

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE  
492/2019/R/EEL**

**ORIENTAMENTI PER LA REVISIONE DELLA REGOLAZIONE  
DELLE PARTITE ECONOMICHE RELATIVE ALL'ENERGIA  
ELETTRICA DESTINATA AGLI STATI INTERCLUSI NEL  
TERRITORIO ITALIANO E AD ALTRI STATI PER IL TRAMITE DI  
INTERCONNESSIONI PER LE QUALI NON È ATTUATO IL  
CONTROLLO DEGLI SCAMBI PROGRAMMATI**

*Documento per la consultazione  
Mercato di incidenza: energia elettrica*

*26 novembre 2019*

## **Premessa**

*Il presente documento per la consultazione definisce gli orientamenti dell'Autorità ai fini della revisione della regolazione delle partite economiche relative all'energia elettrica destinata agli Stati interclusi nel territorio italiano.*

*Inoltre, l'Autorità intende valutare l'estensione della revisione di cui sopra anche alle altre reti di interconnessione con l'estero per le quali non è attuato il controllo degli scambi programmati, al fine di uniformare, ove possibile, la regolazione.*

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità, per iscritto, possibilmente in un formato elettronico che consenta la trascrizione del testo, le proprie osservazioni e le proprie proposte entro il **13 gennaio 2020**.*

*I soggetti che intendano salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, della documentazione inviata sono tenuti a indicare quali parti della propria documentazione sono da considerare riservate.*

*Per agevolare la pubblicazione dei contributi pervenuti in risposta al presente documento per la consultazione, si chiede di inviare documenti in formato elettronico attraverso il servizio interattivo messo a disposizione sul sito internet dell'Autorità [www.arera.it](http://www.arera.it) o, in alternativa, all'indirizzo e-mail [mercati-ingrosso@arera.it](mailto:mercati-ingrosso@arera.it).*

**Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente**  
**Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale**  
**Piazza Cavour, 5 – 20121 Milano**  
**Tel. 02-65565290/351**  
**e-mail: [mercati-ingrosso@arera.it](mailto:mercati-ingrosso@arera.it)**  
**sito internet: [www.arera.it](http://www.arera.it)**

## **1. Introduzione e finalità del presente documento per la consultazione**

Il presente documento per la consultazione fa seguito alla deliberazione 491/2019/E/eel e si pone l'obiettivo di presentare gli orientamenti dell'Autorità in merito alla revisione del quadro regolatorio relativo all'approvvigionamento e alla cessione dell'energia elettrica agli Stati interclusi nel territorio italiano (Repubblica di San Marino e Stato Città del Vaticano), ivi inclusa l'eventuale applicazione dei corrispettivi di dispacciamento (o parte di essi) nonché delle tariffe a copertura dei costi di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica.

Con il presente documento viene anche valutata l'estensione della richiamata revisione del quadro regolatorio ad altre situazioni che presentano caratteristiche simili a quelle afferenti agli Stati interclusi, quali le altre interconnessioni per le quali non si applica il controllo degli scambi programmati, dando seguito e/o rivedendo quanto già riportato nel documento per la consultazione 394/2015/R/eel a cui ha fatto seguito la deliberazione 549/2015/R/eel recante la disciplina degli sbilanciamenti effettivi applicabile all'interconnessione Italia – Malta.

## **2. La regolazione vigente**

L'attuale disciplina del dispacciamento, di cui all'Allegato A alla deliberazione 111/06, definisce il controllo degli scambi programmati come l'insieme delle azioni di controllo di Terna, anche in cooperazione con altri gestori esteri di rete elettriche, per il controllo degli scambi di energia elettrica tra i sistemi elettrici interconnessi al sistema elettrico nazionale. Nel caso in cui tale controllo è attuato, entrambi i gestori delle reti interconnesse si impegnano a mantenere il valore dello scambio di energia elettrica pari al valore programmato e sono responsabili reciprocamente degli eventuali scostamenti.

