 kV dalla centrale di Provvidenza alla linea a 220 kV "Popoli - S. Giacomo" da collegarsi a tale linea. Si otterrà in tal modo il nuovo collegamento "Popoli - S. Giacomo - der. Provvidenza".
In anticipo rispetto alla data indicata, è anche previsto l'adeguamento dell'impianto di Popoli ai nuovi transiti di potenza.

Stato di avanzamento dell'opera: *È in corso l'iter autorizzativo.*

Stazione 150 kV Celano (AQ) ***anno: 2009***

Disegno allegato: Stazione elettrica Celano

Per consentire il trasporto in sicurezza della piena potenza dai centri di produzione (circa 300 MW di centrali a ciclo combinato) ai centri di utilizzazione è stata da tempo individuata la necessità di realizzare nell'area del Comune di Celano una nuova stazione di smistamento a 150 kV che permetterà di razionalizzare la esistente rete di trasmissione, rinforzare la magliatura della rete e ottenere una migliore ripartizione dei transiti di potenza sulle varie linee presenti.
La nuova stazione di smistamento sarà realizzata nelle immediate vicinanze dell'incrocio tra le due doppie terne a 150 kV "Collarmele Sez.to - Acea Smist. Est/Tagliacozzo" e "Avezzano CP - Rocca di Cambio/Collarmele CP".
Il nuovo impianto, realizzato in doppia sbarra, consentirà l'eliminazione di tutte le derivazioni rigide a "T" della rete; alla nuova stazione saranno raccordate la linea in doppia terna a 150 kV "Collarmele Sez.to – Acea Smist. Est/Tagliacozzo, la linea in doppia terna a 150 kV "Avezzano CP - Rocca di Cambio/Collarmele CP" e la linea a 150 kV per la centrale di Edison di Celano. Nei tratti della linea "Collarmele Sez.to - Acea Smist. Est/Tagliacozzo" si interverrà anche per eliminare le attuali limitazioni sulla capacità di trasporto.

Stato di avanzamento dell'opera: *Per quanto concerne la localizzazione della nuova stazione è stato già concordato il sito con il Comune di Celano; a breve sarà avviato il processo autorizzativo.*

Elettrodotto 150 kV Portocannone - S. Salvo Z.I. e nuovo smistamento ***anno: 2010***

La direttrice costiera a 150 kV che collega la stazione elettrica di Villanova (CH) con Termoli (CB) si trova da tempo ad alimentare, soprattutto nel periodo estivo, un carico assai elevato.
Per far fronte all'aumento della domanda registrato nell'area, garantire un'adeguata qualità del servizio di trasmissione ed incrementare la sicurezza di alimentazione sono previsti la realizzazione di un nuovo smistamento a 150 kV e il potenziamento della direttrice compresa tra la CP di Portocannone (CB) e quella di S. Salvo Z.I. (CH), attualmente con capacità di trasporto limitata.
Il nuovo impianto di smistamento sarà collegato con doppio entra-esce alla linea a 150 kV "Gissi – Larino SE" ed alla direttrice a 150 kV "Vasto – Termoli Sinarca".

Stato di avanzamento dell'opera: *Da avviare l'iter concertativo.*

Elettrodotto 150 kV Popoli - Alanno ***anno: 2009***

Le linee RTN a 150 kV presenti nell'area della SE di Popoli e di Alanno sono in gran parte inadeguate, con scarsa capacità di trasporto ed in alcuni casi prive di fune di guardia (di conseguenza il loro esercizio è fortemente influenzato dalle condizioni atmosferiche). Per migliorare significativamente l'efficienza, affidabilità e qualità del servizio sulla rete di trasmissione nell'area, si rende necessaria una graduale ricostruzione con potenziamento degli elettrodotti in questione.
In questa ottica è previsto il potenziamento degli elettrodotti a 150 kV "Popoli CP - Bolognano - der. Bussi Smist." e "Bolognano – Alanno".
Con l'occasione si dovrà prevedere anche l'eliminazione del collegamento rigido a "T" di Bussi Smist. sulla linea "Popoli CP - Bolognano - der. Bussi Smist.", che verrà trasformato in un collegamento in entra-esce.

Stato di avanzamento dell'opera: *Processo autorizzativo avviato.*

Razionalizzazione rete AT in Umbria ***anno: 2013***

Disegno allegato: Linea 132 kV Magione – Ponte Rio

Con il previsto passaggio del livello di tensione di esercizio da 120 a 132 kV, si è valutato un aumento dell'efficacia e dell'efficienza nella gestione della rete quantificabile in una sensibile riduzione delle perdite ed in un aumento del 10% della capacità di trasmissione in seguito al minor impegno delle linee e dei trasformatori.
Per attuare il cambio di tensione, si è determinata la necessità di adeguare alcuni elettrodotti a 120 kV e sostituire un numero ridotto di trasformatori 120 kV/MT, alcuni scaricatori ed apparati di rifasamento non adeguati a essere eserciti al nuovo livello di tensione. Occorrerà anche ritarare gli apparati di misura.
Inoltre, considerata l'importanza che svolgono per il servizio di trasmissione, è prevista la ricostruzione ed il potenziamento delle linee AT "Pietrafitta – Chiusi – der. Vetrerie Piegaresi", "Cappuccini – Pietrafitta" e "Preci – Cappuccini", adeguandole all'esercizio a 132 kV. Successivamente anche la linea "Villa Valle – Preci – der. Triponzo" sarà adeguata all'esercizio a 132 kV, previa ricostruzione e potenziamento, in modo da svincolare la capacità produttiva locale. Nell'ambito dei citati lavori, si procederà anche all'eliminazione delle derivazioni presenti.
Per migliorare la gestione in sicurezza dell'arteria di trasmissione su cui si attestano la centrale di Baschi e le centrali situate tra Terni e Nera Montoro, sono previsti gli interventi finalizzati a eliminare alcune interferenze con linee in media tensione che non permettono di sfruttare la piena capacità di trasporto degli elettrodotti a 132 kV "Pietrafitta - Baschi" e "Baschi – Attigliano".
Inoltre, al fine di incrementare la sicurezza dell'alimentazione della città di Perugia, si elimineranno gli attuali vincoli della linea a 132 kV "S. Sisto – Fontivegge" (ne sarà potenziato un tratto) e si

realizzerà un collegamento a 132 kV “Magione – Ponte Rio”, sfruttando l’attuale linea a 132 kV “Magione – S. Sisto”, che sarà scollegata dalla CP S. Sisto e raccordata in cavo alla CP Ponte Rio. Saranno anche completati i lavori di potenziamento della linea 132 kV “Villavalle – Spoleto”.
In anticipo rispetto alla data indicata, sarà ricostruita e potenziata la linea a 132 kV “Cappuccini – Camerino” aumentandone prestazioni e affidabilità al fine di garantire anche nel prossimo futuro adeguati livelli di qualità del servizio nell’ara compresa tra le province di Perugia e Macerata.
Altra criticità riguarda gli elettrodotti RTN a 132 kV (di prorietà Terna – RFI) che congiungono la stazione di Cappuccini (PG) con la CP di Gualdo Tadino (PG): essi attualmente sono sede di continui e sostenuti transiti tra l'area nord dell'Umbria e la zona centrale delle Marche che rende difficoltoso il mantenimento di una soddisfacente qualità del servizio nelle aree interessate. Al fine di garantire con la necessaria sicurezza l'alimentazione dei carichi dell'area sarà realizzato, successivamente alla data indicata, un nuovo tratto di linea in uscita dalla stazione di Cappuccini che si allaccerà alla linea AT "Foligno FS – Nocera Umbra" e saranno potenziati la linea AT "Nocera Umbra - Gualdo Tadino" ed il tratto tra l’allacciamento e la cabina di Nocera Umbra.
La ricostruzione e il potenziamento di elettrodotti particolarmente obsoleti sarà l’occasione per avviare una vasta operazione di razionalizzazione della rete che consentirà di risolvere numerose criticità ambientali e migliorare la localizzazione dei tracciati degli elettrodotti interessati dagli interventi.

Stato di avanzamento dell’opera: *Per tutti gli interventi ricadenti in Umbria sono state avviate le attività di concertazione con la Regione Umbria e la Provincia di Perugia (maggiormente interessata dagli interventi) con l’obiettivo di partire entro il 2008 con l’iter autorizzativo.*

4.5.2 Interventi su impianti esistenti o autorizzati

Stazione 380 kV S. Lucia (RM) ***anno: 2009***
Al fine di migliorare la continuità del servizio sulla rete a 150 kV che alimenta l’area a nord di Roma, anche in considerazione del previsto aumento del carico elettrico locale, è in programma il potenziamento della capacità di trasformazione nella stazione di S. Lucia - mediante l’installazione di un secondo ATR 380/150 kV da 250 MVA - e l’adeguamento degli apparati alle nuove correnti di cortocircuito.

Stazione 380 kV Valmontone (RM) ***anno: 2011***
Per migliorare l'esercizio in sicurezza della rete in AT, assicurare la continuità del servizio di alimentazione del carico nell’area di Roma e ottimizzare la gestione della rete stessa è programmata la realizzazione di un secondo sistema di sbarre a 150 kV nella Stazione Elettrica di Valmontone. Con la realizzazione del nuovo sistema di sbarre sarà possibile utilizzare al meglio il terzo ATR presente in stazione e ottimizzare l’assetto delle linee.

Stazione 380 kV Aurelia ***anno: 2009***
Le attività in programma comprendono tra l’altro l’adeguamento del sistema di sbarre a 380 kV e dello stallo di parallelo, ai nuovi valori di corto circuito.

Stazione 380 kV Montalto ***anno: 2010***
E’ previsto l’adeguamento del sistema di sbarre a 380 kV e di tutti gli stalli esistenti ai nuovi valori di corto circuito.

Stazione 220 kV Pietrafitta ***anno: 2008***

E' previsto l'adeguamento del sistema di sbarre a 132 kV e dello stallo di parallelo ai nuovi valori di corto circuito.

Stazione 150 kV Alanno ***anno: 2010***

Le attività in programma comprendono tra l'altro l'adeguamento del sistema di sbarre a 150 kV e di parte degli stalli presenti ai nuovi valori di corto circuito.

4.5.3 Disegni

Sviluppo rete tra Pesaro ed Ancona

Situazione Attuale

Lavori Programmati

Sviluppo rete tra Pesaro ed Ancona

Assetto Futuro

Riassetto Provincia di Teramo

Lavori Programmati – fase 1

Riassetto Provincia di Teramo

Lavori Programmati – fase 2

Stazione elettrica Celano

Linea 132 kV Magione – Ponte Rio

4.6 Area di Napoli

4.6.1 Interventi previsti

Elettrodotto 400 kV HVDC di interconnessione Italia – Albania/Montenegro ***anno: 2015***

L'intervento, che prevede la realizzazione di un nuovo collegamento sottomarino in corrente continua tra l'area di Durazzo (Albania) e la Puglia, consentirà di mettere in comunicazione il mercato elettrico italiano con il futuro mercato elettrico regionale del Sud–Est Europa (SEE) e darà la possibilità ai clienti italiani di approvvigionarsi delle risorse di generazione a basso costo disponibili nell'area SEE. Sul versante Balcanico non si escludono possibili alternative di approdo in Montenegro. In correlazione con il nuovo collegamento HVDC e con l'obiettivo anche di superare i vincoli di trasporto sulla rete che rischiano di limitare le produzioni attuali e future dell'Italia meridionale, è previsto il raddoppio nel tratto da Foggia a Villanova della dorsale adriatica a 380 kV. Inoltre, al fine di ridurre il rischio di congestioni di rete anche nell'area SEE e così garantire con maggiore continuità la disponibilità dell'energia prodotta, in parallelo alla realizzazione della nuova interconnessione, è allo studio, in collaborazione con i relativi gestori di rete, un piano di interventi di rinforzo delle reti di trasmissione a 400 kV di Albania e FYR of Macedonia".

Stato di avanzamento dell'opera: *Attualmente sono in corso analisi e studi di fattibilità atti ad individuare il migliore approdo del nuovo collegamento alla RTN, che tengono conto anche di possibili sviluppi ed iniziative future per la nascita di nuove Merchant Lines verso l'Europa.*

Stazioni a 380 kV di raccolta di impianti eolici nell'area tra Foggia e Benevento ***anno: 2013***

Disegno allegato: Interventi per eolici nell'area tra Campania e Puglia

E' prevista per il 2013 la realizzazione di una nuova stazione a 380 kV da collegare in entra-esce alla linea a 380 kV "Foggia – Benevento II", necessaria a raccogliere la produzione dei numerosi parchi eolici previsti nell'area della provincia di Foggia. La stazione, da localizzare nel Comune di Troia, sarà dotata di adeguate trasformazioni 380/150 kV e sarà inoltre collegata alla rete 150 kV mediante nuovi raccordi agli impianti di Celle S. Vito, Roseto, Savignano, CP Troia ed Eos 1 Troia. Le attività programmate prevedono anche l'adeguamento in doppia sbarra delle stazioni esistenti di Roseto e Montefalcone, ed alcuni interventi di riassetto delle linee a 150 kV esistenti nei pressi degli impianti di Foiano e CP Troia.

E' in programma entro l'anno 2011 la realizzazione di una nuova stazione a 380 kV da inserire sulla 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 collegata alla locale rete AT.

All'impianto, da localizzare nell'area del Comune di Deliceto, verrà anche raccordata la nuova linea a 380 kV, prevista per il collegamento ad una futura stazione elettrica a 380 kV, da inserire in entra-esce sull'elettrodotto a 380 kV "Matera – S. Sofia", da localizzare nell'area del Comune di Bisaccia. Le suddette opere contribuiscono a ridurre le previste congestioni sulla rete a 380 kV, "liberando" nuova capacità produttiva in Puglia e sul versante adriatico, compresa quella da fonte eolica prevista nell'area di Candela.

La realizzazione degli interventi consentirà di evitare ulteriori potenziamenti della rete AT locale, altrimenti necessari per ridurre i sovraccarichi previsti.

