

Relazione tecnica (riferimento delibera n.179/99)

ESITO DELL'ISTRUTTORIA CONOSCITIVA PER L'ACCERTAMENTO DELLA MASSIMA CAPACITÀ DI TRASPORTO DI ENERGIA ELETTRICA IN IMPORTAZIONE SULLE RETI DI INTERCONNESSIONE CON L'ESTERO E INDIVIDUAZIONE DI ULTERIORI ADEMPIMENTI DEL GESTORE DELLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE

1. Introduzione

A Il contesto normativo

1.1 La presente relazione tecnica riporta i principali risultati cui è pervenuta l'istruttoria conoscitiva in tema di *“Accertamento della massima capacità di trasporto di energia elettrica sulle reti di interconnessione con l'estero”*, avviata dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità), con delibera 14 aprile 1999, n.43 (di seguito: delibera n.43/99), al fine di individuare la massima capacità in importazione, nella configurazione attuale della rete di trasmissione italiana ed in quella futura, tenuto conto del nuovo contesto di liberalizzazione del mercato elettrico introdotto dal decreto legislativo 16 marzo 1999, n.79, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n.75 del 31 marzo 1999 (di seguito: decreto legislativo n.79/99). La relazione descrive gli aspetti normativi e tecnici più significativi e presenta i risultati emersi.

1.2 La delibera dell'Autorità 13 dicembre 1997, n.133, recante *“Parere al Ministero dei lavori pubblici in merito ad un'istanza di autorizzazione all'importazione/esportazione di energia elettrica presentata dall'Enel Spa”* prevedeva che l'Autorità medesima procedesse *“... in vista della prossima apertura del mercato elettrico nazionale, ad un accertamento tecnico sulla rete di interconnessione con l'estero per verificarne l'effettiva capacità di trasporto attuale e futura secondo gli ampliamenti programmati”* Ciò ai fini di:

- a) *“...meglio svolgere l'attività di regolazione avente ad oggetto le condizioni tecnico economiche di accesso e di interconnessione alle reti”*;

- b) individuare – in maniera trasparente - l’impatto introdotto dal rilascio di eventuali autorizzazioni o proroghe di autorizzazioni esistenti di importazione a titolo esclusivo alla società Enel Spa (di seguito: Enel) che, in base al decreto del Ministro dell’industria, del commercio e dell’artigianato 28 dicembre 1995, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie Generale, n. 39 del 16 febbraio 1996, era, tra l’altro, concessionaria unica dell’attività di importazione riservata allo Stato. Tale impatto si sarebbe riflesso:
- i) direttamente, sulla occupazione del livello massimo di capacità di importazione, dichiarato dalla medesima Enel in quanto, al contempo, gestore del sistema di trasmissione e di interconnessione nazionale;
 - ii) indirettamente, sul costituendo mercato elettrico in termini di condizioni ostative all’effettiva possibilità di reperire energia elettrica all’estero da parte di operatori diversi da Enel.

1.3 L’articolo 10, comma 2, del decreto legislativo n.79/99, ha disposto che *"Con provvedimento dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas sono individuati modalità e condizioni delle importazioni nel caso che risultino insufficienti le capacità di trasporto disponibili..."*. Per l’esercizio di tale funzione, l’Autorità ha visto rafforzarsi la necessità di disporre di informazioni attendibili circa la massima capacità di trasporto in importazione, nonché la articolazione di tale valore massimo in fasce di potenza importabile al fine della determinazione della *"...equa ripartizione complessiva tra mercato vincolato e mercato libero"*.

1.4 L’esigenza di conoscere la massima capacità di importazione è riconosciuta dal citato decreto legislativo, segnatamente all’articolo 10, comma 1, laddove si prescrive che *"il gestore individua le linee elettriche della rete di trasmissione nazionale interconnesse con i sistemi elettrici di altri stati, distinguendo quelli dell’Unione europea; comunica altresì al Ministro dell’industria, del commercio e dell’artigianato e all’Autorità per l’energia elettrica e il gas le rispettive capacità utilizzate per l’importazione e l’esportazione di energia elettrica nonché quelle disponibili per nuovi impegni contrattuali, riferite ad un periodo non inferiore ai dieci anni, tenuto conto anche dei margini di sicurezza per il funzionamento della rete"*. Di tale attribuzione è stato investito il gestore della rete di trasmissione nazionale (di seguito: Gestore) che, ai sensi del decreto legislativo soprarichiamato, avrebbe dovuto ottemperare a tale obbligo entro sei mesi dalla sua entrata in vigore.

B Gli obiettivi dell’istruttoria

1.5 Con le premesse di cui sopra, l’Autorità ha ritenuto opportuno avviare, con la delibera n.43/99, un’istruttoria conoscitiva per l’accertamento della massima capacità di importazione con anticipo rispetto alle comunicazioni attese da parte del Gestore ai sensi del citato articolo 10, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99 poichè:

- a) in attesa dell’emanazione del provvedimento del Ministro dell’industria, del commercio e dell’artigianato, di cui all’articolo 3, comma 4, del decreto legislativo n. 79/99 concernente l’assunzione di titolarità e funzioni del Gestore, l’Enel si trova *pro tempore* ad essere da un lato “...responsabile del corretto funzionamento della rete di trasmissione nazionale e delle attività di dispacciamento...” e quindi della gestione esclusiva, tramite una sua società controllata, dell’interconnessione con l’estero e, dall’altro, operatore elettrico interessato alle attività di importazione di energia elettrica che, ai sensi dell’articolo 1, comma 1, del decreto legislativo n.79/99, è attività non esclusiva ed esposta alla concorrenza;
- b) la deliberazione 18 febbraio 1999, n. 13 dell’Autorità, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 49 dell’1 marzo 1999 introduce la disciplina del vettoriamento internazionale di energia elettrica, e rende possibili le importazioni e le esportazioni di energia elettrica con l’estero rispettivamente a favore dei clienti idonei italiani e da parte dei produttori nazionali. La determinazione della capacità disponibile sull’interconnessione può contribuire all’eliminazione di fattori di incertezza che potrebbero gravare sugli operatori elettrici italiani ed esteri.

1.6 Più specificamente, l’istruttoria conoscitiva doveva consentire di:

- a) descrivere la situazione esistente del “sistema” di interconnessione italiano con le reti estere, evidenziandone oggettivamente le limitazioni tecniche con le relative motivazioni, alla luce del fatto che tale capacità potrebbe risultare, a breve, inadeguata nell’ambito della liberalizzazione del settore elettrico, configurandosi quindi come risorsa “scarsa”;
- b) definire possibili interventi di sviluppo dell’interconnessione medesima che potrebbero aumentarne la massima capacità di trasporto;
- c) determinare, nella maniera più trasparente ed obiettiva possibile, la massima capacità di importazione di energia elettrica adottando un approccio che metta in evidenza i vari fenomeni limitativi della stessa, delineando, ove possibile, l’importanza quantitativa di ciascuno di tali fenomeni;
- d) individuare la massima capacità di trasporto in importazione in dipendenza di parametri ambientali (ad es. stagionalità), tecnologici (ad es. livelli di tensione), normativi (responsabilità del Gestore e/o dei proprietari di porzioni della rete di trasmissione nazionale), tenendo conto dei criteri di sicurezza nella gestione del sistema elettrico italiano;
- e) articolare la massima capacità di trasporto così individuata in fasce di potenza importabile:
 - suddivise per i paesi elettricamente confinanti con l’Italia;
 - oggetto di contratti di importazione esistenti (ad esempio pluriennali);

- riservate all'uso del Gestore (ad esempio, regole UCTE - *Union pour la Coordination du Transport de l'Electricité*) o disponibili per l'allocazione ai diversi mercati (libero e vincolato).