Diversamente, nel caso in cui tale controllo non è attuato, è il gestore di rete del sistema esportatore a fornire i necessari margini di riserva e le risorse di bilanciamento necessarie ad assicurare il prelievo di energia elettrica del sistema importatore (il sistema importatore, cioè, viene gestito come un carico connesso alla rete elettrica del sistema esportatore). Le linee attualmente in esercizio per le quali non è attuato il controllo degli scambi programmati sono:

- a) Interconnessione Italia – Malta, in particolare:
  - Collegamento (AC) tra la Sicilia e la stazione elettrica di Maghtab sita in territorio maltese;
- b) Interconnessioni Italia – Francia, in particolare:
  - Collegamento SARCO (AC) tra la Sardegna e la Corsica;
  - Collegamento SACOI (DC) tra la Sardegna, la Corsica (con spillamento nella stazione elettrica di Lucciana) e il continente;
  - linea extramaglia non facente parte della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) funzionale al collegamento in antenna di un impianto di generazione posto in territorio francese;

- c) Interconnessione Italia – Repubblica di San Marino;
- d) Interconnessione Italia – Stato Città del Vaticano;
- e) Interconnessioni Italia – Slovenia, in particolare due linee extramaglia (AC, media tensione) Vertoiba – Gorizia e Sezana – Opicina, non facenti parte della RTN, funzionali alla fornitura di energia elettrica ad alcune località poste sul territorio italiano.

Sulla base delle informazioni attualmente disponibili, tali interconnessioni appaiono molto differenti tra loro, in quanto:

1. le interconnessioni tra la Repubblica di San Marino o lo Stato Città del Vaticano e l'Italia servono per garantire il soddisfacimento della domanda di energia elettrica degli Stati interclusi in condizioni di sicurezza;
2. l'interconnessione con Malta è stata realizzata direttamente da locale gestore di rete con la finalità di contribuire alla copertura del carico presente sull'isola con un certo margine di adeguatezza. Malta avrebbe infatti impianti atti a garantire la fornitura di energia, ma con margini di riserva potenzialmente limitati; in tal senso, l'utilizzo dell'interconnessione con l'Italia risulta prevalentemente in importazione verso l'isola secondo un profilo variabile sulla base delle esigenze del sistema elettrico locale. Pertanto, questa interconnessione presenta elementi di similarità con quelle di cui al punto 1;
3. il collegamento SACOI è un collegamento tra la Sardegna e la penisola italiana con attraversamento della Corsica per motivi logistici;
4. il collegamento SARCO tra la Sardegna e la Corsica viene essenzialmente utilizzato per contribuire alla copertura del carico della Corsica medesima secondo un profilo poco variabile durante l'anno e quasi esclusivamente in importazione verso la Corsica; pertanto, appare confrontabile con le interconnessioni di cui al punto 1;
5. la linea extramaglia funzionale al collegamento in antenna di un impianto di generazione posto in territorio francese viene esclusivamente utilizzata al fine di immettere nella rete italiana la produzione di un impianto fisicamente ubicato in territorio francese e, in quanto tale, non è confrontabile con le interconnessioni di cui al punto 1;
6. le interconnessioni con la Slovenia sono finalizzate a contribuire alla fornitura di energia elettrica ad alcune località poste sul territorio italiano e, pertanto, non sono confrontabili con le interconnessioni di cui al punto 1.

Non rientrano tra le interconnessioni di cui al presente documento quelle funzionali all'alimentazione dei tratti delle reti italiane di distribuzione interconnesse solo con reti estere (quale, ad esempio, la rete elettrica di Campione d'Italia): in relazione ad esse, si rimanda alla deliberazione 78/2019/R/eel.

Esistono, infine, le interconnessioni attualmente denominate “di scambio e soccorso”: sono interconnessioni tra reti di distribuzione italiane e reti di distribuzione estere utilizzate all'occorrenza per garantire la continuità nella fornitura di energia elettrica. Esse potrebbero essere regolate in modo simile alle interconnessioni per le quali non è attuato il controllo degli scambi programmati (tenendo conto delle innovazioni ipotizzate nel capitolo 3) oppure, data la loro specificità e i limitati volumi di energia elettrica

scambiata, potrebbero continuare a non rientrare nell'ambito della più generale regolazione dell'Autorità: ciò significa che, come attualmente avviene, l'energia elettrica scambiata per il loro tramite confluisce nell'ambito delle perdite delle reti di distribuzione.