Stato di avanzamento dell'opera: *E' stato avviato l'iter autorizzativo per gli interventi relativi alla stazione di Troia e ai relativi raccordi alla rete 380 kV. E' in fase di attivazione il tavolo tecnico con la Regione Campania per la condivisione del corridoio del collegamento che, allo stato attuale è previsto fra le future stazioni di Deliceto (FG) e di Bisaccia (AV). Tali stazioni sono attualmente in fase di autorizzazione come opere connesse ad impianti eolici, in base a quanto previsto dal D. Lgs. 387/03.*

Stazione 380 kV 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 elevatissima densità di carico; il continuo incremento del fabbisogno e l'insufficiente adeguatezza della rete, allo stato attuale, non garantiscono adeguati margini di sicurezza durante il normale esercizio della rete elettrica, con conseguente incremento di disservizi e rischio di continue disalimentazioni dell'utenza.
Si prevede, pertanto, la realizzazione di una nuova stazione di trasformazione 380/220/150 kV che permetterà l'alimentazione in sicurezza delle CP localizzate nell'Agro Nocerino Sarnese, nonché il rafforzamento della rete a 220 kV e 150 kV, che permetterà l'alimentazione in sicurezza delle utenze presenti nella penisola sorrentina. Il completamento dell'opera permetterà di avviare un vasto programma di razionalizzazione della rete elettrica nell'area e la demolizione di un considerevole numero di km di linee, con evidenti benefici ambientali.
L'impianto sarà inserito sulla rete primaria AAT mediante la realizzazione di raccordi in entra-esce alla linea a 380 kV "Montecorvino – S. Sofia" e alla linea a 220 kV "Nola – S. Valentino".
Inoltre, la nuova stazione alimenterà il sistema a 150 kV mediante la realizzazione di raccordi a 150 kV sulla linea "S. Giuseppe – Scafati – der. Sarno FS" e di un nuovo collegamento a 150 kV con la CP di Lettere.
L'impianto sarà dotato di tre sezioni in doppia sbarra a 380 kV, 220 kV e 150 kV, un ATR 380/220 kV e due ATR 380/150 kV. Al fine di migliorare i profili di tensione della rete nell'area è inoltre prevista l'installazione di una batteria di condensatori. In relazione al previsto aumento dei carichi nell'area a Nord di Salerno è prevista (successivamente alla data indicata) la realizzazione di un ulteriore collegamento a 220 kV con la CP di Torre Nord.

Stato di avanzamento dell'opera: *La realizzazione della nuova stazione richiede un coordinamento delle attività con il distributore locale, al fine di condividere i programmi delle attività; al riguardo si segnala l'esigenza da parte di quest'ultima di riclassare la rete a 60 kV che alimenta le utenze della penisola sorrentina. È stato definito, il 17/10/2007, un accordo tra TERNA ed il distributore locale per condividere le esigenze di sviluppo. L'intervento, di preminente interesse nazionale ai fini dell'utilizzo degli strumenti previsti dalla "Legge obiettivo" 443/2001, è stato inserito fra gli "Interventi di rilevanza strategica" contenuti nella delibera CIPE del 21 dicembre 2001, con il nome di "Stazione a 380 kV di Striano (NA)". In fase di attivazione il tavolo tecnico con la Regione Campania per la condivisione del corridoio.*

Elettrodotto 380 kV Montecorvino – Avellino Nord – Benevento II ***anno: 2011***

A seguito delle autorizzazioni di nuove centrali di produzione in Calabria, Puglia e Campania, è necessario potenziare la rete di trasmissione, per eliminare le limitazioni sulle produzioni attuali e future causate dalle congestioni e dai vincoli all'esercizio presenti nella rete ad altissima tensione in Campania. Si provvederà pertanto alla realizzazione del nuovo elettrodotto in doppia terna a 380 kV "Montecorvino – Benevento II" e agli adeguamenti negli impianti di Montecorvino e di Benevento II. Entro il 2008 presso la stazione di Montecorvino saranno predisposti gli stalli a 380 kV per il collegamento del futuro elettrodotto. L'opera risulta particolarmente importante in quanto permetterà di aumentare la potenza disponibile per garantire la copertura del fabbisogno nazionale.

In correlazione con il nuovo elettrodotto sopra citato, è prevista la realizzazione di una nuova stazione di trasformazione 380/150 kV a nord di Avellino, da collegare alla linea a 380 kV "Matera – S. Sofia", alla futura linea a 380 kV "Montecorvino – Benevento II".
Inoltre saranno realizzati dei raccordi alla rete locale a 150 kV, grazie ai quali sarà assicurata una maggiore continuità del servizio nell'area di Avellino, garantendo anche in futuro un'alimentazione affidabile del carico elettrico previsto in aumento. L'intervento consentirà di operare un ampio riassetto della rete a 150 kV nell'area compresa tra le stazioni di Montecorvino e Benevento II, riducendo l'impatto ambientale e territoriale delle infrastrutture di trasmissione in programma, con evidenti benefici ambientali.
La stazione svolgerà anche funzione di smistamento sulla rete a 380 kV della Campania delle potenze provenienti dai poli produttivi di Puglia e Calabria, con conseguente miglioramento della sicurezza e flessibilità di esercizio e dei profili di tensione del sistema di trasmissione primario.

Stato di avanzamento dell'opera: *È in corso attualmente l'attività di concertazione con i comuni interessati dalla fascia di fattibilità, nell'ambito del corridoio precedentemente individuato per la "Montecorvino – Benevento". È prevista a breve la firma del Protocollo d'Intesa con gli EE.LL..*

Elettrodotto 380 kV Foggia – Benevento II ***anno: 2010***

Gli impianti produttivi nel territorio al confine tra le Regioni Puglia e Molise sono attualmente considerati un polo limitato; infatti, a causa della limitata capacità di trasporto della rete a 380 kV le suddette centrali non partecipano pienamente a soddisfare il notevole fabbisogno energetico delle aree limitrofe. In previsione dell'entrata in servizio delle nuove iniziative di produzione di energia elettrica in Puglia e Molise, si renderà necessario aumentare la capacità di trasporto dell'elettrodotto a 380 kV in oggetto, che risulta molto limitata rispetto alle previsioni future. Pertanto, al fine di potenziarne la capacità di trasporto, l'elettrodotto a 380 kV "Foggia – Benevento II" sarà ricostruito con conduttori di portata maggiore. La realizzazione del potenziamento, consentirà di avviare un programma di razionalizzazione della locale rete AT in accesso alla stazione di Benevento. Al fine di ottimizzare l'utilizzo degli asset di trasmissione e ridurre il rischio di congestioni e conseguenti limitazioni alla produzione dei nuovi impianti del Sud, è in programma l'installazione di un dispositivo per il controllo dei flussi (PST) sulla linea "Foggia – Benevento II".

Stato di avanzamento dell'opera: *La richiesta di autorizzazione di potenziamento dell'elettrodotto a 380 kV è stata inoltrata a fine Dicembre 2006, insieme alla richiesta di compatibilità ambientale, alle Autorità competenti.*

Elettrodotto 380 kV Foggia – Villanova ***anno: 2012***

L'evoluzione recente del sistema elettrico nel meridione ha determinato la limitazione di alcuni impianti produttivi, in particolare a Brindisi e Foggia. Al riguardo il polo limitato di Foggia rappresenta una criticità per l'alimentazione delle zone a nord e a ovest, caratterizzate da un elevato livello di deficit energetico. La costruzione di nuovi impianti di generazione, di recente autorizzazione, rappresenta un ulteriore elemento di criticità della gestione del sistema elettrico.
Al fine di superare tali limitazioni è in programma il raddoppio ed il potenziamento della dorsale medio adriatica, mediante realizzazione di una seconda direttrice in d.t. a 380 kV "Foggia – Villanova", per la quale saranno predisposti i necessari adeguamenti nella SE di Foggia.

Stato di avanzamento dell'opera: *Da avviare l'iter concertativo.*

Elettrodotto 380 kV Sorgente – Rizziconi ***anno: 2012***

Al fine di rendere possibile un consistente incremento della capacità di trasporto fra la Sicilia ed il Continente sarà potenziata l'interconnessione a 380 kV tra le stazioni elettriche di Rizziconi (RC) e Sorgente (ME), mediante la realizzazione (parte in soluzione aerea e parte in cavo, sia sottomarino che terrestre) di una doppia terna a 380 kV. Il nuovo collegamento e gli interventi ad esso correlati garantiranno una maggiore sicurezza della connessione della rete elettrica siciliana a quella peninsulare, favorendo gli scambi di energia con evidenti benefici in termini di riduzione dei vincoli per gli operatori del mercato elettrico e di maggiore concorrenza.
La realizzazione del collegamento è particolarmente importante poiché favorirà anche la connessione alla rete siciliana di un maggior numero di centrali eoliche.
Sfruttando le opportunità offerte dal nuovo collegamento, entrambe le linee del nuovo elettrodotto saranno raccordate all'esistente stazione di Scilla (RC) e ad una nuova stazione elettrica da realizzarsi in località Villafranca T. (ME). Presso tali stazioni estreme saranno pertanto approntati i necessari adeguamenti.
In correlazione, è in programma un piano di razionalizzazione ed ammodernamento della rete a 150 kV in uscita dalla stazione di Scilla, finalizzati ad alimentare in sicurezza le utenze elettriche locali ed al contempo ridurre significativamente l'impatto sul territorio degli impianti di rete in AT mediante la demolizione di un considerevole numero di km di linee a 150 kV, con evidenti benefici ambientali. In tale impianto sarà anche installato un nuovo ATR 380/150 kV, che consentirà di alimentare direttamente dal sistema a 380 kV la rete di distribuzione a 150 kV del sud Calabria, migliorandone in gran parte la qualità del servizio. Nella stazione è prevista inoltre l'installazione, in derivazione al nuovo collegamento, di opportune reattanze di compensazione per garantire il rifasamento delle tratte in cavo.

Stato di avanzamento dell'opera: *La richiesta di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'elettrodotto a 380 kV è stata inoltrata a Dicembre 2006 insieme alla richiesta di compatibilità ambientale alle Autorità competenti.*

Elettrodotto 380 kV Trasversale Calabra ***anno: 2011***

E' prevista la realizzazione di un nuovo elettrodotto a 380 kV, per il collegamento delle due dorsali ionica e tirrenica a 380 kV della Calabria.
L'intervento, che consente di equilibrare i transiti sulle citate dorsali e migliorare i profili di tensione sulla rete primaria calabrese, contribuirà a ridurre le limitazioni sulle produzioni attuali e future in Calabria e agevolerà le attività di manutenzione sulla rete a 380 kV.
La soluzione realizzativa al momento individuata prevede la realizzazione di una linea in singola terna tra la stazione a 380 kV di Feroleto e la futura stazione a 380 kV di Maida.

Stato di avanzamento dell'opera: *La stazione di Maida è stata autorizzata in data 11/04/2007 secondo quanto previsto dal D. Lgs. 387/03, in quanto opera connessa ad un impianto eolico (SAV–ENERGY S.r.l.).*

Riassetto rete nord Calabria ***anno: 2011***

Il sistema elettrico della Regione Calabria è caratterizzato da un basso livello di magliatura della rete di trasmissione AAT e da elevati transiti verso le aree di carico presenti in Basilicata e Campania, regioni fortemente deficitarie di energia. Particolarmente critica risulta la sezione di rete a nord della Calabria, dove è presente una sola stazione a 380 kV di collegamento tra le reti delle tre suddette regioni, in cui convergono i flussi di energia diretti verso le stazioni elettriche a 380 kV site in Campania. Al fine di incrementare lo scambio di energia verso nord è prevista la realizzazione del secondo collegamento in singola terna a 380 kV in uscita da Laino fino ad Altomonte, in cui saranno in parte utilizzate infrastrutture già esistenti, al fine di limitare l'impatto ambientale dell'opera. Il collegamento sarà realizzato sfruttando un tronco dell'elettrodotto a

380 kV “Laino – Rossano” (per il tratto afferente la stazione di Laino); il completamento, per circa 9 km, fino ad Altomonte consentirebbe inoltre di collegare il secondo tratto della linea “Laino – Rossano” alla terna, ancora non in servizio, già montata sui sostegni in doppia terna dell’elettrodotto esistente “Laino – Altomonte”.
In correlazione con l’intervento è previsto un vasto piano di riassetto e razionalizzazione della rete a 220 e 150 kV ricadente nel territorio del Parco del Pollino, che, anche attraverso il declassamento a 150 kV delle esistenti linee a 220 kV comprese tra le stazioni di Rotonda (PZ), Taranto e Feroleto (CZ), consentirà di ridurre notevolmente l’impatto ambientale delle infrastrutture di trasmissione presenti sul territorio. Tale piano di riassetto richiede anche la realizzazione di una nuova stazione di trasformazione 380/150 kV nell’area di Aliano (MT), da raccordare alla linea a 380 kV “Matera – Laino” ed alla locale rete a 150 kV, finalizzata a rialimentare adeguatamente la porzione di rete in questione a fronte della prevista riduzione del numero di elettrodotti a 150 kV in uscita dalla stazione di Rotonda. La nuova stazione consentirà, inoltre, di ridurre l’impegno delle trasformazioni 380/150 kV e delle linee a 150 kV in uscita dalle esistenti stazioni di Taranto e Matera e contribuirà ad alimentare il carico e migliorare la qualità della tensione nell’area di Potenza.
In correlazione con il citato declassamento a 150 kV della direttrice a 220 kV “Rotonda – Pisticci – Taranto” è previsto:

- l’adeguamento della stazione di Pisticci, con realizzazione di una sezione a 150 kV a cui attestare, oltre ai collegamenti a 150 kV esistenti, anche le linee “Pisticci – Rotonda” e “Pisticci – Taranto” declassate;
- l’adeguamento della connessione degli impianti del produttore Tecnoparco al nuovo livello di tensione.

In correlazione con il citato declassamento a 150 kV della direttrice a 220 kV “Rotonda – Mucone – Feroleto”, sono inoltre previste le seguenti attività:

- installazione del secondo ATR 380/150 kV e dismissione della sezione a 220 kV nella stazione di Feroleto, compresa l’attuale trasformazione 220/150 kV; l’installazione del secondo ATR sarà anticipata rispetto alla data di completamento dell’intervento;
- realizzazione di una nuova stazione elettrica nell’area a nord di Cosenza (in prossimità della nuova CP Luzzi del distributore locale), a cui raccordare le linee RTN a 150 kV ”Rende – Torano” e “Mucone 2S – Feroleto” (da declassare); quest’ultimo intervento consentirà di sfruttare opportunamente la linea declassata “Rotonda – Mucone – Feroleto” per risolvere le attuali criticità di esercizio della rete locale a 150 kV che alimenta l’area di Cosenza dalle stazioni di Rotonda (linee da S. Barbara a Cetraro), Mucone, Orichella e Feroleto.

Infine è previsto il mantenimento in servizio in classe 220 kV del collegamento da Laino a Montecorvino, che potrà contribuire a liberare una quota della nuova capacità produttiva in Calabria; inoltre sarà potenziata la esistente direttrice a 150 kV "Rotonda – Lauria – Padula", al fine di garantire i necessari livelli di continuità del servizio nell'area in questione.

Stato di avanzamento dell’opera: *E’ stato avviato un primo screening ambientale della stazione in località Aliano da sottoporre all’esame della Regione Basilicata. A seguito di un parere positivo potrà essere avviato l’iter autorizzativo per la realizzazione dell’opera. In fase di condivisione della fascia di fattibilità di tracciato per il collegamento a 380 kV in uscita da Altomonte. In fase di formalizzazione l’accordo con Regione e gli EE.LL. interessati dal riassetto della rete AT.*

Potenziamento direttrici a 150 kV per la raccolta di produzione eolica in Campania ***anno: 2010***

Disegno allegato: Interventi per eolici nell’area tra Campania e Puglia

Sono previsti interventi per ridurre i vincoli sulla rete a 150 kV che rischiano di condizionare la produzione degli impianti da fonte eolica (alcuni già in servizio ed alcuni di prossima realizzazione) nelle aree di Benevento, Salerno e Potenza.