1.7 Ai sensi dell'articolo 3, comma 2, del decreto legislativo n.79/99, il Gestore “gestisce i flussi di energia, i relativi dispositivi di interconnessione” e garantisce “l'adempimento di ogni altro obbligo volto ad assicurare la sicurezza e l'affidabilità...”. Pertanto, la determinazione della massima capacità di importazione avviene sotto la piena responsabilità del Gestore sia in termini di scelta del criterio di sicurezza da adottare per il sistema elettrico italiano, sia in termini di garanzia del funzionamento corretto e sicuro del sistema di trasmissione e di interconnessione nazionale con ogni altra rete estera interconnessa. I valori di capacità di trasporto qui riportati sono stati forniti dal Gestore sulla base di studi, simulazioni e di applicazione di metodologie derivate dall'esperienza di gestione del sistema elettrico. Il compendio di tali informative del Gestore, redatto specificamente per l'istruttoria conoscitiva, è riportato nel documento “Analisi della capacità massima di trasporto di energia elettrica sulle linee di interconnessione con l'estero” datato 8 ottobre 1999 (prot.GRTN/P1999000009) e successivamente integrato da ulteriore documentazione fornita dal Gestore a seguito di richiesta degli uffici dell'Autorità.

C Le ipotesi considerate

1.8 La valutazione della massima capacità di trasporto in importazione di energia elettrica dall'estero, così come definita nella delibera n. 43/99, risponde ad un preciso criterio di prevalenza nell'identificare lo scenario di importazione dall'estero come preponderante (in termini di scambi netti risultanti) ed altamente probabile (in termini di frequenza di accadimento) rispetto al simmetrico scenario di esportazione dall'Italia verso l'estero. Ciò è ragionevole in quanto, nel medio termine, vi è la possibilità di reperire energia elettrica all'estero a prezzi inferiori rispetto a quelli domestici.

1.9 L'accertamento in oggetto è stato svolto con le seguenti ipotesi:

- a) fissazione dell'orizzonte temporale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale alla data entro la quale possono entrare in servizio solo gli elettrodotti già progettati ed autorizzati ad oggi (come riportato nel decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 25 giugno 1999, n.123, pubblicato nel supplemento ordinario della Gazzetta Ufficiale, Serie generale n.151 del 30 giugno 1999). Come detto nel seguito tali progetti si riducono essenzialmente al solo cavo Italia-Grecia;
- b) considerazione negli studi e nelle analisi tecniche dei dati e delle informazioni disponibili sul sistema elettrico nazionale (generazione, trasmissione e domanda aggregata a livello di rete in altissima ed alta tensione), delle modalità di gestione dello stesso in condizioni normali e nei vari stati di esercizio perturbato;

- c) considerazione, nelle valutazioni tecniche, della conoscenza, pur a livello semplificato, delle reti elettriche estere interconnesse col sistema elettrico italiano e delle relative modalità di gestione. Tali informazioni sono note al Gestore sulla base della pluriennale esperienza di esercizio delle interconnessioni con l'estero ed in quanto membro della UCTE, organismo che raggruppa gli operatori elettrici interconnessi a livello europeo;
- d) considerazione che la valutazione in oggetto possa essere svolta analizzando scenari di funzionamento (presunti o ricostruiti a partire da casi reali) della rete di trasmissione nazionale e dell'interconnessione con l'estero che possono essere considerati come "rappresentativi" delle molteplici situazioni che si possono realmente stabilire sul sistema elettrico;
- e) limiti di funzionamento permanente (e transitorio, qualora definito) dei componenti la rete di trasmissione, in relazione alle temperature massime ammissibili, alla temperatura ambiente ed alle caratteristiche tecnologiche specifiche di ogni singolo elettrodotto come dichiarati dal Gestore sulla base di procedure interne all'Enel Spa. Tali valori potranno essere oggetto di apposite dichiarazioni (ad esempio sullo stato di consistenza funzionale degli impianti di trasmissione) nell'ambito della convenzione che regolerà i rapporti tra Gestore e proprietari di porzioni della rete di trasmissione nazionale (e quindi dei dispositivi di interconnessione) sotto la piena responsabilità dei suddetti proprietari o di coloro che ne hanno la disponibilità. E' ragionevole, pertanto, aspettarsi eventuali modificazioni a tali valori che potrebbero indurre alla revisione dell'analisi sulla massima capacità di importazione;
- f) considerazione, quale condizione limitante per la definizione della massima capacità di trasporto, del funzionamento del sistema a regime e in condizioni di sicurezza con l'applicazione del criterio N-1 (si veda la definizione al paragrafo 3.10), in quanto in tali condizioni non si evidenziano particolari problemi in termini di transitori dinamici del sistema elettrico o di instabilità della tensione.

1.10 Va inoltre rilevato che le determinazioni dei valori della massima potenza importabile da ogni singola frontiera elettrica dovranno essere condivise (da un punto di vista tecnico) anche dai gestori responsabili delle reti di trasmissione dei paesi transfrontalieri rispetto all'Italia. Tale materia è attualmente allo studio da parte della stessa UCTE e della nuova associazione di Gestori delle reti di trasmissione comunitarie (ETSO – *European Transmission System Operators*).

2. Caratteristiche delle reti di interconnessione con l'estero e possibili sviluppi futuri

A Situazione esistente

2.1 La rete elettrica italiana è attualmente interconnessa con le reti dei paesi confinanti tramite 5 linee a 380 kV, di cui una a doppia terna (Rondissone (Italia)-Albertville (Francia)), 9 linee a 220 kV ed una stazione di conversione corrente alternata/corrente continua situata a Lucciana (Corsica), avente potenza nominale di 50 MW. Le linee che, ad oggi, costituiscono la rete di interconnessione in corrente alternata con l'estero sono riportate nella tabella 1.

Tabella 1: Linee di interconnessione con l'estero in corrente alternata

Linea stazione italiana - stazione estera	Tensione nominale [kV]	Paese estero	Lunghezza tratto italiano [km]
Venaus - Villarodin	380	Francia	9
Rondissone - Albertville (*)	380	Francia	120
Camporosso - Broc Carros	220	Francia	10
Bulciago - Soazza	380	Svizzera	79
Musignano - Lavorgo	380	Svizzera	6
Pallanzeno - Morel	220	Svizzera	20
Mese - Gorduno	220	Svizzera	32
Sondrio - Robbia	220	Svizzera	25
Ponte - Airolò	220	Svizzera	10
Avise - Riddes	220	Svizzera	20
Valpelline - Riddes	220	Svizzera	14
Redipuglia - Divaccia	380	Slovenia	10
Padriciano - Divaccia	220	Slovenia	2
Soverzene - Lienz	220	Austria	57

(*) Linea in doppia terna.

Fonte: Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa.

B Sviluppi attesi

2.2 I piani di espansione della rete di interconnessione prevedono un solo progetto di elettrodotto relativo al collegamento elettrico in corrente continua Italia-Grecia a 400 kV in corso di realizzazione con cavo sottomarino attraverso il canale d'Otranto, la cui entrata in servizio è prevista per il 2002. Tale collegamento aumenterà il valore della massima potenza complessivamente importabile di ulteriori 600 MW sulla frontiera elettrica italo-greca.