*S.1. Si ritiene opportuno prevedere che le interconnessioni attualmente denominate “di scambio e soccorso” vengano regolate in modo simile alle interconnessioni per le quali non è attuato il controllo degli scambi programmati?*

L'Allegato A alla deliberazione 111/06, inoltre, definisce:

- il punto di importazione, relativo ad una frontiera elettrica appartenente ad una rete di interconnessione per la quale non è attuato il controllo degli scambi programmati, come l'insieme dei punti in cui si considera immessa l'energia elettrica importata. L'insieme dei punti di importazione relativi ad un'unica frontiera elettrica (a cui è sottesa una “unità di produzione virtuale”) costituisce un punto di dispacciamento di importazione, in relazione al quale l'utente del dispacciamento acquisisce il diritto e l'obbligo ad immettere energia elettrica nelle reti con obbligo di connessione di terzi e rispetto al quale è calcolato lo sbilanciamento effettivo;
- il punto di esportazione, relativo ad una frontiera elettrica appartenente ad una rete di interconnessione per la quale non è attuato il controllo degli scambi programmati, come l'insieme dei punti in cui si considera prelevata l'energia elettrica esportata. L'insieme dei punti di esportazione relativi ad un'unica frontiera elettrica (a cui è sottesa una “unità di consumo virtuale”) costituisce un punto di dispacciamento di esportazione, in relazione al quale l'utente del dispacciamento acquisisce il diritto e l'obbligo a prelevare energia elettrica nelle reti con obbligo di connessione di terzi e rispetto al quale è calcolato lo sbilanciamento effettivo.

Ai sensi del TIS<sup>1</sup>:

- l'energia elettrica immessa in un punto di importazione relativa a una frontiera elettrica appartenente a una rete di interconnessione per la quale non è attuato il controllo degli scambi programmati è pari all'energia elettrica immessa nei punti delle reti elettriche localizzate sul territorio dello Stato confinante;
- l'energia elettrica prelevata in un punto di esportazione relativa a una frontiera elettrica appartenente a una rete di interconnessione per la quale non è attuato il controllo degli scambi programmati è pari all'energia elettrica esportata attraverso la medesima frontiera e destinata al consumo dello Stato confinante.

In merito alla regolazione delle partite economiche relative al dispacciamento:

- ai sensi dell'articolo 22.2, lettera a), del TIS, gli utenti del dispacciamento sono tenuti a regolare con Terna i corrispettivi di sbilanciamento effettivo, pari al prodotto tra lo sbilanciamento effettivo e il prezzo di sbilanciamento; a sua volta, nel caso dei punti di dispacciamento di importazione e di esportazione relativi a frontiere elettriche appartenenti ad una rete di interconnessione per la quale non è attuato il controllo degli

---

<sup>1</sup> Testo integrato delle partite fisiche ed economiche del Servizio di dispacciamento, Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09.

- scambi programmati, il prezzo di sbilanciamento è pari al prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita dell'energia elettrica accettate nel mercato del giorno prima, nel medesimo periodo rilevante, nella zona di mercato in cui è localizzato il punto di dispacciamento (articolo 40, comma 4, dell'Allegato A alla deliberazione 111/06). L'unica eccezione è costituita dall'interconnessione Italia – Malta: con la deliberazione 549/2015/R/eel, l'Autorità ha infatti stabilito che, per i relativi punti di dispacciamento di esportazione e importazione, il prezzo di sbilanciamento sia pari a quello previsto per le unità non abilitate ai sensi dell'articolo 40, comma 3, dell'Allegato A alla deliberazione 111/06, al fine di attribuire correttamente i costi sostenuti da Terna per bilanciare la rete maltese a fronte di una programmazione non corretta dei prelievi o delle immissioni da parte del relativo utente del dispacciamento;
- ai sensi dell'articolo 22, comma 22.2, lettera b), del TIS, l'utente del dispacciamento responsabile di punti di dispacciamento per unità di consumo, paga a Terna i corrispettivi di dispacciamento<sup>2</sup> per l'energia prelevata; il pagamento di tali corrispettivi non è attualmente previsto per i punti di dispacciamento di esportazione, riferiti a unità di consumo virtuali.