In particolare, sono previste azioni atte a rimuovere le limitazioni di trasporto attualmente presenti sulla direttrice a 150 kV "Benevento Ind.le – Ariano Irpino – Flumeri – Lacedonia – Bisaccia – Calitri – Calabritto – Contursi", in modo da realizzare una maggiore capacità di trasporto. Sono imminenti i lavori di posa dei nuovi conduttori con elevata capacità di trasporto nel tronco Ariano-Flumeri. Per quanto riguarda il progetto esecutivo per la sostituzione dei conduttori della tratta Benevento Ind. – Ariano Irpino si evidenzia che lo stesso è concluso.
Nell'area compresa tra Benevento e Salerno, è previsto il potenziamento della direttrice di trasmissione a 150 kV "Montecorvino – Campagna – Contursi – Buccino – Tanagro – Sala Consilina – Padula", in modo da massimizzare la capacità di trasporto.
Tali interventi consentiranno di immettere in rete l'energia prodotta dai futuri impianti di produzione eolica previsti nell'area.

Stato di avanzamento dell'opera: *Da avviare l'iter concertativo.*

Potenziamento direttrici a 150 kV per la raccolta di produzione eolica in Puglia ***anno: 2010***

Disegno allegato: Interventi per eolici nell'area tra Campania e Puglia

Al fine di consentire l'immissione in rete in condizioni di migliore sicurezza dell'energia prodotta dai parchi eolici previsti nella zona compresa tra le regioni Puglia e Campania e nell'area limitrofa al polo di Foggia, sono in programma attività di potenziamento della esistente rete AT, già attualmente impegnati dai transiti immessi in rete dagli impianti eolici.
Al riguardo è prevista una nuova linea a 150 kV dalla stazione elettrica di Foggia fino al Punto di Raccolta n. 3 (P. D. R. n. 3) a 150 kV di Accadia (FG). Questo comporterà il conseguente ampliamento delle stazioni RTN di Foggia ed Accadia. E' inoltre previsto il collegamento del nuovo elettrodotto all'impianto RTN a 150 kV di Orsara. La stazione di Orsara, che svolgerà una importante funzione di smistamento, sarà pertanto adeguata ed ampliata. Sul nuovo elettrodotto sarà collegata in entra-esce la futura CP Foggia Ovest del distributore locale. Lo stesso distributore locale curerà la progettazione del tratto di linea "CP Foggia Ovest – SE Foggia".
Il secondo intervento nell'area limitrofa di Foggia, previsto per il 2009, consiste nel potenziamento della linea a 150 kV "Foggia – Lucera" in modo da migliorare la capacità di trasporto.

Stato di avanzamento dell'opera: *A seguito attività di concertazione con SSL si è valutato di procedere con la presentazione di un'istanza al Ministero dello Sviluppo Economico per l'autorizzazione della linea a 150 kV "Accadia – Orsara".*

Potenziamento elettrodotti 150 kV per la raccolta di produzione eolica in Calabria ***anno: 2011***

Al fine di favorire la sicurezza di esercizio della rete a 150 kV in uscita dalla stazione di trasformazione di Rossano, soggetta a rischi di sovraccarico per consistenti fenomeni di trasporto, sarà potenziata la capacità di trasporto della linea a 150 kV "Calusia – Rossano T.". In particolare saranno effettuate le attività finalizzate a realizzare la sostituzione, per un tratto di circa 40 km, degli attuali conduttori con dei nuovi di portata superiore.
Per ridurre i vincoli sulla rete a 150 kV che rischiano di condizionare la produzione degli impianti da fonte eolica previsti nell'area di Crotone, saranno rimosse le limitazioni di trasporto attualmente presenti sulla direttrice di trasmissione a 150 kV "Scandale – Catanzaro" nel tratto da Belcastro a Simeri (linea n. 181), in modo da garantire una capacità di trasporto standard.

Stato di avanzamento dell'opera: *E' in corso la progettazione relativa al potenziamento della linea "Calusia - Rossano T." al fine di avviare l'iter autorizzativo entro il 2008.*
L'intervento è oggetto di rielaborazione (cfr. PdS 2008).

Elettrodotto 150 kV SE Matera – CP Matera ***anno: 2010***

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, sarà potenziata la linea a 150 kV "SE Matera – CP Matera", prevedendo una capacità di trasporto dell'ordine dei 900 A.

Stato di avanzamento dell'opera: *L'intervento è oggetto di rielaborazione (cfr. PdS 2008).*

Elettrodotto 150 kV Sural – Taranto Ovest ***anno: 2009***

Al fine di favorire la sicurezza di esercizio della rete a 150 kV in uscita dalla stazione di trasformazione di Taranto, soggetta a rischi di sovraccarico per consistenti fenomeni di trasporto, è previsto il potenziamento della linea a 150 kV "Sural – Taranto O.".
Pertanto saranno rimosse le limitazioni di trasporto attualmente presenti sul tratto "Sural – Taranto Molo" mentre il tratto "Taranto Molo – Taranto O." sarà ricostruito in modo da ottenere migliori prestazioni dal sistema di trasporto locale.

Stato di avanzamento dell'opera: *Completamento attività preliminari (studio di fattibilità) e progetto definitivo.*

4.6.2 Interventi su impianti esistenti o autorizzati

Stazione 380 kV a nord di Bari ***anno: 2010***

Disegno allegato: Stazione di Palo del Colle

La rete di trasmissione a 380 kV in Puglia è caratterizzata da un alto impegno dei trasformatori presenti nelle stazioni, in particolare nella provincia di Bari. Al riguardo si segnala che il notevole fabbisogno di tipo domestico ed industriale è in parte soddisfatto grazie alla produzione immessa sulla rete AT dalla c.le ad olio combustibile di Bari Termica, che attualmente rappresenta un'unità essenziale per il funzionamento in sicurezza del sistema elettrico.
Al fine di superare le suddette criticità, è prevista la realizzazione, presso la futura stazione a 380 kV di Palo del Colle (impianto di consegna della centrale Energia di Modugno, da raccordare in entra–esce sulla linea a 380 kV "Bari Ovest – Foggia"), dello stadio di trasformazione 380/150 kV e di una sezione a 150 kV, da collegare alla locale rete AT. Al riguardo, è prevista la realizzazione di un nuovo collegamento a 150 kV in cavo verso la SE 150 kV di Bari TE e di brevi raccordi a 150 kV in entra-esce alla linea RTN "Bari Ind. 2 – Corato" ed alla linea di proprietà del distributore locale "Modugno – Bitonto". La stazione permetterà non solo di alimentare in sicurezza la rete a 150 kV, migliorando i profili di tensione e l'esercizio delle stazioni di trasformazione limitrofe, ma anche di superare gli attuali problemi di trasporto sulla rete in AT tra Brindisi e Bari delle ingenti potenze prodotte dal polo di Brindisi. Successivamente alla data indicata è prevista per la SE di Palo del Colle la realizzazione degli ulteriori raccordi in entra-esce alla linea a 380 kV "Brindisi Sud – Andria" con l'obiettivo di aumentare la sicurezza e flessibilità di esercizio.
In correlazione con gli interventi descritti ed al fine di garantire i necessari livelli di sicurezza, flessibilità ed affidabilità di esercizio, è previsto anche l'ampliamento ed il rifacimento in doppia sbarra della sezione a 150 kV della stazione RTN di Bari TE. L'impianto, che riveste una importante funzione di smistamento delle potenze sul carico cittadino, dovrà essere ricostruito, per motivi di spazio, in soluzione blindata con isolamento in SF6.
Inoltre sarà previsto il potenziamento della linea a 150 kV "Corato – Bari TE", necessario per garantire il funzionamento in condizioni di sicurezza della rete a 150 kV nell'area a nord di Bari in presenza della nuova stazione di trasformazione.

Stato di avanzamento dell'opera: *Per la realizzazione dei raccordi a 150 kV di collegamento della linea "Modugno – Bitonto" alla nuova stazione di Palo del Colle, è in fase di formalizzazione*

l'accordo con il distributore locale, proprietario del suddetto elettrodotto. In sede di progetto si valuterà la risoluzione di eventuali criticità correlate ad elettrodotti a più di due estremi.

Stazione 380 kV Galatina (LE) ***anno: 2012***

Le trasformazioni presenti nella stazione di Galatina (che unitamente a quelle di Brindisi e Taranto alimentano una vasta porzione di rete a 150 kV) sono ormai prossime alla saturazione.
Per ottenere un esercizio più sicuro e flessibile e garantire una migliore qualità del servizio di alimentazione, nella stazione di Galatina sarà installato il terzo ATR 380/150 kV da 250 MVA con i relativi stalli primario e secondario e conseguentemente adeguata la sezione a 150 kV.

Stato di avanzamento dell'opera: *L'intervento è oggetto di rielaborazione (cfr. PdS 2008).*

Stazione 380 kV Garigliano (CE) ***anno: 2009***

Per garantire agli utenti della rete adeguati livelli di qualità del servizio sarà installata nella sezione a 150 kV della stazione elettrica di Garigliano una batteria di condensatori da 54 MVAR.

Stazione 380 kV Brindisi Pignicelle ***anno: 2009***

A seguito dell'entrata in servizio della centrale Enipower a ciclo combinato da 1.170 MW, si rende necessario il potenziamento della sezione a 380 kV di Brindisi Pignicelle, mediante l'adeguamento della portata delle sbarre di stazione, caratterizzate da valori inferiori agli standard. Inoltre, in considerazione della inadeguatezza della attuale sezione a 220 kV, si effettuerà una razionalizzazione della rete a 220 kV afferente la stessa stazione. Verrà pertanto dismessa la sezione a 220 kV e verrà realizzata la trasformazione diretta 380/150 kV mediante l'installazione di tre ATR. La linea a 220 kV "Brindisi – Taranto Nord" sarà transitoriamente collegata al secondario di uno dei due ATR 380/220 kV già presenti in stazione.
In correlazione con l'eventuale modifica della connessione della c.le Edipower di Brindisi Nord, 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 del distributore locale.
L'intervento nel suo complesso prevede, dunque, anche l'ampliamento dell'attuale sezione a 380 kV, con la realizzazione di ulteriori due stalli primari ATR e uno stallo linea a 380 kV Brindisi Nord e con gli spazi (ovvero i passi sbarra disponibili) per n. 2 stalli linea futuri e per l'eventuale evoluzione ad un assetto con due sistemi a 380 kV separabili, interconnessi con due congiuntori.
Con il riassetto della SE di Brindisi P., si rende infine necessaria la realizzazione di varianti dei tratti in ingresso alla stazione dei seguenti elettrodotti a 380 kV: "Brindisi P. – Brindisi S. 2", "Bari O. – Brindisi P.", "Brindisi P. – Taranto N.", "Brindisi P. – Enipower".
Le attività programmate comprendono anche il pieno adeguamento dell'impianto ai nuovi valori di corto circuito, mediante sostituzione con nuovi apparati adeguatamente dimensionati.

Stato di avanzamento dell'opera: *La realizzazione della nuova linea a 380 kV tra la C.le di Brindisi N. e la stazione di Brindisi Pignicelle, in sostituzione della attuale doppia terna a 220 kV "C.le Brindisi Nord – Brindisi Pignicelle", è subordinata all'ottenimento delle autorizzazioni da parte Edipower (C.le Brindisi Nord) nell'ambito della procedura ai sensi della legge 55/02. Nel caso in cui tali autorizzazioni non dovessero essere ottenute, l'elettrodotto in d.t. a 220 kV "C.le Brindisi Nord – Brindisi Pignicelle" sarà mantenuto in servizio ammazzettato e collegato transitoriamente sul secondario di uno degli esistenti ATR 380/220 kV presenti nella stazione di Brindisi Pignicelle.*
La dismissione della citata linea in d.t. a 220 kV è condizionata anche alla realizzazione, a cura del distributore locale, dei nuovi impianti a 150 kV funzionali a garantire un'adeguata riserva di alimentazione per le utenze attualmente alimentate dal sistema a 220 kV della stazione annessa alla centrale di Brindisi Nord.

Stazione 380 kV S. Sofia (CE) ***anno: 2008***

Disegno allegato: Stazione di S. Sofia

L'aumento dei carichi previsto nell'area di Caserta e la necessità di contribuire alla rialimentazione di un'ampia porzione della rete di distribuzione a 150 kV compresa tra Benevento, Caserta e Nocera, rendono necessario ed improcrastinabile l'inserimento di un nuovo punto di alimentazione dal 380 kV cui attestare alcuni degli elettrodotti a 150 kV presenti nell'area.
Pertanto, entro la data indicata, presso la stazione di S. Sofia saranno installati due ATR 380/150 kV, sarà ampliata l'esistente sezione a 380 kV e sarà realizzata una nuova sezione a 150 kV, prevedendo spazi per il successivo ampliamento di tale sezione. Al fine di garantire adeguati profili di tensione è previsto l'inserimento di una batteria di condensatori.
In particolare, saranno anticipate il più possibile le attività finalizzate ad alimentare dal nodo 380/150 kV di S. Sofia il raccordo (già realizzato) di collegamento alla direttrice di distribuzione a 150 kV "Airola – Montesarchio – Benevento II".
La linea di distribuzione "S. Sofia – Airola" è già realizzata e le previsioni del distributore locale per l'ultimazione delle restanti due linee di distribuzione da raccordare alla sezione a 150 kV di S. Sofia sono:

- "S. Sofia – Caserta Sud" entro il 2008;
- "S. Sofia – Somma Vesuviana – S. Giuseppe" entro il 2009.

Stazione 380 kV Laino (CS) ***anno: 2010***

Per consentire il corretto esercizio dell'impianto 380 kV di Laino, è previsto il suo adeguamento completo ai nuovi valori di corto circuito.

Stato di avanzamento dell'opera: *I lavori di adeguamento hanno già avuto inizio e se ne prevede il completamento per la data indicata.*

Stazione 220 kV Maddaloni (CE) ***anno: 2010***

Il complesso delle attività di potenziamento in programma comprende tra l'altro il pieno adeguamento della stazione ai nuovi valori di corto circuito. La data indicata si riferisce alle attività da anticipare relative all'adeguamento degli stalli linea n. 237 per Frattamaggiore, n. 238 per Graftech e dello stallo TR1.

Stato di avanzamento dell'opera: *I lavori di adeguamento hanno già avuto inizio con l'adeguamento degli stalli linea per Frattamaggiore. Si prevede il completamento per la data indicata.*

Stazione 220 kV Frattamaggiore (NA) ***anno: 2008***

Al fine di consentire l'esercizio in sicurezza, anche in regime di guasto transitorio, della rete a 220 kV che alimenta l'area a Nord di Napoli, è previsto il potenziamento della stazione di Frattamaggiore mediante installazione di un nuovo ATR 220/150 kV in sostituzione dell'attuale di taglia inferiore.