3. Metodologia per l'accertamento della massima capacità di trasporto sulle reti di interconnessione

A Capacità totale al limite termico

3.1 Ai fini dell'accertamento della massima capacità di trasporto è necessario valutare preliminarmente la capacità totale al limite termico delle linee (GTC - *Gross Transmission Capacity*) definita come la somma – indipendentemente dalla direzione del flusso energetico –

della potenza elettrica trasportata (al netto delle perdite) al limite termico da tutte le linee che costituiscono l'interconnessione.

Per ciascuna linea, la potenza al limite termico corrisponde alla massima potenza che la linea può trasportare in condizioni di funzionamento continuo senza che venga superata la massima temperatura di funzionamento, come definita al paragrafo 3.5, per il conduttore.

3.2 La temperatura a cui il conduttore si porta in condizioni di funzionamento continuo dipende direttamente dall'energia termica prodotta e dispersa nell'ambiente per effetto delle perdite di energia e quindi dalla corrente elettrica che fluisce nella linea (¹).

Lo smaltimento dell'energia termica dipende in maniera proporzionale dalla ventilazione naturale e dalla differenza tra la temperatura del conduttore e la temperatura ambiente.

3.3 Da quanto esposto, avendo assunto valori per la temperatura ambiente, per la ventilazione naturale e fissata la temperatura massima del conduttore, dipendente a sua volta dalle caratteristiche costruttive della linea e dalle condizioni ambientali ed orografiche del territorio su cui insiste la medesima (²), è possibile determinare la massima corrente che può fluire nella linea in condizioni di funzionamento continuo con la metodologia descritta nella documentazione fornita dal Gestore. Quando sia noto il valore della corrente massima e data la tensione media di esercizio (³), è possibile determinare la corrispondente potenza massima di ciascuna linea di interconnessione (capacità al limite termico).

3.4 In alcuni casi la corrente massima che può fluire in una determinata linea è limitata non tanto dalla temperatura massima del conduttore, quanto dalla presenza di altri componenti di rete, accessori al conduttore stesso, che possono quindi costituire “colli di bottiglia” per l'importazione.

3.5 La determinazione dei valori di GTC è stata condotta suddividendo l'anno solare in:

- a) un periodo estivo, comprendente i mesi tra aprile ed ottobre (inclusi);
- b) un periodo invernale, comprendente i restanti mesi (novembre-marzo);

in ragione delle diverse temperature ambiente che consentono capacità di trasporto sensibilmente differenti. Tale differenziazione rappresenta un superamento dell'impostazione adottata in passato da Enel che prevedeva l'utilizzo su tutto l'anno dei valori estivi.

¹) Le perdite di energia in una linea elettrica sono, in linea teorica, direttamente proporzionali al quadrato della corrente che fluisce nella linea.

²) L'aumento della temperatura del conduttore determina l'allungamento del medesimo e quindi riduce la distanza tra il conduttore e il suolo. Tale distanza deve, in ogni caso, rimanere al di sopra di un valore minimo definito dalla normativa vigente per ragioni funzionali e di sicurezza per persone e cose.

³) La tensione media di esercizio è il valore medio della tensione in condizioni di funzionamento normali.

I valori dei parametri utilizzati, in maniera convenzionale, per i calcoli sono:

- temperatura massima ammissibile del conduttore in condizioni di funzionamento continuo 75°C
- temperatura ambiente 10°C (periodo invernale)
30°C (periodo estivo)
- velocità del vento 2 km/h
- tensioni medie di esercizio 400 e 220 kV

3.6 La capacità totale trasmissibile al limite termico calcolata in questo modo risulta superiore a quella ottenibile con i criteri di calcolo utilizzati in ambito UCTE (che prevedono, a parità di condizioni di ventilazione, una temperatura ambiente di 35°C e tensioni medie di esercizio di 380 e 220 kV).

B Capacità totale trasmissibile

3.7 La capacità totale trasmissibile (TTC - *Total Transfer Capability*) è la massima potenza che può essere complessivamente scambiata con continuità tra due aree elettriche assicurando la sicurezza di esercizio dei rispettivi sistemi elettrici.

3.8 La capacità totale al limite termico, come definita in precedenza, non corrisponde alla reale capacità totale trasmissibile, poiché diversi fattori, legati alle caratteristiche topologiche ed elettriche delle reti interconnesse ed ai criteri di esercizio del sistema elettrico in sicurezza, concorrono alla limitazione della capacità totale di interscambio con l'estero.

Nei seguenti paragrafi sono illustrati i principali fattori che limitano la potenza massima che può essere scambiata con l'estero e che concorrono alla definizione di TTC.

3.9 Il caricamento dei singoli elettrodotti che costituiscono la rete di interconnessione dipende principalmente dalle modalità di ripartizione dei flussi di potenza sulle reti italiane ed estere ed è influenzato dai seguenti fattori:

- a) caratteristiche elettriche non uniformi delle linee di interconnessione e dalle caratteristiche topologiche delle reti di trasmissione nazionale ed estere interconnesse e dagli schemi di rete adottati;
- b) dislocazione e dal dispacciamento delle unità di generazione;
- c) dislocazione dei centri di carico.

Questi fattori determinano il caricamento non equilibrato delle linee di interconnessione con l'estero e quindi l'impossibilità di utilizzare

completamente la capacità di trasporto al limite termico di tutti gli elettrodotti. A causa di tale fenomeno è possibile identificare dei flussi di ricircolo sulle reti interconnesse.

3.10 Il mantenimento della sicurezza di esercizio del sistema elettrico interconnesso impone la verifica delle varie situazioni di funzionamento del sistema elettrico interconnesso attraverso l'applicazione di opportuni criteri la quale determina un'ulteriore riduzione del valore di potenza massima che può essere importata dall'estero.

Il criterio utilizzato per la verifica della sicurezza statica sulla rete di trasmissione nazionale ed adottato per la definizione del valore di TTC è il criterio di sicurezza deterministico N-1. Tale criterio, già adottato come raccomandazione ed ora diventato regola in ambito UCTE, prevede che il funzionamento sia sicuro, cioè senza violazioni sui limiti dei componenti, anche a seguito del fuori servizio di uno qualsiasi dei componenti della rete interconnessa, presi uno alla volta ed indipendentemente dalla probabilità di guasto di ciascuno.

3.11 I valori massimi dei transiti di potenza sulle linee utilizzati ai fini dell'applicazione del criterio di sicurezza N-1 sono superiori del 20 % ai limiti di funzionamento permanenti in quanto, in caso di fuori servizio di un elemento del sistema elettrico, è previsto l'intervento del Gestore che provvede, in tempi sufficientemente brevi (qualche decina di minuti), a riportare i valori delle grandezze elettriche nei limiti di funzionamento permanenti.

3.12 La determinazione della capacità totale trasmissibile dall'estero (TTC) richiede l'identificazione di una serie di situazioni il più possibile rappresentative del funzionamento del sistema elettrico interconnesso e l'effettuazione su queste delle opportune verifiche di sicurezza. A tale fine sono stati analizzati dal Gestore diversi stati del funzionamento della rete e del parco di generazione, verificatisi nell'ambito del sistema elettrico negli ultimi 12 mesi e che sono ritenuti tipici, sulla base di criteri tecnici generali e dell'esperienza acquisita nella gestione del sistema elettrico italiano interconnesso con il resto del sistema UCTE.