Per quanto riguarda il servizio di trasmissione e di distribuzione, il TIT prevede che:

- ciascuna impresa distributrice applichi alle attuali e potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2 del TIT stesso (cioè gli utenti del trasporto) specifiche tariffe, differenziate per tipologia di utenza, a copertura dei costi relativi ai servizi di trasmissione, di distribuzione, di misura e degli oneri generali di sistema; l'applicazione di tali componenti non è prevista per le utenze estere non essendo queste ultime direttamente connesse alla rete elettrica italiana né soggette alla regolazione nazionale;
- l'energia elettrica prelevata dalle imprese distributrici nei punti di interconnessione con la rete di trasmissione nazionale sia assoggettata alle componenti  $CTR_P$  e  $CTR_E$  (articolo 14); tali corrispettivi sono già ad oggi applicati all'energia esportata verso gli Stati esteri interclusi nel territorio italiano.
- ciascuna impresa distributrice che preleva energia elettrica da reti di distribuzione riconosca all'impresa distributrice dalla cui rete è prelevata l'energia elettrica i corrispettivi per il servizio di trasmissione e per il servizio di distribuzione previsti per tipologie di contratto di cui al comma 2.2, lettere d), f), g), h) e i), del medesimo TIT secondo il livello di tensione del punto di interconnessione (articolo 15); tali

---

<sup>2</sup> I corrispettivi di dispacciamento, definiti dall'articolo 24 del TIS, sono:

1. corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento (c.d. componente “*uplift*”);
2. corrispettivo a copertura dei costi delle unità essenziali per la sicurezza del sistema;
3. corrispettivo a copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento di Terna;
4. corrispettivo a copertura dei costi derivanti dalla differenza fra perdite effettive e perdite standard nelle reti;
5. corrispettivo a copertura dei costi per la remunerazione della capacità produttiva;
6. corrispettivo a copertura dei costi per la remunerazione del servizio di interrompibilità del carico;
7. corrispettivo a copertura dei costi della modulazione della produzione eolica.

corrispettivi sono già ad oggi applicati all'energia esportata verso gli Stati esteri interclusi nel territorio italiano.

### **3. Orientamenti dell'Autorità**

Il presente capitolo presenta gli orientamenti dell'Autorità in merito all'innovazione della regolazione relativa alle interconnessioni per le quali non si applica il controllo degli scambi programmati. Gli orientamenti qui riportati potrebbero non trovare applicazione qualora vi fossero accordi tra Stati nell'ambito dei quali vengono riportate diverse indicazioni.

#### ***3.1 Regolazione degli sbilanciamenti effettivi***

In relazione alla valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi, l'Autorità ritiene opportuno estendere, in generale, quanto ad oggi previsto dalla deliberazione 549/2015/R/eel (relativa all'interconnessione Italia – Malta) a tutti gli altri punti di dispacciamento di importazione o di esportazione relativi a frontiere elettriche appartenenti ad una rete di interconnessione per la quale non è attuato il controllo degli scambi programmati (come elencate nel capitolo 2).

In altre parole, gli sbilanciamenti effettivi afferenti ai punti di dispacciamento di importazione e di esportazione verrebbero regolati, per ogni periodo rilevante, al prezzo di sbilanciamento previsto per le unità non abilitate ai sensi dell'articolo 40, comma 3, dell'Allegato A alla deliberazione 111/06. Ciò consentirebbe di attribuire correttamente gli oneri di sbilanciamento ai soggetti (in questo caso il titolare del punto di dispacciamento di importazione o di esportazione) che hanno contribuito a determinarli.

In relazione alla linea extramaglia non facente parte della RTN e funzionale al collegamento in antenna di un impianto di generazione posto in territorio francese, si potrebbe prevedere che il corrispondente punto di interconnessione venga trattato a tutti gli effetti come punto di connessione di un impianto di generazione alla rete italiana: esso, pertanto, rientrerebbe nel punto di dispacciamento del corrispondente utente del dispacciamento al quale si applica la disciplina degli sbilanciamenti normalmente applicata sul territorio nazionale per le unità di produzione equivalenti.

