



***Programma triennale di sviluppo  
della  
rete di trasmissione nazionale***

***Gennaio 2002***

*Deliberato dal Consiglio di Amministrazione  
nella seduta del 16 gennaio 2002*

*e*

*inviato al Ministero delle Attività Produttive  
in data 31 gennaio 2002  
al sensi del Decreto ministeriale del 17 luglio 2000*

## **INDICE**

<b>1</b>	<b>PREMESSA.....</b>	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>QUADRO REGOLAMENTARE DI RIFERIMENTO.....</b>	<b>6</b>
2.1	PROVVEDIMENTI IN CORSO DI PREDISPOSIZIONE .....	6
2.1.1	<i>Condizioni tecnico-economiche di accesso alla rete.....</i>	6
2.1.2	<i>Procedure di autorizzazione dei nuovi impianti di produzione.....</i>	6
<b>3</b>	<b>AMBITO DELLA RTN.....</b>	<b>6</b>
<b>4</b>	<b>DOMANDA DI ENERGIA ELETTRICA E POTENZA.....</b>	<b>7</b>
4.1	PREVISIONI DELLA DOMANDA DI ENERGIA ELETTRICA.....	7
4.1.1	<i>Disponibilità dei dati.....</i>	7
4.1.2	<i>Le ipotesi adottate.....</i>	7
4.1.3	<i>Risultati.....</i>	8
4.2	PREVISIONI DELLA DOMANDA DI POTENZA ALLA PUNTA.....	9
4.2.1	<i>L'evoluzione storica delle ore di utilizzazione.....</i>	9
4.2.2	<i>Metodologia di previsione.....</i>	9
4.2.3	<i>Risultati.....</i>	9
<b>5</b>	<b>NUOVI IMPIANTI DI PRODUZIONE DA COLLEGARE ALLA RTN.....</b>	<b>10</b>
5.1	RICHIESTE PERVENUTE AL GRTN.....	10
5.2	DISTRIBUZIONE TERRITORIALE DELLE RICHIESTE .....	10
5.3	PROBLEMATICHE DI SVILUPPO DELLA RTN PER LA CONNESSIONE DI NUOVI IMPIANTI .....	10
5.4	NUOVI IMPIANTI DI PRODUZIONE CONSIDERATI NELLE ANALISI .....	12
<b>6</b>	<b>CRITERI DI PIANIFICAZIONE.....</b>	<b>12</b>
6.1	TUTELA DELL'AMBIENTE.....	13
<b>7</b>	<b>LINEE DI SVILUPPO DELLA RTN .....</b>	<b>14</b>
7.1	INTERVENTI SULLA RTN NEL PROSSIMO TRIENNIO .....	14
7.1.1	<i>Descrizione degli interventi di sviluppo della RTN.....</i>	16
7.1.2	<i>Lavori ultimati nell'anno 2001.....</i>	17
7.1.3	<i>Nuove esigenze della rete di trasmissione.....</i>	18
7.1.4	<i>Piano di rifasamento.....</i>	20

7.1.5	<i>Interconnessione con l'estero</i> .....	20
7.1.6	<i>Interconnessione Sardegna – Continente</i> .....	22
7.1.7	<i>Sviluppo della RTN nel Mezzogiorno</i> .....	23
7.1.8	<i>Altri lavori rilevanti presenti nel Programma triennale di sviluppo</i> .....	24
7.2	INTERVENTI DI RILEVANZA STRATEGICA DI PARTICOLARE CRITICITÀ .....	26
7.2.1	<i>Interventi parzialmente realizzati ma attualmente bloccati per opposizioni locali</i> .....	27
7.2.2	<i>Interventi urgenti non ancora autorizzati</i> .....	27
7.2.3	<i>Interventi di recente programmazione particolarmente urgenti</i> .....	27
7.3	SVILUPPO DELLA RTN E TUTELA DELL'AMBIENTE .....	28
7.3.1	<i>Protocolli di intesa con le Autorità locali</i> .....	28
7.3.2	<i>Interventi di razionalizzazione</i> .....	29
7.3.3	<i>Contributo del GRTN alla soluzione dei problemi sul territorio</i> .....	31
<b>TABELLE E FIGURE</b> .....		<b>32</b>
<b>APPENDICE 1: RICHIESTE DI CONNESSIONE DI NUOVI IMPIANTI DI GENERAZIONE</b> .....		<b>42</b>
<b>APPENDICE 2: PRINCIPALI CRITERI UTILIZZATI NELLA PIANIFICAZIONE DELLA RTN</b> .		<b>43</b>
A)	QUALITÀ DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE .....	43
i)	<i>Affidabilità</i> .....	43
ii)	<i>Tensione di esercizio</i> .....	44
B)	OTTIMIZZAZIONE ECONOMICA DELLO SVILUPPO DELLA RETE .....	44
C)	CONNESSIONI ALLA RTN.....	45
i)	<i>Criteri e schemi di collegamento</i> .....	45
ii)	<i>Impianti di produzione</i> .....	47
iii)	<i>Utenti passivi</i> .....	47
iv)	<i>Cabine primarie di distribuzione</i> .....	48
D)	APPLICAZIONE DEI CRITERI DI PIANIFICAZIONE ALLE PRINCIPALI TIPOLOGIE DI INTERVENTO .....	48
i)	<i>Nuove linee nazionali e di interconnessione con l'estero</i> .....	48
ii)	<i>Nuove stazioni di trasformazione e potenziamento di quelle esistenti</i> .....	49
iii)	<i>Sviluppo delle risorse di potenza reattiva</i> .....	49
iv)	<i>Nuove tecnologie per il controllo dei flussi</i> .....	50
v)	<i>Razionalizzazione della rete di trasmissione</i> .....	51
<b>APPENDICE 3: COLLEGAMENTI CENTRALE – STAZIONE NON RTN</b> .....		<b>52</b>
<b>ALLEGATO: ATTIVITÀ DI SVILUPPO DELLA RETE DI TRASMISSIONE</b>		

## 1 Premessa

Il “Programma triennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale” (PTS) viene predisposto annualmente dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.A. (GRTN) in applicazione del Decreto 17 luglio 2000 adottato dal Ministero dell’Industria, del Commercio e dell’Artigianato - oggi Ministero delle Attività Produttive (nel seguito MAP) - recante la Convenzione di Concessione, allo stesso GRTN, delle attività di trasmissione e dispacciamento dell’energia elettrica nel territorio nazionale.

Il Disciplinare di Concessione, all’art.9, prevede infatti che:

- il GRTN predisponga, entro il 31 dicembre di ciascun anno, un programma triennale scorrevole, contenente le linee di sviluppo della rete di trasmissione nazionale (di seguito RTN)
- il GRTN deliberi il programma, sentiti i soggetti proprietari o aventi la disponibilità delle reti di trasmissione
- il GRTN trasmetta il programma al MAP entro i trenta giorni successivi
- il MAP, entro i sessanta giorni successivi, verifichi la rispondenza del programma alle norme di legge, agli indirizzi strategici ed operativi definiti dallo stesso MAP e agli obiettivi derivanti dalla concessione, formulando, se del caso, le opportune modifiche e integrazioni
- decorsi i suddetti sessanta giorni in assenza di osservazioni il programma si intende approvato.

La citata convenzione di Concessione prevede che il PTS sia definito anche sulla base:

- dell’andamento del fabbisogno energetico e della previsione della domanda da soddisfare nel triennio successivo
- della necessità di potenziamento delle reti di interconnessione con l’estero, in funzione delle richieste di importazione ed esportazione di energia elettrica formulate dagli aventi diritto nell’anno corrente
- delle richieste di connessione alla RTN formulate dagli aventi diritto
- di eventuali richieste di interventi sulla RTN formulate dai proprietari degli impianti che costituiscono la RTN.

Inoltre il Decreto MAP 22 dicembre 2000 di approvazione della convenzione tipo per la disciplina degli interventi di manutenzione e sviluppo della RTN, prevede che, il GRTN, nel predisporre il programma triennale di sviluppo, chieda il parere alle Regioni interessate sugli aspetti di localizzazione di nuovi tratti di rete e di razionalizzazione dei percorsi.

Nel presente documento sono riportati tutti gli interventi di sviluppo sulla RTN già avviati o da avviare nel triennio 2002-2004. Essi comprendono sia quelli già previsti nel precedente PTS ma non ancora realizzati, sia quelli deliberati nel corso del 2001 per nuove esigenze di sviluppo della RTN.

Si evidenzia che, il tempo necessario ad espletare le procedure di autorizzazione, sia a livello nazionale che territoriale, potrebbe condizionare il rispetto dei termini previsti per la realizzazione dei singoli interventi previsti nel PTS.

## **2 Quadro regolamentare di riferimento**

Il quadro regolamentare di riferimento è rimasto sostanzialmente invariato rispetto a quello già descritto al Capitolo 2 del PTS deliberato dal GRTN per gli anni 2001-2003. Tra i nuovi provvedimenti adottati nel corso dell'anno 2001, in conformità a quanto previsto dal D. Lgs. 16 marzo 1999 n. 79, vanno menzionate le "Regole Tecniche di Connessione".

Tali regole tecniche in materia di progettazione e funzionamento degli impianti, di carattere obiettivo e non discriminatorio, sono state adottate dal GRTN sulla base di direttive emanate dall'Autorità e sono state pubblicate sul Supplemento ordinario n. 265 della Gazzetta Ufficiale del 13 dicembre 2001.

Le "Regole Tecniche di Connessione", nei successivi aggiornamenti, saranno parimenti pubblicate nella Gazzetta Ufficiale. Esse sono altresì disponibili sul sito Internet del GRTN all'indirizzo <http://www.grtn.it>.

### **2.1 Provvedimenti in corso di predisposizione**

#### **2.1.1 Condizioni tecnico-economiche di accesso alla rete**

L'atteso provvedimento dell'Autorità che definisce le condizioni tecnico-economiche di accesso e di interconnessione alla rete è ancora in corso di predisposizione; sull'argomento è stato emesso dalla medesima Autorità in data 7 agosto 2001 un documento di consultazione.

#### **2.1.2 Procedure di autorizzazione dei nuovi impianti di produzione**

Il D. Lgs. N. 79/99 prevede che vengano emanati uno o più regolamenti per disciplinare l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di nuovi impianti di produzione dell'energia elettrica o la modifica/ripotenziamento di impianti esistenti, alimentati da fonti convenzionali.

In particolare i progetti dovranno essere autorizzati mediante una procedura unificata e semplificata e mediante il rilascio, in tempi determinati, di un unico provvedimento riguardante sia l'impianto principale che le opere connesse e le infrastrutture indispensabili al suo esercizio.

Al riguardo è stato predisposto uno schema di regolamento (cd. Decreto "sblocca centrali") che disciplina le procedure di autorizzazione per la realizzazione ed il potenziamento di centrali da fonti convenzionali superiori ai 300 MW termici. Allo stato si è in attesa dell'approvazione di tale regolamento.

## **3 Ambito della RTN**

L'ambito della RTN, definito dal MAP con il Decreto 25 giugno 1999, comprende come noto:

- reti a 380 e 220 kV
- reti con tensione 120-150 kV funzionali alla rete di trasmissione:
  - linee che collegano centrali di potenza superiore a 10 MVA alla rete di trasmissione
  - linee utilizzate in caso di manutenzione alla rete di trasmissione o in situazioni critiche per la sicurezza o di emergenza

- reti di interconnessione con l'estero
- stazioni di trasformazione e di smistamento che costituiscono nodi delle reti di cui sopra
- impiantistica necessaria per l'esercizio della rete di trasmissione
- reti di cui sopra in costruzione e autorizzate.

La consistenza complessiva della RTN così definita (**tabella 1**) è pari a circa 43.100 km di linee, di cui 22.700 a 380-220 kV e 20.400 km a 120-150 kV.

## **4 Domanda di energia elettrica e potenza**

### **4.1 Previsioni della domanda di energia elettrica**

Le previsioni della domanda di energia elettrica in Italia, riportate nel seguito, hanno principalmente lo scopo di definire un quadro di riferimento per il programma di sviluppo della rete di trasmissione nazionale.

Tali previsioni, che coprono l'arco temporale 2000-2010, fanno riferimento alla suddivisione del territorio nazionale in macroaree geografiche e non fanno distinzione tra mercato libero e mercato vincolato.

#### **4.1.1 Disponibilità dei dati**

Come avvenuto per la redazione del PTS relativo agli anni 2001-2003, si sono utilizzate per il presente programma le serie storiche dei consuntivi della richiesta di energia elettrica sulla rete italiana e, dal punto di vista macroeconomico, si sono considerate, per lo stesso intervallo temporale, le serie storiche del prodotto interno lordo (PIL) italiano.

Per le previsioni si è tenuto conto per i primi anni delle indicazioni dei documenti più recenti in materia di programmazione economica e finanziaria<sup>1</sup>, riferibili al prodotto interno lordo dell'intero Paese; per gli anni successivi si sono utilizzati i contributi di società specializzate nell'aggiornamento periodico del quadro macroeconomico.

#### **4.1.2 Le ipotesi adottate**

Rispetto all'ultimo documento su questo argomento<sup>2</sup>, preparato dal GRTN nel dicembre 2000, la principale differenza riguarda il manifestarsi, nel corso dell'anno, di tendenze recessive nell'economia degli Stati Uniti, aggravate dai tragici eventi legati all'attacco terroristico di settembre 2001. Tali circostanze si sono innestate in una fase positiva per l'economia italiana, dovuta anche al maggiore ottimismo per le aspettative derivanti dall'aggancio della moneta unica europea. Ciononostante si ritiene che il rallentamento congiunturale indotto dai citati eventi e dalle successive azioni belliche possa esaurirsi rapidamente. Si è conseguentemente adottato, nel periodo in previsione dal 2000 al 2010, un tasso medio annuo di espansione del PIL relativamente sostenuto, pari al 2,6% a livello nazionale.

---

<sup>1</sup> Documento di Programmazione Economica e Finanziaria 2002-2006 e Relazione Previsionale e Programmatica per il 2002.

<sup>2</sup> Programma triennale di sviluppo della rete di trasmissione 2001-2003.

Questo scenario ipotizza il ritorno su un sentiero di crescita economica capace di garantire l'espansione equilibrata dei diversi settori e la riduzione della disoccupazione, nel contempo evitando di produrre spinte inflazionistiche all'interno del sistema. A livello internazionale tali andamenti presuppongono lo stabilirsi di condizioni ordinate sul mercato dei prodotti energetici, dove il prezzo del petrolio dovrebbe posizionarsi su livelli prossimi a quelli di equilibrio di lungo periodo, e il rafforzarsi delle politiche volte a garantire maggiore stabilità alla crescita delle principali economie.

Le analisi recenti sull'intensità elettrica indicano che l'energia elettrica richiesta per unità di prodotto ottenuto è 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 nel medio periodo. Nella previsione si è pertanto ipotizzato per il prossimo decennio una crescita moderata dell'intensità complessiva per l'intero Paese, pari ad un tasso medio dello 0,4% per anno, cioè su livelli inferiori, in via cautelativa, a quelli del trend di fondo riscontrato a consuntivo lungo gli anni '90 (+0,8%). Si osserva, a titolo di confronto, che nel 2000 si era registrata una crescita dell'intensità elettrica molto più sostenuta, pari a +1,5% rispetto al 1999<sup>3</sup>.

#### 4.1.3 Risultati

In Italia, la domanda di energia elettrica per l'anno 2001 è stimata in 305 TWh (miliardi di kWh) (+2,2% rispetto ai 298,5 TWh del 2000) e si prevede che essa evolverà ad un tasso medio annuo del 3,1%, raggiungendo 347 TWh nel 2005 e 400 TWh nel 2010 (**tabella 2**).

Rispetto alla media nazionale, la crescita della domanda annuale sull'intero periodo dal 2001 al 2010 nelle quattro macroaree geografiche si manifesta più sostenuta nel Centro (+3,4%); il Nord risulta allineato alla media nazionale (3,1%), mentre poco al disotto della media si collocano le aree del Sud (+2,8%) e delle due Isole maggiori (2,7%) (**tabella 3**).

Per quanto riguarda i principali settori di consumo (**tabella 4**) l'industria si conferma il settore più rilevante sotto l'aspetto dei consumi elettrici: rispetto al totale la sua quota si mantiene poco al disopra della metà (il 52%), con uno sviluppo di poco inferiore a quello del totale dei consumi (tasso medio annuo +2,8% sull'intero periodo 2001-2010). Nell'ambito del settore si prospetta un andamento più dinamico delle industrie per la produzione di beni finali (+3,9%) ed uno sviluppo più contenuto per le industrie dei beni intermedi (+1,4%). Questa moderata modifica nella struttura dei prelievi non mancherà di influenzare la previsione della curva di carico poiché le industrie dei beni intermedi (metallurgia, chimica, materiali da costruzione e cartarie) hanno un profilo di prelievo più uniforme.

Il terziario, che già nell'anno 2000 aveva superato nella struttura dei consumi elettrici il settore domestico (+2,6%), si conferma anche nel prossimo futuro il settore più dinamico (+4,0%). Nel 2010 il settore terziario avrà un peso in struttura pari ad un quarto dei consumi. Sostanzialmente stabile il contributo del settore agricolo, attorno all'1-2% nella struttura dei consumi.

Per quanto infine attiene le perdite di energia elettrica nelle reti, il dispiegarsi di numerose iniziative costruttive in divenire dovrebbe avere come conseguenza la riduzione del percorso medio dell'energia ed un ritocco verso il basso della quota delle perdite rispetto alla richiesta di energia elettrica (6,2% al 2010, contro il 6,4% del 2000).

---

<sup>3</sup> Dai primi preconsuntivi per il 2001 risulta una intensità in linea con quella stimata per il lungo periodo (+0,4%).



## **4.2 Previsioni della domanda di potenza alla punta**

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<sup>4</sup> della potenza alla punta, per arrivare alla previsione della potenza alla punta invernale.

### **4.2.1 L'evoluzione storica delle ore di utilizzazione**

L'andamento storico delle ore di utilizzazione della richiesta alla punta invernale (**figura 1**) mostra, dopo una crescita delle ore di utilizzazione fino a circa 6.000 ore/anno all'inizio degli anni '90, un progressivo leggero calo a partire dal 1992.

Al fine di rendere più riconoscibile un trend di fondo, nella figura è inoltre riportata una media mobile centrata a tre termini<sup>5</sup>.

### **4.2.2 Metodologia di previsione**

Nella previsione delle ore di utilizzazione, all'anno obiettivo, si sono analizzati separatamente i due effetti: andamento congiunturale della richiesta di energia elettrica e modifica della struttura dei prelievi.