La scelta è stata effettuata identificando situazioni alle ore 03:00 e 09:00 dei giorni:

- a) invernali di dicembre 1998 (giorno 6 di alto carico e giorno 14 di basso carico) e gennaio 1999 (giorno 17 di alto carico e giorno 26 di basso carico); tali mesi rappresentano delle situazioni di funzionamento aventi elevati carichi di tipo invernale e caratterizzati da bassa disponibilità di risorse idrauliche;
- b) primaverili di aprile 1999 (giorno 3 di alto carico e giorno 12 di basso carico) e maggio 1999 (giorno 15 di alto carico e giorno 30 di basso carico); tali mesi rappresentano delle situazioni di funzionamento con elevata disponibilità di risorse idrauliche, soprattutto nel mese di maggio;
- c) estivi di luglio 1999 (giorno 13 di basso carico e giorno 17 di alto carico) e agosto 1999 (giorno 5 di alto carico e giorno 9 di basso carico)

carico); tali mesi rappresentano rispettivamente di situazioni di funzionamento con elevati carichi di tipo estivo con elevata disponibilità di risorse idrauliche nel mese di luglio e consistenti attività di manutenzione con bassi carichi di tipo estivo nel mese di agosto;

d) autunnale di ottobre 1999 (giorno 14).

La verifica di sicurezza eseguita sulle situazioni di esercizio sopra definite ha consentito di definire i valori della capacità totale riportati nella sezione 4 0.

C Margine operativo di trasmissione

3.13 Al fine di garantire la sicurezza del funzionamento è necessario riservare una porzione della capacità netta trasmissibile per:

- a) la gestione delle deviazioni (non intenzionali) della potenza prodotta rispetto alla programmazione prestabilita e delle variazioni dei carichi rispetto alle previsioni;
- b) la banda di regolazione secondaria frequenza-potenza;
- c) la riserva di soccorso in comune con i paesi esteri (mutuo soccorso) concordata in sede internazionale.

Tale porzione prende il nome di margine operativo di trasmissione (TRM - *Transmission Reliability Margin*) e riduce ulteriormente la capacità utilizzabile per le importazioni.

D Capacità netta trasmissibile

3.14 La capacità netta trasmissibile (NTC - *Net Transfer Capacity*) è la capacità complessivamente utilizzabile per le importazioni ed è definita come la differenza tra la capacità totale trasmissibile sulle linee di interconnessione con l'estero (TTC) e il margine operativo di trasmissione (TRM):

$$\text{NTC} = \text{TTC} - \text{TRM}$$

E Capacità disponibile

3.15 La capacità complessivamente disponibile e allocabile per le importazioni (ATC - *Available Transfer Capability*) risulta dalla sottrazione al valore della capacità netta trasmissibile dell'ammontare dei contratti di importazione pluriennali esistenti:

$$\text{ATC} = \text{NTC} - \text{Contratti pluriennali}$$

4. Accertamento della massima capacità di trasporto sulle reti di interconnessione

A Valori della capacità totale al limite termico

4.1 Nella tabelle seguenti sono riportati, per ciascuna linea di interconnessione con la rete di trasmissione UCTE, i valori delle capacità massime al limite termico, relativi ai periodi invernale ed estivo e calcolati con la metodologia descritta nella sezione 3 0.

Sono stati inoltre evidenziati i casi nei quali la capacità di trasporto è limitata da elementi accessori d'impianto anziché dal limite termico del conduttore.

4.2 La tabella 2 riporta le capacità massime per ciascuna linea di interconnessione con l'estero utilizzabili nel periodo invernale. In tale periodo la capacità totale al limite termico (GTC) risulta pari a 11.950 MVA che, considerando un fattore di potenza medio pari a 0,95, corrispondono a circa 11.350 MW ai quali si sommano 50 MW relativi stazione di conversione corrente alternata/corrente continua situata a Lucciana.

Tabella 2: Capacità massime al limite termico delle linee di interconnessione con l'estero nei mesi invernali

Linea	Paese	Tensione Nominale [kV]	Corrente massima [A]	Capacità massima [MVA]
Venaus-Villarodin	Francia	380	1.780	1.233
Rondissone-Albertville 1	Francia	380	2.350	1.628
Rondissone-Albertville 2	Francia	380	2.350	1.628
Camporosso-Broc Carros	Francia	220	960 ^(*)	366 ^(*)
Bulciago-Soazza	Svizzera	380	1.600 ^(*)	1.109 ^(*)
Musignano-Lavorgo	Svizzera	380	2.000 ^(*)	1.386 ^(*)
Pallanzeno-Morel	Svizzera	220	800 ^(*)	305 ^(*)
Mese-Gorduno	Svizzera	220	892	340
Sondrio-Robbia	Svizzera	220	892	340
Ponte-Airolo	Svizzera	220	892	340
Avise-Riddes	Svizzera	220	960 ^(*)	366 ^(*)
Valpelline-Riddes	Svizzera	220	960 ^(*)	366 ^(*)
Redipuglia-Divaccia	Slovenia	380	2.880 ^(*)	1.995 ^(*)
Padriciano-Divaccia	Slovenia	220	720 ^(*)	274 ^(*)
Soverzene-Lienz	Austria	220	720 ^(*)	274 ^(*)

(*) Corrente massima limitata da componenti accessori d'impianto.

Fonte: Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa.

4.3 Nel caso in cui venissero rimosse le limitazioni imposte dai componenti accessori d'impianto, anche tramite accordi con gli altri paesi interessati dalle stesse, la GTC nel periodo invernale potrebbe passare a 13.048 MVA, corrispondenti all'incirca a 12.400 MW.

4.4 Nella tabella 3 sono riportate le capacità massime per ciascuna linea di interconnessione con l'estero utilizzabili nei mesi estivi. In tale periodo la capacità totale è pari a 10.220 MVA, corrispondenti all'incirca a 9.700 MW. Durante il periodo estivo, le limitazioni imposte dai componenti accessori d'impianto sono trascurabili e il principale elemento limitante risulta essere il conduttore stesso.

Tabella 3: Capacità massime al limite termico delle linee di interconnessione con l'estero nei mesi estivi

Linea	Paese	Tensione nominale [kV]	Corrente massima [A]	Capacità massima [MVA]
Venaus-Villarodin	Francia	380	1.435	994
Rondissone-Albertville 1	Francia	380	1.888	1.308
Rondissone-Albertville 2	Francia	380	1.888	1.308
Camporosso-Broc Carros	Francia	220	948	361
Bulciago-Soazza	Svizzera	380	1.453	1.007
Musignano-Lavorgo	Svizzera	380	1.826	1.265
Pallanzeno-Morel	Svizzera	220	723	276
Mese-Gorduno	Svizzera	220	723	276
Sondrio-Robbia	Svizzera	220	723	276
Ponte-Airolo	Svizzera	220	723	276
Avise-Riddes	Svizzera	220	819	312
Valpelline-Riddes	Svizzera	220	819	312
Redipuglia-Divaccia	Slovenia	380	2.457	1.702
Padriciano-Divaccia	Slovenia	220	720 ^(*)	274 ^(*)
Soverzene-Lienz	Austria	220	720 ^(*)	274 ^(*)

() Corrente massima limitata da componenti accessori d'impianto.*

Fonte: Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa.