Qualora alle interconnessioni “di scambio e soccorso” si applicasse una regolazione simile a quella prevista per le interconnessioni per le quali non è attuato il controllo degli scambi programmati, anche in relazione ad esse occorrerebbe definire i punti di importazione e di esportazione, nonché i rispettivi punti di dispacciamento a cui riferire i programmi. Per quanto riguarda la regolazione degli sbilanciamenti effettivi, si ritiene opportuno che essi, vista la natura di mutua assistenza di tali interconnessioni, vengano regolati al prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita dell'energia elettrica accettate nel mercato del giorno prima, nel medesimo periodo rilevante, nella zona di mercato in cui è localizzato il punto di dispacciamento.

S.2. *Quali ulteriori elementi potrebbero assumere rilievo in merito alla prospettata revisione della regolazione economica degli sbilanciamenti per le interconnessioni per le quali non è attuato il controllo degli scambi programmati?*

### **3.2 Programmazione delle unità di consumo virtuali correlate ai punti di dispacciamento di esportazione verso gli Stati interclusi (Repubblica di San Marino e Stato Città del Vaticano)**

In relazione alle interconnessioni Italia – Repubblica di San Marino e Italia – Stato Città del Vaticano, annualmente, tramite atti di indirizzo<sup>3</sup>, il Ministro dello Sviluppo Economico assegna una riserva sulla capacità di importazione sulla frontiera elettrica nazionale<sup>4</sup> destinata ai clienti dei medesimi Stati interclusi nel territorio italiano. Tale riserva di capacità di importazione ha fatto sì che, dal punto di vista operativo:

- l'utente del dispacciamento responsabile del punto di dispacciamento di esportazione presenti un programma di prelievo relativo all'intero utilizzo della capacità di importazione assegnata al corrispondente Stato estero (Repubblica di San Marino o Stato Città del Vaticano), indipendentemente dalla previsione dei prelievi di tale Stato<sup>5</sup>;
- la differenza tra i prelievi per il tramite dei punti di esportazione e i sopra richiamati programmi di prelievo rappresenti uno sbilanciamento effettivo "strutturale". È come se l'utente del dispacciamento responsabile del punto di dispacciamento di esportazione (che si occupa dell'approvvigionamento dell'energia elettrica da destinare allo Stato intercluso) acquistasse all'estero tutta l'energia elettrica compatibile con la capacità di importazione assegnata allo Stato estero, rivendendo al medesimo Stato estero l'energia elettrica da quest'ultimo effettivamente prelevata e a Terna l'energia elettrica importata in eccesso (sotto forma di sbilanciamento, al prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita dell'energia elettrica accettate nel mercato del giorno prima nel medesimo periodo rilevante e nella zona – italiana – in cui è localizzato il punto di dispacciamento di esportazione).

Si ritiene che tale approccio operativo, tuttora in corso, possa essere suscettibile di revisione, al fine di rendere più efficiente l'allocazione dei costi.

---

<sup>3</sup> Ogni anno il Ministro dello Sviluppo Economico fornisce indirizzi all'Autorità e a Terna sulla capacità di trasporto di energia elettrica assegnabile sulle interconnessioni con l'estero per l'anno successivo, da ultimo l'atto di indirizzo del 21 dicembre 2018 riferito all'anno 2019.

<sup>4</sup> La Repubblica di San Marino dispone di una riserva di capacità di trasporto per dieci anni a decorrere dall'1 gennaio 2011 per una capacità massima pari a 54 MW; lo Stato Città del Vaticano dispone di una riserva di capacità pari a 45 MW per dieci anni a decorrere dall'1 gennaio 2015.

<sup>5</sup> In questi casi, tipicamente, l'utente del dispacciamento responsabile del punto di dispacciamento di esportazione coincide con l'utente del dispacciamento responsabile del corrispondente punto di dispacciamento di importazione (tramite cui l'energia elettrica importata "entra" nel sistema elettrico italiano) e gestisce un contratto di compravendita per mezzo del quale cui l'energia elettrica importata viene contestualmente esportata affinché possa essere destinata allo Stato intercluso a cui spetta tale capacità. I relativi acquisti e vendite sono registrati nel corrispondente Conto Energia a Termine (C.E.T.).

