

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE**  
**542/2017/R/EEL**

**SERVIZIO DI TRASMISSIONE E DISPACCIAMENTO DELL'ENERGIA  
ELETTRICA: REGOLAZIONE INCENTIVANTE OUTPUT-BASED**

**Orientamenti finali**

Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti  
nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità  
per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico 483/2014/R/EEL

**Mercato di incidenza: energia elettrica**

20 luglio 2017

## **Premessa**

*Il presente documento illustra gli orientamenti finali dell’Autorità per l’energia elettrica il gas e il servizio idrico (di seguito: Autorità) in merito alla regolazione incentivante di natura output-based per i servizi di trasmissione e di dispacciamento dell’energia elettrica e ai relativi strumenti regolatori per l’emiperiodo 2016-2019.*

*La presente consultazione si inserisce nell’ambito del procedimento avviato con deliberazione dell’Autorità 9 ottobre 2014, 483/2014/R/EEL per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica e di condizioni tecnico-economiche per il servizio di connessione in vigore nel periodo di regolazione con decorrenza 1 gennaio 2016.*

*Il presente documento fa seguito alla presentazione degli orientamenti iniziali nel documento per la consultazione 464/2015/R/EEL, ad ulteriori orientamenti espressi nel nel documento per la consultazione 544/2015/R/EEL, alle disposizioni di regolazione output-based per il servizio di trasmissione (deliberazione 653/2015/R/EEL), a misure regolatorie relative al tema della resilienza (determina DIEU 02/2017 e deliberazione 127/2017/R/EEL), alle disposizioni per il superamento della regolazione input-based (deliberazione 654/2015/R/EEL) ed alla definizione di requisiti minimi per i piani decennali di sviluppo e le relative analisi costi benefici (deliberazione 627/2016/R/EEL).*

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all’Autorità le proprie osservazioni e proposte in forma scritta, compilando l’apposito modulo interattivo disponibile sul sito internet dell’Autorità o tramite posta elettronica, **entro e non oltre il 9 settembre 2017.***

*Le osservazioni e le proposte pervenute saranno pubblicate sul sito internet dell’Autorità. Pertanto, qualora i partecipanti alla consultazione intendano salvaguardare la riservatezza di dati e informazioni, motiveranno tale richiesta contestualmente a quanto inviato in esito al presente documento, evidenziando in apposite appendici le parti che si intendono sottrarre alla pubblicazione. In tale caso i soggetti interessati dovranno inviare su supporto informatico anche la versione priva delle parti riservate, destinata alla pubblicazione.*

***Autorità per l’energia elettrica, il gas e il sistema idrico***

***Direzione infrastrutture energia e unbundling  
Direzione mercati energia all’ingrosso e sostenibilità ambientale***

piazza Cavour 5 – 20121 Milano

email: [infrastrutture@autorita.energia.it](mailto:infrastrutture@autorita.energia.it)  
sito internet: [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it)