Stato di avanzamento dell'opera: *L'intervento è oggetto di rielaborazione (cfr. PdS 2008).*

Stazione 150 kV Vallesaccarda (AV) ***anno: 2008***

Disegno allegato: Interventi per eolici nell'area tra Foggia, Benevento e Salerno

Presso la stazione a 150 kV di Vallesaccarda, già connessa all'elettrodotto a 150 kV "Flumeri – Lacedonia", saranno realizzati i raccordi di collegamento con la C.le eolica IVPC Anzano e con la stazione RTN di Accadia, entrambe attualmente collegate sulla "Vallesaccarda – Lacedonia".

Stato di avanzamento dell'opera: L'i*ntervento è in iter autorizzativo con la L. 239/04 (EL-59).*

4.6.3 Disegni

Interventi per eolici nell'area tra Campania e Puglia

Stazione ad est del Vesuvio

Stazione di Palo del Colle

Stazione di S. Sofia

Assetto attuale

Assetto previsto

4.7 Area di Palermo

4.7.1 Interventi previsti

Elettrodotto 380 kV Sorgente – Rizziconi e Riassetto rete 150 kV Messina ***anno: 2012***

Al fine di rendere possibile un consistente incremento della capacità di trasporto fra la Regione Sicilia ed il Continente, verrà potenziata l'interconnessione a 380 kV tra le SE di Rizziconi (RC) e Sorgente (ME), mediante la realizzazione (parte in soluzione aerea e parte in cavo, sia sottomarino che terrestre) di un secondo collegamento in doppia terna a 380 kV. Il nuovo collegamento e gli interventi ad esso correlati garantiranno una maggiore sicurezza della connessione della rete elettrica siciliana a quella peninsulare, favorendo gli scambi di energia con evidenti benefici in termini di riduzione dei vincoli per gli operatori del mercato elettrico e di maggiore concorrenza.
La realizzazione del collegamento è particolarmente importante poiché favorirà anche la connessione alla rete siciliana di un maggior numero di centrali eoliche.
Sfruttando le opportunità offerte dal nuovo collegamento, entrambe le terne a 380 kV del nuovo elettrodotto saranno raccordate ad una nuova stazione elettrica da realizzarsi presso il Comune di Villafranca Tirrena (ME). Tale stazione avrà una posizione maggiormente baricentrica rispetto alla distribuzione dei carichi elettrici locali e sarà opportunamente raccordata alle linee a 150 kV che alimentano le utenze del messinese. Nell'impianto sarà inizialmente installato un ATR 380/150 kV (nella nuova stazione sono previsti gli spazi per l'installazione di un secondo ATR) ed è prevista l'installazione di opportune reattanze trasversali di compensazione necessarie a garantire il rifasamento delle tratte in cavo.
In correlazione a tali opere è previsto un piano di razionalizzazione della rete AT che alimenta l'area di Messina, che consentirà di migliorare la qualità del servizio e, conseguentemente, permetterà la dismissione di un considerevole numero di linee aeree a 150 kV verso Sorgente, con evidenti benefici ambientali.

Stato di avanzamento dell'opera: *L'intervento riguardante la realizzazione dell'elettrodotto "Sorgente - Rizziconi" è attualmente in corso di autorizzazione, ivi inclusa la procedura VIA, ad oggi ancora in corso, per i tratti in elettrodotto aereo. E' stata avviata la fase progettuale della razionalizzazione della rete a 150 kV di Messina.*

Elettrodotto 380 kV Chiaramonte Gulfi – Ciminna ***anno: 2013***

E' previsto un nuovo elettrodotto a 380 kV che collegherà la SE Chiaramonte Gulfi a quella di Ciminna, già realizzata in classe 380 kV, ma esercita a 220 kV, presso la quale saranno installati due ATR 380/220 kV da 400 MVA con relativi stalli. L'intervento è finalizzato a creare migliori condizioni per il mercato elettrico e a migliorare la qualità e la continuità della fornitura dell'energia elettrica nell'area centrale della Regione Sicilia. Il nuovo elettrodotto consentirà di ridurre gli attuali vincoli di esercizio delle centrali presenti nella parte orientale dell'isola, migliorando l'affidabilità e la sicurezza della fornitura di energia elettrica nella Sicilia occidentale, in particolare nella città di Palermo, inoltre permetterà, anche in relazione al previsto nuovo collegamento a 380 kV "Sorgente - Rizziconi", di sfruttare maggiormente l'energia messa a disposizione dalle nuove centrali previste in Calabria, garantendo così una migliore copertura del fabbisogno isolano.
Per migliorare la qualità e la sicurezza di alimentazione del centro dell'isola il tracciato del nuovo elettrodotto sarà valutato in modo tale da raccordarsi alla stazione a 150 kV di Caltanissetta, avente gli spazi necessari per realizzarvi una nuova sezione a 380 kV.

Stato di avanzamento dell'opera: *Sono in corso gli incontri con gli EE.LL. per la condivisione del corridoio finale.*

Elettrodotto 380 kV Paternò – Priolo e riassetto rete 150 kV dell'area di Catania e Siracusa ***anno: 2010***

Per superare le previste congestioni nella porzione di rete nell'area a sud est della Sicilia sono in programma i seguenti interventi:

- un nuovo elettrodotto a 380 kV che collegherà la stazione elettrica a 380 kV di Paternò (CT) con la futura stazione a 380 kV di Priolo a 380 kV.
- un nuovo raccordo a 150 kV, su palificazione in doppia terna, che dalla stazione di Paternò si connetterà 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 SE 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";
- 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 a 150 kV in doppia sbarra con parallelo 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.

Al fine di aumentare la continuità del servizio e la stabilità delle tensioni nella Sicilia orientale, è previsto il collegamento della futura linea a 380 kV in entra-esce alla stazione di Misterbianco (CT). L'intervento consentirebbe di interconnettere il sistema a 380 kV con la rete a 220 kV che alimenta l'area di Catania, migliorando la sicurezza e la flessibilità di esercizio della rete.

Per consentire l'inserimento in rete della centrale a ciclo combinato ERG Nu.Ce. Nord di Priolo (SR) da circa 480 MW, sarà realizzata una nuova stazione di smistamento a 380 kV a Priolo, che verrà collegata in entra-esce alla linea 380 kV "Chiaramonte Gulfi - ISAB". Successivamente, alla stazione 380 kV di Priolo sarà raccordato anche il nuovo collegamento verso la stazione elettrica di Paternò. La stazione sarà pertanto in doppia sbarra e parallelo con tre stalli linea a 380 kV (ISAB, Ghiaramonte Gulfi e la futura Paternò) ed uno stallo arrivo gruppo nuova c.le ERG. Nell'impianto saranno inoltre previsti gli spazi almeno per ulteriori due stalli a 380 kV e per l'installazione di due trasformazioni.

In correlazione al nuovo collegamento a 380 kV Paterò - Priolo, sarà opportuno prevedere anche l'installazione e la gestione in sicurezza di un ATR 380/220 kV sulla SE di Priolo. Ciò consentirà di interconnettere il sistema a 380 kV con il 220 kV di Melilli che alimenta l'area di Siracusa, con ulteriori benefici in termini di continuità del servizio e stabilità delle tensioni. L'installazione nella nuova stazione del citato ATR in anticipo rispetto al completamento della linea a 380 kV in programma, potrebbe renderne possibile l'utilizzo, con funzione di riserva, in particolari condizioni.

L'area compresa tra i comuni di Augusta (SR) e Priolo (SR) si caratterizza per la presenza di diverse centrali che si configurano come polo di produzione limitato.

Nel quadro dell'attività svolta per eliminare gli attuali vincoli di rete sono stati individuati gli interventi di potenziamento della rete a 150 kV di seguito descritti.

E' in programma la realizzazione di un nuovo collegamento a 150 kV tra la stazione di Augusta e la CP Augusta 2 da effettuarsi in cavo con portata non inferiore a 900 A. 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".
Inoltre, per consentire la connessione della nuova linea, la stazione di Augusta dovrà essere ampliata e potenziata, realizzando, per motivi di spazio, la nuova sezione a 150 kV in blindato isolata in SF6.
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 l'affidabilità e le potenzialità di trasporto della rete, anche a seguito dell'autorizzazione della nuova centrale ERG Nu.Ce. Nord da 480 MW, saranno potenziati, adottando caratteristiche di trasporto almeno equivalenti a quelle di una linea con conduttori in alluminio acciaio da 585 mm^2, i seguenti elettrodotti:

- linea "SE Augusta – Priolo – der. Erg Nu.Ce. Nord";
- linea "Melilli – SE Augusta";
- linea "Melilli – Sortino";
- linea "Lentini – Melilli – der. ERG Nu.Ce. Nord".

Per la linea "Lentini – Melilli – der. ERG Nu.Ce. Nord" è inoltre prevista l'eliminazione della derivazione realizzando un nuovo collegamento tra la derivazione ERG e la stazione di Melilli, in modo da ottenere una linea "Melilli - Lentini" e una linea "Melilli - ERG Nu.Ce. Nord". Sarà pertanto previsto un ulteriore stallo a Melilli.

Stato di avanzamento dell'opera: *L'intervento è oggetto di rielaborazione (cfr. PdS 2008).*

Elettrodotto 380 kV Sorgente – Ciminna ***anno: 2014***

Al fine di realizzare l'anello a 380 kV nella Regione Sicilia, si intende realizzare un nuovo collegamento a 380 kV tra le stazioni di Sorgente e Ciminna.
L'intervento è finalizzato all'incremento della capacità di trasporto della rete per creare migliori condizioni di mercato elettrico e migliorare la qualità e la continuità della fornitura elettrica, favorendo lo sviluppo del tessuto socio-economico dell'isola. Tale opera permetterà di sfruttare l'energia messa a disposizione dalle centrali previste in Calabria tramite il nuovo collegamento a 380 kV "Sorgente - Rizziconi", consentendo di scambiare con maggior sicurezza la produzione prevista nell'isola e garantendo nuovi assetti produttivi più convenienti.

Stato di avanzamento dell'opera: *Da avviare l'iter concertativo.*

Elettrodotto 220 kV Partinico – Fulgatore ***anno: 2013***

Al fine di alimentare in sicurezza la Sicilia occidentale, è in programma la nuova linea a 220 kV "Partinico - Fulgatore", che con l'attuale linea a 220 kV "Partanna – Fulgatore" realizzerà una seconda alimentazione per l'area di Trapani.
La nuova linea a 220 kV garantirà una maggiore sicurezza e una migliore qualità nell'alimentazione della rete locale a 150 kV e sarà realizzata in classe 380 kV, anche in considerazione dei possibili sviluppi dell'interconnessione con il Nord Africa, opera attualmente in fase di studio.
Nella stazione di Fulgatore sarà ampliata la sezione a 220 kV realizzando un sistema a doppia sbarra con 4 stalli: 2 stalli linea, 1 per l'ATR 220/150 kV già presente in stazione ed 1 parallelo sbarre.
Nella stazione di Partinico sarà realizzato uno stallo linea 220 kV.
Con tale rinforzo di rete infine si favorirà la connessione degli impianti di produzione da fonte eolica previsti nell'area.

Stato di avanzamento dell'opera: *Da avviare l'iter concertativo.*

Elettrodotto 150 kV Caracoli – Casuzze ***A lungo termine***

Al fine di aumentare l'esercizio in sicurezza della rete e la continuità del servizio di trasmissione nell'area di Palermo è pianificato il potenziamento della direttrice a 150 kV che collega la SE di Caracoli con quella di Casuzze. Tale elettrodotto è suddiviso in tre tratti: "Caracoli – Brancaccio FS" (di proprietà RFI), "Brancaccio FS – Brancaccio CP" (di proprietà Terna) e "Brancaccio CP – Casuzze" (di proprietà RFI).
Il potenziamento del collegamento incrementerà la capacità di trasporto della rete elettrica tra la centrale di Termini Imerese e la città di Palermo e semplificherà le attività e i tempi di manutenzione ordinaria sulla rete, migliorando in tal modo l'efficienza del servizio di trasmissione.

Stato di avanzamento dell'opera: *L'intervento è rinviato fino alla definizione della disponibilità delle linee di proprietà RFI.*

Elettrodotto 150 kV Vittoria – Gela – der. Dirillo ***A lungo termine***

Si intende trasformare l'attuale connessione in derivazione rigida della CP Dirillo in connessione entra-esce alla linea a 150 kV "Vittoria - Gela"; per tale intervento è richiesto l'approntamento di un ulteriore stallo linea presso la CP Dirillo a cura del distributore locale, titolare dell'impianto. In tal modo si migliorerà l'efficienza del servizio di trasmissione incrementando la continuità del servizio e si semplificheranno le attività e i tempi di manutenzione ordinaria sulla rete.

Stato di avanzamento dell'opera: *L'opera è inserita nel pacchetto di interventi in concertazione con la Regione Siciliana.*

Elettrodotto 150 kV Mineo SE – Mineo CP ***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 è programmata la realizzazione di una nuova linea a 150 kV che collegherà la stazione elettrica di Mineo (CT) con la CP Mineo, di proprietà del distributore locale.

Stato di avanzamento dell'opera: *L'opera è inserita nel pacchetto di interventi in concertazione con la Regione Siciliana.*

Elettrodotto 150 kV Paternò – Viagrande ***anno: 2010***

Disegno allegato: Dorsale Ionica

Per garantire la necessaria sicurezza di esercizio e di continuità di alimentazione della costa ionica compresa tra Messina e Catania, è previsto il raddoppio della dorsale a 150 kV tra le stazioni di Sorgente e Misterbianco.
Oltre alla realizzazione del collegamento a 150 kV "Roccalumera – S. Venerina all." (cfr. "Elettrodotto 150 kV "Roccalumera – S. Venerina all.") per il completamento della nuova dorsale, è prevista la realizzazione della linea a 150 kV "Paternò – Viagrande", con relativo stallo a Paternò.

Stato di avanzamento dell'opera: *L'opera è inserita tra le attività prioritarie nel pacchetto di interventi in concertazione con la Regione Siciliana.*

Elettrodotto 150 kV Roccalumera – S. Venerina all. ***anno: 2010***

Disegno allegato: Dorsale Ionica

L'arteria a 150 kV tra le stazioni di Sorgente e Misterbianco, che alimenta la costa orientale della Sicilia compresa tra Messina e Catania, è interessata da un elevato carico e, per ragioni di

sicurezza, il suddetto collegamento è frequentemente esercito radialmente con le cabine alimentate in antenna.
Per garantire la necessaria sicurezza di esercizio e di continuità di alimentazione della costa ionica è previsto il raddoppio della dorsale da ottenersi con la realizzazione di due collegamenti a 150 kV.
Il primo collegamento, in parte già costruito, è previsto fra la CP di Roccalumera (ME) e il punto in derivazione rigida per la CP di S. Venerina (CT) della linea a 150 kV "S. Venerina - S. Venerina all.".
Con la nuova linea si eliminerà la derivazione stessa e si realizzerà la linea "Roccalumera – S. Venerina". Su tale collegamento sarà inserita, in base ai programmi ENEL Distribuzione, in entra-esce la futura cabina di Mascali.
Il tratto finora costruito è lungo circa 10 km dal punto di derivazione fino al comune di Mascali. 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".