4.5 Nella convenzione tipo regolante i rapporti tra Gestore e proprietari delle reti di trasmissione nazionale, che verrà proposta dall'Autorità al Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato ai sensi dell'articolo 3, comma 8, del decreto legislativo 79/99, si è ipotizzata la piena responsabilità del proprietario nel definire i limiti di funzionamento permanente e transitorio dei componenti la rete di trasmissione, in relazione alle loro temperature massime ammissibili, alla temperatura ambiente, alle caratteristiche meccaniche specifiche di ogni singolo elettrodotto (verifica della distanza minima dal suolo). Pertanto le capacità massime al limite termico definite nelle precedenti tabelle 2 e 3 e, di conseguenza, i valori delle capacità definiti nei paragrafi seguenti potranno variare in relazione ai limiti di funzionamento che verranno dichiarati dal proprietario.

B Valori della capacità totale trasmissibile

4.6 Il valore complessivo della capacità totale trasmissibile (TTC), determinato con la metodologia descritta nella sezione 3 B, risulta pari a 6.000 MW per il periodo invernale e pari a 5.500 MW per il periodo estivo.

4.7 La tabella 4 riporta, per ciascuna frontiera elettrica, i valori di TTC nell'attuale configurazione della rete di trasmissione nazionale, relativamente al periodo invernale, al periodo estivo ed al mese di agosto.

Tabella 4: Valori di TTC

	Periodo invernale [MW]	Periodo estivo [MW]	Agosto [MW]
FRANCIA	2.300	2.100	1.100
SVIZZERA	3.100	2.800	1.100
AUSTRIA	250	250	100
SLOVENIA	350	350	200
TOTALE	605.4	604.9	302.2

Fonte: Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa.

4.8 I valori riportati in tabella 4 sono più elevati rispetto ai valori della potenza complessiva importabile così come dichiarata da Enel nel passato. Alcune osservazioni circa i principali fattori limitanti il parametro TTC sulle varie frontiere elettriche sono riportate nella sezione 5.

4.9 In ogni caso i valori di TTC riportati nella tabella 4 possono essere soggetti a riduzione principalmente a causa:

- a) di interventi di manutenzione occasionale o eventuali guasti sulle linee di interconnessione con l'estero e su quegli elementi di rete, sia nazionali che esteri, che influenzano i transiti sull'interconnessione;

- b) del dispacciamento di produzioni estere, che non sono sotto il controllo del Gestore italiano, in particolari situazioni di esercizio (alta idraulicità, indisponibilità di grosse unità di produzione, ecc.), che sono distorcenti rispetto all'uniforme utilizzo delle linee di interconnessione e limitano quindi la capacità trasmissibile totale.

4.10 Per le motivazioni di cui al paragrafo 4.9 i valori di TTC possono subire ulteriori riduzioni temporanee con preavviso non preventivate a livello annuale. Secondo stime del Gestore tali riduzioni interesserebbero circa 50÷60 giorni all'anno (al netto del mese di agosto). Una proposta per il superamento di tali riduzioni temporanee a favore della garanzia della totale TTC è riportata nella sezione 5.

C Valori del margine operativo di trasmissione

4.11 L'esperienza di esercizio sulla rete di trasmissione nazionale ha consentito, coerentemente con quanto assunto nella sezione 3 C, di fissare per il margine operativo di trasmissione (TRM) il valore di 600 MW per il periodo invernale, di 500 MW per il periodo estivo e di 300 MW per il mese di agosto.

Nella tabella 5 vengono forniti, disaggregati per frontiera elettrica, i valori di TRM per il periodo invernale ed estivo.

Tabella 5: Valori di TRM

	Periodo invernale [MW]	Periodo estivo [MW]	Agosto [MW]
FRANCIA	300	300	100
SVIZZERA	200	100	100
AUSTRIA	50	50	50
SLOVENIA	50	50	50
TOTALE	600	500	300

Fonte: Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa.

D Valori della capacità netta trasmissibile

4.12 Per il sistema elettrico italiano la NTC risulta, applicando la formula illustrata nella sezione 3 D, pari a 5.400 MW per il periodo invernale, 5.000 MW per il periodo estivo e 2.200 MW per il mese di agosto.

La tabella 6 riporta, disaggregati per frontiera elettrica, i valori di NTC nell'attuale configurazione della rete di trasmissione nazionale, per il periodo invernale ed estivo.

Tabella 6: Valori di NTC

	Periodo invernale [MW]	Periodo estivo [MW]	Agosto [MW]
FRANCIA	2.000	1.800	1.000
SVIZZERA	2.900	2.700	1.000
AUSTRIA	200	200	50
SLOVENIA	300	300	150

TOTALE	504.9	504.5	202
---------------	--------------	--------------	------------

Fonte: Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa.

E Valori della capacità disponibile

4.13 Nella tabella 7 si riporta il quadro complessivo, a partire dall'anno 2000, dei contratti di importazione pluriennali stipulati dall'Enel. Sono distinti per paese di importazione, durata, capacità impegnate ed energia contrattata in GWh. Come si evince dai dati riportati nelle tabelle 6 e 7, alla data dell'1 gennaio 2000, la capacità disponibile sulle linee di interconnessione con l'estero per nuovi impegni contrattuali (ATC) sarà pari a 2.650 MW nel periodo invernale (2.800 MW dalla fine del mese di gennaio) e 2.400 MW nel periodo estivo.

4.14 Per effetto del fenomeno dei flussi di ricircolo fra frontiere elettriche, i valori riportati nella tabella 7 rappresentano i programmi di scambio di potenza tra i paesi e non la potenza che, per effetto di tali programmi, transita sulle relative frontiere. Pertanto, la formula per il calcolo dell'ATC riportata al paragrafo 3.15, corretta per la potenza complessivamente importabile, non è direttamente applicabile agli interscambi sulle singole frontiere elettriche.

Tabella 7: Contratti pluriennali in capo all'Enel Spa all'1 gennaio 2000

Frontiera	Contratto (**)	Data di scadenza dei contratti	Potenza max contrattata [MW]	Energia totale(*) [GWh/anno]
Francia	Contratto 1	31/12/ 2007	1.800 (1.400 dal 1/1/03)	14.488 (9.150 dal 1/1/03)
Svizzera	Contratto 2	31/12/2011	600	5.021
	Contratto 3	31/12/2002	200	1.603
Austria	Contratto 4	29/01/2000	100	70
	Contratto 5	31/01/2000	50	37
TOTALE			2.750	21.219

(*) *Stima.*

(**) *Denominazione convenzionale dei contratti.*

Fonte: Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa.

F Articolazione della capacità totale trasmissibile per gli anni 2000-2009

4.15 Nelle figure che seguono è riportata la suddivisione della capacità massima di trasporto della rete di interconnessione con l'estero per gli anni 2000-2009. In particolare è evidenziato l'incremento della capacità disponibile (ATC) legato alla scadenza dei contratti pluriennali in capo all'Enel ed all'entrata in servizio dell'elettrodotto Italia-Grecia.