La previsione delle ore di utilizzazione così ottenuta è quella relativa al cosiddetto "inverno medio", sostanzialmente determinata dal trend di fondo. Occorre poi tener conto in maniera cautelativa della variabilità delle ore di utilizzazione, diminuendole del doppio dello scarto quadratico medio, per ottenere la previsione prudenziale (cui corrispondono valori di potenza alla punta più elevati) detta convenzionalmente "inverno rigido".

### **4.2.3 Risultati**

Per l'anno 2010 (**tabella 5 e figura 2**) si prevedono:

- per l'inverno medio una utilizzazione della potenza alla punta invernale di 5.950 ore/anno e quindi una domanda di potenza alla punta di circa 67.000 MW (oltre 17.000 MW di incremento rispetto alla punta 2000-2001);
- per l'inverno rigido, cui si fa riferimento prudenzialmente per definire il piano di sviluppo della RTN, una utilizzazione della potenza alla punta invernale di 5.700 ore/anno e quindi una domanda di potenza alla punta poco superiore a 70.000 MW (oltre 20.000 MW di incremento rispetto alla punta 2000-2001).

La previsione di una diminuzione delle ore di utilizzazione alla punta invernale è coerente con l'esaurirsi dell'effetto dell'introduzione delle tariffe multiorarie e con l'ipotesi di assenza di analoghi ulteriori provvedimenti nel futuro; nell'immediato sono peraltro trascurabili gli effetti dell'introduzione di clausole di interrompibilità in alcuni contratti di fornitura. Il sostenuto sviluppo di industrie a ciclo perlopiù diurno, quali le industrie dei beni finali,

---

<sup>4</sup> 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.

<sup>5</sup> Con la media mobile si raggiunge l'obiettivo di depurare la serie storica dalla componente accidentale, lasciando in evidenza il trend di fondo; in particolare la media a tre termini (tre anni) usata in figura è applicata all'anno centrale (media centrata).

favorirà un aumento della domanda in punta, compensato dalle misure che i segnali di prezzo attesi dalla borsa elettrica potranno suggerire.

## **5 Nuovi impianti di produzione da collegare alla RTN**

### **5.1 Richieste pervenute al GRTN**

Al 31 dicembre 2001 risultano pervenute al GRTN circa 600 formali richieste di connessione alla rete di trasmissione nazionale di nuovi impianti di produzione per complessivi 93.780 MW, oltre a 44 domande per ulteriori 20.800 MW, che si riferiscono a richieste di studi preliminari di fattibilità per connessioni. Una tabella riepilogativa delle richieste di connessione pervenute è riportata nell'**Appendice 1**.

Il flusso delle richieste di allacciamento di nuovi impianti di generazione non accenna a stabilizzarsi: nel solo mese di dicembre 2001 sono infatti pervenute al Gestore nuove richieste di connessione per oltre 7.000 MW.

Per quanto concerne le concrete possibilità e la reale volontà dei produttori di realizzare effettivamente gli impianti "annunciati", il GRTN non dispone al momento di elementi certi di valutazione. Per alcuni impianti infatti né il progetto né la tempistica sono ancora definiti, per altri la localizzazione e/o la taglia è stata modificata nel corso delle valutazioni del GRTN sulle possibili soluzioni di allacciamento, per altri ancora è venuto meno l'interesse alla realizzazione e per alcuni di questi è già stata comunicata al Gestore formale rinuncia.

### **5.2 Distribuzione territoriale delle richieste**

Per quanto riguarda la distribuzione territoriale delle richieste di connessione di impianti termoelettrici - in massima parte in ciclo combinato a gas - il 39,4% è localizzato nel Nord (38.540 MW), il 32,7% nel Centro (32.012 MW), il 27,5% nel Meridione (26.908 MW) ed il residuo 0,4 % è localizzato in Sicilia (360 MW); mentre nessun nuovo impianto è presente in Sardegna, dove invece sono previsti impianti nell'area di Sulcis (a gassificazione del carbone e a letto fluido).

Diversa è invece la distribuzione delle richieste di connessione di impianti alimentati da fonti rinnovabili, che risultano ubicati per il 2,6% della potenza nel Nord Italia (430 MW), per il 24,7% nel Centro (4.138 MW), per il 39,6% nel Meridione (6.666 MW) e per il rimanente 33,1% nelle Isole (5.546 MW).

Non esistendo al momento alcun segnale che renda conveniente la realizzazione delle nuove centrali nelle aree deficitarie, piuttosto che in quelle con eccedenza di produzione, e che consenta di utilizzare al meglio la rete di trasmissione esistente, la scelta dei siti è effettuata dai produttori sulla base di criteri del tutto estranei alle esigenze di rete ed alle difficoltà connesse con la realizzazione di nuovi collegamenti. Il risultato è che sono state avanzate richieste di connessione per numerosi impianti di potenza anche rilevante, da ubicare in aree di rete già ora particolarmente congestionate da elevati transiti di corrente.

### **5.3 Problematiche di sviluppo della RTN per la connessione di nuovi impianti**

In generale le richieste di connessione alla rete di nuovi impianti di produzione pervenute al GRTN a seguito della riforma del settore sono cresciute in modo esponenziale (**figura 3**), ma ciò vale in particolare per gli impianti da fonte rinnovabile, la cui potenza ha raggiunto i 16.800 MW, di cui circa 16.400 MW (98%) derivante da impianti eolici.

Pur in un quadro normativo ancora non del tutto definito (come detto si è ancora in attesa dell'adozione delle "Condizioni tecnico-economiche di accesso alla rete"), il GRTN sta comunque provvedendo a comunicare ai produttori le soluzioni tecniche per la connessione alla rete (in genere collegamenti a nuove stazioni di smistamento in entra-esce su linee esistenti o collegamenti "in antenna" a stazioni esistenti) e anche ad avviare la realizzazione degli impianti necessari nei casi in cui i produttori si dichiarino disponibili a fornire adeguate garanzie fideiussorie. Tuttavia al momento i produttori che hanno formalmente accettato la soluzione individuata dal GRTN non superano la potenza complessiva di circa 41.000 MW.

Il GRTN nel comunicare la soluzione di allacciamento alla rete ha indicato solo i collegamenti alla RTN strettamente necessari - anche per consentire l'avvio delle attività propedeutiche alla realizzazione della connessione, a cominciare dalla procedura di V.I.A. - rinviando la definizione di eventuali rinforzi di rete.

Il valore rilevante di potenza raggiunto dalle richieste di connessione, se da un lato testimonia l'interesse degli operatori del settore a realizzare nuovi impianti per competere sul mercato, dall'altro crea qualche difficoltà nella pianificazione della rete a causa della incerta situazione futura del parco di generazione.

Al riguardo si ritiene che, anche al fine di valutare, sin dalla fase preliminare, l'attendibilità delle richieste, sia opportuno fissare un adeguato corrispettivo a favore del GRTN a copertura delle attività per la gestione e l'analisi tecnica delle richieste di connessione alla RTN. Tale corrispettivo potrebbe essere incluso tra le condizioni economiche per l'accesso alle reti, ancora in corso di definizione da parte dell'Autorità.

Discorso a parte meritano le richieste di connessione di impianti eolici in Sardegna.

Le richieste pervenute al GRTN, che a fine giugno 2001 risultavano pari a 660 MW, hanno raggiunto a fine dicembre 2001 la ragguardevole cifra di 4.400 MW. Al riguardo, considerato che gli impianti da fonte rinnovabile godono della priorità nel dispacciamento della generazione, i problemi da risolvere appaiono particolarmente critici poiché:

- il sistema elettrico della Sardegna è di limitate dimensioni con una punta di fabbisogno pari a 1.730 MW (agosto 2001). Inoltre il collegamento in corrente continua con il Continente è di portata piuttosto limitata, con una capacità massima di esportazione verso il Continente pari a 300 MW;
- il parco termoelettrico della Sardegna è costituito da gruppi di potenza elevata in rapporto al carico<sup>6</sup>, poco flessibili e caratterizzati da "minimi tecnici" elevati<sup>7</sup>;
- l'ipotizzato nuovo collegamento in c.c. tra la Sardegna e il Continente non entrerà in servizio prima del 2005.

Quindi, a causa della limitata capacità di "assorbimento" del sistema elettrico della Sardegna, la connessione alla rete di una elevata potenza di impianti eolici, caratterizzati

---

<sup>6</sup> La potenza dell'impianto della SARLUX è pari a circa il 30% della domanda alla punta, mentre quella delle sezioni Elettrogen di Fiume Santo è pari al 20% di tale domanda; a titolo di confronto, la potenza delle sezioni di taglia più elevata nel Continente è pari a poco più dell'1% della domanda.

<sup>7</sup> L'impianto SARLUX, che utilizza il gas prodotto dalla gassificazione del TAR della raffineria, funziona sostanzialmente al massimo, con possibilità di modulazione praticamente nulle.

come noto da una notevole aleatorietà della fonte primaria, comporterebbe i seguenti principali problemi:

- necessità di una elevata quota di riserva rotante<sup>8</sup> per far fronte alle possibili rapide riduzioni di potenza generata, riserva che – per le caratteristiche del parco della Sardegna - potrebbe essere garantita solo mediante l'installazione di nuovi impianti turbogas, di potenza adeguata, da mantenere in servizio a potenza ridotta;
- necessità, in caso di vento favorevole in situazioni di basso carico (ad esempio di notte), di fermare un numero elevato di impianti termoelettrici, con il rischio di non essere in grado al mattino successivo di far fronte alla punta di carico.

Anche nelle altre regioni meridionali si è registrata una notevole concentrazione di richieste di connessione alla rete di nuovi impianti eolici: 1.258 MW in Campania, 1.376 MW in Basilicata, 1.706 MW in Puglia, 2.228 MW in Calabria e 1.128 MW in Sicilia.

Al fine di approfondire gli aspetti connessi con la potenza complessiva di impianti eolici che è possibile collegare alla rete nell'Italia meridionale ed in particolare in Sardegna, nonché i problemi che potrebbero nascere in fase operativa, il GRTN ha previsto un'apposita ricerca, i cui primi risultati dovrebbero essere disponibili nei primi mesi del 2002.

Relativamente alla Sardegna pertanto, nelle more delle risultanze dell'indagine di cui sopra, tenuto conto che ad oggi il GRTN ha già comunicato ai soggetti richiedenti la propria soluzione tecnica circa la connessione alla RTN di nuovi impianti eolici per circa 340 MW ed ha inoltrato per competenza al locale gestore di distribuzione richieste di connessione di impianti prossimi alla sua rete per circa 380 MW (per un totale quindi di 720 MW), si rappresenta che il GRTN sta considerando le richieste di connessione alla RTN per nuovi impianti eolici in Sardegna, solamente qualora i produttori dimostrino di disporre di tutte le autorizzazioni necessarie per la realizzazione degli impianti.

#### **5.4 Nuovi impianti di produzione considerati nelle analisi**

Tenuto conto delle incertezze di cui sopra, ai fini della predisposizione del PTS 2002-2004, il GRTN ha per il momento ipotizzato nei suoi studi solamente quelle centrali per le quali, non solo sia stata già presentata formale accettazione da parte del produttore della soluzione formulata dal GRTN (che come detto corrisponderebbero ad una potenza di circa 41.000 MW, valore comunque molto elevato rispetto alla domanda di energia elettrica prevista), ma almeno sia stato concordato con il produttore stesso un programma temporale, sia pure di massima. In tal modo i nuovi impianti effettivamente considerati negli studi si sono ridotti a circa 21.000 MW, valore ben inferiore ai 93.780 MW delle richieste formali pervenute e più congruo rispetto alla crescita della domanda (v. par. 4.2.3), tenuto anche conto dei potenziamenti previsti per le centrali esistenti. La **tabella 6** riporta una sintesi della distribuzione territoriale delle richieste di connessione considerate nelle analisi.

## **6 Criteri di pianificazione**

Come noto, l'attività di pianificazione della rete di trasmissione persegue l'obiettivo di garantire, nel lungo periodo, il trasporto dell'energia elettrica dai centri di produzione a quelli di consumo assicurando, nel rispetto dei vincoli ambientali e paesaggistici, la necessaria sicurezza e qualità del servizio e la contestuale minimizzazione dei costi.

---

<sup>8</sup> La riserva rotante dovrebbe diventare pari almeno alla potenza generata dagli impianti eolici.

Al fine di garantire la necessaria interoperabilità delle reti, tale obiettivo viene perseguito tenendo conto anche delle esigenze delle altre reti in alta tensione.

Il nuovo assetto del settore elettrico rende particolarmente complessa l'attività di pianificazione dello sviluppo della rete di trasmissione nazionale. Gli elementi di incertezza riguardano soprattutto la dislocazione dei nuovi impianti di generazione e, più in generale, il livello di utilizzazione dei singoli impianti di produzione, per la difficoltà di prevedere al momento come si svilupperà in futuro il mercato della produzione di energia elettrica.

Ciò implica la necessità di dover prevedere, nelle analisi, numerosi scenari – a volte anche notevolmente diversi tra loro – caratterizzati da diverse ipotesi di crescita della domanda per aree, di sviluppo del parco di produzione e di localizzazione delle centrali.

In questo quadro, per minimizzare i possibili rischi dovuti ai fattori di aleatorietà nella previsione, il sistema di trasmissione viene sviluppato adottando soluzioni sufficientemente flessibili. A causa delle incertezze in gioco tale flessibilità - intesa come capacità d'adattamento ai diversi possibili scenari - è diventata uno dei principali obiettivi da perseguire nella pianificazione della rete. In taluni casi questa flessibilità può evidentemente tradursi in un aumento dei costi a breve (per le maggiori ridondanze necessarie), compensato però nel lungo periodo dalla suddetta minimizzazione dei rischi.

Inoltre per far fronte all'incertezza sui tempi di realizzazione dei nuovi impianti di trasmissione programmati, dovuta in gran parte alle crescenti difficoltà e lentezze nella fase autorizzativa, le decisioni operative per la costruzione di nuove linee e di nuove stazioni di trasformazione devono essere prese con largo anticipo (almeno 5-6 anni).

Nell'**Appendice 2** sono riportati in dettaglio i criteri utilizzati nella pianificazione della rete, con particolare riferimento alle connessioni alla RTN e ai seguenti obiettivi di sviluppo, richiamati anche all'Art. 4 delle Direttive MAP del 21 gennaio 2000:

- miglioramento dell'affidabilità e della qualità del servizio
- riduzione delle congestioni di rete
- aumento dell'efficienza ed economicità.

## **6.1 Tutela dell'ambiente**

Per quanto riguarda le problematiche ambientali e paesaggistiche, il GRTN è tenuto a:

- concorrere a promuovere, nell'ambito delle proprie competenze e responsabilità, la tutela dell'ambiente e la sicurezza degli impianti (Disciplinare di concessione);
- formulare i piani di risanamento della RTN che si rendano necessari per ottemperare a disposizioni legislative di carattere ambientale o sanitario, verificandone la successiva attuazione da parte dei proprietari degli impianti (Direttive MAP 21 gennaio 2000 e D. Lgs. 22 febbraio 2001 n. 36);
- assicurare che le attività di sviluppo della RTN avvengano anche nel rispetto dei vincoli ambientali e paesaggistici (Direttive MAP 21 gennaio 2000).

Nei riguardi dell'evoluzione della RTN, il GRTN promuove, già in fase di pianificazione, tutte le azioni di propria competenza - finalizzate alla progettazione e alla realizzazione di nuove linee - tali da limitare, cautelativamente e con oneri ragionevoli, le esposizioni della popolazione ai campi elettrici e magnetici.

A tal fine il GRTN:

- favorisce l'integrazione tra la pianificazione dello sviluppo della RTN e la pianificazione territoriale ed energetica;
- dispone che la progettazione e la costruzione di nuove porzioni della RTN vengano eseguite avendo cura di minimizzare l'impatto ambientale delle realizzazioni, riservando una specifica attenzione alla tutela del paesaggio;
- valuta la possibilità di effettuare interventi di razionalizzazione della RTN, finalizzati alla tutela ambientale e al miglioramento dell'efficienza del servizio, anche in funzione delle caratteristiche territoriali e ambientali delle aree interessate dai tracciati degli elettrodotti, prevedendo, ove possibile, la dismissione di tratti di linee ritenuti non più indispensabili all'esercizio in sicurezza della rete, sempre nell'ottica di ottenere un beneficio per l'intera collettività.

Il GRTN, in merito alla "protezione della salute" dai campi elettrici e magnetici a bassa frequenza, ha assunto una posizione di responsabilità ed equilibrio, ispirandosi ai principi generali di cautela indicati da Organismi europei e mondiali. Segue inoltre con attenzione l'evoluzione della Legge Quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici e delle due bozze di schema di decreto relativo ai limiti di esposizione, ai valori di attenzione e agli obiettivi di qualità per la tutela della salute della popolazione e dei lavoratori professionalmente esposti.

A tal fine il GRTN ha richiesto ai proprietari della RTN di trasmettere gli interventi di risanamento da essi individuati, per rispettare le condizioni contenute nel D.P.C.M. 23 aprile 1992 sui limiti massimi di esposizione ai campi elettrici e magnetici, che in quanto derivanti da obblighi di legge saranno recepiti nel Programma Triennale di Sviluppo.

## **7 Linee di sviluppo della RTN**

### **7.1 Interventi sulla RTN nel prossimo triennio**

Gli interventi di sviluppo della RTN in corso di realizzazione o da avviare nell'arco del triennio 2002-2004 sono descritti dettagliatamente nel documento allegato "Attività di sviluppo della rete di trasmissione". Tali interventi comprendono sia quelli già programmati in anni precedenti, sia quelli decisi nel corso del 2001 per nuove esigenze di sviluppo della rete di trasmissione, tendenti a realizzare nuove connessioni, a rispondere alle crescenti richieste di fabbisogno e ad eliminare per quanto possibile le congestioni di rete. Nell'allegato sono anche riportati i lavori ultimati nel corso del 2001.

Le date di completamento dei nuovi interventi di sviluppo, indicate nel documento allegato, rappresentano la migliore stima del GRTN e tengono conto:

- delle indicazioni in tal senso dei Titolari RTN, per gli interventi già in corso (nell'ipotesi di ottenere le necessarie autorizzazioni nei tempi previsti);
- delle difficoltà e lentezze procedurali in fase di autorizzazione alla costruzione di nuovi collegamenti e di nuove centrali di produzione.

