



Bruxelles, 17.12.2014
C(2014) 9904 final

DECISIONE DELLA COMMISSIONE

del 17.12.2014

sull'esenzione di Adria Link s.r.l. (Italia) , Holding Slovenske Elektrarne d.o.o. (Slovenia) ed E3 d.o.o. (Slovenia) ai sensi dell'articolo 17 del regolamento (CE) n. 714/2009 per quanto concerne due interconnettori elettrici tra l'Italia e la Slovenia

I testi in lingua italiana e slovena sono i soli facenti fede

DECISIONE DELLA COMMISSIONE

del 17.12.2014

sull'esenzione di Adria Link s.r.l. (Italia), Holding Slovenske Elektrarne d.o.o. (Slovenia) ed E3 d.o.o. (Slovenia) ai sensi dell'articolo 17 del regolamento (CE) n. 714/2009 per quanto concerne due interconnettori elettrici tra l'Italia e la Slovenia

I testi in lingua italiana e slovena sono i soli facenti fede

LA COMMISSIONE EUROPEA,

visto il trattato sul funzionamento dell'Unione europea,

visto il regolamento (CE) n. 714/2009 relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica¹, in particolare l'articolo 17,

considerando quanto segue:

- (1) L'articolo 17 del regolamento (CE) n. 714/2009, del 13 luglio 2009, relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica (in appresso il "regolamento sull'energia elettrica") stabilisce che le autorità degli Stati membri possono esentare gli interconnettori per corrente continua dal disposto dell'articolo 16, paragrafo 6, del regolamento sull'energia elettrica e degli articoli 9 e 32 e dell'articolo 37, paragrafi 6 e 10, della direttiva 2009/72/CE relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (in appresso "direttiva sull'energia elettrica")², purché siano soddisfatte talune condizioni.
- (2) L'articolo 17, paragrafo 7, del regolamento sull'energia elettrica prevede che la decisione su una domanda di esenzione sia notificata alla Commissione dalle autorità nazionali e l'articolo 17, paragrafo 8, prevede che la Commissione approvi l'esenzione o adotti una decisione che impone agli organi di notificazione di modificare o annullare la decisione di concedere un'esenzione.

1. Procedura

- (3) L'8 gennaio 2013, Adria Link s.r.l. (Italia), Holding Slovenske Elektrarne d.o.o. (Slovenia) ed E3 d.o.o. (Slovenia) (in appresso "i promotori") hanno presentato due domande di esenzione al regolatore sloveno dell'energia (JAVNA AGENCIJA REPUBLIKA SLOVENIJA ZA ENERGIJO - in appresso "AGEN-RS") e il 24 giugno 2013 al Ministero dello Sviluppo Economico italiano (in appresso "MSE"), in conformità con l'articolo 17 del regolamento sull'energia elettrica.
- (4) In base al decreto legislativo italiano n. 93/2011, il MSE è l'organismo competente a concedere tale esenzione, mentre l'autorità nazionale di regolamentazione, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (AEEGSI), è invitata a esprimere un parere con riserva.
- (5) Sulla base della loro valutazione delle domande di esenzione, il 16 dicembre 2013 AGEN-RS e AEEGSI hanno adottato due pareri congiunti: "Joint Opinion of the

¹ GU L 211 del 14.8.2009, pag. 15.

² GU L 211 del 14.8.2009, pag. 55.

Energy Regulators on the “Redipuglia-Vrtojba” Exemption Application”³ e “Joint Opinion of the Energy Regulators on the “Dekani-Zaule” Exemption Application”⁴ (in appresso “pareri congiunti”) che presentano la valutazione delle domande di esenzione che si applicano alle rispettive giurisdizioni svolta dalle autorità.

- (6) L’11 agosto 2014, il MSE ha adottato due decreti (n. 290/ML/4/2014 per l’interconnettore Dekani-Zaule e n. 290/ML/5/2014 per l’interconnettore Redipuglia-Vrtojba) che concedono esenzioni dal disposto dell’articolo 16, paragrafo 6, del regolamento sull’energia elettrica.
- (7) Il 20 ottobre 2014, AGEN-RS ha adottato due decisioni (n. 143-1/2013-8/106 per l’interconnettore Dekani-Zaule e n. 143-2/2013-43/106 per l’interconnettore Redipuglia-Vrtojba) che concedono esenzioni dal disposto dell’articolo 16, paragrafo 6, del regolamento sull’energia elettrica e dell’articolo 9 della direttiva sull’energia elettrica.
- (8) Le esenzioni sono concesse per un periodo di 10 anni a partire dall’avvio delle operazioni commerciali per l’interconnessione Dekani-Zaule e per un periodo di 16 anni a partire dall’avvio delle operazioni commerciali per l’interconnessione Redipuglia-Vrtojba.
- (9) Le decisioni di esenzione dell’Italia sono state notificate alla Commissione il 28 agosto 2014, mentre le decisioni di esenzione della Slovenia sono state notificate alla Commissione il 30 ottobre 2014. Tutte le decisioni (di seguito denominate “decisioni di esenzione”) sono corredate dei pareri congiunti (che sono parte integrante delle decisioni di esenzione).
- (10) Il 20 ottobre 2014, i servizi della Commissione hanno rivolto al MSE una richiesta di ulteriori informazioni, in modo da consentire una valutazione completa della decisione di esenzione. Il MSE ha risposto il 4 novembre 2014. La richiesta ha determinato una proroga di due mesi, fino al 4 gennaio 2015, del termine procedurale per l’adozione della decisione di esenzione della Commissione indirizzata alle autorità italiane, ai sensi dell’articolo 17, paragrafo 8, del regolamento sull’energia elettrica.
- (11) Il 17 novembre 2014, la Commissione ha pubblicato un avviso sul suo sito Internet⁵ con cui informava il pubblico circa le notifiche delle decisioni di esenzione dell’Italia e della Slovenia, e invitava i terzi interessati a inviare osservazioni entro un termine di due settimane. La Commissione non ha ricevuto osservazioni da terzi.

2. Il progetto

- (12) I progetti al vaglio sono due interconnettori sotterranei per corrente alternata, che collegano le reti della Slovenia e dell’Italia. Dal momento che entrambi saranno costruiti dalle stesse società, sono stati valutati congiuntamente dalle autorità italiane e slovene e notificati congiuntamente alla Commissione, quest’ultima li ha considerati sostanzialmente un unico progetto (di seguito il “progetto”) ai fini della valutazione delle esenzioni richieste. Il progetto è stato sviluppato congiuntamente da una società italiana e da due società slovene (i promotori).

2.1. I promotori

- (13) Gli interconnettori “Redipuglia-Vrtojba” e “Dekani-Zaule” saranno entrambi costruiti e gestiti congiuntamente dalla società italiana Adria Link s.r.l., e dalle società slovene

³ <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/13/630-13allb.pdf>

⁴ <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/13/630-13alla.pdf>

⁵ http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/exemptions/exemptions_en.htm.

Holding Slovenske Elektrarne d.o.o. (HSE d.o.o) ed Energetika, Ekologija, Ekonomija d.o.o. (E3 d.o.o.). Le parti italiane e slovene si ripartiranno equamente i costi e i benefici (50% per il partner italiano Adria link s.r.l e il 25% ciascuno per i partner sloveni HSE d.o.o ed E3 d.o.o.).

- (14) Stando alle informazioni fornite dai promotori nelle loro domande di esenzione:
- Adria link s.r.l è di proprietà di Enel produzione (33,3%), Acegas-Aps (33,3%), Tei Energy (33,3%).
 - Holding Slovenske Elektrarne d.o.o. è una società statale di diritto sloveno che produce energia elettrica. È la più grande società della Slovenia ed è stata costituita con decisione del governo il 26 luglio 2001. La società possiede e gestisce impianti idroelettrici ubicati presso i fiumi Drava, Sava, e Isonzo e le centrali a carbone in Brestanica, Šoštanj e Velenje.
 - E3 (energetika ekologija ekonomija) d.o.o. è un rivenditore attivo nei mercati dell'energia elettrica sia domestici che non domestici.