## INDICE

<b>1. Oggetto della consultazione e precedenti attività.....</b>	<b>5</b>
Oggetto della consultazione.....	5
Contesto normativo e motivazioni dell'intervento .....	6
Struttura del documento .....	7
<b>2. I meccanismi esistenti di regolazione incentivante .....</b>	<b>9</b>
Resilienza del sistema di trasmissione a eventi meteorologici severi e persistenti .....	9
Efficienza degli interventi di sviluppo.....	10
<b>3. Coerenza tra la pianificazione decennale e il quadro regolatorio .....</b>	<b>11</b>
Tempistica di definizione degli scenari .....	11
Tempistica di definizione delle esigenze infrastrutturali previste .....	13
Tempistica di predisposizione del Piano di Sviluppo 2018.....	13
Ambito di applicazione della CBA 2.0.....	14
Meccanismi di monitoraggio dell'implementazione degli investimenti.....	14
<b>4. Incentivi alla realizzazione di strumenti propedeutici alla regolazione output-based .....</b>	<b>16</b>
Quantificazione del meccanismo premiante .....	17
Meccanismi di rendicontazione e verifica .....	18
<b>5. Incentivazione all'ottenimento di contributi Connecting Europe Facility per il finanziamento degli interventi di sviluppo .....</b>	<b>20</b>
Il meccanismo regolatorio attualmente vigente.....	20
Quantificazione del meccanismo premiante in logica output-based .....	22
Meccanismi di rendicontazione e verifica .....	23
<b>6. Incentivazione all'efficienza nell'erogazione dei servizi di dispacciamento.....</b>	<b>24</b>
L'efficacia degli strumenti atti a consentire il monitoraggio, a garantire la trasparenza e a prevenire l'esercizio del potere di mercato.....	24
Strumenti incentivanti finalizzati al contenimento dei costi di dispacciamento.....	28
<b>7. Incentivazione alla realizzazione della capacità fino a valori obiettivo .....</b>	<b>30</b>
Logica output-based e tipologie di intervento .....	30
Quantificazione del meccanismo premiante in logica output-based .....	32
Meccanismi di rendicontazione e verifica .....	35
<b>8. Incentivazione per specifici progetti infrastrutturali con maggiori rischi .....</b>	<b>37</b>
<b>9. Ulteriori ipotesi di meccanismi incentivanti considerati e non sviluppati.....</b>	<b>39</b>
Miglioramento dei procedimenti autorizzativi .....	39
Riduzione dell'impatto ambientale e sociale delle infrastrutture .....	39
Altri possibili output del servizio di trasmissione .....	40
<b>10. Tempistiche per l'applicazione dei meccanismi incentivanti e prossimi passi</b>	<b>41</b>
<b>Appendici.....</b>	<b>42</b>
Appendice A. Resilienza del sistema di trasmissione .....	42
Appendice B. Preparazione e descrizione degli scenari ipotizzati per il Piano di Sviluppo	45
Appendice C. Monitoraggio degli interventi di sviluppo .....	49

Appendice D. Identificazione degli “infrastructure needs” e delle capacità target in ambito europeo .....	51
Appendice E. Progetti pilota nel settore della trasmissione .....	55

## ***1. Oggetto della consultazione e precedenti attività***

### ***Oggetto della consultazione***

- 1.1 In vista del quinto periodo di regolazione, l’Autorità avviò, con deliberazione 9 ottobre 2014, 483/2014/R/EEL (di seguito: deliberazione 483/2014/R/EEL), il procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica e di condizioni tecnico-economiche per il servizio di connessione.
- 1.2 Nell’ambito del procedimento avviato con deliberazione 483/2014/R/EEL, l’Autorità ha pubblicato, fra gli altri, i documenti per la consultazione 464/2015/R/EEL (di seguito: documento 464/2015/R/EEL), contenente gli orientamenti iniziali per la regolazione del servizio di trasmissione nell’ottica di sviluppo selettivo degli investimenti e il documento per la consultazione 544/2015/R/EEL (di seguito: documento 544/2015/R/EEL) con orientamenti finali sui criteri per la definizione delle tariffe. Le osservazioni al documento 464/2015/R/EEL rilevanti per alcuni temi di incentivazione del servizio di trasmissione sono state sintetizzate nei capitoli 23, 24, 25, 26 e 27 del documento 544/2015/R/EEL. Tutte le osservazioni pervenute sono pubblicate sul sito internet dell’Autorità.
- 1.3 Il 1° gennaio 2016 è iniziato il quinto periodo di regolazione per il servizio di trasmissione dell’energia elettrica, disciplinato dalle deliberazioni dell’Autorità 23 dicembre 2015, 653/2015/R/EEL e relativo Allegato A (di seguito: TIQ.TRA) e 23 dicembre 2015, 654/2015/R/EEL (di seguito: deliberazione 654/2015/R/EEL) e relativo Allegato A (di seguito: TIT).
- 1.4 Il presente documento, riprendendo e sviluppando gli orientamenti iniziali presentati nel documento 464/2015/R/EEL anche sulla base delle osservazioni pervenute, illustra gli orientamenti finali dell’Autorità in merito allo sviluppo di incentivi volti a favorire una maggiore focalizzazione del servizio di trasmissione dell’energia elettrica sugli *output* per gli utenti della rete e sulla selettività degli investimenti di sviluppo e alle relative proposte regolatorie per l’emiperiodo 2016-2019.
- 1.5 Il servizio di trasmissione e quello di dispacciamento dell’energia elettrica presentano differenze evidenti sotto il profilo degli *input* (o fattori produttivi) utilizzati dal gestore per erogarli, nel primo caso costituiti prevalentemente da infrastrutture (le linee elettriche) realizzate e di proprietà del gestore stesso, mentre nel secondo caso costituiti dai servizi (di bilanciamento) forniti dagli operatori di mercato e dall’insieme dei processi per la gestione del sistema elettrico.
- 1.6 Sotto il profilo degli *output* non è invece sempre possibile discernere chiaramente gli effetti sul sistema derivanti, ad esempio, da investimenti infrastrutturali che rientrano nell’ambito del servizio di trasmissione rispetto a quelli legati alla gestione delle risorse a disposizione del TSO nell’ambito del servizio di dispacciamento. Così la realizzazione di una nuova linea può contribuire alla riduzione dei costi di dispacciamento (*uplift*) superando, ad esempio, una situazione di congestioni