Le date indicate come "da definire" sono relative ad interventi di sviluppo della RTN per i quali non è ancora stato definito - insieme ai produttori, agli utenti o gli altri soggetti coinvolti - un programma temporale oppure si riferiscono a lavori sospesi. Infine le date relative a lavori annullati sono quelle riportate nel PTS precedente, prima dell'annullamento.



Con riferimento agli interventi per la connessione alla rete di trasmissione di nuove centrali di produzione, sono stati riportati solo quelli per i quali l'accettazione da parte del richiedente della soluzione individuata dal GRTN ha consentito di rimuovere il vincolo di riservatezza sulle informazioni tecniche.

Pur avendo inserito nel PTS tutti i nuovi impianti di produzione per i quali sono state definite ed accettate le modalità di connessione, non si è ritenuto ancora opportuno inserire nel PTS tutti i potenziamenti della RTN che si potrebbero rendere necessari per eliminare possibili congestioni di rete e consentire quindi la piena operatività di tutti i nuovi impianti di produzione.

Infatti nei casi in cui la potenza dei nuovi impianti di produzione è rilevante (alcune richieste di connessione fanno riferimento a impianti di 1.200 MW ed in qualche caso sono pervenute richieste per 1.600 MW), è necessario anche prevedere, oltre alle nuove opere di allacciamento, opportuni interventi di potenziamento della rete esistente, al fine di eliminare eventuali congestioni di rete. Tuttavia, mentre è relativamente semplice definire il collegamento di un impianto di generazione all'elemento più vicino della rete di trasmissione, l'individuazione dei potenziamenti di rete necessari è certamente più complessa. I potenziamenti infatti dipendono dagli impianti che saranno effettivamente realizzati e dai flussi che si determineranno in rete tra centrali di produzione e centri di carico. Il rischio è evidentemente quello di avviare la realizzazione di impianti di trasmissione che possono poi risultare scarsamente utilizzati, con riflessi non solo di natura economica ma anche in termini di impatto sul territorio.

Pertanto, gli interventi di potenziamento inseriti al momento nel PTS sono solo quelli atti a rispondere agli scenari più probabili. Altri potenziamenti della RTN saranno programmati non appena siano noti i piani energetici regionali e quindi i nuovi impianti di produzione effettivamente autorizzati.

La strategia prescelta è stata quella di potenziare principalmente la rete di trasmissione a valle delle interconnessioni con l'estero e l'interconnessione Sicilia – Continente. Con riferimento al 380 kV, i potenziamenti interni già previsti nel precedente PTS 2001-2003, una volta realizzati, sono stati considerati per il momento sostanzialmente sufficienti.

Per quanto riguarda il collegamento da realizzare per la connessione del nuovo impianto ad un nodo della RTN (esistente o futuro), se questo rientra negli obiettivi di sviluppo della RTN<sup>9</sup>, il Gestore assegna con procedura competitiva la realizzazione del collegamento. La nuova linea entra a far parte della RTN e l'aggiudicatario della nuova opera ne diventa titolare ed è quindi remunerato secondo i criteri fissati.

Qualora invece tale nuovo collegamento non risulti di interesse per lo sviluppo della RTN, esso sarà realizzato dal produttore interessato, che ne diventerà proprietario facendosi carico, oltre che della sua costruzione, anche del suo esercizio e manutenzione. Naturalmente il punto di consegna dell'energia sarà definito in modo coerente e quindi nel punto di arrivo del collegamento alla rete di trasmissione. A fronte di eventuali esigenze maturate in tempi successivi (ad es. nuovi produttori da collegare), il GRTN avvierà le

---

<sup>9</sup> A titolo di esempio sono di interesse della RTN le linee che consentono di collegare alla rete più di un produttore o che rappresentano la prima parte di un collegamento che andrà a potenziare la magliatura della RTN, richiudendosi su di un altro nodo.

procedure, previo accordo con il relativo proprietario, al fine di includere nella RTN il collegamento, riconoscendone un'adeguata remunerazione.

La realizzazione diretta delle linee di connessione da parte dei produttori, quando non di interesse RTN, oltre a consentire agli stessi il diretto controllo dei costi e dei tempi di intervento, è in linea con quanto previsto:

- dal D. Lgs. 79/99 in tema di autorizzazioni degli impianti di produzione, secondo cui la nuova disciplina in materia autorizzerà i progetti mediante il rilascio di un unico provvedimento riguardante sia l'impianto principale che le opere connesse e le infrastrutture indispensabili al suo esercizio
- dal D.M. 22.12.2000 di approvazione della convenzione-tipo GRTN-Titolari, secondo cui, ai soli fini procedurali, i nuovi allacciamenti alla RTN sono considerati interventi di sviluppo della rete medesima, anche se realizzati a cura ed onere del produttore.

Un riepilogo di tali collegamenti, per le centrali previste nel PTS, è riportato nella **Appendice 3**.

Anche per gli utenti passivi valgono considerazioni analoghe sulla opportunità che realizzino essi stessi le linee di collegamento tra i loro impianti e le stazioni della RTN, qualora le linee in esame non siano di interesse RTN.

#### 7.1.1 Descrizione degli interventi di sviluppo della RTN

Nel citato documento "Attività di sviluppo della rete di trasmissione" gli interventi di sviluppo sono stati suddivisi in otto aree geografiche:

- *Area territoriale di Torino*: Regioni Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria;
- *Area territoriale di Milano*: Regione Lombardia;
- *Area territoriale di Venezia*: Regioni Trentino Alto Adige, Veneto e Friuli Venezia Giulia;
- *Area territoriale di Firenze*: Regioni Emilia Romagna e Toscana;
- *Area territoriale di Roma*: Regioni Marche, Umbria, Lazio, Abruzzo e Molise;
- *Area territoriale di Napoli*: Regioni Campania, Puglia, Basilicata e Calabria;
- *Area territoriale di Palermo*: Regione Sicilia;
- *Area territoriale di Cagliari*: Regione Sardegna.

Per ogni area territoriale gli interventi sulla RTN sono inoltre stati raggruppati per livello di tensione e per tipologia (*stazioni, raccordi ed elettrodotti*).

In particolare le attività di sviluppo riferite alle *stazioni* 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 o di punti di consegna.

Generalmente la realizzazione di nuove stazioni elettriche 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 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 quanto riguarda la costruzione di nuovi *raccordi* - cioè di brevi tratti di linea elettrica che costituiscono prolungamenti di elettrodotti esistenti - essa è di norma legata sia a nuove connessioni, sia a razionalizzazioni di rete o modifiche di assetto, quando ad esempio si realizza un collegamento che connette fra loro porzioni di due distinti elettrodotti.

Infine, gli interventi di sviluppo di *elettrodotti* 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 ciascuna delle tre tipologie di interventi possono anche essere eventualmente compresi interventi che determinano sviluppo negativo, che comportano cioè decremento di consistenza della RTN. Tra questi, oltre alle demolizioni legate alle razionalizzazioni della rete, vanno citati i declassamenti (o riclassamenti) che comportano modifiche del livello di tensione per elettrodotti e stazioni, con conseguenti variazioni di consistenza ai diversi livelli di tensione interessati.

Il PTS 2002-2004 suddivide gli interventi nelle seguenti categorie: lavori ultimati, lavori già inseriti nel precedente programma, attività modificate, nuovi lavori, attività con programma temporale da definire e lavori annullati.

Nel documento allegato "Attività di sviluppo della rete di trasmissione" non sono invece elencati tutti quegli interventi in rete che non costituiscono vera e propria attività di sviluppo della RTN, come ad esempio gli spostamenti di impianti richiesti da terzi, le ricostruzioni legate ad obsolescenza di impianti e, come già accennato, i collegamenti centrale-stazione non di interesse della RTN.

Per effetto del PTS 2002-2004, nel prossimo quinquennio sono programmate 47 nuove stazioni (di cui 27 per la connessione di nuovi impianti di produzione) e potenziate le trasformazioni in circa 40 stazioni esistenti, per un incremento complessivo di oltre 10.000 MVA (l'11% rispetto agli MVA installati nella RTN). Inoltre si stima che la consistenza della rete a 380 kV aumenterà di circa 1.160 km, quella a 220 kV si ridurrà di circa 900 km, di cui buona parte - circa 670 km - sarà riutilizzata sostanzialmente per declassamenti a 132-150 kV. Per quanto riguarda invece la rete a 132-150 kV di competenza del GRTN, la sua consistenza aumenterà di circa 1.100 km. Complessivamente la rete di trasmissione nazionale, tenuto conto di tutti i livelli di tensione, si incrementerà quindi, per attività di sviluppo, di circa 1.360 km (il 3% rispetto al totale dei chilometri della RTN). In **tabella 7** è riportato un riepilogo degli interventi sulla RTN.

Le previsioni di variazioni di consistenza di cui si è detto comprendono i lavori necessari per connettere alla rete di trasmissione nazionale i nuovi impianti di produzione per i quali le soluzioni di connessione sono state definite dal GRTN, accettate dai produttori ed è stato possibile definire un programma temporale. Non sono invece comprese le connessioni ancora da definire, né tutti i potenziamenti di rete che si potrebbero rendere necessari per consentire l'immissione in rete della nuova produzione in condizioni di sicurezza.

### 7.1.2 Lavori ultimati nell'anno 2001

Nel corso del 2001 (**tabella 7**) sono stati ultimati numerosi interventi sulla RTN, corrispondenti a circa 345 km di terne (il 26% dei chilometri programmati nel PTS 2001) e circa 960 MVA di incremento di trasformazione (l'11% degli MVA programmati nel PTS 2001).

Nel seguito si riportano gli interventi più importanti:

- è stata ultimata la nuova interconnessione in corrente continua tra l'Italia e la Grecia, mediante collegamento in cavo sottomarino;
- la linea a 380 kV Bovisio (MI) – Bulciago (CO) - Confine svizzero è stata potenziata per consentire l'aumento dell'importazione in sicurezza dall'estero;
- nella stazione di Musignano (VA) sono stati eseguiti gli interventi necessari per consentire l'aumento dell'importazione in sicurezza dall'estero;
- sono state potenziate le trasformazioni nelle stazioni di Magenta (MI), Nogarole Rocca (VI), Villabona (VE), Scorzè (VE), Vellai (BL), Poggio a Caiano (PO), Rumianca (CA), Taloro (NU) e Villasor (CA);
- sono state collegate alla rete 13 nuove centrali di produzione, con un incremento della potenza installata di 750 MW;
- sono state inserite 14 nuove cabine primarie di distribuzione;
- 8 nuove batterie di condensatori sono state installate nelle stazioni di Bovisio (MI), Lonato (BS), Verderio (CO), Sandrigo (VI), Cordignano (TV), Carpi Sud (MO), Rosara (AP), Fulgatore (TP).

### 7.1.3 Nuove esigenze della rete di trasmissione

Al fine di:

- garantire la sicurezza di esercizio ed una sempre migliore qualità della fornitura
- eliminare, per quanto possibile, le congestioni di rete ed i conseguenti vincoli al mercato dell'energia elettrica

e tenuto conto:

- dell'evoluzione della domanda
- delle future interconnessioni con l'estero
- delle richieste di connessione di nuovi impianti di produzione per i quali è già stato definito un programma temporale,

in base agli studi effettuati nel corso del 2001, è emersa la necessità di procedere alla realizzazione dei seguenti principali interventi:

- nuova linea a 380 kV Trino (VC) – Lacchiarella (MI): in considerazione della situazione esistente e della nuova generazione che si renderà disponibile in Piemonte verrà realizzata la linea in oggetto, che consentirà di rimuovere le limitazioni sui flussi di potenza tra il Piemonte e la Lombardia e di ridurre sensibilmente le perdite di trasmissione;
- razionalizzazione della rete della Val d'Ossola, attraverso la ricostruzione e la demolizione di alcune linee a 132 kV (v. par. 7.3.2);
- nuova linea a 380 kV Voghera (PV) – La Casella (PC): a seguito della realizzazione delle future centrali dell'area, al fine di garantire l'esercizio in sicurezza della rete a 380 kV, sarà realizzato un nuovo collegamento a 380 kV da Voghera fino alla esistente stazione elettrica di La Casella; anche tale collegamento consentirà di ridurre le perdite di rete, con benefici economici ed ambientali;

- potenziamento linea a 380 kV S. Fiorano – Nave (BS): al fine di sfruttare appieno le nuove opportunità offerte dalla futura linea a 380 kV S. Fiorano - Robbia (in doppia terna), verrà eliminata l'attuale strozzatura esistente sul collegamento in oggetto;
- adeguamento della stazione elettrica a 220 kV di Magenta (MI): la capacità di trasformazione della stazione esistente verrà potenziata per l'alimentazione del sistema alta velocità nella tratta Torino – Milano;
- nuova linea a 380 kV Redipuglia (GO) - Udine Ovest (UD): la linea verrà realizzata al fine di migliorare la sicurezza di esercizio della rete a 380 kV nell'estremo Nord-Est del Paese, per incrementare la capacità di importazione dall'estero ed in previsione della costruzione di nuove centrali nell'area;
- nuova stazione a 380/220 kV di Pozzuolo (UD): sulla linea a 380 kV Redipuglia - Udine Ovest verrà inserita in entra-esce una nuova stazione di trasformazione a 380/220 kV avente lo scopo di risolvere le congestioni sulla locale rete a 220 kV e di migliorare la qualità del locale servizio di alimentazione elettrica;
- nuova stazione a 220 kV di smistamento di Castegnero (VI): la stazione verrà realizzata al fine di garantire una adeguata riserva alla stazione a 220 kV di Cittadella e per migliorare la qualità del servizio sulla rete AT afferente alla stazione a 220 kV di Este,
- stazione a 380/132 kV di Casellina (FI): al fine di rimuovere le attuali limitazioni di esercizio della linea a 380 kV Poggio a Caiano-Tavarnuzze-Calenzano, è stato deciso di anticipare la realizzazione della stazione a 380 kV di Casellina, rispetto alla data di completamento dei lavori previsti nel Protocollo d'Intesa (Regione Toscana – ENEL) per la centrale termoelettrica di S. Barbara. La realizzazione di Casellina a 380 kV viene quindi di fatto svincolata dal potenziamento della centrale di S. Barbara. La stazione verrà equipaggiata con due unità a 380/132 kV da 250 MVA, in sostituzione delle esistenti a 220/132 kV da 160 MVA;
- potenziamento linea a 132 kV Cappuccini – Foligno FS – Nocera Umbra – Gualdo Tadino (PG): è necessario prevedere la ricostruzione ed il potenziamento della linea in oggetto, interessata da transiti insostenibili, con pesanti ripercussioni sulla qualità del servizio delle aree interessate;
- nuova stazione a 150 kV di S. Salvo (CH) e potenziamento della linea a 150 kV Portocannone - S. Salvo: la realizzazione della nuova stazione permetterà di migliorare la magliatura della rete e, tenuto conto del potenziamento della linea in oggetto, sarà possibile evitare la costruzione di un ulteriore elettrodotto nell'area, altrimenti necessario al fine della sicurezza di alimentazione;
- potenziamento della stazione a 380 kV di S. Sofia (CE): al fine di migliorare la qualità del servizio nell'area, offrendo una possibilità di richiusura delle linee a 150 kV di distribuzione provenienti dalle stazioni a 380 kV limitrofe (inclusa la futura stazione a 380 kV di Striano), verrà installata nella esistente stazione a 380/220 kV di S. Sofia una prima trasformazione a 380/150 kV da 250 MVA;
- raddoppio dell'interconnessione a 380 kV Sicilia – Continente: il nuovo collegamento consentirà di migliorare la sicurezza di esercizio e di eliminare l'attuale congestione di rete in direzione Sicilia-Continente;
- potenziamento della stazione a 380 kV di Rumianca (CA): al fine di migliorare la flessibilità e la sicurezza di esercizio sulla rete che alimenta l'area di Cagliari, verrà installata una nuova trasformazione a 380/220 kV da 400 MVA;

- nuova linea a 150 kV Rumianca - Elmas (CA): la linea e la relativa stazione di smistamento (Elmas), per la connessione alla rete di distribuzione, saranno realizzati per garantire una migliore sicurezza di alimentazione dei carichi dell'area metropolitana di Cagliari.

#### 7.1.4 Piano di rifasamento

La rete elettrica italiana è caratterizzata da un elevato livello di rifasamento del carico, che ha portato la consistenza complessiva dei condensatori statici installati dagli 800 MVAR del 1963 agli attuali circa 10.000 MVAR (di cui circa 2.500 in AT).

Ciò è dovuto anche al notevole valore raggiunto nel tempo dalle importazioni di energia elettrica. Infatti, anche al fine del migliore utilizzo della capacità di interconnessione con l'estero, l'importazione riguarda essenzialmente la potenza attiva. Ne risulta che la potenza reattiva richiesta dal carico deve essere necessariamente prodotta in Italia.

Dopo l'estate 2000 il GRTN ha avviato una specifica attività finalizzata all'installazione di una serie di batterie di condensatori sulle sezioni 132-150 kV di alcune stazioni elettriche della RTN. Infatti nel periodo estivo, a causa di una sempre maggiore diffusione di impianti di condizionamento dell'aria, ad una richiesta di potenza attiva, che in alcune aree ha eguagliato e talvolta superato quella del periodo invernale storicamente più critica, si accompagna un notevole incremento del fabbisogno di potenza reattiva. Ciò comporta un abbassamento delle tensioni fino ai valori minimi tollerabili dal sistema elettrico.

Peraltro nel periodo estivo si registrano sensibili limitazioni sulle produzioni di alcune centrali termoelettriche per motivi ambientali (temperatura elevata allo scarico delle acque di raffreddamento).

Il piano d'installazione di nuovi condensatori si articolava originariamente in una sola fase che prevedeva l'entrata in servizio di nuove batterie di rifasamento da 54 MVAR per un totale di 378 MVAR. Le stazioni interessate erano Bovisio (MI), Verderio (LC), Lonato (BS), Sandrigo (VI), Cordignano (TV) e Rosara (AP), più una ulteriore batteria nella stazione a 132 kV di Carpi Sud (MO).

Pur essendo tale attività conclusasi positivamente, con l'attuale PTS si dà avvio ad una seconda nuova fase di installazioni di condensatori per un totale di ulteriori 328 MVAR, da effettuare in gran parte prima dell'estate 2002, e che interesserà le stazioni di Dugale (VR), Parma (PR), S.Damaso (MO), Fano (PU), Candia (AN) e Rosara (AP).