2.2. Costi del progetto

- (15) L'interconnettore "Redipuglia-Vrtojba" sarà costruito lungo circa [BUSINESS SECRET] km in territorio italiano e [BUSINESS SECRET] km in territorio sloveno; includerà un trasformatore sfasatore (PST) nella sottostazione a 132 kV di Redipuglia per eseguire la trasformazione da 110 a 132 kV. Il costo complessivo è stimato a [BUSINESS SECRET] EUR, comprensivo di importi per le emergenze.
- (16) Tabella 1a: stima del richiedente delle spese in conto capitale per l'interconnettore "Redipuglia-Vrtojba"⁶ [BUSINESS SECRET]
- (17) L'interconnettore "Zaule-Dekani" sarà costruito lungo circa [BUSINESS SECRET] km in territorio italiano e [BUSINESS SECRET] km in territorio sloveno; includerà un trasformatore sfasatore (PST) nella sottostazione a 132 kV di Zaule per eseguire la trasformazione da 110 a 132 kV. Il costo complessivo è stimato a [BUSINESS SECRET] EUR, comprensivo di importi per le emergenze.
- (18) Tabella 1b: stima del richiedente delle spese in conto capitale per l'interconnettore "Zaule-Dekani"⁷ [BUSINESS SECRET]
- (19) Dai pareri congiunti e dalle decisioni notificate di AGEN-RS emerge che i promotori devono altresì coprire i costi causati dal carico aggiuntivo previsto sulla rete di trasmissione slovena in caso di un aumento delle esportazioni di energia elettrica verso l'Italia⁸.

2.3. Descrizione tecnica e operativa

- (20) Il progetto si compone di due cavi sotterranei di 110 kV per corrente alternata, ciascuno dotato di una capacità nominale di 125 MWA.
- (21) La capacità netta di trasferimento ("NTC") dell'interconnettore per corrente alternata non è una proprietà intrinseca della linea, in quanto dipende dal sistema di alimentazione cui è collegato. Le autorità nazionali di regolamentazione ("ANR")

⁶ Parere congiunto "Redipuglia-Vrtojba" pag. 14.

⁷ Parere congiunto "Zaule-Dekani" pag. 14.

⁸ Parere congiunto "Zaule-Dekani" pag. 20; "Redipuglia-Vrtojba" pag. 21; paragrafo 2.3 delle decisioni notificate di AGEN-RS.

hanno comunicato ai servizi della Commissione che alcuni potenziamenti sono necessari alla rete nazionale slovena e soprattutto a quella italiana per consentire l'uso efficiente dei due nuovi interconnettori; fino ad allora non si potrà disporre di NTC per le operazioni commerciali.

- (22) Dal parere congiunto su Redipuglia-Vrtojba emerge che un aumento della NTC sul versante sloveno del confine Slovenia-Italia sarà possibile con l'aumento della capacità di trasformazione nella sottostazione di Divača (solo 1 trasformatore a 400/110 kV nella sottostazione di Divača è stato preso in considerazione per l'analisi; tuttavia, un trasformatore aggiuntivo è previsto nella sottostazione di Divača), la costruzione delle linee a doppio circuito a 110 kV di Divača-(Sežana-Vrtojba)-Gorica e la costruzione della linea a doppio circuito a 110 kV di Divača-Capodistria. Sul versante italiano, la connessione Udine Ovest-Udine Sud-Redipuglia a 380 kV, il rinforzo a 220 kV per Monfalcone e i miglioramenti della linea a 132 kV "AMG Gorizia- S. Giovanni al Natisone" sono stati presi in considerazione nei pareri congiunti⁹.
- (23) In conformità con le decisioni di esenzione notificate, i due interconnettori saranno messi in funzione, in base a contratti di gestione tecnica conclusi con i gestori dei sistemi di trasmissione (GST) sloveno (ELES) e italiano (Terna), mentre i promotori possiederanno il capitale e avranno diritto a ottenere i proventi derivanti dalla congestione per la durata della rispettiva esenzione, a titolo di compenso per gli investimenti effettuati. Le decisioni di esenzione prevedono che alla fine del rispettivo periodo di esenzione, la proprietà degli interconnettori sia trasferita a Terna S.p.A. per la parte italiana, e a ELES per la parte slovena, subordinatamente a un accordo finanziario con gli operatori. In linea di principio, i gestori dei sistemi di trasmissione corrisponderanno un indennizzo in base al valore della partecipazione non ammortizzato.

2.4. Operazioni finanziarie e commerciali

- (24) Nelle loro domande i promotori indicano una previsione di un tasso interno di rendimento del [BUSINESS SECRET] per l'interconnettore "Redipuglia-Vrtojba" sulla base di un'esenzione dall'accesso a terzi, dalla regolamentazione delle tariffe e dal disposto dell'articolo 16, paragrafo 6, del regolamento sull'energia elettrica sull'utilizzo dei proventi della congestione per una quota pari al 100% della NTC dell'interconnettore e di un tasso di rendimento interno del [BUSINESS SECRET] per l'interconnettore "Zaule-Dekani", sulla base di un'esenzione dal medesimo disposto per una quota pari al 90% della NTC dell'interconnettore. Supponendo che i due interconnettori siano operativi a partire dal [BUSINESS SECRET], i progetti prevedono un differenziale di prezzo tra la Slovenia e l'Italia di [BUSINESS SECRET] nel periodo compreso tra il [BUSINESS SECRET] e il [BUSINESS SECRET], con una riduzione pari a [BUSINESS SECRET] a decorrere dal [BUSINESS SECRET].
- (25) Nei loro pareri congiunti le ANR sviluppano dieci diversi scenari che conciliano vari differenziali di prezzo SI-IT e vari aiuti ambientali che hanno comportato una variabile del tasso interno di rendimento dal 6,3% fino al 27,4% per l'interconnettore "Redipuglia-Vrtojba" e una variabile del tasso interno di rendimento dal 6,5% fino al 29,1% per l'interconnettore "Zaule-Dekani". Nella loro valutazione, alle ANR è parso più ragionevole un differenziale di prezzo medio di [BUSINESS SECRET] EUR per il periodo [BUSINESS SECRET], che si riduce poi a [BUSINESS SECRET] EUR (-20%) a decorrere dal [BUSINESS SECRET]. Nel periodo intercorso tra il 2011 e il

⁹ Parere congiunto, pag. 11.

2013 il differenziale di prezzo medio in questo confine si è attestato tra 12,81 e 20,97 EUR/MWh.

(26) Tabella 2: differenziale di prezzo Italia-Slovenia¹⁰

	Media	Mediana	Min.	Max.
2013	18,17	16,14	12,41	27,13
2012	20,97	21,66	3,8	32,51
2011	12,81	12,65	8,01	19,5

(27) L'operazione commerciale o tecnica non è stata ancora avviata, anche se sulla scorta delle informazioni contenute nei pareri congiunti, sono stati eseguiti alcuni lavori preparatori.

3. Descrizioni delle decisioni notificate

3.1. Nessuna esenzione dalle disposizioni sull'accesso di terzi e sulla tariffazione

(28) I promotori hanno chiesto un'esenzione dal disposto relativo all'accesso di terzi per una quota pari al 100% della NTC dell'interconnettore per una durata di 16 anni per l'interconnettore Redipuglia-Vrtojba e di 10 anni per l'interconnettore Zaule-Dekani. I promotori hanno previsto di fare un uso diretto e completo della NTC, fermi restando gli accordi di utilizzo o di vendita (secondo il principio "use-it-or-sell-it"). Le decisioni di esenzione non concedono ai promotori l'esenzione dall'accesso di terzi sulla base dell'articolo 32 della direttiva sull'energia elettrica. Poiché non è concessa alcuna esenzione dall'accesso di terzi né dalla regolamentazione tariffaria e il ruolo di gestori dei sistemi di trasmissione sarà assunto da Terna in Italia e (tramite un contratto di gestione tecnica concluso con i promotori del progetto) da ELES in Slovenia, che sono anche gestori dei sistemi di trasmissione della rispettiva rete di trasmissione nazionale, gli interconnettori saranno pertanto gestiti come pienamente integrati nella rete italiana e slovena. Inoltre, non viene concessa alcuna esenzione dal disposto dell'articolo 37, paragrafi 6 e 10, della direttiva sull'energia elettrica. La fissazione o l'approvazione delle condizioni e delle tariffe per l'accesso alla rete rimane quindi nelle mani delle ANR. Le esenzioni per quanto riguarda l'accesso dei terzi e la tariffazione sono state respinte dalle ANR in quanto l'esenzione dall'articolo 16, paragrafo 6, del regolamento sull'energia elettrica sull'uso dei proventi derivanti dalla congestione è considerato sufficiente a coprire i rischi associati con l'investimento proposto, poiché i proventi sarebbero comparabili a quelli che potrebbero prevedersi per l'uso esclusivo della capacità di trasmissione. Nella misura in cui l'esenzione dalle disposizioni sull'uso dei proventi derivanti dalla congestione era stata considerata sufficiente, le ANR hanno respinto le domande di esenzione sull'accesso dei terzi, che avrebbero messo ulteriormente a rischio l'effettiva concorrenza. Infine, poiché era stata respinta la domanda di esenzione dall'accesso dei terzi, l'assegnazione delle capacità non sarebbe effettuata dai promotori del progetto. Di conseguenza, l'esenzione dalle disposizioni sulla tariffazione non è stata più considerata significativa dalle ANR ed è stata pertanto anch'essa respinta.