Figura 1: Capacità di interconnessione con l'estero – Anno 2000 [MW]

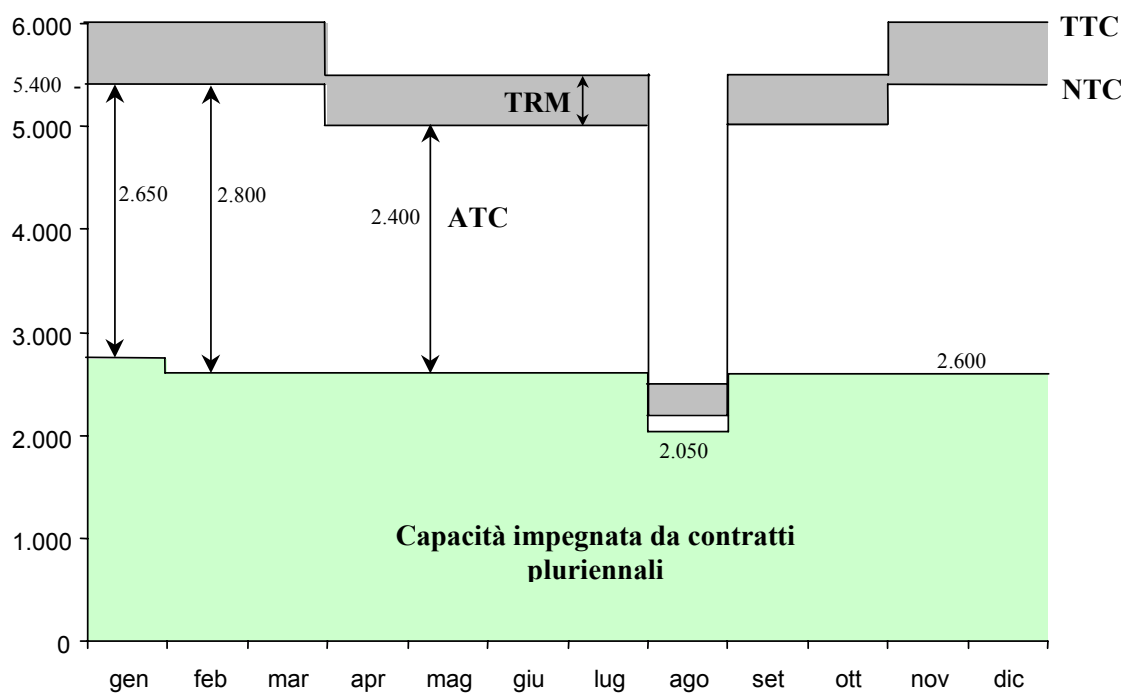


Figura 2: Capacità di interconnessione con l'estero – Anno 2001-2002 [MW]

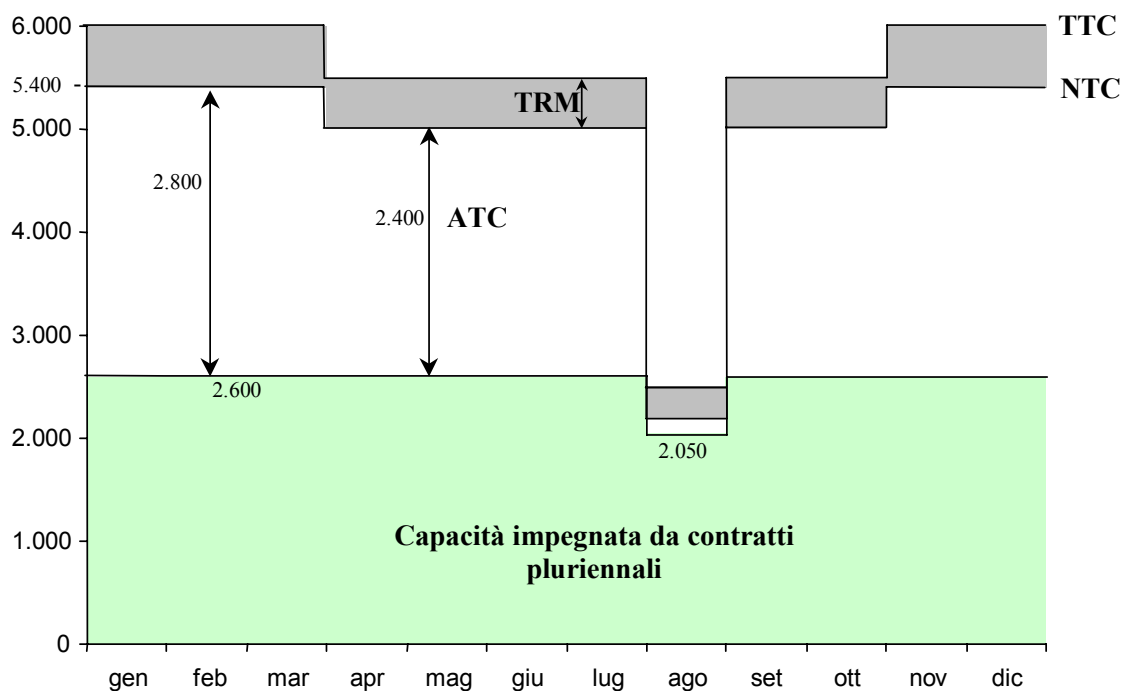


Figura 3: Capacità di interconnessione con l'estero – Previsione per gli anni 2003-2007 [MW]