Tale ulteriore nuova attività si è resa necessaria, oltre che per gli stessi fattori dell'anno precedente, anche in considerazione della carenza di disponibilità di potenza reattiva che si verrà a determinare nei prossimi 2-3 anni a causa della fermata contemporanea per lavori di riconversione e/o adeguamento ambientale di grossi poli di produzione termoelettrica. In ogni caso, una volta superata l'emergenza, tali condensatori continueranno ad avere un ruolo significativo ai fini del contenimento delle perdite di trasmissione.

#### 7.1.5 Interconnessione con l'estero

La rete elettrica italiana è attualmente interconnessa con le reti dei paesi confinanti tramite 5 collegamenti a 380 kV - di cui uno con la Francia realizzato in doppia terna - 9 collegamenti a 220 kV ed uno con la Grecia in corrente continua a +/- 400 kV, completato nel corso del 2001. Tali collegamenti, oltre ai vantaggi derivanti dalla comune regolazione della frequenza europea, consentono lo scambio di energia elettrica con i paesi esteri interconnessi. Esiste inoltre un collegamento in corrente continua con la Francia in territorio corso, rigidamente vincolato però da accordi di interscambio ENEL-EDF.

Nel processo di liberalizzazione del mercato elettrico italiano le importazioni di energia elettrica rivestono un ruolo molto importante considerata la differenza dei costi marginali di produzione fra l'Italia e gli altri paesi europei. Notevole è pertanto la competizione fra gli operatori del mercato libero per acquisire il diritto ad importare energia elettrica in Italia.

Per tali ragioni il GRTN, pur nella consapevolezza dell'indiscutibile necessità tecnica e strategica di sviluppare il parco di produzione nazionale, guarda con attenzione alla possibilità di incrementare la capacità di interscambio con l'estero.

A tale riguardo, nel presente PTS, è prevista la realizzazione delle seguenti nuove linee di interconnessione a 380 kV (già previste nel precedente PTS):

- S. Fiorano-Robbia (Svizzera) in doppia terna di circa 50 km, di cui 35 per il tratto italiano;
- Cordignano-Lienz (Austria) in semplice terna di circa 180 km, di cui 80 per il tratto italiano (è allo studio l'opportunità di realizzare tale collegamento in doppia terna).

Sempre al fine di incrementare la capacità di interscambio con l'estero, su entrambe le linee a 380 kV Rondissone – Albertville saranno inoltre installati dispositivi PST (Phase Shifter).

Sono inoltre allo studio le seguenti ulteriori interconnessioni:

- raddoppio dell'interconnessione a 380 kV con la Slovenia: al fine di potenziare l'interconnessione verso i paesi dell'est e rimuovere le attuali limitazioni di esercizio - per motivi di sicurezza - del collegamento a 380 kV Redipuglia-Divaccia.

Gli studi per il raddoppio dell'interconnessione a 380 kV con la Slovenia, condotti insieme al Gestore di rete sloveno (ELES), sono ancora in fase di analisi delle varie ipotesi di realizzazione.

In particolare si è evidenziata l'esigenza di prevedere, per tale nuovo elettrodotto, un percorso differente da quello dell'esistente linea a 380 kV Redipuglia-Divaccia, allo scopo di limitare le occasioni di fuori servizio contemporaneo dei due elettrodotti e garantire quindi un effettivo aumento della capacità di trasporto dalla frontiera slovena.

Inoltre al fine del miglioramento della sicurezza e della flessibilità operativa, sono stati avviati studi per l'introduzione di PST anche su tale frontiera;

- studio per una interconnessione con l'Algeria: in base al protocollo sottoscritto per la realizzazione di uno studio di fattibilità di un collegamento elettrico sottomarino tra l'Algeria e l'Italia;
- riclassamento di collegamenti transfrontalieri a media tensione: esistono un certo numero di collegamenti, generalmente a media tensione, con i paesi confinanti, utilizzati per modesti scambi locali di energia elettrica. Il GRTN ha intrapreso alcune analisi per verificare se tali collegamenti siano suscettibili di riclassamento al fine dell'interconnessione con le reti confinanti.

In particolare, al fine di aumentare la capacità di scambio di energia elettrica tra Italia ed Austria, GRTN e TIWAG hanno avviato studi di rete per verificare la possibilità di realizzare un collegamento a 132 kV di interconnessione attraverso il Valico del Brennero, mediante il ripristino di un elettrodotto esistente, oggi esercito in media tensione.

Quale passo successivo si valuteranno ulteriori ipotesi per aumentare la capacità di trasporto dell'interconnessione, come il raddoppio del suddetto elettrodotto, già predisposto in doppia terna, oppure l'installazione di conduttori ad alta efficienza o la ricostruzione dell'elettrodotto a 220 o 380 kV sul medesimo tracciato;

- interconnessione a 150 kV con la Corsica: è stata avviata una serie di incontri con l'Electricité de France per un nuovo collegamento sottomarino a 150 kV in corrente alternata tra Sardegna e Corsica, attraverso lo Stretto di Bonifacio;
- potenziamento dell'interconnessione a 380 kV con la Francia: continuano gli studi per verificare la possibilità di realizzare un'ulteriore interconnessione a 380 kV con la Francia;
- interconnessione con la Croazia: è intenzione del GRTN di avviare quanto prima contatti con il Gestore croato (HEP) per l'eventuale realizzazione di una interconnessione in cavo sottomarino con la Croazia;
- ulteriore interconnessione a 380 kV con la Svizzera: è intenzione del GRTN riprendere in esame precedenti progetti per il potenziamento dell'interconnessione anche in direzione del versante di Nord-Ovest.

#### 7.1.6 Interconnessione Sardegna – Continente

Il collegamento asincrono a 200 kV in corrente continua Sardegna-Corsica-Italia continentale (SA.CO.I.) è entrato in servizio nel 1965 sulla base di una convenzione tra l'Electricité de France (EDF) e la Società Carbonifera Sarda (CARBOSARDA), che prevedeva anche una fornitura di energia elettrica all'EDF in Corsica, tramite una terza stazione di conversione a Lucciana, per una potenza massima iniziale di 20 MW. Successivamente, con la stipula dei Patti aggiuntivi ENEL-EDF del 1980, tale potenza è stata elevata a 50 MW.

Nel 1992 il collegamento è stato potenziato mediante la realizzazione delle due nuove stazioni di conversione c.c./c.a. a tiristori, da 300 MW ciascuna, a Suvereto in Toscana e a Codrongianos in Sardegna, che hanno consentito di utilizzare la piena capacità dei cavi sottomarini, prima limitati dalle vecchie stazioni di conversione a vapori di mercurio di potenza unitaria pari a 200 MW.

Per quanto riguarda l'esercizio del collegamento si possono mettere in evidenza le seguenti problematiche:

- vita residua del collegamento limitata, a causa della vetustà dei suoi componenti (cavi)
- severe limitazioni al numero di inversioni rapide del flusso di energia elettrica sul collegamento, per non ridurre sensibilmente la vita residua
- per la presenza della fornitura in Corsica il collegamento è vincolato a funzionare nel "range" 220-30 MW in importazione e 80-300 MW in esportazione;
- il lungo tratto aereo in Corsica (circa 160 km) è soggetto a eventi atmosferici, ad incendi ed, in passato, ad attentati terroristici;
- i sistemi di regolazione e di protezione sono di notevole complessità, per la presenza di tre terminali (Suvereto, Codrongianos e Lucciana);
- perdite di trasmissione elevate.

Va inoltre evidenziato che in Sardegna è prevista nei prossimi anni una considerevole produzione eolica (v. par. 5.3).



Per tali ragioni – ed anche per consentire alla Sardegna di partecipare con minori vincoli al processo di liberalizzazione del mercato elettrico - si è ritenuto opportuno avviare la realizzazione di un nuovo collegamento in corrente continua tra la Sardegna e il Continente.

### 7.1.7 Sviluppo della RTN nel Mezzogiorno

Nella stesura del piano degli interventi sulla RTN viene posta la massima attenzione nel proporre azioni finalizzate al miglioramento del servizio elettrico e allo sviluppo del sistema di trasmissione del Mezzogiorno. Il potenziamento della RTN contribuirà allo sviluppo del tessuto socio-economico dell'area, favorendo la connessione di nuovi centri produttivi e la disponibilità di potenza e di energia per nuovi insediamenti industriali, assicurando più alti livelli di qualità del servizio e minori perdite di trasmissione.

Con riferimento al livello di tensione a 380 kV, oltre al già citato nuovo collegamento Sicilia - Continente, gli interventi più importanti consistono:

- nel completamento della linea a 380 kV Matera - S.Sofia (Caserta), che consentirà il trasferimento in sicurezza dell'energia prodotta dai poli di generazione in Puglia e Basilicata verso la Campania. Alla completa realizzazione mancano solo due tratti: uno in Campania, ove sono in fase di completamento i lavori interessanti il Parco del Partenio, e l'altro in Basilicata, ove invece si è ancora in attesa delle autorizzazioni per alcune varianti che si sono dovute apportare al progetto iniziale;
- nella realizzazione della direttrice a 380 kV Rizziconi-Feroleto-Laino (tra Reggio Calabria e Cosenza), che consentirà di aumentare l'affidabilità della rete di trasmissione della Calabria e rinforzare significativamente l'interconnessione tra la Sicilia e il Continente, con benefici in termini di qualità del servizio e di riduzione delle congestioni di rete, in vista della prossima apertura del mercato dell'energia elettrica. Esso permetterà anche di connettere alla rete a 380 kV la stazione di Feroleto (attualmente in antenna sul 220 kV) e di razionalizzare la rete calabrese a 150 kV. Infatti dopo l'attivazione della nuova linea a 380 kV, potranno essere messe a disposizione per il declassamento a 150 kV le linee a 220 kV: "Feroleto-Mucone-Rotonda", "Laino-Rotonda", "Rotonda-Tusciano-Montecorvino", "Rotonda-Pisticci-Taranto N." e "Rotonda-Mercure", con conseguente possibilità di demolizione di parte delle esistenti linee a 150 kV che hanno un tracciato parallelo alle linee suddette. Circa la situazione autorizzativa, a seguito del parere favorevole con alcune condizioni emesso dal Ministero dell'ambiente, TERNA ha rivisto il progetto ed ha ripresentato la domanda di autorizzazione;
- nella realizzazione della stazione a 380 kV di Striano, che consentirà di alimentare in sicurezza i carichi della penisola sorrentina e della zona ad est del Vesuvio, attualmente connessi ad una rete a 60 kV di limitata capacità, nonché di potenziare la rete a 220 kV dell'area a sud-est di Napoli.

Saranno inoltre potenziate le stazioni a 380 kV di Matera, con l'installazione di due autotrasformatori a 380/150 kV da 250 MVA, di Laino con due da 250 MVA e di S. Maria Capua Vetere (Caserta), mediante l'installazione di un autotrasformatore a 380/220 kV da 400 MVA. A ciò si aggiungono, come già detto, le nuove trasformazioni a 380/150 kV da 250 MVA di S. Sofia (Caserta) e a 380/220 kV da 400 MVA di Rumanca (Cagliari).

E' infine attesa l'entrata in servizio della nuova stazione elettrica a 380 kV di Paternò (Catania), per una migliore e più affidabile alimentazione della zona ad alto carico di

Catania, attualmente alimentata dalla ormai satura stazione a 220/150 kV di Misterbianco. Pur essendo infatti già disponibili nella stazione di Paternò i relativi stalli, le linee a 150 kV in uscita non sono state ancora realizzate in quanto si è ancora in attesa delle relative autorizzazioni.

Altri importanti lavori nel Mezzogiorno riguardano il livello di tensione a 220 kV, con particolare riferimento alla rete di alimentazione dell'area di Napoli, come la nuova linea in cavo interrato a 220 kV Doganella-Napoli Levante, che richiederà l'anello Astroni-Napoli Centro-Napoli Levante.

#### 7.1.8 Altri lavori rilevanti presenti nel Programma triennale di sviluppo

##### Linea a 380 kV Turbigo – (Rho) Bovisio

Con la realizzazione del tratto di linea da Turbigo a Rho sarà completata la nuova linea a 380 kV "Turbigo-Bovisio", che consentirà di incrementare la capacità di trasporto da Ovest verso Est, in direzione dell'area di carico di Milano.

La disponibilità dell'elettrodotto è di assoluta importanza per garantire l'esercizio in sicurezza della rete di trasmissione nell'area di Milano.

Circa la situazione autorizzativa, poiché il Provveditorato alle Opere Pubbliche per la Lombardia ha chiuso la Conferenza dei Servizi con la "non approvazione del progetto", è indispensabile una rapida ripresentazione del progetto con le opportune varianti.

##### Stazione a 380/132 kV di Veduggio (Treviso)

Le previsioni sui consumi elettrici hanno confermato l'esigenza di questa nuova stazione di trasformazione a 380/132 kV, da inserire in entra-esce sulla linea a 380 kV Sandrigo-Cordignano e da equipaggiare con due autotrasformatori da 250 MVA.

Col passare del tempo, in assenza di interventi, si avvicinerebbe il rischio di una forte riduzione della qualità del servizio nell'area.

##### Stazione a 380/132 kV di Montecchio (Vicenza)

Anche in quest'area, caratterizzata da una vivace crescita del carico, esiste l'esigenza di una nuova stazione di trasformazione da equipaggiare in un primo momento con un autotrasformatore da 250 MVA. La nuova stazione sarà inserita in entra-esce sulla linea a 380 kV Sandrigo-Dugale.

La nuova stazione a 380/132 kV di Montecchio risolverà per lungo tempo i problemi indicati, anche perché molto baricentrica rispetto ai carichi dell'area.

##### Linea a 380 kV Venezia Nord - Cordignano

Gli studi di rete e le esperienze di esercizio hanno fatto emergere la necessità di realizzare un collegamento trasversale a 380 kV tra Venezia e Cordignano per rafforzare l'anello a 380 kV del Triveneto, con i conseguenti benefici attesi:

- aumentare la sicurezza di alimentazione dei carichi
- favorire lo scambio di energia con l'Austria, attraverso il futuro collegamento internazionale a 380 kV Cordignano-Lienz
- ottenere una riduzione delle perdite di trasporto dell'energia elettrica.



#### Stazione a 380/132 kV di Carpi Fossoli (Modena)

Per fronteggiare la crescente richiesta di energia nell'area sarà realizzata una nuova stazione a 380/132 kV in provincia di Modena, che sarà equipaggiata con due autotrasformatori da 250 MVA.

La nuova stazione a 380 kV di Carpi, che era inizialmente prevista presso il sito della stazione di Carpi Sud, sarà invece realizzata in località Fossoli nelle immediate vicinanze del sito dell'attuale centrale Carpi Turbogas, in adiacenza alla linea a 380 kV Caorso - S. Damaso, alla quale la nuova stazione verrà collegata in entra-esce mediante la realizzazione di due brevi raccordi.

La nuova stazione di Carpi riveste carattere di massima priorità, per cui è da considerarsi particolarmente vincolante il rispetto della data prevista per la sua entrata in servizio.

Al fine di agevolare l'iter autorizzativo per stazione e raccordi, è in corso di ratifica uno specifico protocollo d'intesa fra Enti locali, GRTN, TERNA ed Enel Distribuzione.

#### Linea a 380 kV La Spezia - Acciaolo

Poiché la linea in oggetto può attualmente essere messa in servizio solo in condizioni di emergenza e per un numero limitato di giorni all'anno, è necessario che venga rimossa al più presto tale limitazione. Si è attualmente in attesa della sentenza definitiva in merito all'ultimo ricorso giurisdizionale presentato.

#### Raccordo in doppia terna a 380 kV Poggio a Caiano-Roma Nord/Montalto-Suvereto

Sarà realizzato, in prossimità di Grosseto, il raccordo in doppia terna di 9 km (18 km di nuove terne), tra le linee a 380 kV "Poggio a Caiano - Roma Nord" e "Montalto - Suvereto" e sarà modificato l'assetto della rete realizzando, in luogo dei suddetti collegamenti, le nuove linee a 380 kV "Montalto - Poggio a Caiano" e "Suvereto - Roma Nord".

Il lavoro è di particolare rilevanza in relazione alla necessità di rimuovere le attuali limitazioni di scambio tra le aree Centro-Nord e Centro-Sud.

#### Stazione a 380/132 kV di Abbadia (Macerata)

Con questa nuova stazione verrà soddisfatta, attraverso l'installazione di due autotrasformatori da 250 MVA, la crescente richiesta di potenza della fascia costiera tra Ancona e Ascoli Piceno, che impegna notevolmente le attuali linee a 132 kV, soprattutto nel periodo estivo.

La nuova stazione consentirà anche di evitare la costruzione di nuove linee di alimentazione a 132 kV in uscita dalle stazioni di trasformazione di Candia e Rosara.

In assenza di interventi la situazione si porterebbe in futuro al limite di sicurezza e l'area risulterebbe esposta a rischi di disalimentazioni in caso di fuori servizio di linee o di trasformatori.

#### Stazione a 380/220/150-132 kV di Villavalle (TR)

È attesa l'entrata in servizio della sezione a 380 kV attraverso la realizzazione dei raccordi a 380 kV necessari per rendere operativa la nuova trasformazione a 380/132 kV, con due unità da 250 MVA, e quella a 380/220 kV da 400 MVA. La stazione permetterà di alimentare in sicurezza la rete a 132 kV dell'Umbria e parte di quella delle Marche.

In attesa che si sblocchi la situazione autorizzativa per la costruzione dei raccordi a 380 kV necessari per rendere operativa la nuova trasformazione a 380/132 kV, è anche diventato di assoluta importanza il ripristino della piena funzionalità della stazione a 220 kV esistente, che alimenta una vasta area dell'Umbria e delle Marche.

#### Stazione a 220/132 kV di Pietrafitta (PG)

La nuova stazione, dove sarà installata una potenza di trasformazione di 500 MVA, garantirà la presenza di un nuovo punto di alimentazione per la rete AT dell'Umbria, importante ai fini della sicurezza dei carichi elettrici di Perugia e dell'alta Umbria.

#### Stazione di smistamento a 150 kV di Celano (ex-Avezzano) (AQ)

Con l'entrata in servizio delle future centrali inserite sulla rete a 150 kV dell'area di Avezzano e con l'incremento di produzione previsto per la centrale Sondel di Celano, si impone con urgenza la realizzazione di un nuovo impianto in grado di smistare efficacemente tale produzione sulla rete elettrica dell'area.

La stazione, che sarà realizzata con 8 stalli linea, permetterà la razionalizzazione della locale rete a 150 kV al fine di trasportare con la dovuta sicurezza la crescente produzione dell'area (per un totale di circa 500 MW) verso i centri di consumo.