¹⁰ Parere congiunto "Zaule-Dekani" pag. 31; "Redipuglia-Vrtojba" pag. 32.

- 3.2. Esenzione dal disposto dell'articolo 16, paragrafo 6, del regolamento sull'energia elettrica sull'utilizzo delle rendite da congestione
- (29) Sulla base dell'esenzione dal disposto dell'articolo 16, paragrafo 6, del regolamento sull'energia elettrica, a titolo di compensazione per aver effettuato l'investimento, i promotori avranno diritto alle entrate generate dai due interconnettori (rendita da congestione) per tutta la durata della rispettiva esenzione.
- (30) Le decisioni di esenzione prevedono tale esenzione per una durata di 16 anni relativamente all'interconnettore Redipuglia-Vrtojba e di 10 anni relativamente all'interconnettore Zaule-Dekani, dall'avvio delle operazioni commerciali.
- (31) Dopo sette anni di funzionamento e successivamente ogni tre anni, le ANR effettueranno un'analisi finanziaria congiunta sui ricavi effettivi corrisposti ai promotori dai gestori dei sistemi di trasmissione. L'analisi sarà volta a calcolare il valore attuale netto (NPV) e il periodo di ammortamento scontato (DPBP), tenendo conto dei ricavi effettivi a fronte dei costi previsti contenuti nel piano aziendale presentato dai richiedenti ai fini della presente domanda di esenzione. Sulla base dell'esito di tale valutazione, la durata dell'esenzione può essere ridotta mediante una decisione congiunta delle due autorità da notificare alla Commissione europea. Ai fini dell'analisi finanziaria congiunta, i richiedenti sono tenuti a consegnare alle autorità tutti i dati, i contratti e altri documenti del caso relativi agli investimenti e al funzionamento degli interconnettori.
- (32) Le decisioni di esenzione faranno sì che gli interconnettori saranno gestiti secondo le norme ordinarie riguardanti la ripartizione delle capacità e la gestione della congestione. In futuro, questo significa che le disposizioni di attuazione adottate ai sensi del regolamento sull'energia elettrica (i cosiddetti "codici e linee guida di rete"¹¹) si applicano alla capacità degli interconnettori. Tuttavia, i proventi derivanti dalla congestione a seguito della ripartizione di tale capacità saranno corrisposti ai promotori per la durata dell'esenzione, anziché essere utilizzati come prescritto dall'articolo 16, paragrafo 6, del regolamento sull'energia elettrica; in particolare non saranno reinvestiti nella capacità di interconnessione supplementare né utilizzati per ridurre le tariffe di trasmissione nel sistema italiano o sloveno.
- 3.3. Esenzione dalle disposizioni in materia di separazione in Slovenia, ma non esplicitamente in Italia
- (33) Nelle loro domande di esenzione, i promotori hanno chiesto un'esenzione dal disposto dell'articolo 9 (separazione proprietaria) della direttiva sull'energia elettrica.
- (34) In relazione a tale richiesta, la decisione di esenzione notificata dell'Italia reca che
in riferimento all'Italia, non è accolta la domanda di esenzione dagli articoli 9 e 37, paragrafi 6 e 10, della direttiva 2009/72/CE.
- (35) Infatti, nella parte 3, sezione 3, primo paragrafo, dei pareri congiunti si legge:

Versante italiano

Per quanto riguarda la richiesta di esenzione dal disposto dell'articolo 9 della direttiva, va osservato, in primo luogo, che ai sensi della normativa italiana esiste un solo gestore del sistema di trasmissione autorizzato nel territorio nazionale, vale a dire Terna S.p.A., che è, a sua volta, soggetta alle norme sulla separazione e certificazione stabilite dalla direttiva. In secondo luogo, i richiedenti non gestiranno il

¹¹ http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/codes/codes_en.htm.

nuovo interconnettore in quanto tale attività sarà affidata a Terna S.p.A. unitamente al compito di fornire l'accesso alla rete come se fosse il proprietario (cfr. il paragrafo 2.6). Di conseguenza, in siffatte circostanze, non sarà necessario concedere ai richiedenti un'esenzione dalle norme sulla separazione che si applicano solo ai gestori dei sistemi di trasferimento per promuovere, fra l'altro, un accesso equo alla rete. Alla luce di quanto precede, le autorità concludono che l'esenzione dal disposto dell'articolo 9 della direttiva non è necessaria. La relativa richiesta è pertanto respinta.

- (36) D'altro canto, la decisione di esenzione slovena concede a Holding Slovenske Elektrarne d.o.o. (Slovenia) ed E3 d.o.o. (Slovenia) un'esenzione dal disposto dell'articolo 9 della direttiva sull'energia elettrica.
- (37) Nella corrispondente parte 3, sezione 3, secondo paragrafo, dei pareri congiunti si legge:

Versante sloveno

Con riferimento al quadro normativo vigente in Slovenia, AGEN-RS è del parere che l'esenzione dal disposto dell'articolo 9 della direttiva sia concessa ai richiedenti. Il gestore del sistema di trasmissione sloveno, ELES, ha il diritto esclusivo di svolgere il servizio pubblico del gestore del sistema di trasmissione nella Repubblica di Slovenia. Senza l'esenzione i ricorrenti – quali proprietari del nuovo interconnettore – non possono gestirlo.

3.4. Validità delle decisioni di esenzione

- (38) Il preambolo della decisione di esenzione dell'Italia sull'interconnettore Redipuglia-Vrtojba stabilisce quanto segue:

“VISTA la nota prot. n. TE/P20120003998 del 10 agosto 2012, con la quale Terna S.p.A. ha comunicato che le analisi effettuate di concerto con il gestore sloveno ELES sull'incremento di NTC della linea “Redipuglia-Vrtojba” hanno confermato quanto già comunicato in via preliminare dallo stesso gestore, ovvero che il progetto insiste su una porzione di rete soggetta a vincoli di sicurezza di esercizio, per i quali è monitorata e controllata da sistemi di difesa per ridurre le violazioni di tensione e corrente, confermando che fino alla realizzazione della linea 380 kV “Redipuglia - Udine Ovest”, autorizzata con decreto ministeriale n. 239/EL-146/181/2013 del 12 marzo 2013, non è prevedibile un incremento di NTC sulla frontiera slovena dovuta al progetto in oggetto;”

- (39) Il preambolo della decisione di esenzione dell'Italia sull'interconnettore Zaule-Dekani stabilisce quanto segue:

“VISTA la nota prot. n. TE/P20130005377 del 30 ottobre 2013 con la quale Terna S.p.A. ha confermato i dati sull'incremento della NTC già comunicati, ribadendo la non possibilità di una NTC incrementale sulla frontiera italo-slovena e che un incremento della NTC si sarebbe reso plausibile solo a fronte dell'avvio in esercizio di alcuni interventi di sviluppo già pianificati sia per la rete slovena che per quella italiana, riservandosi di fornire i risultati aggiornati entro il 15 febbraio 2014;”

- (40) La decisione di esenzione della Slovenia sull'interconnettore Redipuglia-Vrtojba stabilisce che

prima della costruzione del nuovo interconnettore, entrambi gli operatori di trasmissione, ELES, d.o.o., e Terna S.p.A., devono eseguire nuove costruzioni e

ricostruzioni delle loro linee di trasmissione, che forniranno capacità di trasmissione aggiuntive tra i sistemi di trasmissione italiano e sloveno.

Per il sistema italiano, Terna S.p.A. deve rendere operativa la linea a 380 kV Udine Ovest – Redipuglia (Sredipolje), per rafforzare la sottostazione a 220 kV di Monfalcone, e ricostruire la linea a 132 kV AMG Gorizia – S. Giovanni al Natisone; mentre il GST sloveno, ELES, d.o.o., effettuerà la ricostruzione di 2 linee a 110 kV Divača–(Sežana-Vrtojba)-Gorica, la ricostruzione di 2 linee a 110 kV Divača–Koper, e aumentare la capacità di trasformazione nella sottostazione di Divača a 400/110 kV. Solo con il rafforzamento summenzionato dei sistemi di trasmissione del GST italiano e sloveno i richiedenti avranno facilità a utilizzare gli impianti di trasmissione disponibili del nuovo interconnettore.

- (41) La decisione di esenzione della Slovenia sull'interconnettore Zaule-Dekani stabilisce che

prima della richiesta di esenzione, i richiedenti del ministero dell'Economia della Repubblica di Slovenia hanno ottenuto un'autorizzazione sull'energia n. 360-178 / 2007-3 del 5 luglio 2007, che riassume i GST, la società ELES, d.o.o., le condizioni, e si riferisce al necessario rafforzamento e ricostruzione della rete di trasmissione al fine di consentire ulteriori capacità transfrontaliere del nuovo interconnettore. Per stabilire i termini in modo chiaro, i gestori dei sistemi di trasmissione, ELES, d.o.o. e Terna S.p.A, hanno svolto un'analisi congiunta, e adottato una decisione, che è stata inviata all'Agenzia dell'energia con un messaggio di posta elettronica il 31 ottobre 2013, in cui venivano stabilite le condizioni per determinare le capacità di trasmissione disponibili del nuovo interconnettore.