all'interno di una zona, ed allo stesso modo è possibile contenere tali costi intervenendo sulle modalità di approvvigionamento dei servizi di dispacciamento nei relativi mercati, a partire da un adeguato monitoraggio degli stessi.

- 1.7 Sulla base di tali considerazioni nel presente documento sono presentati anche alcuni strumenti regolatori volti ad incentivare comportamenti efficienti nell'ambito del servizio di dispacciamento, in maniera ancora non integrata, ma almeno coordinata, tra trasmissione e dispacciamento.
- 1.8 In futuro, si potrebbe addivenire non solo a strumenti incentivanti coordinati tra trasmissione e dispacciamento, ma a un unico sistema incentivante integrato, con la finalità di ottimizzare i costi totali sistemici per quanto di attinenza con il ruolo di Terna. Tale finalità risulta altresì coerente con il percorso avviato dall'Autorità con deliberazione 654/2015/R/EEL di passaggio ad una regolazione in logica *totex*.

#### ***Contesto normativo e motivazioni dell'intervento***

- 1.9 Il contesto normativo europeo e il contesto normativo nazionale sono stati illustrati nel precedente documento 464/2015/R/EEL (punti 1.15 - 1.25 e punti 1.26 - 1.35 rispettivamente), a cui si rimanda.
- 1.10 In relazione al contesto normativo nazionale, che prevede la predisposizione annuale del Piano di Sviluppo, l'Autorità con segnalazione 648/2016/I/COM ha indicato al Parlamento e al Governo l'opportunità di una frequenza biennale del processo di predisposizione e approvazione dei piani.
- 1.11 A tale riguardo, nell'ambito del *Clean Energy Package*, la Proposta di Direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica COM(2016) 864 final - 2016/0380 (COD) pubblicata il 30 novembre 2016 (e ripubblicata in versione *corrigendum* il 23 febbraio 2017) prevede all'articolo 51(1) della sezione 3 "gestore di trasmissione indipendente" che i piani nazionali decennali di sviluppo siano trasmessi all'autorità di regolamentazione "*almeno ogni due anni*" anziché "*annualmente*".
- 1.12 La suddetta proposta di Direttiva da parte della Commissione non prevede invece significative modifiche delle disposizioni degli articoli 36(f) e 37(8) dell'attuale Direttiva 72/2009/CE, in base ai quali:
  - Gli obiettivi generali dell'autorità di regolamentazione includono la previsione di "*assicurare che ai gestori del sistema e agli utenti del sistema siano offerti incentivi adeguati, sia a breve che a lungo termine, per migliorare l'efficienza delle prestazioni del sistema e promuovere l'integrazione del mercato*";
  - "*In sede di fissazione o approvazione delle tariffe o delle metodologie e dei servizi di bilanciamento, le autorità di regolamentazione provvedono affinché ai gestori dei sistemi di trasmissione e di distribuzione siano offerti incentivi appropriati, sia a breve che a lungo termine, per migliorare l'efficienza, promuovere*

*l'integrazione del mercato e la sicurezza dell'approvvigionamento e sostenere le attività di ricerca correlate".<sup>1</sup>*

- 1.13 Gli obiettivi suddetti, che la Commissione europea propone di confermare nel *Clean Energy Package*, oltre alla maggiore attenzione all'utilità per il sistema elettrico italiano, come è stato ampiamente descritto nel documento 464/2015/R/EEL, costituiscono le principali linee guida alla base degli orientamenti espressi nel presente documento.