Stato di avanzamento dell'opera: *L'opera è inserita nel pacchetto di interventi in concertazione con la Regione Siciliana.*

4.7.2 Interventi su impianti esistenti o autorizzati

Stazione 380 kV Caltanissetta (CL) ***anno: 2012***

Per migliorare la qualità e la sicurezza di alimentazione del centro dell'Isola, nonché favorire l'ingresso in rete di nuove centrali eoliche, il tracciato del nuovo elettrodotto a 380 kV "Chiaramonte Gulfi – Ciminna" sarà tale da passare vicino e raccordarsi alla stazione RTN di Caltanissetta, avente gli spazi necessari per realizzarvi due trasformazioni 380/150 kV.
Tale intervento, fornendo un'alimentazione dal 380 kV alla rete di trasmissione in AT presente nell'area, consentirà la necessaria riserva di alimentazione per la rete di Agrigento, migliorando la qualità del servizio locale e semplificando le attività e i tempi di manutenzione ordinaria della rete.
Oltre i raccordi a 380 kV, nella stazione di Caltanissetta si realizzerà una nuova sezione a 380 kV in doppia sbarra con 5 stalli: 2 per i raccordi, 2 per i due ATR 380/150 kV da 250 MVA ed 1 per il parallelo sbarre. Nella sezione a 150 kV si predisporranno due nuovi stalli per i secondari degli ATR.

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 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 (anno 2010).
Nella sezione 220 kV di Sorgente saranno realizzati lo stallo per il primario ATR e gli stalli linea per connettere le linee a 220 kV provenienti dai gruppi 2 e 3 di S. Filippo del Mela.

Stato di avanzamento dell'opera: *La realizzazione dell'intervento è in fase avanzata.*

Stazione 220/150 kV Corriolo (ME) ***anno: 2008***

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.
Inoltre sulla sezione a 150 kV sono previste le attività di adeguamento dello stallo di parallelo e dello stallo linea verso la CP Milazzo FS con degli apparati opportunamente dimensionati per la tenuta al corto circuito e che posseggano un adeguato potere di interruzione.
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".

Stato di avanzamento dell'opera: *La realizzazione dell'intervento è in fase avanzata.*

Stazione 150 kV Castel di Lucio (ME) ***anno: 2008***

E' prevista una nuova stazione elettrica a 150 kV denominata "Castel di Lucio" da inserire in entra-esce sulla linea "Castelbuono – Troina CP" necessaria alla connessione del parco eolico da 25,5 MW della società Minerva S.r.l..
Nella nuova stazione di Castel di Lucio sarà previsto uno stallo per l'attestamento della linea a 150 kV di proprietà Enel Distribuzione che attualmente collega la CP di Nicosia, in derivazione a T, alla sopraccitata linea "Castelbuono – Troina CP".

Stato di avanzamento dell'opera: *In realizzazione*

4.7.3 Disegni

Dorsale Ionica

4.8 Area di Cagliari

4.8.1 Interventi previsti

Elettrodotto 380 kV "Ittiri – 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 a 380 kV che collegherà l'elettrodotto a 380 kV "Fiumesanto – Selargius" alla stazione di trasformazione di Codrongianos (SS).
La nuova interconnessione tra Codrongianos e la suddetta linea a 380 kV, oltre al rinforzo della rete 380 kV Sarda , permetterà l'esercizio in sicurezza del futuro collegamento in corrente continua SA.PE.I. tra la Sardegna ed il Continente.
Per rendere possibile tale intervento sarà opportuno realizzare una nuova stazione di smistamento a 380 kV nel comune di Ittiri (SS) da inserire in entra-esce sulla linea 380 kV "Fiumesanto - Selargius" e da connettere alla SE di Codrongianos.

Stato di avanzamento dell'opera: *In data 15/11/2006 è stata avviata la richiesta di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio ai sensi della 239/04; contestualmente, è avviata la procedura di Valutazione di Impatto Ambientale regionale ai sensi della Deliberazione della Giunta Regione Sardegna n. 5/11 del 15.02.2005.*

Stazione 220 kV Taloro (NU) ***anno: 2008***

Con l'attivazione nella sezione a 150 kV di Taloro degli stalli per la connessione e produzione delle centrali idroelettriche di Taloro, sono previsti una serie di interventi volti al riassetto della rete in corrispondenza della stazione elettrica di Taloro e funzionale alla dismissione dell'esistente impianto ormai inadeguato.
Presso la nuova sezione a 150 kV di Taloro saranno attestate le future linee di connessione della CP Fonni e della CP Bono (su cui verrà inserita la futura CP di Ovodda attualmente in fase di realizzazione).
Il nuovo collegamento 150 kV "Taloro – CP Fonni", la cui realizzazione è in carico alla società distributrice locale, sarà ottenuto mediante riclassamento a 150 kV dell'esistente linea a 70 kV "Taloro – Fonni"; a valle del completamento dei lavori sarà possibile demolire anche la sezione in aria a 70 kV.
Successivamente, con la realizzazione sempre a cura del distributore locale della CP di Ovodda che sarà inserita in entra-esce sulla linea a 150 kV Taloro – futura CP Bono, sarà possibile dismettere completamente la sezione in aria a 150 kV della stazione elettrica Taloro.

Stato di avanzamento dell'opera: *In base al nuovo programma lavori fornito dalla società di distribuzione locale, il riclassamento a 150 kV della "Taloro-Fonni" è previsto per fine 2008, la nuova CP di Ovodda per metà 2009. Slittano di conseguenza anche i programmi Terna per il completamento della dismissione della sezione in aria a 150 kV.*

Elettrodotto 150 kV Cagliari Sud – Rumianca (CA) ***anno: 2010***

Al fine di migliorare l'affidabilità di esercizio ed aumentare i margini di continuità del servizio di trasmissione è stato programmato un intervento di potenziamento della rete elettrica a 150 kV nell'area di Cagliari.

In particolare sarà realizzata una nuova linea a 150 kV in cavo che collegherà tra loro le stazioni di Cagliari Sud e Rumianca; tale attività rende necessario l'ampliamento delle esistenti sezioni a 150 kV di Rumianca e Cagliari Sud.
Tale nuovo collegamento è finalizzato a trasmettere, in condizioni di sicurezza, la potenza prodotta della centrale Sarlux verso l'elevato carico della città di Cagliari.
Contestualmente all'ampliamento dell'esistente sezione a 150 kV di Rumianca, sarà previsto anche per la connessione del produttore eolico Energia Verde.

Stato di avanzamento dell'opera: *E' stato avviato in data 08/08/2007 l'iter per la caratterizzazione delle stazioni di Rumianca e Cagliari Sud, nonché del tracciato ipotizzato del nuovo cavo; tale attività si è resa necessaria in quanto le stazioni suddette ed il tracciato del nuovo cavo rientrano all'interno del perimetro del Sito di Interesse Nazionale del "Sulcis-Iglesiente-Guspinese".*

Elettrodotto 150 kV "SE S. Teresa – Buddusò" (OT) ***anno: 2010***

Disegno allegato: S. Teresa - Buddusò

Al fine di potenziare la rete nord della Sardegna, e mantenere un adeguato livello di sicurezza della rete e della qualità della fornitura, anche nel periodo estivo quando si registra un sensibile incremento del carico, sarà realizzato un nuovo collegamento a 150 kV tra le CP di S. Teresa (OT), di Tempio (OT) e di Buddusò (OT).
Il nuovo collegamento consentirà, inoltre, di utilizzare alla piena potenza, senza limitazioni di esercizio, il collegamento con la Corsica denominato SARCO favorendo anche la produzione connessione di impianti eolici previsti nell'area.
Per garantire la connessione del nuovo collegamento con la CP di S. Teresa, verrà realizzata, in adiacenza alla CP, una nuova stazione alla quale si attesterà il cavo con la Corsica, la linea per Tempio e un breve raccordo per il collegamento con la CP di S. Teresa di proprietà ENEL Distribuzione.
Per garantire una migliore magliatura con la rete esitente nell'area e incrementare la sicurezza di esercizio è in programma la realizzazione di una seconda nuova stazione di smistamento. La nuova stazione sarà inserita in entra-esce alla linea "Olbia – Tempio" e ad essa saranno connesse, mediante nuove linee, la futura stazione, di cui sopra, in prossimità della CP S. Teresa e la CP di Buddusò.

Stato di avanzamento dell'opera: *Da avviare l'iter concertativo.*

Elettrodotto 150 kV "Selargius – Goni" (CA) ***anno: 2011***

Disegno allegato: Selargius - Goni

Al fine di rafforzare la rete a 150 kV dell'Ogliastra, in considerazione della programmata demolizione della linea 70 kV "Villasor - Isili - Flumendosa" da parte di ENEL Distribuzione, e di migliorare il servizio di trasmissione, sarà realizzato un nuovo elettrodotto a 150 kV che dalla SE di Selargius si collegherà alla CP di Goni.
L'intervento consentirà anche di favorire la connessione degli impianti di produzione da fonte eolica previsti nell'area e nonché la connessione della futura CP di Donori.

Stato di avanzamento dell'opera: *Da avviare l'iter concertativo.*

4.8.2 Interventi su impianti esistenti o autorizzati

Elettrodotto 500 kV cc Sardegna - Continente (SAPEI) ***anno: 2009***

In considerazione dell'inadeguatezza e limitata capacità di trasporto dell'attuale collegamento a 200 kV in corrente continua da 300 MW che collega la Sardegna al Continente (SACOI), che presenta anche limitazioni d'esercizio e un elevato tasso di indisponibilità, è in corso di realizzazione un nuovo collegamento sottomarino ad altissima tensione in corrente continua tra la Sardegna e la penisola italiana (SA.PE.I.).

L'intervento è particolarmente importante sia per dare maggiore garanzia alla copertura del fabbisogno sardo, sia per favorire l'esportazione della produzione eolica nell'Isola. Il nuovo cavo sottomarino, infatti, consentirà agli operatori elettrici della Sardegna di partecipare con minori vincoli di scambio alle contrattazioni nel mercato elettrico, garantendo al contempo una maggiore flessibilità e una migliore sicurezza di esercizio della rete sarda.

Tale potenziamento, inoltre, riveste notevole interesse per lo sviluppo delle rete di trasmissione nazionale ed europea, anche in vista del possibile collegamento in corrente continua tra il continente Africano e la Sardegna.

Stato di avanzamento dell'opera: *In realizzazione.*

Stazione 380 kV Codrongianos (SS) ***anno: 2008***

Nella sezione a 150 kV della stazione di Codrongianos sarà dismesso l'esistente compensatore sincrono, ormai inadeguato. Per garantire adeguati profili di tensione sulla rete, è in programma l'installazione sulla stessa sezione di un banco di condensatori da 54 MVAR.

L'intervento è condizionato alla definizione di un regolamento di esercizio relativo alla direttrice di riaccensione, per il quale non sia più necessario il compensatore sincrono di Codrongianos.

Stazione 220 kV Oristano (OR) ***anno: 2009***

Al fine di garantire la necessaria flessibilità di esercizio e continuità del servizio sulla rete a 220 kV e 150 kV della Sardegna centro-occidentale, è previsto l'adeguamento e l'ampliamento in doppia sbarra della sezione a 220 kV di Oristano. L'intervento consentirà inoltre di incrementare l'affidabilità della rete, semplificando le attività e riducendo i tempi di manutenzione ordinaria.

4.8.3 Disegni

Elettrodotto 150 kV SE S. Teresa – Buddusò

Elettrodotto 150 kV Selargius-Goni

4.9 Tabella delle corrispondenze dei titoli degli interventi rispetto a PdS 2007

Nuova denominazione intervento	Precedente denominazione	
	Denominazione intervento PdS 2007	Collocazione
Area Torino		
Sviluppi di rete nelle Province di Asti ed Alessandria.	Stazione 220 kV Asti (AT)	All.1
	Raccordi 132 kV SE di Bistagno (AL)	All.1
	Elettrodotto 132 kV Balzola – Valenza	All.1
	Elettrodotto 132 kV Mede - Castelnuovo	All.1
	Elettrodotto 132 kV Valenza – Alessandria Nord	All.1
	Dorsale tra le stazioni di Castelnuovo e Alessandria Nord	All.1
Integrato in "Interconnessione Italia – Francia" PdS 2008	Elettrodotto 380 kV Interconnessione Italia – Francia	All.1
Elettrodotto 380 kV Trino - Lachiarella	Elettrodotto 380 kV Trino – Lachiarella	All.1
Integrato in "Razionalizzazione 220 kV città di Torino" PdS 2008	Razionalizzazione 220 kV città di Torino	All.1
	Stazione 220 kV Stura (TO)	All.1
	Adeguamento al c.to impianto Grugliasco	All. 3, Tab. A
	Adeguamento al c.to impianto Martinetto	All. 3, Tab. A
	Adeguamento al c.to impianto Stura	All. 3, Tab. A
Elettrodotto 220 kV Avise – Villenueve - Chatillon	Elettrodotto 220 kV Avise – Villenueve - Chatillon	All.1
	Stazione 220 kV di Chatillon (AO)	All.1
Razionalizzazione 132 kV area nord-ovest di Torino	Razionalizzazione 132 kV area nord-ovest di Torino	All.1
	Elettrodotto 132 kV Rosone – Bardonetto	All.1
	Adeguamento al c.to impianto Rosone	All. 3, Tab. B
Razionalizzazione 132 kV Genova	Razionalizzazione 132 kV Genova	All.1
Razionalizzazione 132 kV rete tra Val D'Aosta e Piemonte	Razionalizzazione 132 kV rete tra Val D'Aosta e Piemonte	All.1
Razionalizzazione 132 kV rete tra Val D'Ossola Nord	Razionalizzazione 132 kV rete Val D'Ossola Nord	All.1
Razionalizzazione 132 kV rete tra Val D'Ossola Sud	Razionalizzazione 132 kV rete Val D'Ossola Sud	All.1
Potenziamento rete 132 kV tra Novara e Biella	Elettrodotto 132 kV Borgomanero Nord - Bornate	All.1
	Elettrodotto 132 kV Borgoticino – Arona	All.1
	Elettrodotto 132 kV Cerreto Castello – Biella Est	All.1
Elettrodotto 132 kV Magliano Alpi – Fossano e scrocio di Murazzo	Elettrodotto 132 kV Magliano Alpi – Fossano	All.1
	Raccordi 132 kV Magliano Alpi – M.Cuneo e Busca – Fossano	All.1
Elettrodotto 132 kV Imperia –S.Remo	Elettrodotto 132 kV Imperia –S.Remo	All.1
Elettrodotto 132 kV Mercallo - Cameri	Elettrodotto 132 kV Mercallo – Cameri	All.1
Elettrodotti 132 kV Vetri Dego – Spigno e Bistagno -Spigno	Elettrodotti 132 kV Vetri Dego – Spigno e Bistagno -Spigno	All.1
Connessione della centrale idroelettrica Hydroelectrique Clavalitè di Fenis (AO)	C.le idroelettrica Hydroelectrique Clavalitè di Fenis (AO)	All.4,TabB