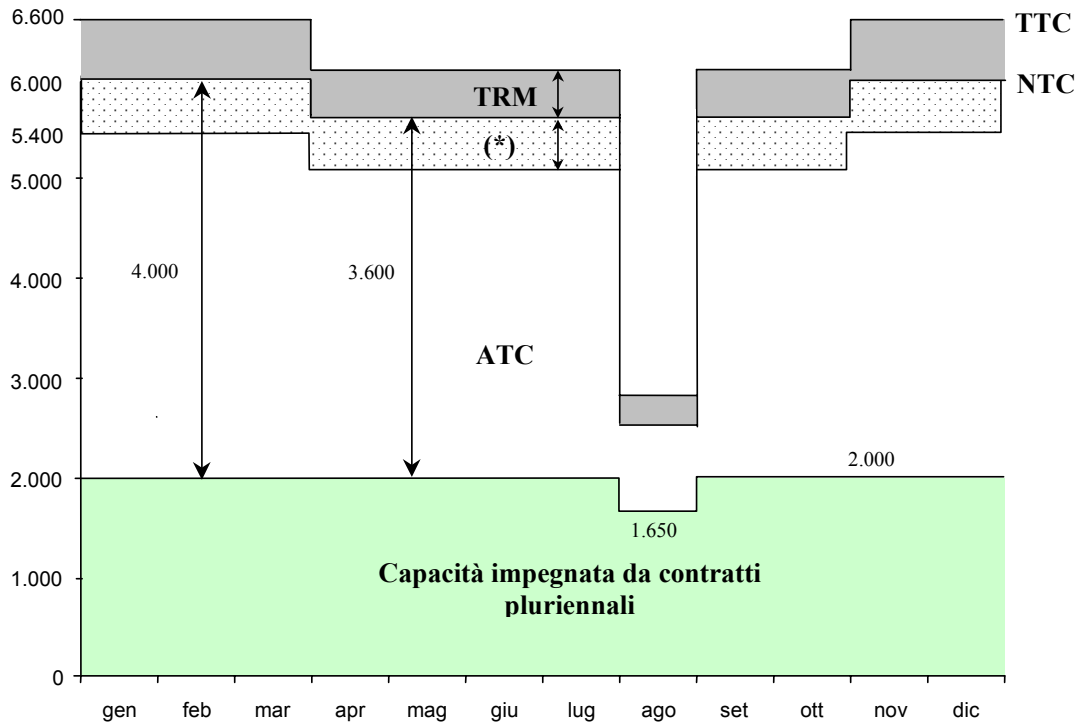
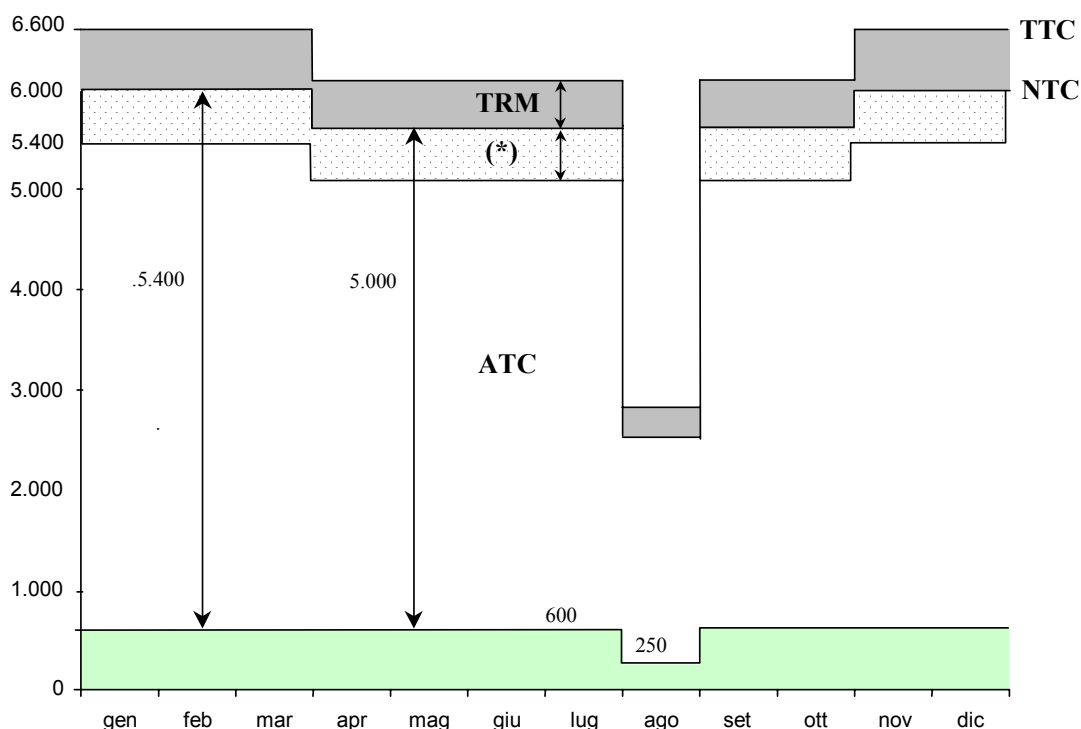


Figura 4: Capacità di interconnessione con l'estero – Previsione per gli anni 2008-2009 [MW]



(*) Porzione di ATC sulla frontiera elettrica tra Italia e Grecia legata al collegamento in corrente continua. Si fa presente che in questo caso il criterio di sicurezza N-1 non è applicabile (essendo il collegamento unico).

5. Osservazioni e opzioni in tema di massima capacità di trasporto

5.1 L'Autorità ritiene opportuno formulare alcune osservazioni in merito a specifici aspetti posti in evidenza dall'istruttoria conoscitiva, che potrebbero essere oggetto di più approfondita valutazione.

A Principali fattori limitanti la massima capacità di trasporto

5.2 Dall'analisi della documentazione fornita dal Gestore nel corso dell'istruttoria conoscitiva appare, per quanto riguarda la massima capacità di trasporto sull'interconnessione, che:

- 1) Nel corso del periodo invernale convenzionale la capacità di trasporto sull'interconnessione è più elevata grazie alle inferiori temperature ambientali, ma il periodo viene limitato dal Gestore a 5 mesi (novembre-marzo) all'anno;
- 2) Nelle situazioni di elevata importazione dall'estero, come è stato illustrato nei paragrafi 3.9 e 3.10, il Gestore pone limiti alla capacità di trasporto sull'interconnessione attraverso il parametro TTC a motivo di:
 - i) caricamento non equilibrato delle linee di interconnessione in conseguenza degli schemi di rete adottati in Italia ed all'estero ed in relazione alle caratteristiche tecniche delle medesime, nonché

alla dislocazione non uniforme sul territorio delle unità di generazione e al loro dispacciamento;

- ii) necessità di garantire la sicurezza del sistema, mediante l'adozione del criterio di sicurezza N-1 applicato dal Gestore.

Le limitazioni che portano a definire la TTC possono essere a loro volta identificate e analizzate per frontiera elettrica tenendo conto del sistema di interconnessione con il singolo paese transfrontaliero.

Da tale analisi risulta che:

- a) la frontiera francese, in termini di massimo interscambio in importazione con l'Italia, potrebbe essere limitata dal corrispondente interscambio massimo italo-svizzero a causa del fenomeno dei cosiddetti flussi di ricircolo. Segnatamente, anche nella situazione in cui tutti i componenti della rete di trasmissione nazionale e delle linee di interconnessione sono considerati in servizio (cioè in situazione N, senza applicare il criterio di sicurezza N-1), le linee che costituiscono l'interconnessione tra Francia e Italia non possono essere utilizzate al limite superiore per non violare i limiti di transito sulla frontiera tra la Svizzera e l'Italia. Ciò equivale ad identificare la presenza di un flusso di ricircolo nello stesso verso delle importazioni sulla frontiera con la Svizzera ed in verso contrario alle importazioni dalla Francia. Relativamente alla frontiera francese risultano rilevanti soprattutto i fenomeni citati al precedente punto i). Pertanto, l'applicazione del criterio di sicurezza N-1 (punto ii)) non ridurrebbe in maniera sensibile il valore di TTC sulla frontiera italo-francese precedentemente calcolato in situazione N;
- b) il massimo interscambio italo-svizzero è limitato dai fenomeni di cui al punto i) che determinano un caricamento elevato dei due elettrodotti a 380 kV esistenti su tale frontiera. Cambiamenti di assetto di rete (configurazione) nel lato svizzero potrebbero portare ad ulteriori riduzioni della potenza che può effettivamente transitare sull'interconnessione;
- c) il massimo interscambio con l'Austria risulta sostanzialmente limitato dalla capacità al limite termico dell'unica linea che costituisce l'interconnessione;
- d) il massimo interscambio con la Slovenia è fortemente limitato dai problemi di sicurezza (punto ii)) legati alla presenza di una sola linea a 380 kV sull'interconnessione e alla dipendenza solo marginale della frontiera elettrica slovena dal resto dell'interconnessione. La potenza massima che può transitare sull'interconnessione in condizioni di sicurezza N-1 risulta solo di poco superiore alla capacità al limite termico della linea a 220 kV Padriciano – Divaccia, in quanto tale linea deve trasportare quasi tutta la potenza scambiata sulla frontiera slovena in caso di guasto della linea a 380 kV;
- e) in alcuni casi la massima potenza di trasporto di ciascuna linea risulta limitata non tanto dal limite termico del conduttore, quanto dalla presenza nelle stazioni afferenti tale linea di componenti accessori il cui dimensionamento sembrerebbe non adeguatamente coordinato

con quello del conduttore (ad esempio riduttori di tensione e di corrente, bobine di sbarramento per il sistema ad onde convogliate).