Solamente con tali capacità di trasmissione aggiuntive summenzionate la massima disponibilità al confine tra la Slovenia e l'Italia può essere aumentata.

- (42) In altre parole, l'inizio effettivo dell'operazione commerciale dei due interconnettori e la conseguente generazione di una rendita da congestione da corrispondere ai promotori è subordinato al completamento di un'altra linea interna, ossia ad una circostanza che esula dal controllo dei promotori.

- (43) Come conseguenza, l'articolo 3 delle decisioni di esenzione dell'Italia stabilisce quanto segue:

La concessione dell'esenzione perde effetto qualora, dopo due anni dalla data di realizzazione degli interventi di sviluppo già pianificati sia per la rete slovena che per quella italiana e necessari per l'incremento della NTC, l'interconnessione non sia ancora operativa, e qualora, dopo cinque anni dalla data della concessione, l'infrastruttura non sia ancora operativa, a meno che questo Ministero, previa approvazione della Commissione europea, non riconosca che il ritardo è dovuto a gravi ostacoli che esulano dal controllo del soggetto cui la deroga è concessa

- (44) Il paragrafo 2.1 delle decisioni di esenzione della Slovenia stabilisce quanto segue:

I richiedenti rispettano l'articolo 17, paragrafo 8, del regolamento n. 714/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica e che abroga il regolamento (CE) n.1228/2003 che prevede al più tardi entro 2 anni dall'approvazione della Commissione europea di una decisione di esenzione l'avvio della costruzione di un nuovo interconnettore, ed entro 5 anni l'avvio del funzionamento del nuovo interconnettore.

4. Valutazione della conformità con i criteri di cui all'articolo 17 del regolamento sull'energia elettrica
- (45) In forza dell'articolo 17, paragrafo 1, del regolamento sull'energia elettrica, i nuovi interconnettori per corrente continua possono essere esentati, su richiesta, per un periodo limitato, dal disposto dell'articolo 16, paragrafo 6, del medesimo regolamento e degli articoli 9 e 32 e dell'articolo 37, paragrafi 6 e 10, della direttiva 2009/72/CE alle seguenti condizioni:
- (46) a) gli investimenti devono rafforzare la concorrenza nella fornitura di energia elettrica;
- (47) b) il livello del rischio connesso con gli investimenti è tale che gli investimenti non avrebbero luogo se non fosse concessa un'esenzione;
- (48) c) l'interconnettore deve essere di proprietà di una persona fisica o giuridica distinta, almeno in termini di forma giuridica, dai gestori nei cui sistemi tale interconnettore sarà creato;
- (49) d) sono imposti corrispettivi agli utenti di tale interconnettore;
- (50) e) dal momento dell'apertura parziale del mercato di cui all'articolo 19 della direttiva 96/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 19 dicembre 1996, concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, il proprietario dell'interconnettore non deve aver recuperato nessuna parte del proprio capitale o dei costi di gestione per mezzo di una parte qualsiasi dei corrispettivi percepiti per l'uso dei sistemi di trasmissione o di distribuzione collegati con tale interconnettore; e
- (51) l'esenzione non deve andare a detrimento della concorrenza o dell'efficace funzionamento del mercato interno dell'energia elettrica o dell'efficace funzionamento del sistema di regolamentato al quale l'interconnettore è collegato.
- (52) Ai sensi dell'articolo 17, paragrafo 2, del regolamento sull'energia elettrica, in casi eccezionali, l'articolo 17, paragrafo 1 si applica altresì agli interconnettori per corrente alternata, a condizione che i costi e i rischi degli investimenti in questione siano particolarmente elevati, se paragonati ai costi e ai rischi di norma sostenuti al momento del collegamento di due reti di trasmissione nazionali limitrofe mediante un interconnettore per corrente alternata.
- 4.1. Articolo 17, paragrafo 1, lettera a): gli investimenti devono rafforzare la concorrenza nella fornitura di energia elettrica
- (53) A norma dell'articolo 17, paragrafo 1, lettera a), del regolamento sull'energia elettrica stabilisce che gli investimenti devono rafforzare la concorrenza nella fornitura di energia elettrica. A norma dell'articolo 17, paragrafo 1, lettera f), del regolamento sull'energia elettrica impone che l'esenzione non deve andare a detrimento della concorrenza o dell'efficace funzionamento del mercato interno dell'energia elettrica o dell'efficace funzionamento del sistema regolamentato al quale l'interconnettore è collegato. Anche se non sono identici, questi due requisiti implicano che il progetto deve favorire la concorrenza e generare pertanto benefici per i consumatori¹².
- 4.1.1. Assicurare nuovi investimenti negli interconnettori più necessari

¹²

Commission staff working document on Article 22 of Directive 2003/55/EC concerning common rules for the internal market in natural gas and Article 7 of Regulation (EC) No 1228/2003 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity – New Infrastructure Exemptions, paragrafo 30.

- (54) Come indicato nei pareri congiunti¹³, l'aumento della capacità di trasferimento tra l'Italia e i paesi limitrofi è stata da tempo percepita come una priorità. Un'analisi effettuata per conto della Commissione europea nel 2001¹⁴ ha individuato un valore economico notevolmente elevato della capacità di trasmissione alla frontiera italiana. Secondo le stime di questo studio, la densità della rete è parsa inferiore in questo confine che all'interno dei paesi limitrofi, una circostanza che induce a nuove misure di investimento. Tale aspetto è stato anche confermato dalle entrate derivanti dalla congestione realizzate in questo confine. Infatti, nel 2013, il prezzo raggiunto per le assegnate capacità di trasmissione transfrontaliera dalla Slovenia verso l'Italia era pari a 16,61 EUR/MWh. Tale dato è quattro volte superiore a quanto è stato pagato per la seconda capacità transfrontaliera più costosa ai confini sloveni (dall'Austria alla Slovenia, 3,71 EUR/MWh)¹⁵.
- (55) Inoltre, il piano decennale di sviluppo della rete di ENTSO-E¹⁶ suggerisce la necessità di un aumento della capacità di trasferimento attraverso le Alpi per migliorare l'accessibilità e la sicurezza dell'alimentazione del sistema elettrico. Allo stesso tempo, lo sviluppo di un corridoio di trasmissione nord-sud contribuirebbe anche a integrare le rinnovabili nel sistema di alimentazione.
- (56) La capacità lorda complessiva di generazione installata era pari a 124 749,9 MW in Italia¹⁷ nel 2013, rispetto ai 3 274 MW in Slovenia. Attualmente la capacità di interconnessione in Italia con gli altri paesi è di 9 335 MW (di cui 630 MW con la Slovenia). Quindi l'Italia attualmente non raggiunge l'obiettivo di interconnessione del 10% della capacità di generazione installata convenuta dal Consiglio europeo nel 2002¹⁸.

4.1.2. Concorrenza sui mercati sloveni e italiani

- (57) I problemi legati all'accesso effettivo al mercato valgono per entrambi i mercati nazionali in questione. Secondo i pareri congiunti (che, come notato poc'anzi costituiscono parte integrante delle decisioni di esenzione), il mercato dell'energia elettrica nell'Italia settentrionale è il più competitivo fra i mercati dell'energia elettrica del paese. L'indice Herfindahl-Hirschman (HHI) ha registrato una flessione nel corso del tempo passando da un valore di 1 474 nel 2005 a 1 323 nel 2013 (-10%)¹⁹.
- (58) ENEL, che detiene il 33,3% del promotore italiano (Adria Link srl), mantiene la posizione più forte nel mercato italiano al dettaglio per la fornitura di energia elettrica²⁰.

¹³ Parere congiunto Zaule-Dekani, pag. 16; parere congiunto Redipuglia-Vrtojba, pag. 17.

¹⁴ "Analysis of Electricity Network Capacities and Identification of congestion", Institute of Power Systems and Power Economics (IAEW) of Aachen University of Technology (RWTH).

¹⁵ AGEN-RS Report on the Energy Sector in Slovenia for 2013, http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/NATIONAL_REPORTS/National%20Reporting%202014/NR_En/C14_NR_Slovenia-EN.pdf, p. 37.

¹⁶ Cfr. il piano d'investimento regionale, continentale centro-meridionale, <https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP%202014/141031%20RgIP%20CCS.pdf>.