Nuova denominazione intervento	Precedente denominazione	
	Denominazione intervento PdS 2007	Collocazione
Connessione CP Sezzadio (AL)	CP Sezzadio (AL)	All.4,Tab.C
Connessione CP Moncalieri (TO)	CP Moncalieri (TO) 220kV	All.4,Tab.C
Connessione CP Gressoney La Trinitè (AO)	CP Gressoney La Trinitè (AO)	All.4,Tab.C
Connessione CP Sassello (SV)	CP Sassello (SV)	All.4,Tab.C
Connessione CP Oleggio (NO)	CP Oleggio (NO)	All.4,Tab.C
Connessione CP Scarmagno (TO)	CP Scarmagno (TO)	All.4,Tab.C
Connessione della centrale Edison di Settimo Torinese	C.le Edison di Settimo Torinese	All.4,Tab.A
Connessione a 220 kV della centrale IRIDE Torino di Moncalieri (TO)	C.le Iride Energia (ex AEM Torino) di Moncalieri (TO)	All.4,Tab.A
Stazione 380 kV Verampio (VB)	Stazione 380 kV Verampio (VB)	All.1
Stazione 380 kV Leynì	Adeguamento al c.to impianto Leynì	All.3,Tab.A
Stazione 220 kV Vercelli	Stazione 220 kV Vercelli	All.1
Stazione 380 kV Casanova	Stazione 380 kV Casanova	All.1
Stazione 380 kV La Spezia	Stazione 380 kV La Spezia	All.1
	Adeguamento al c.to impianto La Spezia	All.3,Tab.A
Stazione 220 kV Savona (SV)	Stazione 220 kV Savona (SV)	All.1
Stazione 380 kV Rondissone	Adeguamento al c.to impianto Rondissone	All.3,Tab.A
Stazione 380 kV Piossasco (TO)	Stazione 380 kV Piossasco (TO)	All.1
Stazione 220 kV Novara Sud	Stazione 220 kV Novara Sud	All.1
Stazione 220 kV Ponte (VB)	Stazione 220 kV Ponte (VB)	All.1
Stazione 220 kV S.Colombano (GE)	Stazione 220 kV S.Colombano (GE)	All.1
COMPLETATA	C.le Acea Ectrabel Produzione di Leinì	All.4,Tab.A
COMPLETATA	C.le E.ON ITALIA di Livorno Ferraris (VC)	All.4,Tab.A
COMPLETATA	CP Cementilce (SV)	All.4,Tab.C
COMPLETATA	C.le Tirreno Power di Vado Ligure (SV)	All.4,TabA
Area Milano		
Stazione 380 kV Cagno (CO)	Stazione 380 kV Cagno (CO)	All. 1
	CP Induco	All. 4 Tab. C
Stazione 380 kV Cislago (VA)	Stazione 380 kV Cislago (VA)	All. 1
Razionalizzazione 380 kV Media Valtellina (Fase B)	Razionalizzazione 380 kV Media Valtellina (Fase B)	All. 1
Razionalizzazione 380 kV in Provincia di Lodi	Razionalizzazione 380 kV in Provincia di Lodi	All. 1
Elettrodotto 380 kV tra Pavia e Piacenza	Elettrodotto 380 kV tra Pavia e Piacenza	All. 1
Stazione 220 kV Sud Milano (MI)	Stazione 220 kV Sud Milano (MI)	All. 1
Stazione 220 kV Cedegolo (BS)	Stazione 220 kV Cedegolo (BS)	All. 1
Stazione 220 kV Rossano	CP Rossano	All. 4 Tab. C
Razionalizzazione 220 kV Alta Valtellina (Fase A2)	Razionalizzazione 220 kV Alta Valtellina (Fase A2)	All. 1
Razionalizzazione 220 kV Città di Milano	Razionalizzazione 220 kV Città di Milano	All. 1
	SE Porta Volta (MI)	All. 4 Tab. C

Nuova denominazione intervento	Precedente denominazione	
	Denominazione intervento PdS 2007	Collocazione
Razionalizzazione Valcamonica (Fase A1)	Razionalizzazione Valcamonica (Fase A1)	All.1
Elettrodotto 132 kV Novara Sud – Magenta	Elettrodotto 132 kV Novara Sud - Magenta	All. 1
Stazione 380 kV Baggio (MI)	Stazione 380 kV Baggio (MI)	All. 3, Tab. A
Stazione 380 kV Bovisio (MI)	Stazione 380 kV Bovisio (MI)	All. 3, Tab. A
Stazione 380 kV Brugherio (MI)	Stazione 380 kV Brugherio (MI)	All. 3, Tab. A
Stazione 380 kV Corso (MI)	Stazione 380 kV Corso (MI)	All. 3, Tab. A
Stazione 380 kV Chiari (BS)	Stazione 380 kV Chiari (BS)	All. 3, Tab. A
Stazione 380 kV Ospiate (MI)	Stazione 380 kV Ospiate (MI)	All. 3, Tab. A
Stazione 380 kV Ostiglia (MN)	Stazione 380 kV Ostiglia (MN)	All. 3, Tab. A
Stazione 380 kV Pian Camuno (BG)	Stazione 380 kV Pian Camuno (BG)	All. 3, Tab. A
Stazione 380 kV Gavazzano (LO)	Stazione 380 kV Gavazzano (LO)	All. 3, Tab. A
Stazione 380 kV Turbigo (MI)	Stazione 380 kV Turbigo (MI)	All. 3, Tab. A
Stazione 220 kV Magenta (MI)	Stazione 220 kV Magenta (MI)	All. 3, Tab. A
Stazione 132 kV XXV Aprile (BS)	Stazione 132 kV XXV Aprile (BS)	All. 3, Tab. A
Stazione 132 kV Zizzola (BS)	Stazione 132 kV Zizzola (BS)	All. 3, Tab. A
Stazione 380 kV Pian Camuno (BG)	Stazione 380 kV Pian Camuno (BG)	All. 1
Stazione 132 kV Ardenno (SO)	Stazione 132 kV Ardenno (SO)	All. 1
Stazione 132 kV CP Rozzano (MI)	CP Rozzano (BS)	All. 4 Tab. C
Connessione 380 kV “Bertonico/Turanico (LO)”	Connessione 380 kV “Bertonico/Turanico (LO)”	All.4 Tab. A
Connessione 220 kV Ponti sul Mincio (MN)	Connessione 220 kV Ponti sul Mincio (MN)	All.4 Tab. A
Connessione 380 kV “Cagno (CO) – Mendrisio (CH)”	Connessione 380 kV “Cagno (CO) – Mendrisio (CH)”	All. 4 Tab. D
Connessione 220 kV “Tirano (SO) – Campocologno (CH)”	Connessione 220 kV “Tirano (SO) – Campocologno (CH)”	All. 4 Tab. D
Connessione 132 kV CP Cadorago (CO)	CP Cadorago (CO)	All. 4 Tab. C
Connessione 132 kV CP Cortefranca (BS)	CP Cortefranca (BS)	All. 4 Tab. C
Connessione 132 kV CP Groppello Cairoli (PV)	CP Groppello Cairoli (PV)	All. 4 Tab. C
Connessione 132 kV CP Iseo (BS)	CP Iseo (BS)	All. 4 Tab. C
Connessione 132 kV CP Legnano (MI)	CP Legnano (MI)	All. 4 Tab. C
Connessione 132 kV CP Sumirago (VA)	CP Sumirago (VA)	All. 4 Tab. C
Connessione 132 kV CP Rogoredo (MI)	CP Rogoredo (MI)	All. 4 Tab. C
Connessione 132 kV CP Turbigo (MI)	CP Turbigo (MI)	All. 4 Tab. C
Connessione 132 kV CP Induno (VA)	CP Induno (VA)	All. 4 Tab. C
Connessione 220 kV Stazione Porta Volta (MI) – Connessione nuovo TR AT/MT	Stazione Ricevitrice Nord (MI)	All.4 Tab. B
Connessione 220 kV Stazione Ricevitrice Nord (MI)	Stazione Ricevitrice Nord (MI)	All.4 Tab. B
COMPLETATA	Stazione 380 kV Verderio	All. 3, Tab. A
COMPLETATA	Stazione 380 kV La Casella (PC)	All. 1
COMPLETATA	Connessione 220 kV Dalmine (BG)	All. 4 Tab. A
COMPLETATA	CP Castione Ardevenno (SO)	All. 4 Tab. C
Area Venezia		
Stazione 380 kV in Provincia di Treviso	Stazione 380 kV in Provincia di Treviso	All. 1

Nuova denominazione intervento	Precedente denominazione	
	Denominazione intervento PdS 2007	Collocazione
	Elettrodotto 132 kV Vellai - Scorzè	All. 1
Stazione 380 kV fra Vicenza e Padova	Stazione 380 kV fra Vicenza e Padova	All. 1
	Elettrodotto 380 kV fra Venezia e Padova	All. 1
Stazione 380 kV Vicenza Industriale	Stazione 380 kV Vicenza Industriale	All. 1
Elettrodotto 380 kV Interconnessione Italia - Austria	Elettrodotto 380 kV Interconnessione Italia - Austria	All. 1
Elettrodotto 380 kV Interconnessione Italia - Slovenia	Elettrodotto 380 kV Interconnessione Italia - Slovenia	All. 1
Elettrodotto 380 kV Trasversale in Veneto	Elettrodotto 380 kV Trasversale in Veneto	All. 1
Elettrodotto 380 kV "Udine Ovest (UD) – Redipuglia (GO)"	Elettrodotto 380 kV "Udine Ovest (UD) – Redipuglia (GO)"	All. 1
	Elettrodotto 132 kV "Planais – La tisana"	All. 1
Stazione 220 kV Cardano (BZ)	Stazione 220 kV Cardano (BZ)	All. 1
Stazione 220 kV Castenegro (VI)	Stazione 22° kV Castenegro (VI)	Al. 1
	CP Nanto (VI)	All. 4 Tab. C
Stazione 220 kV Schio (VI)	Stazione 220 kV Schio (VI)	All. 1
Razionalizzazione 220 kV Area a Nord Ovest di Padova	Razionalizzazione 220 kV Area a Nord Ovest di Padova	All. 1
Razionalizzazione 220 kV Bussolengo (VR)	Razionalizzazione 220 kVBussolengo (VR)	All. 1
	Elettrodotto 220 kV Bussolengo S.S. – Verona B.M. - Dugale	All. 1
Razionalizzazione 220 kV Monfalcone	Razionalizzazione 132 kV Randaccio/Opicina (TS)	All. 1
	Razionalizzazione 220 kV Monfalcone	All. 1
Stazione 132 kV Bressanone	Stazione 132 kV Bressanone	All. 1
Razionalizzazione 132 kV Pordenone/Cordignano	Razionalizzazione 132 kV Pordenone/Cordignano	All. 1
Razionalizzazione 132 kV Trento Sud (TN)	Razionalizzazione 132 kV Trento Sud (TN)	All. 1
Elettrodotto 132 kV "Arco- Riva – Storo" (TN)	Elettrodotto 132 kV "Arco- Riva – Storo" (TN)	All. 1
Elettrodotto 132 kV Brunico Edison – Brunico CP" (BZ)	Elettrodotto 132 kV Brunico Edison – Brunico CP" (BZ)	All. 1
Elettrodotto 132 kV "Desdan – Forno di Zoldo" (BL)	Elettrodotto 132 kV "Desdan – Forno di Zoldo" (BL)	All. 1
Elettrodotto 132 kV "Palmanova (UD) – Vittorio Veneto (TV)"	Elettrodotto 132 kV "Palmanova (UD) – Vittorio Veneto (TV)"	All. 1
Elettrodotto 132 kV "Palmanova (UD) – Vittorio Veneto (TV)"	Elettrodotto 132 kV "Palmanova (UD) – Vittorio Veneto (TV)"	All. 1
Elettrodotto 132 kV "Spilimbergo – istrado" (PN)	Elettrodotto 132 kV "Spilimbergo – istrado" (PN)	All. 1
Connessione 132 kV CP Rossano (VI)	CP Rossano (VI)	All. 4, Tab. C
Connessione 132 kV CP Mules (BZ)	Connessione 132 kV CP Mules (BZ)	All 4, Tab. C
Connessione 132 kV CP Montebello (VI)	Connessione 132 kV CP Montebello (VI)	All 4, Tab. C
Connessione 132 kV CP Marostica (VI)	Connessione 132 kV CP Marostica (VI)	All 4, Tab. C
Connessione CP Montecchio Z. I. (VI)	Connessione CP Montecchio Z. I. (VI)	All 4, Tab. C
Connessione 132 kV CP Sorio (VR)	CP Sorio (VR)	All. 4, Tab. C
Connessione 132 kV CP Monte Crocetta (VI)	CP Monte Crocetta (VI)	All. 4 Tab. C
Connessione 132 kV CP Caldogno (VI)	CP Caldogno (VI)	All. 4, Tab. C
Stazione 380 kV Salgareda (TV)	Stazione 380 kV Salgareda (TV)	All. 1
Stazione 220 kV Sandrà (VR)	Stazione 220 kV Sandrà (VR)	All. 3, Tab. A