Più in dettaglio, si ritiene opportuno che:

- l'utente del dispacciamento titolare del punto di dispacciamento di importazione e l'utente del dispacciamento titolare del punto di dispacciamento di esportazione (o, più precisamente, i rispettivi operatori di mercato) continuino a gestire un contratto di compravendita per mezzo del quale cui l'energia elettrica importata viene contestualmente esportata affinché possa essere destinata allo Stato intercluso a cui spetta tale capacità. I relativi acquisti e vendite continuano, come oggi, ad essere registrati nel corrispondente Conto Energia a Termine (C.E.T.);
- per ogni punto di dispacciamento di esportazione, il corrispondente utente del dispacciamento presenti un programma di prelievo in funzione della previsione dei prelievi di energia elettrica destinati allo Stato estero (e non più in relazione alla capacità di importazione sulla frontiera elettrica nazionale destinata allo Stato medesimo). Lo sbilanciamento effettivo, pari, per ogni periodo rilevante, alla differenza tra i prelievi effettivi e i programmi di prelievo, verrebbe regolato come indicato nel paragrafo 3.1;
- la parte rimanente dell'energia elettrica afferente alla capacità di importazione sulla frontiera elettrica nazionale destinata ai clienti dei medesimi Stati interclusi nel territorio italiano verrebbe regolata come sbilanciamento a programma ai sensi dell'articolo 30 dell'Allegato A alla deliberazione 111/06 e, per ogni periodo rilevante, verrebbe valorizzata al PUN<sup>6</sup>.

*S.3. Quali ulteriori elementi potrebbero assumere rilievo in merito alla prospettata revisione della programmazione delle unità di consumo virtuali correlate ai punti di dispacciamento di esportazione verso gli Stati interclusi? Perché?*

### **3.3 Corrispettivi di dispacciamento**

L'attuale regolazione non prevede l'applicazione dei corrispettivi di dispacciamento all'energia prelevata e afferente ai punti di dispacciamento di esportazione.

Nel caso di punti di dispacciamento di esportazione relativi a frontiere elettriche appartenenti ad una rete di interconnessione per la quale è attuato il controllo degli scambi programmati, tale disposizione deriva da normative europee volte a favorire gli scambi

---

<sup>6</sup> Da quanto qui detto consegue che, per ogni ora e per ogni MWh programmato in immissione e in prelievo, l'operatore di mercato regola con il GME i corrispettivi per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto complessivamente pari alla differenza tra il prezzo della zona in cui si colloca il punto di dispacciamento di importazione e il prezzo della zona in cui si colloca il punto di dispacciamento di esportazione (ciò deriva dal combinato disposto dell'articolo 43, commi 43.2 e 43.3, dell'Allegato A alla deliberazione 111/06). Invece, per ogni ora e ogni MWh programmato in immissione ma non in prelievo, l'operatore di mercato regola con il GME i corrispettivi per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto pari alla differenza tra il prezzo della zona in cui si colloca il punto di dispacciamento di importazione e il PUN (ciò deriva dall'articolo 43, comma 43.2, dell'Allegato A alla deliberazione 111/06): ciò significa che l'energia elettrica importata è oggetto di sbilanciamento a programma valorizzato a PUN verrebbe complessivamente valorizzata al prezzo della zona a cui appartiene il punto di dispacciamento di importazione, proprio come se tale energia venisse direttamente venduta sul mercato italiano tramite la piattaforma del GME.

commerciali e a non gravare l'energia importata con una doppia imposizione di tali oneri; in queste situazioni, infatti, ciascun gestore si impegna a mantenere gli scambi e quindi a provvedere autonomamente al fabbisogno di servizi per la sicurezza del sistema gravando i propri utenti dei relativi costi.

Nel caso di punti di dispacciamento di esportazione relativi a frontiere elettriche appartenenti ad una rete di interconnessione per la quale non è attuato il controllo degli scambi programmati, tale disposizione non è invece giustificata in quanto è solo il sistema esportante a sostenere i costi per garantire i margini di riserva e le risorse di bilanciamento necessarie a beneficio dell'altro sistema.