Ai fini del soddisfacimento della crescente domanda, è anche prevista l'installazione di nuove trasformazioni nelle seguenti stazioni:

- a 380 kV: Magliano Alpi, Rondissone, Bulciago, Lacchiarella, Ospiate, La Casella, S. Rocco al Porto, Cordignano, Dugale, Pian della Speranza, S. Damaso, Colunga, Candia, Latina, Roma Est, Roma Ovest, Sorgente;
- a 220 kV: Campochiesa, Biella Est, Novara Sud, Magenta, Pallanzeno, Scorzè, Vicenza Monteviale, Arco, Pordenone, Arezzo, Caracoli, Oristano e Villasor.

## **7.2 Interventi di rilevanza strategica di particolare criticità**

Come accennato in Premessa, affinché gli interventi contenuti nel PTS possano essere realizzati nei tempi previsti, è assolutamente necessario che le autorizzazioni vengano rilasciate in tempi definiti e certi.

Il Governo, al fine di fissare le basi per nuove procedure di semplificazione degli iter amministrativi, ha posto i seguenti obiettivi:

- la creazione di un mercato europeo dell'energia, da realizzarsi potenziando le interconnessioni con l'estero;
- la definizione di un sistema di regolamentazione stabile e certo che, semplificando gli iter autorizzativi di parte pubblica, incoraggi la realizzazione degli investimenti necessari per lo sviluppo delle infrastrutture;
- lo sviluppo della rete di trasmissione nazionale di energia elettrica, secondo il piano definito dal Gestore della stessa rete.

Alcuni degli interventi previsti nel presente PTS sono stati considerati di preminente interesse nazionale ai fini dell'utilizzo degli strumenti previsti dalla "Legge obiettivo" 443/2001 e sono stati inseriti fra gli "Interventi di rilevanza strategica" nella delibera CIPE del 21 dicembre 2001.

Per tali interventi il carattere di rilevanza strategica è stato riportato nel documento allegato "Attività di sviluppo della rete di trasmissione". Fra questi si ritiene opportuno in questo paragrafo evidenziare quelli di particolare criticità, in relazione a situazioni di rete che potrebbero portare, nei prossimi anni, ad una riduzione di affidabilità del sistema e quindi ad un degrado dei livelli di qualità del servizio.

Si tratta in genere - oltre alle programmate interconnessioni con l'estero e tra le isole maggiori ed il Continente - di nuove linee a 380 kV e di nuove stazioni AAT/AT che hanno lo scopo di garantire il trasporto di energia dai centri di produzione a quelli di consumo, assicurando al sistema la necessaria sicurezza, economicità e maggiore qualità del servizio.

Per quanto riguarda in particolare le nuove stazioni di trasformazione, si richiama l'attenzione sul fatto che, per assicurare la completa efficacia degli interventi programmati, è necessario che la realizzazione di tutti i lavori programmati ai diversi livelli di tensione avvenga nei modi e tempi previsti nella fase di pianificazione, per evitare che una parte dell'impianto già completata (ad es. la parte in AAT) non possa divenire operativa in quanto non ancora realizzata la parte di impianto rimanente (ad es. quella in AT).

Questo aspetto assume particolare rilevanza quando si è in presenza di più soggetti responsabili della realizzazione delle opere necessarie, per cui il mancato coordinamento delle rispettive attività potrebbe portare a pesanti ripercussioni negative sul servizio elettrico nonché a evidenti diseconomie. Inoltre la situazione diventa particolarmente critica quando le autorizzazioni per i singoli elementi del progetto seguono iter diversi.

Quasi tutti gli interventi sottoriportati - alcuni programmati da tempo - erano già stati considerati critici nella precedente stesura del PTS. Pertanto, permanendo ed anzi accentuandosi per essi lo stato di criticità, si segnala il fatto che ulteriori ritardi e lentezze nell'iter autorizzativo di tali interventi potrebbero portare ad elevati rischi di disalimentazioni anche estese nelle aree interessate.

Gli interventi suddetti possono essere classificati in funzione del loro stato di avanzamento secondo le seguenti tipologie.

#### 7.2.1 Interventi parzialmente realizzati ma attualmente bloccati per opposizioni locali

- *Linea a 380 kV Matera - S.Sofia*
- *Raccordi a 380 kV di Villavalle (Terni)*
- *Raccordi a 150 kV della stazione a 380/150 kV di Paternò alla rete 150 kV (Catania)*

#### 7.2.2 Interventi urgenti non ancora autorizzati

- *Linea a 380 kV Turbigio – (Rho) Bovisio*
- *Raccordo in doppia terna a 380 kV Poggio a Caiano-Roma Nord/Montalto-Suvereto*
- *Stazione a 380/220/150 kV di Striano (Salerno)*
- *Linea a 380 kV Rizziconi – Feroletto - Laino*

#### 7.2.3 Interventi di recente programmazione particolarmente urgenti

- *Stazione a 380/132 kV di Abbadia (Macerata)*
- *Stazione a 380/132 kV di Casellina (Firenze)*

- *Linea a 380 kV Venezia Nord - Cordignano*
- *Stazione a 380/132 kV di Carpi Fossoli (Modena)*
- *Stazione a 380/132 kV di Montecchio (Vicenza)*
- *Stazione a 380/132 kV di Vedelago (Treviso)*
- *Linea a 380 kV La Spezia – Acciaolo (eliminazione delle limitazioni)*
- *Stazione di smistamento a 150 kV di Celano<sup>10</sup> (L'Aquila).*

### **7.3 Sviluppo della RTN e tutela dell'ambiente**

#### **7.3.1 Protocolli di intesa con le Autorità locali**

Per ottemperare alle esigenze ambientali e per rimuovere vincoli autorizzativi ed opposizioni locali alla realizzazione di opere spesso indispensabili allo sviluppo della rete di trasmissione nazionale sono stati sottoscritti alcuni Protocolli d'intesa con le Amministrazioni locali competenti al fine di garantire, anche in materia di esposizione ai campi elettrici e magnetici in prossimità degli impianti, il rispetto della legislazione vigente e ridurre anche l'impatto paesaggistico degli elettrodotti sul territorio.

#### **Riassetto della rete elettrica a 132 kV nell'area del Comune di Lucca**

Il riassetto della rete a 132 kV nell'area del Comune di Lucca, definito dal protocollo del 28 febbraio 2000 tra la Società TERNA, la Regione Toscana, l'Autorità di Bacino del fiume Serchio e le competenti Autorità provinciali e comunali, prevede – in due successive fasi - la costruzione della nuova linea a 132 kV Lucca Giannotti-S. Pietro a Vico, il potenziamento di alcune linee a 132 kV, il riutilizzo a 132 kV della linea a 220 kV Livorno-Avenza, da declassare, e la demolizione di parte delle linee a 132 kV "Filettole-Vinchiana" e "Lucca Giannotti-Lucca Ronco", non più necessarie all'esercizio della rete nell'area.

#### **Inserimento della centrale termoelettrica di Santa Barbara sulla rete a 380 kV**

Il protocollo del 28 febbraio 2000 tra l'ENEL e la Regione Toscana prevede la realizzazione della nuova direttrice a 380 kV "Santa Barbara-Tavarnuzze-Casellina", necessaria a garantire l'inserimento sulla RTN della maggior produzione della centrale di Santa Barbara, conseguente alla sua trasformazione in ciclo combinato, e considera anche la dismissione di tratti di linee a 380 kV in uscita da Tavarnuzze, nel tratto compreso tra Tavarnuzze e Casellina, e di numerose linee a 220 kV nell'area compresa tra Prato e Cavriglia a sud di Firenze, funzionalmente sostituite dalla futura direttrice.

#### **Protocollo d'intesa con il Comune di Benevento**

Per venire incontro alle esigenze espresse dal Comune di Benevento in merito alla realizzazione di due nuove linee a 150 kV, che consentiranno di convogliare sulla rete a 380 kV la nuova produzione dei parchi eolici in costruzione nell'area a nord-est di Benevento, il 6 novembre 2000 è stato sottoscritto un protocollo d'intesa tra TERNA, ENEL Distribuzione ed il Comune di Benevento - previo accordo del GRTN - con l'obiettivo di razionalizzare la rete AT che interessa il territorio comunale.

---

<sup>10</sup> Impianto a 150 kV non inserito tra gli "Interventi di rilevanza strategica" nella delibera CIPE del 21.12.2001.

L'accordo prevede la costruzione delle linee a 150 kV "Benevento II-Montefalcone V.F." e "Benevento II-Foiano" e, successivamente alla loro entrata in servizio, la dismissione della linea a 150 kV "Benevento II-Colle Sannita" e del tratto iniziale della linea a 150 kV "Benevento II-Ariano Irpino".

### 7.3.2 Interventi di razionalizzazione

Nel seguito sono descritti alcuni interventi di razionalizzazione, che consentiranno, in occasione della costruzione di nuovi impianti o ricostruzione di vecchi impianti esistenti, di demolire linee o tratti di linee obsolete, non più funzionali ai nuovi assetti previsti per la rete.

#### Razionalizzazione della rete della Val d'Ossola

Le azioni di razionalizzazione previste riguardano una porzione della RTN composta da collegamenti fortemente impegnati sia dall'energia in importazione dalla Svizzera sia da una consistente produzione idroelettrica.

Nell'area a nord di Pallanzeno è stata già definita - con il precedente Programma Triennale di Sviluppo - la razionalizzazione e la ricostruzione dei collegamenti a 132 kV in uscita da Verampio verso Cadarese e Pallanzeno e tra Crevola Toce e Domodossola.

Nel presente PTS, anche nell'area a sud di Pallanzeno, ove si evidenziano criticità di esercizio dovute anche all'obsolescenza degli impianti, è stato previsto un riassetto della rete, portando a completamento il programma di razionalizzazione avviato lo scorso anno. Le nuove azioni di razionalizzazione consistono nella realizzazione di due nuove direttrici a 132 kV (di cui una in doppia terna) tra la stazione di Pallanzeno e la nuova stazione di smistamento di Borgomanero Nord, al posto delle attuali quattro direttrici a 132 kV in uscita da Pallanzeno verso Sud.

A completamento degli interventi previsti sulla rete dell'area si potrà procedere con la demolizione di tratti di linea non più utilizzati.

La costruzione di un numero di linee a 132 kV più esiguo consentirà di ridurre l'impatto degli elettrodotti sul territorio, in un'area di notevole pregio ambientale e di aumentare complessivamente la capacità di trasporto della rete nell'area.

Le attività prevedono anche la realizzazione della nuova stazione di smistamento di Borgomanero Nord, che consentirà di migliorare la qualità del servizio dell'attuale isola di carico, suddividendola in due isole meno estese, una tra Pallanzeno e Biella Est e l'altra tra Novara Sud e Mercallo.

#### Razionalizzazione della rete a 132 kV nel territorio tra Val d'Aosta e Piemonte

Gli interventi riguardano il potenziamento dei conduttori delle linee di collegamento tra la centrale di Pont Saint Martin e i nodi di Montestrutto e Quincinetto.

La ristrutturazione della rete a 132 kV dell'area prevede inoltre la demolizione di alcuni tratti di linee obsolete e non più utilizzate.

#### Razionalizzazione della rete a 132 kV nel territorio del Medio Adige

Nel territorio del comune di Bussolengo (VR) sono situate, ad una distanza di 700 m, due stazioni elettriche denominate rispettivamente Bussolengo Medio Adige e Bussolengo San Salvar. La stazione di Bussolengo Medio Adige, con nove linee a 132 kV, riassume la duplice funzione di nodo di produzione e di smistamento in quanto raccoglie la produzione

proveniente dall'omonima centrale e da quella di Chievo, mentre la stazione di trasformazione a 220/132 kV di Bussolengo San Salvar rappresenta il principale nodo collettore della produzione idroelettrica del Trentino Alto Adige.

La rete a 132 kV al contorno risulta obsoleta, ridondante, non più funzionale alle attuali esigenze di carico e costituisce una forte penalizzazione per lo sviluppo del territorio. In particolare alcune linee afferenti alla stazione di Medio Adige richiedono un pesante intervento di risanamento e modifiche del tracciato dei tratti terminali caratterizzati da attraversamenti estremamente critici di zone densamente urbanizzate.

In questo contesto, essendo anche necessari interventi di ricostruzione della stazione di Bussolengo Medio Adige, in relazione allo stato di obsolescenza delle apparecchiature, è stata individuata una modifica dell'assetto della rete a 132 kV che consente, al contempo, di razionalizzarne la configurazione riducendo la concentrazione di collegamenti presenti nell'area e di migliorare la sicurezza e la qualità dell'alimentazione. Tale soluzione prevede di semplificare il ruolo della stazione di Bussolengo Medio Adige in semplice sezione a 132 kV annessa alla centrale, che rimarrà collegata a due sole linee a 132 kV, con una conseguente riduzione dell'occupazione territoriale dovuta anche all'eliminazione dei raccordi di accesso alla stazione.

L'intervento nel suo complesso prevede anche l'eliminazione del reparto a 220 kV della stazione di Sorio (Verona), la riduzione della stessa a semplice cabina primaria di trasformazione AT/MT, collegata a due sole linee a 132 kV, e il miglioramento della connessione della stazione di Verona Borgo Milano, che risulterà così alimentata attraverso la rete a 220 kV sia dalla stazione di Bussolengo San Salvar che dalla stazione di Dugale (Verona).

#### *Razionalizzazione della rete nell'area tra Rotonda e Laino conseguente all'entrata in servizio della nuova linea a 380 kV Laino-Feroletto-Rizziconi*

L'entrata in servizio della linea a 380 kV Laino - Feroletto - Rizziconi, necessaria a migliorare la potenzialità e l'affidabilità della rete a 380 kV della Calabria, consentirà anche di razionalizzare una porzione rilevante della rete a 150 kV.

Infatti, successivamente all'attivazione della linea a 380 kV, potranno essere declassati circa 400 km di linee dal livello di tensione a 220 kV al livello a 150 kV che saranno utilizzate per sostituire ampie porzioni della attuale rete a 150 kV locale; in alcuni casi, tale rete a 150 kV è costituita da linee realizzate prima degli anni cinquanta e di ridotta capacità di trasporto.

Gli interventi programmati consentiranno, tra l'altro, di ottemperare alla richiesta avanzata dal Ministero dell'Ambiente, nell'ambito della procedura di VIA della suddetta linea a 380 kV, di demolire circa 40 km di linee nell'area tra Rotonda e Laino e di eliminare almeno due linee in uscita dalla stazione di Rotonda.

#### *Studio della razionalizzazione dei sistemi elettrici interessanti la Valtellina*

È in fase di avvio uno studio per la razionalizzazione dei sistemi elettrici attualmente presenti in Valtellina che, mediante numerose linee a 220 e 132 kV, svolgono la funzione principale di raccogliere le produzioni idroelettriche della Lombardia settentrionale per trasmetterle nell'area di Milano.

Lo studio sarà condotto con l'obiettivo di definire un sistema integrato di trasmissione che contribuisca a:



- aumentare la sicurezza e la qualità dell'alimentazione dell'area interessata dall'intervento;
  - diminuire i costi di esercizio e di manutenzione e per le perdite di trasmissione;
  - diminuire la superficie di territorio assoggettata a servitù di elettrodotto;
- con conseguenti benefici economici ed ambientali.

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

Il GRTN e le Province Autonome di Bolzano e Trento hanno costituito un Tavolo Tecnico per discutere del progetto di razionalizzazione del sistema elettrico che interessa il territorio dell'Alta Val d'Adige.

Nell'area sono infatti presenti numerosi elettrodotti a 220 e 132 kV, realizzati nel corso degli anni da proprietari diversi, destinati alcuni a trasportare l'energia idroelettrica prodotta da impianti a Nord del territorio verso i carichi della Pianura Padana, altri invece a distribuire l'energia prelevata in pianura verso i carichi del Trentino Alto Adige .

Il GRTN ha avviato uno studio per valutare la possibilità di ridurre e razionalizzare tale fascio di elettrodotti, eventualmente mediante la costruzione di una nuova linea a 380 kV di trasmissione e di nuove stazioni di trasformazione che sostituiscano funzionalmente parte delle linee del fascio, garantendo l'alimentazione dei carichi locali e la connessione delle centrali di produzione.

### 7.3.3 Contributo del GRTN alla soluzione dei problemi sul territorio

Le problematiche della tutela dell'ambiente e della protezione della salute dagli eventuali effetti nocivi dei campi elettromagnetici a frequenza industriale hanno assunto, negli ultimi anni, una particolare rilevanza a livello sociale e nelle competenti sedi istituzionali, in quanto i possibili rischi per la salute derivanti dall'esposizione ai campi elettrici e, soprattutto, a quelli magnetici sono percepiti con preoccupazione da parte dell'opinione pubblica.

In attesa del completamento del quadro normativo inerente la tutela della popolazione dai presunti effetti prodotti dall'esposizione prolungata ai campi elettromagnetici, sempre più frequentemente giungono al GRTN ed ai Proprietari di porzioni della RTN richieste di intervento da parte dei Comuni per la riduzione dei livelli di esposizione presso aree sensibili, quali quelle dedicate all'infanzia.

Il GRTN - assumendo una posizione di responsabilità ed equilibrio ed ispirandosi ai principi generali di cautela indicati dagli Organismi europei ed internazionali - risponde a tali richieste promuovendo il confronto tecnico tra tutti gli attori per l'eventuale raggiungimento di accordi volontari tra le parti interessate.