¹⁷ Dati statistici Terna: <http://www.terna.it/LinkClick.aspx?fileticket=Hc%2bV7%2fxE7yc%3d&tabid=418&mid=2501>

¹⁸ http://ec.europa.eu/invest-in-research/pdf/download_en/barcelona_european_council.pdf, pag. 15.

¹⁹ Parere congiunto "Zaule-Dekani" pagg. 20-21; "Redipuglia-Vrtojba" pagg. 21-22.

²⁰ Secondo il parere congiunto "Zaule-Dekani" pag. 22; "Redipuglia-Vrtojba" pag. 23, Enel detiene una quota di mercato del 25,4% sul mercato della fornitura all'ingrosso.

(59) Tabella 3: quote di mercato sul mercato italiano per la fornitura di energia elettrica al dettaglio²¹:

GRUPPO	NON FAMIGLIE			TOTALE	
	FAMIGLIE	Bassa tensione	Media tensione		Alta e molto alta tensione
Enel	45,483	31,824	9,179	3,397	89,884
Edison	1,735	3,554	9,337	4,083	18,709
Eni	2,070	1,916	4,262	2,193	10,441
Acea	2,188	2,209	3,520	2,023	9,940
Hera	815	2,899	4,431	270	8,415
Green Network Luce & Gas	8	377	2,050	5,271	7,706
A2A	1,493	2,342	2,667	379	6,879
Sorgenia	705	2,254	3,491	371	6,821
E.On	177	1,567	3,679	462	5,885
Axpo Group	0	721	1,818	3,279	5,818
GALA	4	1,603	3,852	142	5,602
Iren	1,010	1,239	2,117	527	4,892
C.V.A.	130	1,677	2,725	1	4,533
Energetic Source	72	1,586	2,230	210	4,099
Repower AG	0	1,861	1,652	1	3,514
Egea	22	379	2,843	252	3,496
Dolomiti Energia	436	1,232	1,619	82	3,370
GdF Suez	685	228	559	1,743	3,216
Exergia	0	1,032	1,711	118	2,861
Metaenergia	42	263	2,407	109	2,821
Altri	2,451	13,113	27,776	5,222	48,562
TOTALE FORNITORI	59,528	73,875	93,927	30 135	257 465

(60) Le ANR considerano nei loro pareri congiunti che l'indice HHI può, in determinate circostanze, portare a risultati fuorvianti, per questo hanno deciso di effettuare un'analisi complementare sulla base dell'indice del fornitore fondamentale (Pivotal Supplier Index (PSI)), al fine di individuare in quale misura talune società siano fondamentali per soddisfare la domanda di energia elettrica. Le ANR hanno rilevato che senza la capacità di interconnessione aggiuntiva fornita da entrambi gli interconnettori, ENEL dovrebbe assumere un ruolo fondamentale per [BUSINESS SECRET] ore nel 2014. Le ANR hanno constatato nei loro pareri congiunti che, anche se ENEL trattenesse un quantitativo di capacità nei nuovi interconnettori pari alla sua quota di partecipazione (16,6%), una volta che i due interconnettori saranno operativi, ENEL assumerebbe un ruolo chiave solo per [BUSINESS SECRET] ore. La Commissione desidera sottolineare che, poiché nessuna esenzione dalle norme di accesso di terzi è stata concessa, il ruolo del gestore dei sistemi di trasmissione non sarà adempiuto da Adria Link srl ma da TERNA, ENEL non ha alcun diritto e non dovrebbe avere la possibilità di trattenere capacità di trasmissione sugli interconnettori. Pertanto, ENEL dovrebbe essere fondamentale per molto meno di [BUSINESS SECRET] ore l'anno una volta che gli interconnettori diventeranno

²¹ AEEGSI, relazione annuale 2014, pag. 77, http://www.autorita.energia.it/allegati/relaz_ann/14/RAVolumeI_2014.pdf.

operativi. La Commissione ribadisce l'obbligo delle ANR di garantire l'efficace attuazione dei requisiti di accesso regolamentato alla rete.

(61) Come descritto in modo dettagliato nei pareri congiunti, i promotori sloveni (HSE d.o.o. ed E3, d.o.o.) svolgono ruoli diversi sul mercato sloveno. HSE d.o.o. è il più grande generatore di energia sloveno e il più grande operatore di energia elettrica sul mercato all'ingrosso in Slovenia. Le attività commerciali di HSE rappresentano il 5,9% della quota di mercato sull'offerta interna slovena per i consumatori finali. HSE, che nel 2013 ha generato il 64,2% dell'energia elettrica slovena (70,6% per quanto riguarda la produzione sulla rete di trasmissione)²², fornisce anche energia elettrica per altri fornitori sul mercato sloveno, che hanno come attività principale la fornitura dei clienti finali in Slovenia. Uno di questi fornitori è E3, d.o.o. che possedeva nel 2012 una quota di mercato dell'8,1% per i clienti finali in Slovenia, che è scesa al 7,8% nel 2013.

(62) Tabella 4: quote di mercato sul mercato sloveno per la fornitura di energia elettrica al dettaglio nel 2013²³:

Fornitore	Energia elettrica fornita (GWh)	Quota di mercato
GEN-I	3 367,4	25,7%
Elektro Energija	2.275,4	17,4%
Elektro Celje Energija	1.838,4	14,0%
Elektro Maribor Energija plus	1.337,3	10,2%
TALUM Kidričevo	1.198,5	9,1%
E3	1.025,3	7,8%
Elektro Gorenjska Prodaja	725,5	5,5%
Petrol Energetika	679,7	5,2%
Petrol	459,4	3,5%
HSE	146,7	1,1%
Altri	51,0	0,4%
Totale	13.104,6	100,0%
HHI dei fornitori a tutti i consumatori finali		1.479

²² AGEN-RS, relazione annuale 2013-2014, tabella 19, pagina 47: http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/NATIONAL_REPORTS/National%20Reporting%202014/NR_En/C14_NR_Slovenia-EN.pdf

²³ Parere congiunto "Zaule-Dekani" pag. 24; "Redipuglia-Vrtojba" pag. 25.

- (63) Nel 2012 HSE aveva prenotato il 12,8% delle capacità transfrontaliere disponibili (annuali, mensili, giornaliere e infragiornaliere), mentre E3 non ha effettuato scambi transfrontalieri²⁴.
- (64) Poiché i pareri congiunti prevedono che, durante il periodo delle esenzioni proposte, il differenziale di prezzo dell'energia elettrica tra il mercato italiano e sloveno nel maggior numero di ore sia superiore a [BUSINESS SECRET]²⁵, è possibile prevedere che l'aumento delle capacità di trasmissione disponibili comporterà flussi più elevati di energia elettrica dalla Slovenia verso l'Italia. Le ANR tuttavia non si aspettano che i nuovi interconnettori abbiano un impatto sui prezzi nel mercato sloveno al dettaglio. La Commissione ritiene che questo sia dovuto alle capacità di trasmissione ancora limitate che impediscono un allineamento dei prezzi all'ingrosso.
- (65) Dal momento che l'accesso sarà completamente regolamentato, non è verosimile che questa capacità supplementare rafforzi la posizione competitiva dei leader di mercato in entrambi gli Stati membri. Al contrario, nonostante la capacità di trasmissione aggiuntiva fornita dai nuovi interconnettori sia limitata, la Commissione conclude che permetterà ai produttori e fornitori di entrambi gli Stati membri di competere sempre più l'uno con l'altro.
- (66) La nuova capacità sarebbe disponibile a tutti gli operatori di mercato fin dall'inizio del funzionamento, garantendo vantaggi alle due aree interconnesse. La Commissione conclude pertanto che i due interconnettori sarebbero vantaggiosi per la concorrenza in Italia e Slovenia.
- (67) Sulla base di quanto sopra esposto, la Commissione conclude che l'investimento rafforzerebbe la concorrenza.
- 4.2. Articolo 17, paragrafo 1, lettera b): il livello del rischio connesso con gli investimenti è tale che gli investimenti non avrebbero luogo se non fosse concessa un'esenzione.
- (68) Il rischio connesso con gli investimenti è tale che gli investimenti non avrebbero luogo se non fosse concessa un'esenzione. Ciò può essere valutato in particolare sulla base dei flussi di entrate previsti e dei rischi connessi a tale reddito previsionale, così come dei rischi di costruzione e rischi operativi.
- 4.2.1. Flussi di entrate
- (69) I pareri congiunti non includono una descrizione esplicita dei flussi di entrate attesi, ma stabiliscono per ciascun interconnettore dieci scenari differenti con diverse combinazioni di valori attuali netti (NPV), tasso interno di rendimento (IRR) e periodo di ammortamento scontato (DPBP).
- (70) I pareri congiunti concludono che, sulla base di progetti analoghi, e tenendo conto di altri possibili investimenti a basso rischio (come buoni del Tesoro italiani decennali), un costo medio ponderato del capitale del [BUSINESS SECRET] sarebbe opportuno²⁶.
- (71) A causa della forte incertezza sui futuri flussi di entrate, le ANR sono giunte alla conclusione che la remunerazione in base alla tariffa regolamentata non consentirebbe agli investitori di recuperare i costi di investimento e concludono che la concessione di un'esenzione per un numero ragionevole di anni sembra essere l'unica soluzione possibile per realizzare il progetto.