Si ritiene, quindi, che, in relazione ai prelievi di energia elettrica attribuiti ai punti di dispacciamento di esportazione relativi a frontiere elettriche appartenenti ad una rete di interconnessione per la quale non è attuato il controllo degli scambi programmati, Terna applichi al corrispondente utente di dispacciamento corrispettivi di dispacciamento che tengano conto dei costi sostenuti per la fornitura dei servizi. Si ritiene, in particolare, che essi trovino applicazione nel solo caso delle interconnessioni Italia – Repubblica di San Marino, Italia – Stato Città del Vaticano, Italia – Malta e Italia – Francia tramite il collegamento SARCO in quanto tali interconnessioni vengono essenzialmente utilizzate in esportazione e il sistema esportante sostiene i costi per garantire i margini di riserva e le risorse di bilanciamento a beneficio dello Stato estero.

Si ritiene, infine, che i corrispettivi di dispacciamento da applicare non debbano essere calcolati in modo diverso rispetto a quelli normalmente applicati in Italia anche per equità di trattamento nei confronti degli utenti nazionali (non dovrebbero cioè essere determinati *ad hoc* tenendo conto di ogni singola interconnessione). Al tempo stesso, dovrebbero escludere le componenti strettamente attinenti a fattispecie nazionali (quali la disciplina dell'essenzialità o la disciplina volta a garantire l'adeguatezza del sistema elettrico nazionale, al momento il *capacity payment*).

Più in dettaglio, si ritiene che debba essere applicato il solo corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento (cd. *uplift*), limitatamente al rapporto tra<sup>7</sup>:

- a) la somma algebrica fra gli importi di cui alle lettere a), b), d) ed e) del comma 44.1 dell'Allegato A alla deliberazione 111/06;
- b) la stima dell'energia elettrica prelevata da tutti gli utenti del dispacciamento di cui alla lettera b) del comma 44.3 dell'Allegato A alla deliberazione 111/06.

S.4. *Quali ulteriori elementi potrebbero assumere rilievo al fine di meglio individuare i punti di dispacciamento di esportazione per i quali è corretto applicare i corrispettivi di dispacciamento?*

---

<sup>7</sup> L'intero corrispettivo *uplift* viene aggiornato con cadenza trimestrale e pubblicato da Terna entro il giorno 15 del mese che precede il trimestre di riferimento. Il suo valore più recente (prima dell'esclusione degli importi di cui alla lettera c) del comma 44.1 dell'Allegato A alla deliberazione 111/06), riferito al quarto trimestre 2019, è pari a 7,291 €/MWh, per ogni MWh prelevato (il valore per il terzo trimestre 2019 era pari a 7,310 €/MWh).

S.5. *Si ritiene che debbano essere incluse altre parti dei corrispettivi di dispacciamento attualmente applicati ai punti di dispacciamento per unità di consumo nazionali? Quali e perché? Si ritiene che vi siano ulteriori specificità tali da giustificare modalità di applicazione dei corrispettivi di dispacciamento diverse da quelle qui esposte?*

### **3.4 Tariffe a copertura dei costi relativi ai servizi di trasmissione e di distribuzione, nonché degli oneri generali di sistema**

Si ritiene che, anche in merito ai servizi di trasmissione e di distribuzione, assumano validità le considerazioni esposte nel paragrafo 3.3. Anche in questo caso e per le medesime motivazioni lì riportate, si ritiene che ai punti di esportazione relativi a frontiere elettriche appartenenti ad una rete di interconnessione per la quale non è attuato il controllo degli scambi programmati debbano essere applicati corrispettivi di trasmissione e di distribuzione che tengano conto dei costi sostenuti per la fornitura dei servizi: essi, oltre a continuare a trovare applicazione nel caso delle interconnessioni Italia – Repubblica di San Marino, Italia – Stato Città del Vaticano, troverebbero applicazione anche nel caso delle interconnessioni Italia – Malta e Italia – Francia tramite il collegamento SARCO in quanto anche tali interconnessioni (come quelle relative agli Stati interclusi) vengono essenzialmente utilizzate in esportazione e il sistema esportante sostiene i costi di trasporto a beneficio dello Stato estero.