**Rete di trasmissione nazionale**  
**Consistenza delle terne in km (\*)**

<b>Area Territoriale</b>	<b>380 kV</b>	<b>220 kV</b>	<b>132 - 150 kV</b>	<b>Totale</b>
<b>Torino</b>	<b>1.448</b>	<b>1.965</b>	<b>2.098</b>	<b>5.510</b>
<b>Milano</b>	<b>1.452</b>	<b>2.537</b>	<b>2.581</b>	<b>6.570</b>
<b>Venezia</b>	<b>867</b>	<b>2.568</b>	<b>2.761</b>	<b>6.196</b>
<b>Firenze</b>	<b>1.591</b>	<b>833</b>	<b>2.695</b>	<b>5.119</b>
<b>Roma</b>	<b>1.798</b>	<b>975</b>	<b>4.059</b>	<b>6.832</b>
<b>Napoli</b>	<b>2.130</b>	<b>1.114</b>	<b>2.821</b>	<b>6.066</b>
<b>Palermo</b>	<b>215</b>	<b>1.541</b>	<b>1.859</b>	<b>3.614</b>
<b>Cagliari</b>	<b>306</b>	<b>1.335</b>	<b>1.527</b>	<b>3.168</b>
<b>TOTALE ITALIA</b>	<b>9.806</b>	<b>12.868</b>	<b>20.401</b>	<b>43.075</b>

(\*) MAP - D.M. 25 giugno 1999 "Determinazione dell'ambito della rete elettrica nazionale"



**Previsioni della domanda di energia elettrica  
ITALIA**

ANNO	Domanda elettrica	Energia elettrica	PIL	Intensità elettrica
	(TWh)	(Tassi medi annui)		
<b>1985</b>	<b>195,0</b>	3,8%	2,9%	0,9%
<b>1990</b>	<b>235,1</b>	2,1%	1,3%	0,8%
<b>1995</b>	<b>261,0</b>	2,7%	1,9%	0,8%
<b>2000</b>	<b>298,5</b>			
<b>2001<sup>(°)</sup></b>	<b>305,0</b>	3,1%	2,6%	0,4%
<b>2005</b>	<b>347,0</b>	2,9%	2,5%	0,4%
<b>2010</b>	<b>400,0</b>			

(°) Preconsuntivo

Tabella 3

**Previsioni della domanda di energia elettrica**  
**Principali aree geografiche**

	<b>2001 (*)</b>	<b>2005</b>	<b>2010</b>	<b>2005/2001</b>	<b>2010/2005</b>
	<i>TWh</i>	<i>TWh</i>	<i>TWh</i>	<i>t.m.a</i>	<i>t.m.a</i>
<b>NORD</b>	<b>168,6</b>	<b>192,2</b>	<b>221,5</b>	<b>3,3 %</b>	<b>2,9 %</b>
<b>CENTRO</b>	<b>55,3</b>	<b>63,7</b>	<b>74,8</b>	<b>3,6 %</b>	<b>3,3 %</b>
<b>SUD</b>	<b>49,7</b>	<b>55,9</b>	<b>63,8</b>	<b>3,0 %</b>	<b>2,7 %</b>
<b>ISOLE</b>	<b>31,5</b>	<b>35,2</b>	<b>39,9</b>	<b>2,9 %</b>	<b>2,5 %</b>
<b>ITALIA</b>	<b>305,0</b>	<b>347,0</b>	<b>400,0</b>	<b>3,3 %</b>	<b>2,9 %</b>

(\*) *Dati provvisori*

Tabella 4

**Previsioni della domanda di energia elettrica**

**Principali settori**

	<b>2000</b>	<b>2005</b>	<b>2010</b>	<b>2005/2000</b>	<b>2010/2005</b>
	<i>TWh</i>	<i>TWh</i>	<i>TWh</i>	<i>t.m.a</i>	<i>t.m.a</i>
<b>Agricoltura</b>	<b>4,9</b>	<b>4,6</b>	<b>4,4</b>	<b>- 1,2 %</b>	<b>- 0,7 %</b>
<b>Industria</b>	<b>148,2</b>	<b>167,8</b>	<b>194,7</b>	<b>2,5 %</b>	<b>3,0 %</b>
<i>di cui:beni intermedi</i>	<i>72,4</i>	<i>77,3</i>	<i>83,0</i>	<i>1,3 %</i>	<i>1,4 %</i>
<i>beni finali</i>	<i>75,8</i>	<i>90,5</i>	<i>111,7</i>	<i>3,6 %</i>	<i>4,3 %</i>
<b>Terziario</b>	<b>65,1</b>	<b>81,2</b>	<b>96,6</b>	<b>4,5 %</b>	<b>3,5 %</b>
<b>Domestico</b>	<b>61,1</b>	<b>71,4</b>	<b>79,4</b>	<b>3,2 %</b>	<b>2,1 %</b>
<b>Totale</b>	<b>279,3</b>	<b>325,0</b>	<b>375,1</b>	<b>3,1 %</b>	<b>2,9 %</b>
<b>Perdite</b>	<b>19,2</b>	<b>22,0</b>	<b>24,9</b>		
<b>Domanda</b>	<b>298,5</b>	<b>347,0</b>	<b>400,0</b>	<b>3,1 %</b>	<b>2,9 %</b>

Tabella 5

**Previsioni della domanda di energia elettrica  
ITALIA**

	<b>2000</b>	<b>2010</b>	<b>t.m.a. 2000 - 2010</b>
richiesta di energia elettrica (TWh)	298,5	400,0	3,0%
potenza alla punta invernale (MW)	49.713		
ore di utilizzazione della potenza alla punta invernale (h)	6.004		

<b>previsione ore di utilizzazione della potenza alla punta invernale</b>		
<i>inverno medio (h)</i>		5.950
<i>inverno rigido (h) (°)</i>		5.700

<b>previsione potenza alla punta invernale</b>		
<i>inverno medio (MW)</i>		67.000 3,0%
<i>inverno rigido (MW)</i>		70.000 3,5%

---

(°) Pari alle ore di utilizzazione in inverno medio diminuite di due volte lo scarto quadratico medio (1,8%)

**Distribuzione dei nuovi impianti di produzione**

Area Territoriale	Impianti		%
	N.ro	MW	
Torino	8	3.900	18,4
Milano	4	2.800	13,2
Venezia	4	2.400	11,3
Firenze	5	2.000	9,4
Roma	4	1.300	6,1
Napoli e Isole	15	8.800	41,6
<b>TOTALE ITALIA</b>	<b>40</b>	<b>21.200</b>	<b>100,0</b>

**Riepilogo interventi sulla RTN**

	<b>Nuove Stazioni N°</b>	<b>di cui per centrali N°</b>	<b>Incremento potenza di trasformazione MVA</b>	<b>Incremento linee km</b>
<b>Lavori già inseriti nel PTS 2001</b>	24	16	5.476	925
<b>Attività modificate</b>	8	4	2.610	43
<b>Nuovi lavori <sup>(1)</sup></b>	15	7	2.211	392
<b>Totale lavori programmati</b>	<b>47</b>	<b>27</b>	<b>10.297</b>	<b>1.360</b>
<b>Ambito RTN</b>	<b>256</b>		<b>96.000</b>	<b>43.075</b>
<b>Incremento rispetto alla RTN</b>	<b>18 %</b>	<b>11 %</b>	<b>11 %</b>	<b>3 %</b>
<b>Lavori ultimati nel 2001</b>	8	6	961	345
<b>Lavori progr. nel PTS 2001</b>	<b>40</b>	<b>26</b>	<b>9.047</b>	<b>1.313</b>
<b>Avanzam. rispetto al PTS 2001</b>	<b>20 %</b>	<b>23 %</b>	<b>11 %</b>	<b>26 %</b>

<sup>(1)</sup> Non sono comprese le attività con programma temporale ancora da definire

Figura 1

**Ore di utilizzazione della potenza alla punta invernale in Italia  
(periodo invernale): serie grezza e media mobile**

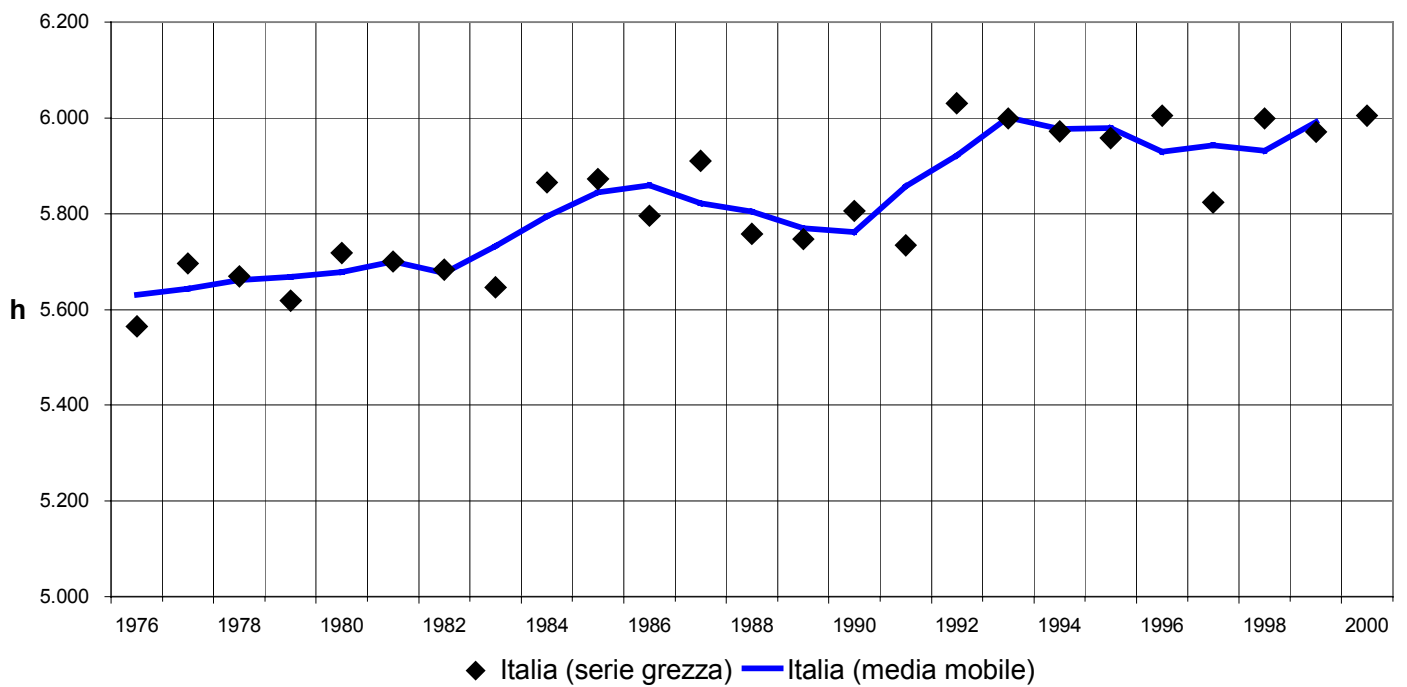


Figura 2

**Ore di utilizzazione della potenza alla punta invernale in Italia:  
consuntivi e previsioni in inverno medio**

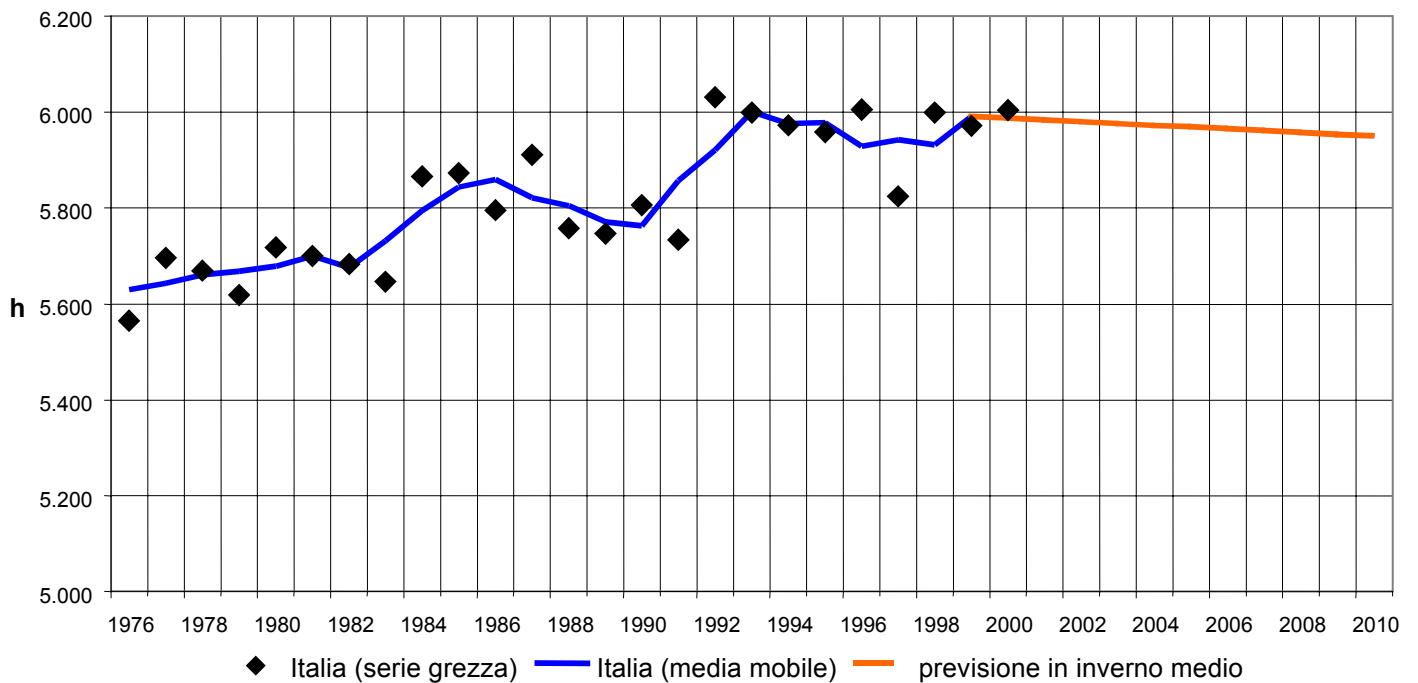
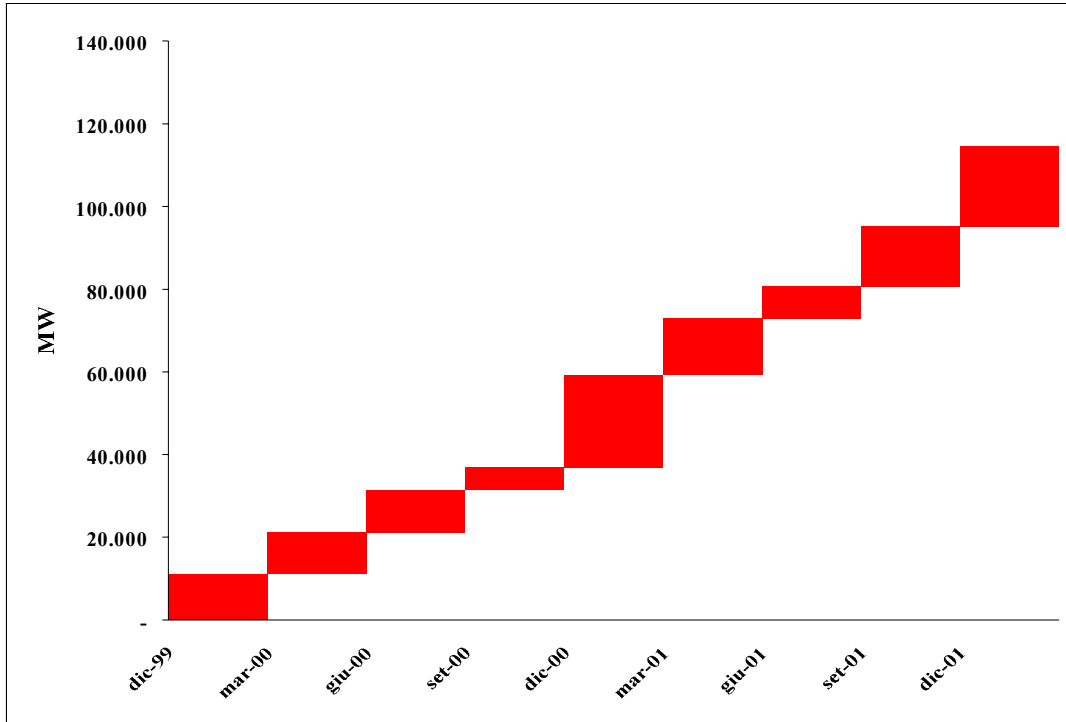




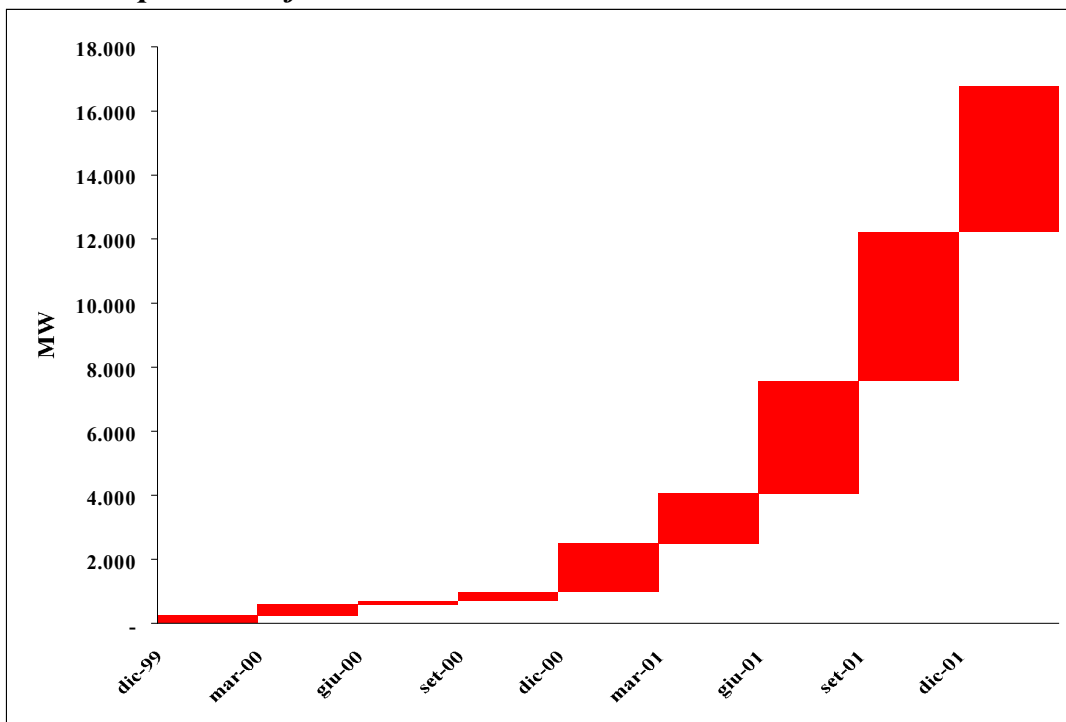
Figura 3

**Richieste di connessione alla rete di nuovi impianti di produzione**

**Totale impianti**



*di cui impianti da fonte rinnovabile*



## APPENDICE 1

### **Richieste di connessione di nuovi impianti di generazione alla RTN**

(Situazione al 31 dicembre 2001)

Regione	Impianti termoelettrici		Impianti da fonti rinnovabili		Totale impianti		%
	N.ro	MW	N.ro	MW	N.ro	MW	
<b>NORD</b>	<b>68</b>	<b>38.540</b>	<b>19</b>	<b>430</b>	<b>87</b>	<b>38.970</b>	<b>34,0</b>
Piemonte	22	11.007	5	97	27	11.104	9,7
Liguria	5	2.770	5	171	10	2.941	2,6
Lombardia	25	15.660	3	48	28	15.708	13,6
Veneto	11	6.282	5	99	16	6.381	5,6
Friuli Venezia Giulia	5	2.821	1	15	6	2.836	2,5
<b>CENTRO</b>	<b>57</b>	<b>32.012</b>	<b>149</b>	<b>4.138</b>	<b>206</b>	<b>36.150</b>	<b>31,5</b>
Emilia Romagna	17	9.072	15	388	32	9.460	8,3
Toscana	6	2.680	34	764	40	3.444	3,0
Marche	3	1.100	16	679	19	1.779	1,6
Umbria	2	1.600	31	915	33	2.515	2,2
Lazio	15	9.150	12	298	27	9.448	8,1
Abruzzo	7	4.010	23	716	30	4.726	4,1
Molise	7	4.400	18	378	25	4.778	4,2
<b>SUD</b>	<b>48</b>	<b>26.908</b>	<b>175</b>	<b>6.666</b>	<b>223</b>	<b>33.574</b>	<b>29,3</b>
Campania	13	6.930	34	1.258	47	8.188	7,1
Puglia	16	8.750	33	1.766	49	10.516	9,2
Basilicata	9	4.228	45	1.414	54	5.642	4,9
Calabria	10	7.000	63	2.228	73	9.228	8,1
<b>ISOLE</b>	<b>1</b>	<b>360</b>	<b>129</b>	<b>5.546</b>	<b>130</b>	<b>5.906</b>	<b>5,2</b>
Sicilia	1	360	39	1.128	40	1.488	1,3
Sardegna	-	-	90	4.418	90	4.418	3,9
<b>Totale ITALIA</b>	<b>174</b>	<b>97.820</b>	<b>472</b>	<b>16.780</b>	<b>646</b>	<b>114.600</b>	<b>100,0</b>
<b>di cui Studi di fattibilità</b>	<b>43</b>	<b>20.790</b>	<b>1</b>	<b>30</b>	<b>44</b>	<b>20.820</b>	
<b>Richieste formali di connessione</b>	<b>131</b>	<b>77.030</b>	<b>471</b>	<b>16.750</b>	<b>602</b>	<b>93.780</b>	

## **APPENDICE 2**

### **Principali criteri utilizzati nella pianificazione della RTN**

#### **a) *Qualità del servizio di trasmissione***

Con riferimento alla pianificazione della rete di trasmissione, la qualità del servizio può essere definita attraverso un adeguato livello di affidabilità del sistema di trasmissione ed un adeguato intervallo di variabilità della tensione.