- 3) La capacità di trasporto disponibile sull'interconnessione può subire delle riduzioni con preavviso nell'arco dell'anno per le ragioni indicate ai paragrafi 4.9 e 4.10. Ai fini della quantificazione più precisa dell'entità di tali riduzioni, sarebbe opportuno disporre di una stima, eventualmente basata su dati di consuntivo, dell'energia complessivamente non importata nell'anno a causa delle riduzioni di TTC;
- 4) il valore dichiarato di TRM, che concorre alla definizione della capacità disponibile (NTC), pur essendo stato valutato in base alle effettive esigenze del sistema elettrico italiano, è affetto da un grado di incertezza più elevato rispetto alla TTC principalmente a causa:
 - dell'entità dei possibili errori nella previsione del fabbisogno;
 - della capacità della generazione a seguire le variazioni del fabbisogno (load-following) che può variare a causa, ad esempio, di indisponibilità per guasto o di ritardi nella presa di carico di alcuni gruppi;
- 5) la presenza di diversi soggetti gestori di reti di trasmissione direttamente connessi con la rete di trasmissione nazionale italiana – in qualche caso anche più d'uno per ogni Stato - coinvolti nella gestione delle reti interconnesse con l'Italia pone un problema di compatibilità e di coordinamento delle procedure di gestione alle frontiere.

B Possibili opzioni per il superamento dei fattori limitanti la massima capacità di trasporto

5.3 Di seguito si propongono alcune opzioni per interventi di modifica delle infrastrutture di trasmissione, e di gestione della rete elettrica, con l'obiettivo di incrementare la capacità massima di trasporto sull'interconnessione attraverso il superamento degli effetti di alcuni dei fenomeni limitanti elencati nella sezione 5.0. Gli interventi, che potranno essere oggetto di analisi allo scopo di valutarne la realizzabilità da un punto di vista tecnico ed economico e valutarne altresì i possibili benefici, comprendono:

- 1) Durata del periodo invernale convenzionale potrebbe essere estesa a sette mesi (ottobre-aprile), in considerazione dell'ambiente alpino con temperature invernali particolarmente basse ed anche al fine di armonizzare tale durata con quanto è in fase di definizione in ambito CEI (*Comitato elettrotecnico italiano*) sulla portata massima dei conduttori di linee aeree;
- 2) Progetti di ampliamento dell'interconnessione con l'estero studiati in precedenza dall'Enel e finora non realizzati. Un esempio è costituito da un progetto, sviluppato dall'Enel, che prevedeva la costruzione di una linea sulla frontiera italo-svizzera che potrebbe consentire un incremento degli scambi sia con la Svizzera che con la Francia, grazie al parziale riequilibrio dei flussi sull'interconnessione,

- attenuando quindi gli effetti dei fenomeni descritti al paragrafo 5.2, punto 2) lettere a) e b);
- 3) Utilizzo di dispositivi di compensazione, ad esempio condensatori in serie, o di tipo avanzato FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*), ad esempio sfasatori controllati o UPFC (*Unified Power Flow Controller*), che in generale consentono la modifica e il parziale controllo dei flussi di potenza sulle linee, e che potrebbero offrire un'ulteriore possibilità di incremento della capacità di interconnessione attraverso la redistribuzione equilibrata del caricamento della rete (contribuendo ad attenuare gli effetti dei fenomeni descritti al paragrafo 5.2, punto 2) lettere a) e b)). Tali dispositivi, il cui utilizzo dovrebbe essere coordinato con gli altri paesi confinanti, sono una soluzione interessante in presenza di vincoli che impediscano la realizzazione di nuovi elettrodotti;
 - 4) Riconsiderazione del criterio di sicurezza N-1 applicato dal Gestore anche perché i componenti il sistema nelle varie condizioni di funzionamento non sono soggetti alla stessa probabilità di guasto. Nel caso dei guasti per fulminazione degli elettrodotti, tale criterio potrebbe essere applicato solo alle situazioni con più elevata probabilità di guasto e limitatamente agli elementi di rete installati nella zona affetta da perturbazioni atmosferiche, sfruttando sistemi di rilevamento delle perturbazioni che permettono di controllare e verificare in linea tali situazioni (sistemi di rilevamento fulmini);
 - 5) Messa a punto di sistemi di controllo automatico (o di piani di difesa) che potrebbe consentire di incrementare la capacità di importazione, mediante l'adozione di criteri per il mantenimento della sicurezza del sistema interconnesso parzialmente differenti rispetto a quello N-1. In un mercato dell'energia elettrica liberalizzato tali sistemi di controllo richiederebbero la stipula di contratti di fornitura di energia elettrica che prevedano per il cliente finale l'eventualità di interruzioni senza preavviso (distacco di carico). In aggiunta all'interrompibilità di alcuni contratti di importazione, si potrebbe prevedere l'utilizzo di unità di generazione in grado di far fronte ad un'eventuale riduzione improvvisa di capacità dell'interconnessione (legata ad esempio al fuori servizio di una delle linee di interconnessione) sostituendo in maniera rapida la quota di energia non più importabile, compatibilmente con la dinamica del sistema elettrico e con le problematiche legate all'instabilità di tensione. Dovrebbero essere effettuate adeguate valutazioni per quantificare gli oneri derivanti dall'adozione di una strategia di gestione dell'interconnessione di questo tipo da confrontare con benefici ottenibili dall'incremento complessivo della capacità di interconnessione. Tale intervento, qualora risultasse tecnicamente praticabile, potrebbe consentire di aumentare i limiti descritti al paragrafo 5.2, punto 2) lettera d);
 - 6) Sostituzione dei componenti accessori che, come spiegato nel paragrafo 5.2, punto 2) lettera e), limitano la portata di alcune linee. L'intervento potrebbe comportare investimenti relativamente modesti, ma richiedere la verifica preliminare dell'entità

dell'effettivo incremento di capacità di trasporto, anche in considerazione del criterio di sicurezza adottato;

- 7) Limitazione delle riduzioni con preavviso, di cui al paragrafo 5.2, punto 3), ottenuta prevedendo un apposito meccanismo a disposizione del Gestore per far fronte a tali riduzioni di capacità sull'interconnessione. Il meccanismo potrebbe prevedere la possibilità per il Gestore di accedere a risorse di generazione italiane per garantire gli impegni contrattuali internazionali anche a fronte delle riduzioni di capacità. Tale garanzia, onerosa per il Gestore, renderebbe necessario il ricorso ad uno specifico corrispettivo per l'accesso all'interconnessione, finalizzato ad assicurare il valore di capacità dichiarato lungo tutto l'arco dell'anno;
- 8) Riduzione dell'incertezza legata al valore di TRM. L'intervento comporterebbe l'adozione di metodologie in grado di migliorare le previsioni della domanda complessiva nazionale e di consentire che, mediante l'impiego di impianti di generazione elettrica, possa essere fornita una risposta più accurata alle variazioni della domanda stessa.
- 9) Armonizzazione della gestione e dello sviluppo dell'interconnessione tra la rete di trasmissione nazionale italiana e quelle degli Stati confinanti, definendo accordi con i gestori delle reti elettriche di trasmissione dei medesimi paesi.