Si ritiene, infine, che i corrispettivi di trasmissione e di distribuzione non debbano essere calcolati in modo diverso rispetto a quelli normalmente applicati in Italia in situazioni affini: essi, pertanto, dovrebbero essere i medesimi corrispettivi previsti dal TIT per i punti di interconnessione, come riassunti nel capitolo 2<sup>8</sup>, peraltro già in corso di

---

<sup>8</sup> I corrispettivi di trasmissione e di distribuzione previsti dal TIT per i punti di interconnessione vengono aggiornati e pubblicati dall’Autorità con cadenza annuale, entro la fine dell’anno che precede quello a cui sono riferiti.

Nel caso di interconnessioni con la rete di trasmissione nazionale (RTN), essi, per l’anno 2019, sono pari a 30,68152 €/kW per ogni kW di interconnessione + 0,76 €/MWh per ogni MWh prelevato. Più in dettaglio, la potenza di interconnessione è la media dei valori massimi delle potenze prelevate dai punti di interconnessione con la RTN in ciascuno degli ultimi 12 mesi disponibili, determinate a livello aggregato di cabina primaria e considerando esclusivamente l’energia netta prelevata dalla RTN; a sua volta, l’energia netta è il bilancio tra energia prelevata e energia immessa con riferimento a un insieme definito di punti di interconnessione e relativa ad un determinato periodo di tempo.

Nel caso di interconnessioni con la rete di distribuzione, i corrispettivi dipendono dal livello di tensione dell’interconnessione. A titolo d’esempio, nel caso di interconnessioni in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW, essi, per l’anno 2019, sono pari a 4,7228 €/punto + 30,1617 €/kW per ogni kW impegnato + 0,61 €/MWh per ogni MWh prelevato + 7,24 €/MWh per ogni MWh prelevato. Più in dettaglio, la potenza disponibile è la massima potenza prelevabile in un punto di prelievo senza che il cliente finale sia disalimentato (è quella per cui viene corrisposto il corrispettivo per la connessione); la potenza contrattualmente impegnata è il livello di potenza, indicato nei contratti, reso disponibile dall’esercente ove siano presenti dispositivi atti a limitare la potenza prelevata; la potenza impegnata è la potenza contrattualmente impegnata ove consentito e il valore massimo della potenza prelevata nel mese per tutti gli altri casi.

applicazione nel caso delle interconnessioni con gli Stati interclusi. Non si ritiene opportuno applicare la c.d. *Inter TSO Compensation* (cioè il corrispettivo definito da un accordo tra i TSO europei per ripagare le reti elettriche e le perdite di rete generate dai transiti nei propri sistemi elettrici<sup>9</sup>) perché essa afferisce a interconnessioni non confrontabili con quelle oggetto del presente documento.

I citati corrispettivi di trasmissione e di distribuzione verrebbero quindi applicati dal gestore di rete italiano al gestore di rete estero secondo le medesime modalità previste dal TIT per gli equivalenti punti di interconnessione nazionali.

Infine, l'Autorità non ritiene opportuno applicare le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema in quanto esse non hanno la finalità di coprire costi di trasporto dell'energia elettrica e afferiscono a fattispecie nazionali.

S.6. *Quali ulteriori elementi possono assumere rilievo al fine di meglio disciplinare l'applicazione delle tariffe di trasmissione e di distribuzione ai punti di esportazione appartenenti ad una rete di interconnessione per la quale non è attuato il controllo degli scambi programmati? Perché?*

### **3.5 Tempistiche di applicazione**

Si ritiene opportuno prevedere che il provvedimento che farà seguito al presente documento per la consultazione trovi attuazione dall'1 gennaio 2021, in modo da garantire che i soggetti coinvolti abbiano il tempo necessario per adeguare i contratti in essere.

---

<sup>9</sup> L'articolo 13 del Regolamento CE 2009/714 del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, e il Regolamento UE 2010/838 della Commissione europea, del 23 settembre 2010, prevedono che i gestori del sistema di trasmissione ricevano una compensazione per i costi sostenuti per effetto del vettoriamento sulle loro reti di flussi transfrontalieri di energia elettrica.