Nuova denominazione intervento	Precedente denominazione	
	Denominazione intervento PdS 2007	Collocazione
Stazione 220kV Cimego (TN)	Stazione 220kV Cimego (TN)	All. 1
Stazione 220 kV Fadalto (TV)	Stazione 220 kV Fadalto (TV)	All. 1
Stazione 220 kV Lana (BZ)	Stazione 220 kV Lana (BZ)	All. 1
Stazione 132 kV Agordo (BL)	Stazione 132 kV Agordo (BL)	All. 1
Stazione 132 kV Nove (TV)	Stazione 132 kV Nove (TV)	All. 1
COMPLETATA	Stazione 220 kV Padriciano (TS)	All. 1
COMPLETATA	Stazione 220 kV Somplago (UD)	All. 1
COMPLETATA	Stazione 220 kV Treviso Sud (TV)	All. 1
COMPLETATA	Stazione 132 kV Ceregnano Grimeca (RO)	All. 1
COMPLETATA	CP Vicenza Monteviale (VI)	All. 4, Tab C
Connessione 132 kV CP Lasa (BZ)	CP Lasa (BZ)	All. 4, Tab C
Connessione 132 kV CP S. Floriano (TN)	CP S. Floriano (TN)	All. 4, Tab C
Connessione 132 kV CP Grumolo (VI)	CP Grumolo (VI)	All. 4, Tab C
Connessione 132 kV CP Rubano (PD)	CP Rubano (PD)	All. 4, Tab C
Connessione 132 kV CP Gorgo al Monticano (TV)	CP Gorgo al Monticano (TV)	All. 4, Tab C
Connessione 132 kV CP Valdobbiadene (TV)	CP Valdobbiadene (TV)	All. 4, Tab C
Connessione 132 kV CP Trevenzuolo (VR)	CP Trevenzuolo (VR)	All. 4, Tab C
Area Firenze		
Elettrodotto 380 kV Casellina – Tavarnuzze – S. Barbara	Elettrodotto 380 kV S. Barbara - Tavarnuzze	All. 1
	Elettrodotto 380 kV Tavarnuzze - Casellina	All. 1
	Stazione 380 kV Casellina (FI)	All. 1
Elettrodotto 380 kV Calenzano - S. Benedetto del Querceto - Colunga	Elettrodotto 380 kV Calenzano - Colunga	All. 1
Elettrodotto 380 kV fra Mantova e Modena	Elettrodotto 380 kV fra Mantova e Modena	All. 1
Elettrodotto 220 kV Colunga - Este	Elettrodotto 220 kV Colunga – Este	All. 1
Razionalizzazione 132 kV Area di Lucca	Razionalizzazione 132 kV Area di Lucca	All. 1
	Elettrodotto 132 kV Marginone - Pescia e Marginone - Lucca G.	All. 1
COMPLETATA	SEE Montuolo (LU)	All.4,Tab.C
Razionalizzazione 132 kV Area di Piombino	Razionalizzazione 132 kV Area di Piombino	All. 1
	Adeguamento al c.to Impianto Nuovo Lago	All.3,Tab.B
Razionalizzazione 132 kV Area di Reggio Emilia	Razionalizzazione 132 kV Area di Reggio Emilia	All. 1
	CP Mancasale (RE)	All.4,Tab.C
Elettrodotto 132 kV Borgonovo - Borgotaro	Elettrodotto 132 kV Borgonovo - Borgotaro - der. Bardi	All. 1
	CP Bedonia (PR)	All.4,Tab.C
Elettrodotto 132 kV Grosseto FS - Orbetello FS	Elettrodotto 132 kV Grosseto FS - Orbetello FS	All. 1
Elettrodotto 132 kV Isola d'Elba - Continente	Elettrodotto 132 kV Isola d'Elba - Continente	All. 1
Elettrodotto 132 kV Pian della Speranza - Farinello - Larderello	Elettrodotto 132 kV Pian della Speranza - Farinello - Larderello	All. 1
Elettrodotto 132 kV S.Martino in XX - Riccione	Elettrodotto 132 kV S.Martino in XX - Riccione	All. 1

Nuova denominazione intervento	Precedente denominazione	
	Denominazione intervento PdS 2007	Collocazione
Elettrodotto 132 kV Tavarnuzze - Larderello	Elettrodotto 132 kV Tavarnuzze - Larderello	All. 1
Stazione 380 kV Carpi Fossoli (MO)	Stazione 380 kV Carpi Fossoli (MO)	All. 1
	Adeguamento al c.to Impianto Carpi Sud	All.3,Tab.B
Stazione 380 kV a Nord di Bologna	Stazione 380 kV a Nord di Bologna	All. 1
Stazione 380 kV ad Ovest di Lucca	Stazione 380 kV ad Ovest di Lucca	All. 1
Stazione 132 kV Massa Lombarda (RA)	Stazione 132 kV Massa Lombarda (RA)	All. 1
	CP Fusignano	All.4,Tab.C
	CP Selice (RA)	All.4,Tab.C
Modificato in Raccordi 132 kV di Strettoia (LU) PdS 2008	Stazione 132 kV Viareggio Smistamento (LU)	All. 1
Connessione della CP Parma "SPIP"	CP Parma "SPIP"	All.4,Tab.C
Connessione della CP Chiana (AR)	CP Chiana (AR)	All.4,Tab.C
Connessione della CP Saline (PI)	CP Saline (PI)	All.4,Tab.C
Connessione della CP Gioletta (Castiglione della Pescaia - GR)	CP Gioletta (Castiglione della Pescaia - GR)	All.4,Tab.C
Connessione della CP Castelnuovo Garfagnana (LU)	CP Castelnuovo Garfagnana (LU)	All.4,Tab.C
Stazione 380 kV Avenza	Stazione 380 kV Avenza	All. 1
Stazione 380 kV Marginone (LU)	Stazione 380 kV Marginone (LU)	All. 1
Stazione 380 kV Poggio a Caiano (FI)	Stazione 380 kV Poggio a Caiano (FI)	All. 1
Stazione 220 kV Livorno M.	Adeguamento al c.to Impianto Livorno M.	All.3,Tab.B
COMPLETATA	Stazione 380 kV Colunga (BO)	All. 1
CP Guardistallo (PI)	CP Guardistallo (PI)	All.4,Tab.C
Connessione della CP Barga (LU)	CP Barga (LU)	All.4,Tab.C
COMPLETATA	C.le S.E.F. di Ferrara (FE)	All.4,Tab.A
COMPLETATA	C.le Roselectra di Rosignano Solvay (LI)	All.4,Tab.A
COMPLETATA	SSE Fauglia FS (PI)	All.4,Tab.C
Connessione della SSE Modena (MO)	SSE Modena (MO)	All.4,Tab.C
Connessione della CP Sorbolo (PR)	CP Sorbolo (PR)	All.4,Tab.C
Connessione della CP Bastiglia (MO)	CP Bastiglia (MO)	All.4,Tab.C
Connessione della CP Berceto (PR)	CP Berceto (PR)	All.4,Tab.C
Connessione della CP Nibbiano (PC)	CP Nibbiano (PC)	All.4,Tab.C
Connessione della CP Torrita di Siena (SI)	CP Torrita di Siena (SI)	All.4,Tab.C
Area Roma		
Stazione di Latina (Cavo SA.PE.I.)	Stazione 500 kV Latina (Cavo SAPEI)	All. 1
	Stazione 380 kV Latina (LT)	All. 1
Integrato in “Riassetto area metropolitana di Roma” PdS 2008	Stazione 380 kV Roma Ovest	All. 1
	Stazione 380 kV area Sud Ovest città di Roma	All. 1
	Elettrodotto 150 kV Roma Ovest - Vitinia - Lido	All. 1
	Elettrodotto 150 kV Vitinia - Tor di Valle	All. 1
	Adeguamento al c.to impianto Roma Nord (All.3,Tab.B)	All. 1
	CP La Storta	All. 1

Nuova denominazione intervento	Precedente denominazione	
	Denominazione intervento PdS 2007	Collocazione
	CP Primavalle (RM)	All. 1
	CP Parco dei Medici	All. 1
Elettrodotto 400 kV HVDC Italia - Croazia	Elettrodotto 400 kV HVDC Italia - Croazia	All. 1
Stazione 380 kV S.Lucia (RM)	Stazione 380 kV S.Lucia (RM)	All. 1
	Adeguamento al c.to impianto S.Lucia (All.3,Tab.A)	All. 1
Elettrodotto 380 kV Fano - Teramo	Stazione 380 kV Candia (AN)	All. 1
	Stazione 380 kV Rosara (AP)	All. 1
	Stazione 380 kV in provincia di Macerata (MC)	All. 1
	Elettrodotto 380 kV Fano - Teramo	All. 1
	Elettrodotto 132 kV Camerata Picena - S.Lazzaro	All. 1
	Elettrodotto 132 kV Candia - Camerata Picena	All. 1
Elettrodotto 380 kV Foggia - Villanova	Stazione 380 kV Villanova (PE)	All. 1
	Elettrodotto 380 kV Foggia - Villanova	All. 1
Stazione 380 kV Valmontone (RM)	Stazione 380 kV Valmontone (RM)	All. 1
Razionalizzazione 220 kV S.Giacomo	Razionalizzazione 220 kV S.Giacomo	All. 1
Stazione 150 kV Celano (AQ)	Stazione 150 kV Celano (AQ)	All. 1
Elettrodotto 150 kV Portocannone - S.Salvo Z.I. e nuovo smistamento	Stazione 150 kV S.Salvo Smist. (CH)	All. 1
	Elettrodotto 150 kV Portocannone - S.Salvo Z.I.	All. 1
Elettrodotto 150 kV Popoli - Alanno	Elettrodotto 150 kV Popoli - Alanno	All. 1
Potenziamento Rete Umbria	Elettrodotto 132 kV Pietrafitta - Attigliano	All. 1
	Elettrodotto 132 kV Magione - Ponte Rio	All. 1
	Elettrodotto 132 kV Villa Valle - Spoleto	All. 1
	Razionalizzazione 132 kV Umbria	All. 1
	Elettrodotto 132 kV Cappuccini - Gualdo Tadino	All. 1
Stazione 380 kV Aurelia	Adeguamento al c.to impianto Aurelia	All.3,Tab.A
Stazione 380 kV Montalto	Adeguamento al c.to impianto Montalto	All.3,Tab.A
Stazione 220 kV Pietrafitta	Adeguamento al c.to impianto Pietrafitta	All.3,Tab.B
Stazione 150 kV Alanno	Adeguamento al c.to impianto Alanno	All.3,Tab.B
Connessione della centrale Sorgenia di Aprilia (LT)	C.le Sorgenia di Aprilia (LT)	All.4,Tab.A
Connessione della centrale Abruzzo Energia di Gissi (CH)	C.le Abruzzo Energia di Gissi (CH)	All.4,Tab.A
Connessione della CP Ostra (PS)	CP Ostra (PS)	All.4,Tab.C
Connessione della CP Montecchio (PS)	CP Montecchio (PS)	All.4,Tab.C
Connessione della CP Venamartello (AP)	CP Venamartello (AP)	All.4,Tab.C
Connessione della CP Assisi (PG)	CP Assisi (PG)	All.4,Tab.C
Connessione della CP S.Liberato (TR)	CP S.Liberato (TR)	All.4,Tab.C
Connessione della CP Castelmassimo (FR)	CP Castelmassimo (FR)	All.4,Tab.C
Connessione della CP Villanova di Guidonia (RM)	CP Villanova di Guidonia (RM)	All.4,Tab.C
Connessione della CP Selvotta (Roma Sud)	CP Selvotta (Roma Sud)	All.4,Tab.C
Connessione della CP Castel Romano	CP Castel Romano	All.4,Tab.C
Connessione della CP Tor di Valle	CP Tor di Valle	All.4,Tab.C

Nuova denominazione intervento	Precedente denominazione	
	Denominazione intervento PdS 2007	Collocazione
Connessione della CP Cantalupo in Sabina (RI)	CP Cantalupo in Sabina (RI)	All.4,Tab.C
Connessione della CP Monterotondo	CP Monterotondo	All.4,Tab.C
Connessione della CP Vallerano	CP Vallerano	All.4,Tab.C
Connessione della CP S. Vittore(FR)	CP S.Vittore (FR)	All.4,Tab.C
Connessione della CP Roccaraso (AQ)	CP Roccaraso (AQ)	All.4,Tab.C
Connessione della CP San Salvo (CH)	CP San Salvo (CH)	All.4,Tab.C
COMPLETATA	Elettrodotto 150 kV Canistro all. - Morino	All. 1
COMPLETATA	Adeguamento al c.to impianto Latina	All.3,Tab.B
COMPLETATA	Adeguamento al c.to impianto Larino	All.3,Tab.B
CP Interporto (RM)	CP Interporto (RM)	All.4,Tab.C
Area Napoli		
Integrato in "Riassetto rete a 220 kV città di Napoli" del PdS 2008	Stazione 220 kV Frattamaggiore (NA)	All. 1
Integrato in "Potenziamento direttrici a 150 kV per la raccolta di produzione eolica in Basilicata" del PdS 2008	Elettrodotto150 kV SE Matera - CP Matera	All. 1
Elettrodotto 400 kV HVDC di interconnessione Italia – Albania/Montenegro	Elettrodotto 400 kV HVDC di interconnessione Italia – Albania/Montenegro	All. 1
Stazioni a 380 kV di raccolta di impianti eolici nell'area tra Foggia e Benevento	Raccordi 380 kV Candela	All. 1
	Stazione 380 kV a Candela	All. 1
	Stazione 380 kV Troia per impianti eolici (FG)	All. 1
Stazione 380 kV a est del Vesuvio (NA)	Stazione 380 kV nell'area pedemontana ad est del Vesuvio (NA)	All. 1
Elettrodotto 380 kV Montecorvino – Avellino Nord – Benevento	Razionalizzazione rete 380 kV Avellino	All. 1
	Elettrodotto 380 kV Montecorvino - Benevento	All. 1
Elettrodotto 380 kV Foggia - Benevento II	Elettrodotto 380 kV Foggia - Benevento II	All. 1
	Dispositivi per il controllo dei flussi sulla rete a 380 kV	All. 1
Elettrodotto 380 kV Foggia – Villanova	Elettrodotto 380 kV Foggia – Villanova	All. 1
	Dispositivi per il controllo dei flussi sulla rete a 380 kV	All. 1
Elettrodotto 380 kV Sorgente – Rizziconi	Elettrodotto 380 kV Sorgente – Rizziconi	All. 1
Elettrodotto 380 kV Trasversale Calabra	Elettrodotto 380 kV Trasversale Calabra	All. 1
Riassetto rete nord Calabria	Riassetto rete nord Calabria	All. 1
Potenziamento direttrici a 150 kV per la raccolta di produzione eolica in Campania	Stazione 150 kV Vallesaccarda (AV)	All. 1
	Elettrodotto150 kV Flumeri - Benevento Ind. Le	All. 1
	Elettrodotto150 kV Lacedonia - Contursi	All. 1
	Elettrodotto150 kV Montecorvino - Padula	All. 1
Potenziamento direttrici a 150 kV per la raccolta di produzione eolica in Puglia	Elettrodotto150 kV Foggia - Accadia	All. 1
	Elettrodotto150 kV Foggia – Lucera	All. 1
Potenziamento elettrodotti 150 kV per la raccolta di produzione eolica in Calabria	Elettrodotto150 kV Calusia - Rossano T.	All. 1
	Elettrodotto150 kV Belcastro - Simeri	All. 1
Elettrodotto 150 kV Sural - Taranto Ovest	Elettrodotto 150 kV Sural - Taranto Ovest	All. 1
Stazione 380 kV a nord di Bari	Elettrodotto150 kV Corato - Bari Termica	All. 1
	Stazione 380 kV a nord di Bari	All. 1