²⁴ Parere congiunto "Zaule-Dekani" pag. 24; "Redipuglia-Vrtojba" pag. 25.

²⁵ Parere congiunto "Zaule-Dekani" pag. 24; "Redipuglia-Vrtojba" pag. 25.

²⁶ Parere congiunto "Zaule-Dekani" pag. 32; "Redipuglia-Vrtojba" pag. 32.

(72) D'altra parte, onde scongiurare il rischio che le entrate effettive cumulate nel periodo di esenzione si discostino troppo da quella tipica per le infrastrutture regolamentate, le ANR hanno deciso che, a partire dal settimo anno di funzionamento degli interconnettori, svolgeranno un'analisi finanziaria triennale delle entrate e dei costi effettivi sostenuti dai promotori. In tal modo, la durata dell'esenzione potrebbe essere ridotta di conseguenza se risultasse che gli investitori recupererebbero i costi di investimento prima di quanto indicato al momento della domanda di esenzione. La Commissione ritiene questa valutazione di notevole importanza, in quanto vi è una probabilità significativa che le future differenze di prezzo siano state sottovalutate dai promotori del progetto, che altrimenti comporterebbero significative sovracompensazioni a causa di eccessive rendite da congestione.

4.2.2. Rischi per i flussi di entrate previsti

(73) La Commissione ritiene che le entrate più elevate possano essere giustificate solo sulla base di un diverso profilo di rischio del progetto rispetto a quanto in genere sarebbe consentito dal regime regolamentato.

(74) Nel caso di questo specifico investimento, sussiste una serie di motivi per cui le entrate potrebbero differire da quelle previste. Fra questi vi sono nello specifico i rischi di costruzione e operativi, nonché i rischi di mercato legati alle entrate a breve termine.

(75) Il collegamento dei due interconnettori nelle reti nazionali di Slovenia e Italia non sarà solido fino a quando Terna non completerà i lavori di potenziamento. Pertanto l'inizio delle operazioni, e quindi l'inizio del recupero degli investimenti, dipendono dagli interventi di terzi che non sono sotto il controllo dei promotori del progetto. Tenendo conto dei ritardi significativi suscettibili di verificarsi nell'ampliamento di reti di trasmissione elettrica, questo rischio non è trascurabile.

(76) Sotto il profilo tecnologico, le incertezze sono dovute al fatto che la capacità di trasferimento dei nuovi interconnettori può essere limitata molto al di sotto della sua capacità nominale. Inoltre, la NTC rappresenta un grande rischio specialmente nel caso di linee a 110 kV, che sono più frequentemente soggette a problemi di affidabilità e strozzature. La definizione di NTC per un interconnettore per corrente alternata è infatti solo parzialmente legata alla capacità nominale della linea, in quanto dipende principalmente dai sistemi di alimentazione cui è collegato. Questa considerazione rende la capacità attribuibile a una linea per corrente alternata solo un parametro variabile non del tutto controllato dai promotori del progetto. Poiché la linea in questione sarà costruita a 110 kV, potrebbe essere ancora più influenzata dalle reti circostanti di più alta tensione; pertanto, per i richiedenti del progetto, la definizione della capacità di NTC rappresenta un elemento importante del rischio tecnico.

(77) I fattori economici del rischio interessano il volume delle entrate, che dipendono dai prezzi effettivi dei due paesi/delle due zone in questione. La stima corretta dei futuri differenziali di prezzo è al centro di un grande dibattito. Diverse variabili alla volta dovrebbero essere prese in considerazione, ossia il costo della generazione attuale e futura; gli eventuali carichi di punta; il futuro sviluppo della rete, ecc. Una così ampia varietà di fattori rende davvero difficile ottenere una previsione affidabile e coerente della dinamica dei prezzi, in particolare nei lunghi orizzonti temporali come quelli considerati nei piani aziendali.

4.2.3. Valutazione della Commissione del criterio di rischio

- (78) Vi sono due rischi principali per i costi irrecuperabili²⁷: il rischio del mancato utilizzo degli investimenti e il rischio di una variazione dei costi e/o delle entrate in futuro. Ciò è stato riflesso nell'approccio della Commissione nelle precedenti decisioni di esenzione.
- (79) La Commissione ammette anche, come nel caso di questo progetto, che i rischi possono trarre origine da variazioni intervenute nei flussi causati da cambiamenti in altre parti del sistema. Nel caso di specie, l'uso dell'interconnettore previsto dipenderà dai prezzi relativi praticati in Italia e Slovenia e dagli sviluppi della rete da parte dei gestori dei sistemi di trasmissione della Slovenia e dell'Italia.
- (80) Occorre tener conto di due aspetti specifici:
- più basso è il rischio, maggiore è la probabilità che il progetto in questione goda di una posizione indiscussa;
 - il livello di rischio tenderebbe a essere più basso se una società energetica integrata costruisse un nuovo elemento dell'infrastruttura.
- (81) Tuttavia, nel caso di specie nessuna delle due ragioni (direttamente o indirettamente) è valida. Esiste già un'interconnessione alternativa operativa tra Slovenia e Italia, e varie in fase avanzata di progettazione; in particolare i pareri congiunti fanno riferimento alla prevista linea aerea 2x400 kV tra Okroglo (SI) e Udine (IT) e al cavo sotterraneo a 400 kV per corrente continua tra Beričevo (SI) e Salgareda (IT). Questi due progetti sono inclusi anche nella strategia di sviluppo di ELES del sistema sloveno di alimentazione elettrica - Piano di sviluppo del sistema di trasmissione sloveno per il periodo 2013-2022 e piano decennale di sviluppo della rete di ENTSO-E per il 2012. Entrambi i progetti figurano anche sull'elenco dei progetti di interesse comune.²⁸ Tuttavia questi progetti sono ancora al vaglio e nessuna procedura di autorizzazione è stata ancora avviata.
- (82) Anche se i promotori sono di fatto società energetiche, non avranno il pieno controllo dell'utilizzo dell'infrastruttura. Infatti, non sono società energetiche integrate che controlleranno l'uso della rete, ma useranno solo la capacità su base non discriminatoria come qualsiasi altro utente della rete.
- (83) Come regola generale, i promotori del progetto hanno l'obbligo di verificare la domanda di mercato prima di poter ottenere l'esenzione, in quanto si tratta di un elemento cruciale per valutare la rischiosità di un progetto e in che misura il progetto previsto rafforza la concorrenza.²⁹ Inoltre, l'articolo 17, paragrafo 4, del regolamento sull'energia elettrica richiede esplicitamente che le ANR, nel valutare la necessità di

²⁷ Commission staff working document on Article 22 of Directive 2003/55/EC concerning common rules for the internal market in natural gas and Article 7 of Regulation (EC) No 1228/2003 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity – New Infrastructure Exemptions –, http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/infrastructure/gas/doc/sec_2009-642.pdf, paragrafo 41.

²⁸ Regolamento delegato (UE) n. 1391/2013 della Commissione, del 14 ottobre 2013, che modifica il regolamento (UE) n. 347/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee relativamente all'elenco dell'Unione dei progetti di interesse comune, sezioni 3.20 e 3.21, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32013R1391&from=IT>.

²⁹ Commission staff working document on Article 22 of Directive 2003/55/EC concerning common rules for the internal market in natural gas and Article 7 of Regulation (EC) No 1228/2003 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity – New Infrastructure Exemptions –, http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/infrastructure/gas/doc/sec_2009-642.pdf, Riquadro 3: Verifica della domanda di mercato.

un'esenzione, tengano conto dei risultati della procedura di assegnazione delle capacità. La mancata verifica non è tuttavia una grave lacuna nella domanda trasmessa, dato che tutta la capacità disponibile sarà commercializzata a titolo delle ordinarie disposizioni regolamentari e che non è concessa alcuna esenzione dall'accesso di terzi.