##### **i) Affidabilità**

Nel rispetto dei limiti di corrente massima ammissibili negli elementi componenti il sistema elettrico in condizioni di corto-circuito, l'affidabilità di un sistema elettrico interconnesso viene analizzata in base alle sue caratteristiche di "Adeguatezza" e di "Stabilità".

L'adeguatezza (detta anche sicurezza statica) viene definita come idoneità a far fronte alle richieste di potenza ed energia elettrica dei clienti nei punti di connessione, tenendo in conto i fuori servizio dei componenti del sistema elettrico, ma prescindendo dagli effetti dei transitori successivi a guasti o a perturbazioni. L'adeguatezza quindi considera ogni stato di funzionamento del sistema isolato dagli altri, ma non considera le transizioni da uno stato all'altro.

La stabilità (definita anche sicurezza dinamica) rappresenta invece l'idoneità del sistema ad affrontare dinamicamente disturbi improvvisi, come il corto-circuito o i guasti di componenti del sistema elettrico, inclusi gli impianti di produzione. Tale aspetto considera quindi proprio gli effetti dei transitori non tenuti in conto con l'adeguatezza. Non è infatti detto che nel passaggio da uno stato ad un altro, entrambi soddisfacenti dal punto di vista statico dell'adeguatezza, esista sempre una evoluzione temporale "sicura"; in caso negativo ci si trova di fronte ad un comportamento instabile del sistema, che deve essere analizzato separatamente, con modelli dinamici del sistema elettrico diversi da quelli statici utilizzati per le valutazioni di adeguatezza.

Per quanto riguarda l'adeguatezza, il principale criterio utilizzato è il cosiddetto "Criterio n-1", che consente un primo dimensionamento della rete di trasmissione, prevedendo un'adeguata ridondanza degli elementi che la compongono per fare in modo che tale criterio sia soddisfatto.

Il criterio n-1 si considera soddisfatto quando:

- nelle situazioni di funzionamento della rete alla punta di carico annuale e al minimo carico annuale, con i programmi di produzione prevedibili per tali situazioni e con tutti gli elementi del sistema in servizio ("rete integra"), le forniture in tutti i punti di prelievo sono garantite senza violazioni dei normali limiti di funzionamento (correnti e tensioni) dei componenti della rete
- il fuori servizio per guasto di un qualsiasi componente della rete di trasmissione (guasto singolo) a partire dagli stati di funzionamento sopra definiti non causa:
  - a) il superamento dei limiti ammissibili di funzionamento della rete (tensioni e correnti)

- b) interruzioni di carico, a meno di quelle interessate unicamente dal componente fuori servizio (collegamenti in antenna).

La valutazione della sicurezza dinamica è più complessa e viene effettuata con procedure che simulano le perturbazioni di rete ritenute più severe - tenendo conto dei modelli dinamici dei componenti del sistema elettrico (incluse le regolazioni, i controlli e le protezioni di sistema e dei singoli componenti) - consentendo di verificare la stabilità del sistema a seguito di tali perturbazioni.

Tali analisi consentono, fra l'altro, di evidenziare eventuali necessità di adeguamento dei piani di difesa o di rinforzi di rete aggiuntivi (anche a seguito di nuove connessioni), per assicurare la stabilità del sistema nel lungo periodo.

#### ii) Tensione di esercizio

Al fine della sicurezza di esercizio, il sistema elettrico deve disporre di sufficienti riserve di potenza reattiva, distribuite su tutto il territorio, nonché di adeguati sistemi automatici che - per mezzo di tali riserve - consentano la regolazione delle tensioni.

Dette riserve sono necessarie per fornire la potenza reattiva richiesta dagli utenti e per compensare l'assorbimento o la produzione di potenza reattiva da parte degli elementi di rete, al fine di regolare le tensioni entro valori limite predefiniti. Inoltre adeguati margini di riserva di potenza reattiva sono necessari per evitare l'instabilità ed il collasso della tensione in talune situazioni di esercizio particolarmente critiche.

La pianificazione delle risorse di potenza reattiva viene effettuata prevedendo adeguati margini di sicurezza, per far fronte anche a situazioni di emergenza, secondo il criterio "n-1". Al fine di contenere le perdite di rete, si cerca inoltre di fare in modo che la potenza reattiva sia prodotta il più possibile vicino al carico.

Esistono vari mezzi di produzione della potenza reattiva, alcuni di tipo convenzionale (batterie di condensatori e reattori), altri a tecnologia più recente, quali ad esempio gli Static Var Compensator (SVC), sono caratterizzati da elevata rapidità di intervento e flessibilità operativa, ma risultano sensibilmente più costosi.

#### **b) Ottimizzazione economica dello sviluppo della rete**

Il piano ottimale di sviluppo della rete viene definito attraverso l'analisi "costi-benefici", che consente di selezionare, tra le eventuali possibili soluzioni alternative individuate per assicurare un'adeguata qualità del servizio (affidabilità della rete e regolazione delle tensioni), quella che massimizza il ritorno economico dell'investimento.

In tali analisi, oltre che degli investimenti complessivi delle diverse alternative a confronto, ove esistano, si tiene conto anche dei costi di esercizio a tutti i livelli di tensione, dei benefici legati agli eventuali impianti riutilizzabili (ad es. trasformatori), del valore economico da attribuire al maggiore o minore rischio di non fornire energia all'utenza, nonché delle perdite di rete, sempre con riferimento a tutti i livelli di tensione coinvolti.

Tenuto conto della necessità dell'interoperabilità delle reti anche nel lungo periodo, le valutazioni economiche vengono estese all'intero sistema di trasmissione e distribuzione ad alta tensione.

Tali analisi assumono particolare rilevanza nelle valutazioni sulla opportunità di realizzare nuove stazioni di trasformazione a 380 kV, per alimentare la rete ad alta tensione, sia di trasmissione che di distribuzione.

### **c) Connessioni alla RTN**

In conformità a quanto stabilito nel D. Lgs. n.79 del 16 marzo 1999 e nel rispetto delle “Regole tecniche di connessione” adottate dal GRTN, le richieste di connessione pervenute al GRTN vengono esaminate per definire, caso per caso, la soluzione di collegamento più idonea, sulla base di criteri che, tenendo conto della congruità economica delle opere di allacciamento, possano garantire la continuità e la sicurezza di esercizio della rete su cui il nuovo impianto si va ad inserire.

Ciò presuppone una scelta opportuna delle modalità di inserimento dell’impianto nella rete, dello schema di connessione e della configurazione degli impianti di consegna, che devono garantire innanzitutto la compatibilità con la rete e le sue esigenze di gestione.

Le verifiche di idoneità delle possibili soluzioni di allacciamento, a cominciare dalla verifica di sicurezza statica, sono effettuate con riferimento alle condizioni tipiche di funzionamento ipotizzate nella pianificazione della RTN (configurazione della rete e carichi previsionali).

Definita la soluzione tecnica di allacciamento (livello di tensione, tipo di inserimento, schema di connessione, eventuali potenziamenti della rete, ecc.), questa è sottoposta all’Utente per l’accettazione formale.

In seguito a tale accettazione il GRTN ritiene sciolti i vincoli di riservatezza inerenti le informazioni tecniche ricevute dall’Utente e può procedere quindi con le attività propedeutiche alla realizzazione della connessione.

#### **i) Criteri e schemi di collegamento**

A fronte di una richiesta di allacciamento, il GRTN definisce

- l’ammissibilità della richiesta
- la fattibilità dell’allacciamento
- il livello di tensione e la rete su cui inserire il nuovo impianto
- il punto della rete su cui prevedere il collegamento
- le modalità e lo schema di connessione da applicare.

I principi generali ai quali ci si attiene nel corso del processo di definizione della soluzione tecnica sono

- il soddisfacimento, per quanto non in contrasto con le esigenze della rete, delle esigenze tecniche dell’impianto dell’Utente, per quanto concerne in particolare la continuità del servizio
- la sostenibilità economica della scelta tecnica, con l’obiettivo di minimizzare i costi complessivi del sistema
- la non discriminazione degli utenti
- la trasparenza verso tutti i soggetti interessati
- la riservatezza delle informazioni ricevute dagli utenti interessati alla connessione.

Il livello di tensione, la porzione di rete e il punto ove effettuare la connessione, ed anche lo schema di allacciamento più appropriato, sono determinati in base ai seguenti fattori:

- la taglia dell’impianto da connettere

- l'ubicazione dell'impianto da connettere
- la presenza, nell'area di interesse, di impianti di produzione, di linee e di stazioni
- la capacità di trasporto delle linee
- i margini di trasmissione disponibili sulla rete e, se del caso, i margini di stabilità dinamica
- la sicurezza di esercizio della rete
- gli interventi già programmati nei piani di sviluppo della rete.

Un ulteriore elemento di valutazione, in alcuni casi non trascurabile, è la considerazione sia pure preliminare del possibile impatto sul territorio per la costruzione dei nuovi impianti.

I possibili schemi di allacciamento di un nuovo impianto alla rete sono riconducibili alle seguenti tipologie:

- inserimento in entra-esce
- collegamento in antenna
- collegamento in doppia antenna
- collegamento in derivazione rigida.

Al fine di evitare il proliferare di stazioni elettriche, ove esista la possibilità, il GRTN dà preferenza a soluzioni di collegamento in antenna su stazioni esistenti o future già programmate.

In relazione ai problemi legati alla connessione degli impianti in derivazione rigida (difficoltà operative, ridotta selettività del sistema di protezione, ecc.), tale tipo di connessione:

- è consentita qualora non sia possibile ricorrere ad altre tipologie di collegamento;
- deve essere esplicitamente richiesta dall'Utente che si assume la piena responsabilità per le maggiori durate delle interruzioni dovute alla maggiore difficoltà di selezione del tronco guasto; l'Utente stesso deve inoltre predisporre l'impianto in modo da poter passare, su richiesta del GRTN, ad altro schema in tempi successivi a seguito di ulteriore sviluppo della rete;
- è ammessa per potenze non superiori a 20 MVA;
- è ammessa solo qualora lo schema risultante sia tale che tra due interruttori di linea successivi non sia presente più di un'utenza (sbarra di carico, di generazione o di autoproduzione, singola trasformazione di carico o di generazione);
- non è ammessa qualora il nuovo impianto sia una centrale da inserire su una linea avente anche uno solo dei due estremi in esecuzione blindata;
- non è ammessa su collegamenti a 3 estremi;
- la lunghezza della derivazione rigida deve essere in ogni caso inferiore alla metà del tronco di linea più corto che si viene a creare a seguito della derivazione.

I principi, gli elementi di valutazione e gli schemi precedentemente elencati sono applicabili alla generalità degli impianti per i quali è richiesta la connessione alla RTN.

Concorrono alla valutazione del tipo d'inserimento, nei diversi casi, la possibilità di ampliare le stazioni esistenti, la funzione ed il livello di tensione della linea eventualmente da interrompere con una nuova stazione in collegamento entra-esce, la capacità di trasporto disponibile e la posizione dell'impianto da connettere rispetto alla rete.

Criteri specifici sono invece adottati a seconda della tipologia dell'impianto, ovvero a seconda che si tratti di una centrale di produzione, di un'utenza industriale o di una cabina primaria di distribuzione.

## ii) Impianti di produzione

La connessione di centrali con potenza di generazione complessiva inferiore a 10 MVA è in generale responsabilità del Distributore locale dell'area interessata. Per potenze pari o superiori a 10 MVA la connessione è normalmente curata dal GRTN. Qualora però l'ubicazione della centrale sia tale, per assenza di linee RTN nell'area o a causa di eccessiva distanza da essa, da rendere più conveniente la sua connessione con la rete di distribuzione, il GRTN comunica al Produttore ed alla Società di distribuzione locale - che manterrà la riservatezza sulle informazioni ottenute sul Produttore - detta esigenza, richiedendo al Distributore di definire la soluzione di allacciamento e quindi procedere con le opere di connessione alla propria rete (AT o MT).

La valutazione del possibile schema di allacciamento di un impianto di produzione è effettuata sulla base delle considerazioni generali descritte nel paragrafo precedente.

Vanno ovviamente tenuti in particolare conto la capacità di trasporto della rete, la sua sicurezza statica (se necessario anche dinamica) ed il contributo alle correnti di corto circuito dei nuovi generatori.

Possono inoltre influenzare la scelta della soluzione di allacciamento:

- la tipologia della centrale (termoelettrica, idroelettrica, eolica, ecc.);
- il numero e la taglia dei gruppi di generazione;
- la presenza e l'entità dei carichi propri, con particolare riferimento ai carichi essenziali.

Per quanto riguarda in particolare gli impianti eolici, le soluzioni di allacciamento sono individuate in base al criterio di raccogliere, per quanto possibile, la produzione eolica in "impianti di raccolta" della RTN da collegare a loro volta alla stessa RTN, secondo i principi generali suesposti.

Vista la particolare aleatorietà della fonte energetica primaria per gli impianti eolici, i potenziamenti di rete che si renderanno necessari verranno decisi sulla base del criterio di sicurezza "n" ("n-1" in casi particolari e comunque per quanto riguarda l'alimentazione dei carichi in assenza di produzione eolica), pur ipotizzando le peggiori condizioni di trasmissione (minimo carico, massima produzione, altri generatori dell'area in servizio), prevedendo eventualmente la possibilità di distaccare la produzione eolica in condizioni di emergenza.

## iii) Utenti passivi

Fermi restando i criteri di valutazione generali precedentemente elencati, nell'esame della soluzione tecnica di connessione alla RTN di impianti passivi occorre verificare la disponibilità di potenza sulla porzione di rete interessata, in base alle caratteristiche della

rete esistente, alla dislocazione dei carichi circostanti, sia attuale che previsionale (con opportuno orizzonte temporale), e alla tipologia degli impianti dell'Utente.

Oltre alla taglia, vanno in questo caso considerati anche i possibili disturbi immessi in rete dalla nuova utenza: armoniche, flicker, dissimmetria delle tensioni, ecc.. Elevati livelli di disturbo potrebbero infatti influenzare la scelta della soluzione tecnica, in particolare per quanto riguarda il livello di tensione della rete a cui collegare l'Utente, tenuto anche conto del valore della potenza di corto circuito nel punto di connessione.

#### iv) Cabine primarie di distribuzione

La richiesta di connessione alla rete di trasmissione nazionale di una cabina primaria è effettuata dal Distributore interessato, che specifica al GRTN le proprie esigenze, sia per quanto concerne gli assorbimenti previsti a medio ed a lungo termine, sia in merito al possibile schema di allacciamento. Ad esempio, in caso di collegamento in antenna, la mancanza di controalimentazione in alta tensione rappresenta una limitazione la cui opportunità è valutata dal Distributore, a seconda dell'area servita, della tipologia di clientela e del grado di rialimentabilità in media tensione.

Per il resto i criteri adottati per la definizione della soluzione di allacciamento di una cabina primaria sono del tutto analoghi a quelli precedentemente descritti.

Con riferimento agli schemi utilizzati per la cabina primaria, lo schema normale è ovviamente quello che garantisce la migliore qualità del servizio sia agli Utenti già presenti sulla rete sia a quelli che chiedono di essere connessi. Sono ammessi tuttavia impianti con schema ridotto (nei quali cioè l'esclusione dell'impianto è affidata, in tutto o in parte, a sezionatori anziché interruttori), ma con le limitazioni e i criteri esposti nel seguito. In ogni caso il GRTN si riserva di decidere diversamente, in deroga ai criteri sotto riportati, nel caso di eventuali situazioni particolari riguardanti la rete al contorno.

La connessione di impianti con schema ridotto:

- deve essere esplicitamente richiesta dall'Utente che si assume la piena responsabilità per le maggiori durate delle interruzioni dovute alla maggiore difficoltà di selezione del tronco guasto; l'Utente stesso deve inoltre predisporre l'impianto in modo da poter passare, su richiesta del GRTN, a soluzioni normali in tempi successivi;
- è ammessa per potenze non superiori a 50 MVA;
- è ammessa solo qualora lo schema risultante sia tale che tra due interruttori di linea consecutivi non sia presente più di un'utenza (sbarra di carico, di generazione o di autoproduzione, singola trasformazione di carico o di generazione) compresa quella dello stesso impianto a schema ridotto;
- non è ammessa qualora il nuovo impianto sia da inserire su una linea avente, anche ad un solo estremo, una sezione in esecuzione blindata.