Nuova denominazione intervento	Precedente denominazione	
	Denominazione intervento PdS 2007	Collocazione
Stazione 380 kV Garigliano (CE)	Stazione 380 kV Garigliano (CE)	All. 1
Stazione 380 kV Brindisi Pignicelle	Stazione380 kV Brindisi Pignicelle	All. 1
Stazione 380 kV di Galatina (LE)	Stazione380 kV di Galatina (LE)	All. 1
Stazione 380 kV S. Sofia (CE)	Stazione380 kV S. Sofia (CE)	All. 1
Stazione 380 kV di Laino (CS)	Stazione 380 kV di Laino (CS)	All. 1
Stazione 220 kV di Castelluccia (NA)	Stazione 380 kV di Castelluccia (NA)	All. 1
Stazione 220 kV di Maddaloni (CE)	Stazione 380 kV di Maddaloni(CE)	All. 1
Stazione 220 kV Frattamaggiore (NA)	Stazione 220 kV Frattamaggiore (NA)	All. 1
Stazione 150 kV di Vallesaccarda (AV)	Stazione 150 kV Vallesaccarda (AV)	All. 1
Connessione 380 kV C.le. EDISON di Orta di Atella (CE)	Connessione 380 kV C.le. EDISON di Orta di Atella (CE)	All. 4 , Tab. A
Connessione 380 kV C.le. ENERGY PLUS di Salerno	Connessione 380 kV C.le. ENERGY PLUS di Salerno	All. 4 , Tab. A
Connessione 220 kV C.le. a CDR FIBE di Acerra (NA)	Connessione 220 kV C.le. a CDR FIBE di Acerra (NA)	All. 4 , Tab. A
Connessione 220 kV C.le. TIRRENO POWER di Napoli Levante (NA)	Connessione 220 kV C.le. TIRRENO POWER di Napoli Levante (NA)	All. 4 , Tab. A
Connessione 380 kV C.le. ENPLUS S. Severo (FG)	Connessione 380 kV C.le. ENPLUS S. Severo (FG)	All. 4 , Tab. A
Connessione 380 kV C.le. ENERGIA MODUGNO di Modugno (BA)	Connessione 380 kV C.le. ENERGIA MODUGNO di Modugno (BA)	All. 4 , Tab. A
Connessione 380 kV C.le. EDISON di Pianopoli (CZ)	Connessione 380 kV C.le. EDISON di Pianopoli (CZ)	All. 4 , Tab. A
Connessione 380 kV C.le. EUROSVILUPPO ELETTRICA di Scandale (KR)	Connessione 380 kV C.le. EUROSVILUPPO ELETTRICA di Scandale (KR)	All. 4 , Tab. A
Connessione 380 kV C.le. RIZZICONI ENERGIA di Rizziconi (RC)	Connessione 380 kV C.le. RIZZICONI ENERGIA di Rizziconi (RC)	All. 4 , Tab. A
Connessione 150 kV C.le. eolica SORGENIA di Castelnuovo di Conza (SA)	Connessione 150 kV C.le. eolica SORGENIA di Castelnuovo di Conza (SA)	All. 4 , Tab. A
Connessione 150 kV C.le. eolica ECOENERGIA di Lacedonia (AV)	Connessione 150 kV C.le. eolica ECOENERGIA di Lacedonia (AV)	All. 4 , Tab. A
Connessione 150 kV C.le. eolica IVPC POWER 3 di Foiano (BN)	Connessione 150 kV C.le. eolica IVPC POWER 3 di Foiano (BN)	All. 4 , Tab. A
Connessione 150 kV C.le. eolica IVPC POWER 3 di Molinara (BN)	Connessione 150 kV C.le. eolica IVPC POWER 3 di Molinara (BN)	All. 4 , Tab. A
Connessione 150 kV C.le. eolica IVPC POWER 3 di Baselice (BN)	Connessione 150 kV C.le. eolica IVPC POWER 3 di Baselice (BN)	All. 4 , Tab. A
Connessione 150 kV C.le. eolica IVPC POWER 3 di Lacedonia (AV)	Connessione 150 kV C.le. eolica IVPC POWER 3 di Macedonia (AV)	All. 4 , Tab. A
Connessione 150 kV C.le. eolica ECOENERGIA di Bisaccia (AV)	Connessione 150 kV C.le. eolica ECOENERGIA di Bisaccia (AV)	All. 4 , Tab. A
Connessione 150 kV C.le. AceaElectrabel Produzione di Sicignano degli Alburni (SA)	Connessione 150 kV C.le. AceaElectrabel Produzione di Sicignano degli Alburni (SA)	All. 4 , Tab. A
Connessione 150 kV C.le. eolica IVPC POWER 3 di Greci (AV)	Connessione 150 kV C.le. eolica IVPC POWER 3 di Greci (AV)	All. 4 , Tab. A
Connessione 150 kV C.le. eolica EOS 4 Faeto di Faeto (FG)	Connessione 150 kV C.le. eolica EOS 4 Faeto di Faeto (FG)	All. 4 , Tab. A
Connessione 150 kV C.le. eolica Fortore Energia di Rocchetta S. Antonio (FG)	Connessione 150 kV C.le. eolica Fortore Energia di Rocchetta S. Antonio (FG)	All. 4 , Tab. A

Nuova denominazione intervento	Precedente denominazione	
	Denominazione intervento PdS 2007	Collocazione
Connessione 150 kV C.le. eolica FRI-EL di Grottole (MT)	Connessione 150 kV C.le. eolica FRI-EL di Grottole (MT)	All. 4 , Tab. A
Connessione 220 kV C.le eolica Parco Eolico Marco Aurelio Severino di Terranova da Sibari (CS)	Connessione 220 kV C.le eolica Parco Eolico Marco Aurelio Severino di Tarsia (CS)	All. 4 , Tab. A
Connessione 150 kV C.le eolica IVPC Power 4 di Marcellinara (CZ)	Connessione 150 kV C.le eolica IVPC Power 4 di Marcellinara (CZ)	All. 4 , Tab. A
Connessione della CP Foggia Ovest (FG)	CP Foggia Ovest (FG)	All. 4, Tab. B
Connessione della CP Gebbione (RC)	CP Gebbione (RC)	All. 4, Tab. B
Connessione della CP Ionadi (VV)	CP Ionadi (VV)	All. 4, Tab. B
Connessione della CP Tarsia (CS)	CP Tarsia (CS)	All. 4, Tab. B
Connessione della CP Polla (SA)	CP Polla (SA)	All. 4, Tab. B
Connessione della CP Pontelandolfo (BN)	CP Pontelandolfo (BN)	All. 4, Tab. B
Connessione della CP TAV Casoria (NA)	CP TAV Casoria (NA)	All. 4, Tab. B
Connessione della CP Bari Ferrotranviaria (BA)	CP Bari Ferrotranviaria (BA)	All. 4, Tab. B
Connessione della CP Santeramo Ind. (BA)	CP Santeramo Ind. (BA)	All. 4, Tab. B
Connessione della CP Lagonegro (PZ)	CP Lagonegro (PZ)	All. 4, Tab. B
Connessione della CP Caloveto (CS)	CP Caloveto (CS)	All. 4, Tab. B
Connessione della CP Scandale (KR)	CP Scandale (KR)	All. 4, Tab. B
COMPLETATA	CP Oppido (CS)	All. 4, Tab. B
Area Palermo		
Elettrodotto 380 kV Sorgente – Rizziconi + Riassetto rete 150 kV Messina	Stazione 380 kV Sorgente	All. 1
	Elettrodotto 380 kV Sorgente - Rizziconi	All. 1
	Razionalizzazione rete 150 kV Messina	All. 1
Elettrodotto 380 kV Chiaramonte Gulfi – Ciminna	Elettrodotto 380 kV Chiaramonte Gulfi – Ciminna	All. 1
Elettrodotto 380 kV Sorgente – Ciminna	Elettrodotto 380 kV Sorgente – Ciminna	All. 1
Elettrodotto 380 kV Paternò – Pantano – Priolo e riassetto rete 150 kV nell'area di Catania e Siracusa	Stazione 380 kV Paternò	All. 1
	Stazione 380 kV Priolo	All. 1
	Elettrodotto 380 kV Paternò – Priolo	All. 1
	Riassetto rete 150 kV area Priolo	All. 1
Elettrodotto 220 kV Partinico – Fulgatore	Elettrodotto 220 kV Partinico – Fulgatore	All. 1
Elettrodotto 150 kV Caracoli – Casuzze	Elettrodotto 150 kV Caracoli – Casuzze	All. 1
Elettrodotto 150 kV Vittoria – Gela – der. Dirillo	Elettrodotto 150 kV Vittoria – Gela – der. Dirillo	All. 1
Elettrodotto 150 kV Mineo SE – Mineo CP	Elettrodotto 150 kV Mineo SE – Mineo CP	All. 1
Elettrodotto 150 kV Paternò – Viagrande	Elettrodotto 150 kV Paternò – Viagrande	All. 1
Elettrodotto 150 kV Roccalumera – S. Venerina all.	Elettrodotto 150 kV Roccalumera – S. Venerina all.	All. 1
Stazione 380 kV Caltanissetta (CL)	Stazione 380 kV Caltanissetta (CL)	All. 1
Stazione 380 kV Sorgente (ME)	Stazione 380 kV Sorgente (ME)	All. 1
Stazione a 220/150 kV di Corriolo (ME)	Stazione a 220/150 kV di Corriolo (ME)	All. 1
Stazione a 150 kV Castel di Lucio (ME)	Stazione a 150 kV Castel di Lucio (ME)	All. 1
Connessione 380 kV C.le. ERG Nu.Ce. Nord di Melilli (SR)	Connessione 380 kV C.le. ERG Nu.Ce. Nord di Melilli (SR)	All. 4, Tab. B

Nuova denominazione intervento	Precedente denominazione	
	Denominazione intervento PdS 2007	Collocazione
Connessione 150 kV C.le eolica GREEN VICARI UNIPERSONALE di Vicari (PA)	Connessione 150 kV C.le eolica GREEN VICARI UNIPERSONALE di Vicari (PA)	All. 4, Tab. B
Connessione 150 kV C.le eolica Minerva di Castel di Lucio (ME)	Connessione 150 kV C.le eolica Minerva di Castel di Lucio (ME)	All. 4, Tab. B
Connessione 150 kV C.le eolica Minerva Messina di Basicò, Montalbano Elicona (ME)	Connessione 150 kV C.le eolica Minerva Messina di Basicò, Montalbano Elicona (ME)	All. 4, Tab. B
Connessione 150 kV C.le eolica Parco Eolico Licodia Eubea di Licodia Eubea (CT)	Connessione 150 kV C.le eolica Parco Eolico Licodia Eubea di Licodia Eubea (CT)	All. 4, Tab. B
Connessione 150 kV C.le eolica Consorzio eolico di Villafrati di Cefalà Diana, Marineo e Villafrati (PA)	Connessione 150 kV C.le eolica Consorzio eolico di Villafrati di Cefalà Diana, Marineo e Villafrati (PA)	All. 4, Tab. B
Connessione 150 kV termovalorizzatore RSU Sicil Power di Paternò (CT)	Connessione 150 kV termovalorizzatore RSU Sicil Power di Paternò (CT)	All. 4, Tab. B
Connessione 150 kV termovalorizzatore RSU Palermo Energia Ambiente di Bellolampo (PA)	Connessione 150 kV termovalorizzatore RSU Palermo Energia Ambiente di Bellolampo (PA)	All. 4, Tab. B
Connessione 150 kV termovalorizzatore RSU Tifeo di Augusta (SR)	Connessione 150 kV termovalorizzatore RSU Tifeo di Augusta (SR)	All. 4, Tab. B
Connessione della CP Filonero (SR)	CP Filonero (SR)	All. 4, Tab. C
Connessione della CP Sigonella (CT)	CP Sigonella (CT)	All. 4, Tab. C
Connessione della CP Cappuccini (PA)	CP Cappuccini (PA)	All. 4, Tab. C
Connessione della CP Mulini (PA)	CP Mulini (PA)	All. 4, Tab. C
Connessione della CP Castellammare del Golfo (TP)	CP Castellammare del Golfo (TP)	All. 4, Tab. C
Connessione della CP Caltagirone 2 (CT)	CP Caltagirone 2 (CT)	All. 4, Tab. C
Connessione della CP Carini 2 (PA)	CP Carini 2 (PA)	All. 4, Tab. C
Connessione della CP Sambuca (AG)	CP Sambuca (AG)	All. 4, Tab. C
Connessione della CP Belpasso (CT)	CPBelpasso (CT)	All. 4, Tab. C
Connessione della CP San Giovanni la Punta (CT)	CP San Giovanni la Punta (CT)	All. 4, Tab. C
Connessione della CP Mussomeli (CL)	CP Mussomeli (CL)	All. 4, Tab. C
Connessione della CP Brancaccio (PA)	CP Brancaccio (PA)	All. 4, Tab. C
Connessione della CP Birgi (TP)	CP Birgi (TP)	All. 4, Tab. C
Area Cagliari		
Elettrodotto 380 kV “Ittiri – Codrongianos” (SS)	Elettrodotto 380 kV Ittri – Codrongianos	All. 1
Stazione 220 kV Talora (NU)	Stazione 220 kV Talora (NU)	All. 1
Elettrodotto Cagliari Sud - Rumianca	Elettrodotto Cagliari Sud - Rumianca	All. 1
Elettrodotto 150 kV S.Teresa - Buddusò	Elettrodotto 150 kV S.Teresa - Buddusò	All. 1
Elettrodotto 150 kV “Selargius – Goni“ (CA)	Elettrodotto 150 kV Selargius – Goni	All. 1
Elettrodotto 500 kV cc Sardegna – Continente (SAPEI)	Elettrodotto 500 kV cc Sardegna – Continente (SAPEI)	All. 1
Stazione 380 kV di Codringianos (SS)	Stazione 380 kV di Codringianos (SS)	All. 1
Stazione 380 kV di Oristano (SS)	Stazione 380 kV di Oristano (SS)	All. 1
Connessione 150 kV CP Budoni (NU)	CP Budoni (NU)	All. 4 Tab. C
Connessione 150 kV CP Luras (SS)	CP Luras (SS)	All. 4 Tab. C
Connessione 150 kV CP Ortacesus (CA)	CP Ortacesus (CA)	All. 4 Tab. C
Connessione 150 kV CP Putifigari (SS)	CP Putifigari (SS)	All. 4 Tab. C

Nuova denominazione intervento	Precedente denominazione	
	Denominazione intervento PdS 2007	Collocazione
Connessione 150 kV CP Ulassai – ex Perdasdefogu (NU)	CP Ulassai – ex Perdasdefogu (NU)	All. 4 Tab. C
Connessione 150 kV CP Terramaini (CA)	CP Terramaini (CA)	All. 4 Tab. C
Connessione 150 kV CP Truncu Reale (SS)	CP Truncu Reale (SS)	All. 4 Tab. C
COMPLETATA	Riassetto 150 kV area di Molentargius	All. 1