- (84) Sulla base di quanto precede, la Commissione conclude che i rischi connessi agli investimenti nei due interconnettori sono sufficienti a giustificare l'esenzione dal disposto dell'articolo 16, paragrafo 6, del regolamento sull'energia elettrica.
- 4.3. Articolo 17, paragrafo 1, lettera c): l'interconnettore deve essere di proprietà di una persona fisica o giuridica distinta, almeno in termini di forma giuridica, dai gestori nei cui sistemi tale interconnettore sarà creato
- (85) I nuovi interconnettori saranno creati e saranno di proprietà dei richiedenti, sulla base di un contratto di servizio tecnico stipulato insieme ai GST.
- (86) Pertanto, la separazione giuridica dai GST esistenti è soddisfatta in quanto i promotori sono un'entità giuridica separata e indipendente da ELES e da Terna, i gestori del sistema nel quale verranno creati gli interconnettori.
- (87) Ne consegue che i promotori sono separati nella loro forma giuridica dai GST esistenti, ai sensi dell'articolo 17, paragrafo 1, lettera c), del regolamento sull'energia elettrica.
- 4.4. Articolo 17, paragrafo 1, lettera d): sono imposti corrispettivi agli utenti di tale interconnettore
- (88) Gli interconnettori saranno soggetti ad una tariffazione regolamentata, in quanto non è stata concessa l'esenzione dalle disposizioni di tariffazione. Pertanto, sono imposti corrispettivi agli utenti degli interconnettori, e ai promotori.
- 4.5. Articolo 17, paragrafo 1, lettera e): il proprietario dell'interconnettore non deve aver recuperato nessuna parte del proprio capitale o dei costi di gestione per mezzo di una parte qualsiasi dei corrispettivi percepiti per l'uso dei sistemi di trasmissione o di distribuzione collegati con tale interconnettore
- (89) Nel caso di interconnettori elettrici transfrontalieri, i diritti di trasmissione sono assegnati agli operatori che svolgono attività di importazione/esportazione tramite aste di capacità esplicite e accoppiamento dei mercati³⁰. Le ANR, che sarebbero responsabili dell'approvazione di tali trasmissioni, hanno accettato che tale criterio è soddisfatto.
- (90) La Commissione conclude non è stata recuperata alcuna parte del capitale o dei costi di gestione per mezzo di una parte qualsiasi dei corrispettivi percepiti per l'uso dei sistemi di trasmissione o di distribuzione collegati con gli interconnettori. Pertanto, il requisito di cui all'articolo 17, paragrafo 1, lettera e), del regolamento sull'energia elettrica è soddisfatto.
- 4.6. Articolo 17, paragrafo 1, lettera f): l'esenzione non deve andare a detrimento della concorrenza o dell'efficace funzionamento del mercato interno dell'energia elettrica o dell'efficace funzionamento del sistema di regolamentato al quale l'interconnettore è collegato
- 4.6.1. Detrimento della concorrenza

³⁰ I mercati dell'Italia e della Slovenia sono accoppiati dal gennaio 2011.

- (91) Questo criterio ha un approccio diverso rispetto al criterio di cui all'articolo 17, paragrafo 1, lettera a), del regolamento sull'energia elettrica, descritto nella sezione 4.1, perché si concentra sui possibili effetti negativi dell'esenzione, anziché sull'effetto concorrenziale degli investimenti stessi. Il problema riguarda quindi le eventuali conseguenze della concessione un'esenzione su altri progetti in gara, siano essi regolamentati, esentati o per i quali è stata presentata una domanda di esenzione. Il potenziale detrimento della concorrenza è duplice. In primo luogo, è necessario garantire che i progetti infrastrutturali concorrenti siano in grado di competere su una base equa con il beneficiario dell'esenzione (per esempio sulla disponibilità dei contratti di connessione, ecc.). In secondo luogo, un impatto negativo sui progetti in competizione dovuto all'esenzione potrebbe compromettere il potenziale per la concorrenza più in generale nel mercato interno dell'energia elettrica (dato che una maggiore interconnessione generalmente aumenterà la concorrenza).
- (92) In relazione ai progetti di interconnessione concorrenti, esistono almeno due progetti di interconnessione supplementare in fase di sviluppo tra la Slovenia e l'Italia. I progetti menzionati poc'anzi avranno una capacità molte volte superiore a quella dei due in esame. I pareri comuni sono giunti alla conclusione che differenziali di prezzo significativi tra l'Italia e la Slovenia sono prevedibili anche successivamente alla realizzazione di questi interconnettori, quindi le argomentazioni economiche per l'altro progetto in programma restano valide. Alla Commissione risulta inoltre che non vi siano motivi tecnici per cui, completati alle condizioni stabilite nelle decisioni di esenzione, gli interconnettori previsti debbano limitare la capacità dei progetti di interconnessione alternativa fattibili o causare un ritardo nella loro realizzazione.

4.6.2. Funzionamento efficace del mercato interno

- (93) L'efficace funzionamento del mercato potrebbe essere compromesso se l'esenzione ostacolasse l'ottimizzazione globale della rete energetica, per esempio programmando flussi sull'interconnettore indipendentemente dalle implicazioni per i costi di congestione o di produzione in altre parti della rete.
- (94) L'accesso regolamentato agli interconnettori ha come conseguenza che il suo impiego tiene pienamente conto della situazione dei prezzi in entrambi i mercati e dell'eventuale congestione in altri elementi della rete.
- (95) Il risultato delle condizioni relative alle decisioni di esenzione è che l'uso materiale dei due interconnettori sarà completamente integrato con una più ampia assegnazione di capacità e metodi di gestione della congestione sviluppati per garantire l'efficace funzionamento del mercato interno dell'energia elettrica.

4.6.3. Funzionamento efficiente del sistema regolamentato

- (96) La creazione di una nuova infrastruttura può richiedere l'ampliamento o il rafforzamento dell'infrastruttura regolamentata esistente a causa di un aumento sostanziale dei flussi di energia. È quindi necessario considerare in che modo l'esenzione incida sui costi di funzionamento del sistema regolamentato, se, per esempio, gli utenti del sistema regolamentato potrebbero trovarsi di fronte a un aumento sostanziale delle tariffe di rete.
- (97) Nella fattispecie, la Commissione comprende che gli aggiornamenti non sono necessari solo a seguito della connessione delle due interconnettori, ma sono anche legati alla necessità generale di potenziare la rete in Slovenia e soprattutto in Italia. Le condizioni relative alle decisioni di esenzione notificate prevedono che i promotori dovranno finanziare eventuali costi aggiuntivi per il sistema sloveno imputabili a un

aumento dei flussi di energia elettrica verso l'Italia. Peraltro, poiché sarà garantito il pieno accesso regolamentato di terzi sulla base di tariffe regolamentate, gli interconnettori contribuiranno al funzionamento efficiente dei sistemi regolamentati in Italia e Slovenia. Pertanto, la Commissione giunge alla conclusione che l'esenzione dal disposto dell'articolo 16, paragrafo 6, del regolamento sull'energia elettrica non va a scapito del buon funzionamento del sistema regolamentato.

- (98) Quanto al ruolo rispettivamente di Terna ed ELES riguardo ai due interconnettori, la Commissione comprende che per entrambi i gestori le ANR applicano requisiti almeno equivalenti a quelli applicabili ai gestori di sistemi indipendenti ai sensi dell'articolo 13, paragrafo 2, della direttiva sull'energia elettrica. Terna ha già ottenuto la certificazione di separazione proprietaria³¹, mentre per ELES la procedura è in corso.
- (99) Nella misura in cui all'articolo 13, paragrafo 5, della direttiva sull'energia elettrica sono previsti obblighi finanziari del proprietario del sistema di trasmissione, le decisioni di esenzione obbligano i promotori del progetto a finanziare tutti i costi incorsi da ELES dovuti ai flussi transfrontalieri di energia elettrica dalla Slovenia verso l'Italia, sotto forma di perdite tecniche di rete, rafforzamenti necessari e altri costi operativi³². A causa delle differenze, esistenti e prevedibili, del prezzo dell'energia elettrica tra Slovenia e Italia, è probabile che i flussi di corrente durante il periodo dell'esenzione passino soprattutto dalla Slovenia verso l'Italia; questo requisito assume pertanto grande rilievo e sembra soddisfacente.
- (100) Inoltre, per quanto riguarda l'obbligo di conformarsi ai piani d'investimento, i gestori dei sistemi di trasmissione sono tenuti ad assolverlo in forza delle rispettive legislazioni nazionali. Le decisioni di esenzione fanno riferimento a diversi investimenti nelle infrastrutture necessari all'operatività dell'interconnettore (cfr. sezione 3.4 della presente decisione).

4.6.4. Valutazione della Commissione degli impatti pregiudizievoli dell'esenzione

- (101) Sulla base della summenzionata analisi, la Commissione conclude che la concessione di un'esenzione per i due interconnettori come stabilito nei pareri comuni delle ANR e nelle decisioni nazionali di esenzione non saranno a detrimento della concorrenza né dell'efficace funzionamento del mercato interno dell'energia elettrica o del funzionamento efficiente del sistema regolamentato cui l'interconnettore è collegato.