### **d) Applicazione dei criteri di pianificazione alle principali tipologie di intervento**

#### i) Nuove linee nazionali e di interconnessione con l'estero

In base alla dinamica della domanda e alle nuove connessioni alla RTN, tenendo anche conto delle previsioni di sviluppo di scambio con l'estero, il GRTN - al fine di eliminare eventuali congestioni del sistema di trasmissione - individua la necessità di nuove linee della rete di trasmissione nazionale e di nuove interconnessioni con l'estero, applicando le



strategie e i criteri definiti precedentemente, nel rispetto degli indirizzi del MAP e in armonia con le direttive dell'Autorità.

## ii) Nuove stazioni di trasformazione e potenziamento di quelle esistenti

*Dal punto di vista della sicurezza*, in base alle previsioni di crescita del fabbisogno ed alle richieste di connessione alla rete dei distributori, dei produttori e degli utenti finali, tenuto conto anche della produzione prevista sulle reti di distribuzione, il GRTN individua l'esigenza di disporre di nuova potenza di trasformazione dall'altissima tensione 380-220 kV (AAT) all'alta tensione 132-150 kV (AT) e della relativa riserva.

*Dal punto di vista economico*, le diverse alternative possibili vengono valutate attraverso un'analisi costi-benefici, confrontando i costi di ciascuna soluzione in termini di investimenti e costi di esercizio complessivi (sia di trasmissione che di distribuzione), l'impatto ambientale, la flessibilità della soluzione, le prospettive di sviluppo della rete e il valore economico del rischio di non alimentare il carico. In alcuni casi si evidenzia che la soluzione complessivamente più vantaggiosa è quella di realizzare una nuova stazione di trasformazione AAT/AT, piuttosto che potenziare le stazioni esistenti e costruire nuove linee AT.

La realizzazione di una nuova stazione di trasformazione AAT/AT viene pertanto decisa quando – in alternativa al potenziamento delle stazioni esistenti nell'area - i maggiori oneri per la costruzione di una nuova stazione AAT/AT sono compensati dai benefici, essenzialmente in termini di minori oneri sulla rete AT, derivanti dal nuovo impianto e dalle minori perdite in rete.

La collocazione ottimale nel territorio delle nuove stazioni di trasformazione, generalmente baricentrica rispetto all'area di carico servita, può essere condizionata dall'esistente rete AT.

Nell'attività di realizzazione di nuove stazioni di trasformazione, visto l'evidente impatto che tale attività ha sullo sviluppo delle reti AT (e viceversa), appare necessario uno stretto coordinamento con i gestori di distribuzione con rete connessa alla RTN, al fine di uno sviluppo armonico e coordinato della rete di trasmissione con quello delle altre reti ad alta tensione. A tale scopo, i distributori sottopongono periodicamente al GRTN i piani di sviluppo di lungo periodo della loro rete AT.

## iii) Sviluppo delle risorse di potenza reattiva

La gestione del sistema elettrico in generale e di quello di trasmissione in particolare, impone severi standard di continuità e qualità del servizio, soprattutto nei paesi come l'Italia ad alto livello di industrializzazione e di penetrazione dell'energia elettrica.

Tra i diversi fattori che caratterizzano la qualità del servizio c'è ai primi posti la stabilità delle tensioni, che devono rimanere all'interno di un intervallo il più contenuto possibile. Questo vale soprattutto per la rete di trasmissione a 380-220 kV, perché è in larga parte responsabile del regime delle tensioni delle sottostanti reti e quindi della qualità del servizio ad esse offerto.

Le oscillazioni delle tensioni sulle reti di alta e altissima tensione devono essere contenute in un intorno compreso tra il  $\pm 10\%$  della tensione nominale, mentre come obiettivo di qualità si tende a restringere tale range. Per raggiungere questo risultato - non considerando la possibilità di un utilizzo sistematico dei variatori sotto carico dei trasformatori, che presenta altre problematiche - si adottano sostanzialmente due strumenti di regolazione: uno di tipo continuo ed uno di tipo discreto.

La regolazione di tipo continuo si ottiene tramite l'aumento o la diminuzione della tensione, anche in questo caso entro un ben determinato campo di variazione, ai morsetti di media tensione dei generatori, con conseguente produzione o assorbimento di potenza reattiva da parte degli alternatori.

La regolazione di tipo discreto, tramite il rifasamento del carico induttivo, si esplica attraverso l'inserzione di batterie di condensatori che, producendo potenza reattiva di tipo capacitivo in prossimità del carico, suppliscono al fabbisogno locale di potenza reattiva.

La quantità minima di risorse di potenza reattiva da installare in ogni area viene valutata con riferimento ai periodi più critici per l'esercizio, tenendo anche conto della possibilità di distaccare tali dispositivi di rifasamento nei periodi di basso carico per evitare una sovrapproduzione di energia reattiva. Tale quantità minima può essere anche aumentata quando i vantaggi economici che derivano dall'installazione di ulteriori dispositivi di rifasamento superano i costi relativi.

Per compensare l'eccesso di produzione di potenza reattiva nei periodi di basso fabbisogno, oltre all'azione regolatrice continua dei generatori, può risultare necessaria, in taluni nodi più critici della RTN, l'installazione di reattori al fine di contenere le tensioni in aumento.

Più in generale si osserva che un'adeguata compensazione della potenza reattiva direttamente richiesta dall'utenza dà luogo a numerosi vantaggi tecnico-economici:

- contenimento delle perdite in potenza ed energia sulla rete, per effetto della minore potenza apparente complessiva trasmessa;
- riduzione dell'impegno del macchinario e delle linee e quindi eventuale minore necessità di costruire nuovi collegamenti;
- miglioramento del profilo e del regime delle tensioni e dei margini di sicurezza del sistema.

Ne consegue che, in generale, è da preferire una compensazione della potenza reattiva decentrata, a livello di rete di distribuzione o direttamente presso gli utenti, piuttosto che una compensazione centralizzata sulla RTN.

#### iv) Nuove tecnologie per il controllo dei flussi

Tra i nuovi strumenti messi a disposizione dalla moderna tecnologia vanno annoverati i FACTS (Flexible Alternating Current Transmission Systems).

Si tratta di componenti di nuova generazione atti a controllare, attraverso l'utilizzo di elettronica di potenza, le grandezze che caratterizzano i sistemi elettrici di trasmissione: flussi, tensioni, angoli di fase, ecc.. Alcuni di questi componenti (Booster, condensatori serie), erano già conosciuti da tempo ma con l'avvento dell'elettronica di potenza si sono potute raggiungere prestazioni una volta impensabili in termini di controllo in tempo reale delle grandezze in oggetto.

Tra questi componenti i PST (Phase Shifter Transformers) sono quelli più promettenti per il loro inserimento sulla rete di trasmissione italiana. Con i PST si può indirizzare in tempo reale - attraverso il controllo degli angoli di fase delle tensioni di stazione - il flusso di potenza che attraversa una o più linee della rete elettrica. In alternativa essi possono essere impostati in maniera tale da stabilire a priori un tetto massimo al transito di potenza sul collegamento (azione "frenante"), anche quando le condizioni al contorno si modificano (es. fuori servizio di un collegamento facente parte della stessa area).

In particolare in Italia i PST verranno utilizzati per controllare i flussi di potenza sui collegamenti di interconnessione con i paesi europei confinanti, in maniera tale da equilibrare i transiti sulle linee, aumentare l'import-export sostenibile in condizioni di sicurezza e limitare le circolazioni di potenza improprie fra i paesi interconnessi.

Il GRTN pensa di introdurre anche sulla rete di trasmissione italiana a 380-220 kV più interna l'utilizzo dei PST, dopo aver valutato l'opportunità, la taglia e i siti idonei. Occorre però precisare che la rete di trasmissione italiana a 380-220 kV, vista nel suo complesso, si presenta come una rete a magliatura molto stretta dove la distanza tra centri di produzione e consumo è estremamente contenuta - se rapportata a quella di altri paesi di maggiore estensione come ad esempio gli U.S.A. - e quindi con una limitata possibilità di utilizzo di tali dispositivi sulla rete interna. Inoltre, le reti a 132-150 kV sono già da tempo gestite in maniera tale (a "isole"), da limitare al massimo la funzione di trasporto e quindi la possibilità di transiti impropri.

#### v) Razionalizzazione della rete di trasmissione

Per razionalizzazione della rete di trasmissione si intende la ricerca di soluzioni tecniche innovative al fine della riduzione, sia dei costi di esercizio che dell'impatto ambientale e paesaggistico a parità, o talvolta con incremento, della sua efficienza e funzionalità.

Essendo stata attribuita al GRTN la responsabilità dello sviluppo dell'intera rete di trasmissione nazionale, nella pianificazione di tale rete si può oggi ragionare in termini complessivi di reti integrate, con un approccio più organico e razionale rispetto al passato, rendendo così possibile un vero e proprio recupero della risorsa ambiente.

La razionalizzazione della rete di trasmissione si ottiene infatti principalmente:

- eliminando le duplicazioni e ridondanze di schema, ovvero eliminando dalla rete quei componenti la cui utilità marginale, nel contesto integrato ed anche in prospettiva, risulti nulla o trascurabile;
- sostituendo alcuni impianti con altri di caratteristiche superiori, non convenienti nel caso di sistemi separati (ad es. introduzione di nuovi collegamenti a 380 kV in sostituzione di un numero maggiore di linee a tensione inferiore).

Resta comunque la necessità, nella maggior parte dei casi, di ottenere il coinvolgimento e l'accordo dei proprietari delle singole porzioni di rete coinvolte nella razionalizzazione (Titolari RTN, Soc. di Distribuzione, FS, Utenti...).

### APPENDICE 3

#### **Collegamenti centrale–stazione non di interesse della RTN**

<i>Impianto</i>	<i>Provincia</i>	<i>Potenza [MW]</i>
C.le C. Comb. E.ON-BUZZI UNICEM di Livorno Ferraris	AL	800
C.le Eolica GAMESA Energia Italia di Colle Biferno	AQ	51
C.le Eolica GAMESA Energia Italia di M. Miglio	AQ	50
C.le Eolica GAMESA Energia Italia di Pietrafitta	AQ	35
C.le Eolica GAMESA Energia Italia di Costa Muricci	AQ	30
C.le Eolica GAMESA Energia Italia di Monte Mezzana	AQ	30
C.le Eolica GAMESA Energia Italia di Monte Ventrino	AQ	30
C.le Eolica GAMESA Energia Italia di Prati di Merse	AQ	24
C.le Eolica GAMESA Energia Italia di Monte Selva	AQ	20
C.le Eolica GAMESA Energia Italia di Gagliano Aterno	AQ	12
C.le Eolica GAMESA Energia Italia di Ortona	AQ	12
C.le Eolica GAMESA Energia Italia di Cerchio	AQ	9
C.le Eolica GAMESA Energia Italia di Monte Rimaggi	AQ	9
C.le C. Comb. FIAT ENERGIA di Valle Ufita-Flumeri	AV	400
C.le Eolica FRI-EL - ex Siper di Bisaccia	AV	47
C.le Eolica FOSTER WHEELER di Vallesaccarda	AV	23
C.le Eolica FRI-EL - ex Siper di Aquilonia	AV	22
C.le Eolica FRI-EL - ex Siper di Conza della Campania	AV	9
C.le C. Comb. ITALCEMENTI di Modugno	BA	800
C.le C. Comb. ELETTRAGLL di Bari	BA	400
C.le C. Comb. ELETTRA GLL di Lovere	BG	400
C.le C. Comb. ITALCEMENTI di Villa di Serio	BG	200
C.le RSU REA di Dalmine	BG	14
C.le RSU BAS di Bergamo	BG	13
C.le Eolica WIND di Ginestra degli Schiavoni	BN	19
C.le C. Comb. ENIPOWER di Brindisi	BR	1200
C.le C. Comb. EPI ENERGIA di Bedizzole	BS	400
C.le C. Comb. S.E.B. di Calvisano	BS	400
C.le RSU FOSTER WHEELER di Rovato	BS	18
C.le Idroel. TASSARA di Esine	BS	10
C.le Eolica UMWELTKONTOR di Monte S. Giovanni	CA	20
C.le Eolica UMWELTKONTOR di Monte Barega	CA	14
C.le C. Comb. ENERGIA di Termoli	CB	800
C.le C. Comb. FIAT ENERGIA di Termoli	CB	400
C.le C. Comb. POWER CONSULTIG COMPANY di Montenero di Bisaccia	CB	400

.....

<i>Impianto</i>	<i>Provincia</i>	<i>Potenza [MW]</i>
C.le C. Comb. A.M.I. di Sparanise	CE	800
C.le C. Comb. SONDEL di Orta di Atella	CE	800
C.le C. Comb. EDISON di Acerra	CE	760
C.le C. Comb. FIAT ENERGIA di Atesa – Paglieta	CH	400
C.le Eolica EDISON Energie Speciali di Monteferrante	CH	115
C.le C. Comb. ITALCEMENTI di Borgo San Dalmazzo	CN	800
C.le C. Comb. CARTIERE BURGO di Verzuolo	CN	120
C.le C. Comb. SONDEL di Altomonte	CS	800
C.le C. Comb. SONDEL di Pianopoli	CZ	800
C.le C. Comb. SONDEL di Simeri Crichi	CZ	800
C.le C. Comb. FOSTER WHEELER di Ferrara	FE	800
C.le Biomasse S. MARCO BIOENERGIE di Bando d'Argenta	FE	20
C.le C. Comb. FIAT ENERGIA di Foggia	FG	800
C.le C. Comb. MIRANT Italia di S. Severo	FG	400
C.le C. Comb. MPE di Pozzilli	IS	800
C.le C. Comb. MPE di Pertusola	KR	800
C.le C. Comb. SVILUPPO SOSTENIBILE SCANDALE di Scandale	KR	800
C.le C. Comb. POWER CONSULTING COMPANY di Pertusola	KR	400
C.le C. Comb. ROSELECTRA di Rosignano	LI	400
C.le RSU ECOWATT 2 di Cisterna Latina	LT	20
C.le Eolica ANEMON di Monte Cavallo - Serrav. Chienti	MC	90
C.le C. Comb. FIAT ENERGIA di Corbetta	MI	400
C.le RSU PRIMA di Trezzo sull'Adda	MI	15
C.le C. Comb. ENIPOWER di Mantova	MN	720
C.le C. Comb. ITALCEMENTI di Carrara	MS	250
C.le C. Comb. ITALCEMENTI di Matera	MT	800
C.le C. Comb. SONDEL di Salandra	MT	800
C.le Biomasse CARLO GAVAZZI GREEN POWER di Stigliano	MT	37
C.le Idroel. ENEL Produzione di Pieve Vergonte	NO	50
C.le Eolica UMWELTKONTOR di Ortuabis	NU	40
C.le Eolica ERGA di Monte Lusei-Brunco Esului	NU	38
C.le Eolica ERGA di Bronco Sant'Elia	NU	21
C.le Eolica UMWELTKONTOR di Monteferru	OR	38
C.le Idroel. ERGA di Tirso 1^ salto	OR	23
C.le Idroel. ERGA di Tirso 2^ salto	OR	5
C.le C. Comb. MIRANT Italia di Città Sant'Angelo	PE	360
C.le C. Comb. ENIPOWER di Sannazzaro dei Burqundi	PV	1200
C.le C. Comb. EDISON di Casei Gerola	PV	800
C.le C. Comb. VOGHERA ENERGIA di Voghera	PV	400

.....

<i>Impianto</i>	<i>Provincia</i>	<i>Potenza [MW]</i>
C.le RSU LOMELLINA ENERGIA di Parona	PV	14
C.le C. Comb. BUZZI - E.ON di Guidonia	RM	800
C.le C. Comb. FIAT ENERGIA di Colferro	RM	800
C.le C. Comb. ITALCEMENTI di Colferro	RM	800
C.le C. Comb. ENERGYDI di Velletri	RM	400
C.le C. Comb. BUZZI UNICEM di Santarcangelo di Romagna	RN	800
C.le RSU Gas AMIA di Coriano	RN	210
C.le Eolica FRI-EL - ex Siper di Castelnuovo di Conza	SA	10
C.le Eolica FRI-EL - ex Siper di Santomenna	SA	4
C.le C. Comb. ARCOLA PETROLIFERA di Arcola	SP	800
C.le Eolica ERGA di Monte Santa Venera	SR	25
C.le Eolica IVPC 2000 di Sicilia 2	SR	87
C.le Eolica IVPC Sardegna di Sardegna 4	SS	44
C.le Eolica ERGA di S. Turrina Manna	SS	25
C.le Eolica GAMESA ENERGIA di Bultei	SS	25
C.le Eolica GAMESA ENERGIA di Canaglia	SS	20
C.le Eolica GAMESA ENERGIA di Florinas	SS	20
C.le Eolica GAMESA ENERGIA di La Crucca	SS	20
C.le Eolica GAMESA ENERGIA di Pedru Ghisu	SS	15
C.le C. Comb. ENTERGY POWER Group di Cairo Montenotte	SV	800
C.le C. Comb. ITALIANA COKE di Cairo Montenotte	SV	400
C.le C. Comb. ABRUZZO ENERGIA di Giulianova	TE	800
C.le C. Comb. CUMIANA ENERGIA di Cumiana	TO	800
C.le C. Comb. ELETTRA GLL di Settimo Torinese	TO	800
C.le C. Comb. FIAT ENERGIA di Carmagnola	TO	800
C.le C. Comb. PI.EN di Leyni	TO	800
C.le C. Comb. FIAT ENERGIA di Rivalta	TO	400
C.le C. Comb. EDISON di Settimo Torinese	TO	250
C.le Idroel. AEM Torino di Pont Canavese	TO	20
C.le C. Comb. CAFFARO Energia di Torviscosa	UD	800
C.le C. Comb. UDINE Energia di Pozzuolo del Friuli	UD	400
C.le C. Comb. FIAT ENERGIA di Crescentino	VC	800
C.le C. Comb. MIRANT Italia di Portogruaro	VE	370
C.le C. Comb. EDISON di Marghera	VE	170
C.le C. Comb. EUGANEA Energia di Montecchio	VI	800
C.le C. Comb. EUROSEA di Gazzo Veronese	VR	800