4.7. Articolo 17, paragrafo 2 – costo e rischi eccezionali per gli interconnettori per corrente alternata

- (102) Ai sensi dell'articolo 17, paragrafi 1 e 2, del regolamento sull'energia elettrica, gli interconnettori per corrente alternata in genere non comportano costi elevati e rischi particolari atti a giustificare un'esenzione. Nondimeno, in circostanze eccezionali, possono essere concesse esenzioni anche a tali interconnettori.
- (103) Risulta dalla prassi decisionale della Commissione che tali condizioni eccezionali devono essere valutate sulla base di criteri analoghi alla valutazione generale dei rischi. Non è quindi necessario che tipologie eccezionali di rischi siano di rilevanza

³¹ Cfr. Parere della Commissione a norma dell'articolo 3, paragrafo 1, del regolamento (CE) n. 714/2009 e dell'articolo 10, paragrafo 6, della direttiva 2009/72/CE – Italia – Certificazione della società Terna S.p.A

³² http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/interpretative_notes/doc/certification/2012_052_it_it.pdf
Decisione di AGEN-RS, punto 2.3 e motivazione, pag. 12.

per l'interconnettore in questione, purché il rischio complessivo sia eccezionale per l'investimento in un interconnettore per corrente alternata.

(104) Ciò è stato confermato in passato per l'interconnessione Arnoldstein-Tarvisio.³³ In quel caso, la Commissione ha stabilito un rischio particolarmente elevato sulla base dei seguenti motivi:

- forte necessità di capacità di interconnessione al confine in questione, accertata da tempo, ma non risolta sulla base del sistema regolamentato, a motivo della particolare difficoltà dell'investimento;
- l'uso dell'interconnettore dipende in modo significativo dagli investimenti precedenti e dall'uso delle reti di trasmissione nazionali collegate, che non sono sotto il controllo dei promotori;
- Le condizioni geografiche e della rete al confine rendono l'investimento particolarmente oneroso.

(105) Questi criteri si applicano anche nel caso di specie. Inoltre, gli interconnettori per corrente alternata saranno interrati. La posa sotterranea dei cavi è diverse volte più costosa e spesso richiede molto più tempo della costruzione aerea. La decisione di realizzare un interconnettore interrato per ridurre al minimo l'impatto sull'ambiente si traduce quindi nel costo eccezionalmente elevato di entrambi gli interconnettori per corrente alternata. Così, come è stato anche stabilito nelle decisioni di esenzione notificate, i rischi e i costi per le infrastrutture degli interconnettori previste superano quelli di un normale interconnettore per corrente alternata.

4.8. Esenzione dal disposto dell'articolo 9 della direttiva sull'energia elettrica – separazione

(106) La Commissione rileva che l'articolo 9, paragrafo 1, lettera a), della direttiva sull'energia elettrica prevede che ciascuna impresa proprietaria di un sistema di trasmissione agisca in qualità di gestore del sistema di trasmissione. Ciò significa che le imprese proprietarie di sistemi di trasmissione devono assumersi la responsabilità di garantire che tutte le funzioni e gli obblighi del gestore del sistema di trasmissione vengano adempiuti.

(107) Inoltre, le imprese che (come i promotori del progetto) sono attive nella generazione o nella fornitura non possono, ai sensi dell'articolo 9, paragrafo 1, lettera b), della direttiva sull'energia elettrica, esercitare alcun controllo né diritto su un gestore di sistemi di trasmissione né su un sistema di trasmissione. Nel caso di specie, i promotori del progetto sarebbero proprietari delle attività di trasmissione e quindi eserciterebbero un diritto sul sistema di trasmissione, anche laddove il ruolo del gestore dei sistemi di trasmissione sia svolto dal gestore nazionale costituito. Al termine del periodo di esenzione, in base ai punti 2.10 e 2.11 dei due pareri comuni, la proprietà delle attività dovrà essere trasferita al corrispondente gestore del sistema di trasmissione.

(108) Le imprese proprietarie di sistemi di trasmissione sono tenute ad applicare le norme di separazione della proprietà di cui all'articolo 9, paragrafo 1, e segg. della direttiva sull'energia elettrica, a meno che non abbiano il diritto di applicare il modello di

³³ Richiesta della Commissione del 26 ottobre 2010, SG-Greffe (2010) D/16980, http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/exemptions/doc/doc/electricity/2011_tarvisio_decision_it.pdf e http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/exemptions/doc/doc/electricity/2010_arnoldstein_travisio_decision_de.pdf.

gestore di sistemi indipendente o il modello di gestore di trasmissione indipendente. Ai sensi dell'articolo 9, paragrafo 8, della direttiva sull'energia elettrica, la possibilità di applicare il modello di gestore di sistemi indipendente o il modello di gestore di trasmissione indipendente è limitato a situazioni in cui il sistema di trasmissione apparteneva ad un'impresa verticalmente integrata alla data del 3 settembre 2009. Di conseguenza, questi modelli non possono applicarsi a nuovi sistemi di trasmissione, come gli interconnettori di cui trattasi, che non possono essere visti come semplici ampliamenti delle reti esistenti. Di conseguenza, gli interconnettori devono applicare le norme in materia di separazione proprietaria, a meno che non sia concessa un'esenzione dal disposto dell'articolo 9 della direttiva sull'energia elettrica.

- (109) La Commissione osserva che, anche se i pareri comuni non considerano che un'esenzione dalle norme sulla separazione proprietaria sia necessaria per la parte italiana, descrivono le modalità che presuppongono l'esistenza di una tale esenzione. Segnatamente, la divisione della proprietà e il funzionamento degli interconnettori tra le diverse imprese implica che le norme sulla separazione proprietaria non potrebbero essere rispettate. Il mancato rispetto della separazione proprietaria però sarebbe possibile solo se un'esenzione dal disposto dell'articolo 9 della direttiva sull'energia elettrica viene esplicitamente concessa per la parte italiana, come già avviene per la parte slovena.
- (110) Pertanto, la Commissione ritiene che le due decisioni di esenzione debbano essere allineate, per chiarire che la separazione della proprietà degli interconnettori dalla funzione del gestore dei sistemi nonché della proprietà delle attività di trasmissione da parte di imprese attive nella generazione o nella fornitura richiede l'esenzione dall'obbligo del proprietario di un sistema di trasmissione di agire come il gestore del sistema di trasmissione di cui all'articolo 9, paragrafo 1, della direttiva sull'energia elettrica.

5. Conclusione

- (111) La Commissione è dell'avviso che l'interconnettore Dekani-Zaule e l'interconnettore Redipuglia-Vrtojba soddisfino i criteri stabiliti all'articolo 17, paragrafi 1 e 2, del regolamento sull'energia elettrica e che possa essere concessa a detti interconnettori un'esenzione dal disposto dell'articolo 16, paragrafo 6, del regolamento sull'energia elettrica e dell'articolo 9 della direttiva sull'energia elettrica, a condizione che le decisioni di esenzione siano modificate nel modo indicato nel dispositivo della presente decisione.

HA ADOTTATO LA PRESENTE DECISIONE:

Articolo 1

Le decisioni di esenzione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico (MSE) italiano notificate alla Commissione il 28 agosto 2014 sono modificate in modo da prevedere che, nella misura e per il periodo in cui i proprietari degli interconnettori non vanno considerati i rispettivi gestori dei sistemi di trasmissione, è richiesta un'esenzione dall'applicazione delle norme in materia di separazione proprietaria di cui all'articolo 9 della direttiva 2009/72/CE.

Articolo 2

In linea con l'articolo 17, paragrafo 8, del regolamento (CE) n. 714/2009, l'approvazione da parte della Commissione delle decisioni di esenzione per quanto riguarda l'interconnettore Dekani-Zaule scade 2 anni dopo la data di adozione della presente decisione nel caso in cui la

costruzione di tale interconnettore non sia stata avviata entro tale data e 5 anni dopo la data di adozione della presente decisione se l'interconnettore non è operativo entro tale data, a meno che la Commissione non decida che il ritardo sia dovuto a gravi ostacoli che sfuggono al controllo dei promotori.

In linea con l'articolo 17, paragrafo 8, del regolamento (CE) n. 714/2009, l'approvazione da parte della Commissione delle decisioni di esenzione per quanto riguarda l'interconnettore Redipuglia-Vrtojba scade 2 anni dopo la data di adozione della presente decisione nel caso in cui la costruzione di tale interconnettore non sia stata avviata entro tale data e 5 anni dopo la data di adozione della presente decisione se l'interconnettore non è operativo entro tale data, a meno che la Commissione decida che il ritardo sia dovuto a gravi ostacoli che sfuggono al controllo dei promotori.

Articolo 3

La presente decisione è destinata al Ministero dello Sviluppo Economico e Javna Agencija Republika Slovenija Za Energijo.

Fatto a Bruxelles, il 17.12.2014

Per la Commissione
Miguel ARIAS CAÑETE
Membro della Commissione