### **Struttura del documento**

- 1.14 Nel resto del presente documento per la consultazione:
- il **capitolo 2** richiama le recenti evoluzioni in merito ai principali *output* che sono già oggetto di regolazione incentivante del servizio di trasmissione;
  - il **capitolo 3** richiama gli aspetti riguardanti la coerenza tra quadro regolatorio e pianificazione decennale (sia italiana sia europea) e individua alcuni aspetti di attenzione relativi alle attività di pianificazione (predisposizione del primo documento di descrizione degli scenari<sup>2</sup>, primo rapporto di identificazione delle Capacità obiettivo (*target capacities*)<sup>3</sup>, predisposizione del Piano di Sviluppo e relative CBA 2.0 e *template* di monitoraggio) previste nel breve termine (2017-2018) che sono alla base di alcuni dei meccanismi incentivanti di natura *output-based* esaminati in questo documento.
- 1.15 Successivamente, il documento presenta orientamenti per meccanismi incentivanti, partendo da quelli con impatti nel breve termine e passando poi a quelli che riguardano principalmente lo sviluppo delle infrastrutture e quindi hanno impatti di più lungo termine:
- il **capitolo 4** fornisce orientamenti finali e elementi di dimensionamento quantitativo sugli incentivi di breve termine ad alcuni strumenti propedeutici necessari alla definizione e misurazione dell'utilità per il sistema (applicazione di "CBA 2.0" e definizione di Capacità obiettivo);
  - il **capitolo 5** fornisce un orientamento e elementi di dimensionamento quantitativo per rafforzare l'incentivo per il gestore del sistema di trasmissione ad ottenere contributi *Connecting Europe Facility* per il finanziamento degli interventi di sviluppo;
  - il **capitolo 6** presenta orientamenti iniziali per incentivi all'efficienza nel servizio di dispacciamento;

---

<sup>1</sup> La Commissione propone peraltro che la disposizione dell'Articolo 37(8) sia trasferita dalla Direttiva al Regolamento Elettricità (vd. proposta di articolo 16(2)).

<sup>2</sup> Gli scenari costituiscono l'ipotesi fondamentale per l'individuazione dei benefici attesi.

<sup>3</sup> Le Capacità obiettivo (o *target capacities*) sono gli obiettivi economicamente efficienti di sviluppo della capacità di trasporto tra zone. Si vedano i capitoli 4 e 7 del presente documento per maggiori informazioni.

- il **capitolo 7** fornisce orientamenti finali e proposte quantitative sugli incentivi alla realizzazione di capacità di trasporto addizionale tra zone e alle frontiere;
  - il **capitolo 8** fornisce orientamenti finali riguardo i meccanismi incentivanti riguardo i progetti infrastrutturali con maggiori rischi.
- 1.16 Il **capitolo 9** ricapitola altri possibili meccanismi incentivanti di natura *output-based* e illustra le ragioni per cui non sono stati ulteriormente sviluppati nel presente documento.
- 1.17 Infine il **capitolo 10** fornisce un quadro sintetico della tempistica di attuazione degli strumenti regolatori presentati in questo documento per la consultazione e delinea i prossimi passi.



## ***2. I meccanismi esistenti di regolazione incentivante***

- 2.1 Lo scopo di questo capitolo è richiamare le recenti evoluzioni in merito ai principali *output* che sono già oggetto di regolazione incentivante del servizio di trasmissione.
- 2.2 A partire dal secondo periodo di regolazione (2004-2007), l’Autorità ha introdotto specifici meccanismi di regolazione della qualità del servizio di trasmissione, iniziando con la regolazione delle interruzioni prolungate e estese. Tali meccanismi relativi agli *output* di “qualità del servizio” (principalmente affidabilità del servizio e disponibilità degli elementi di rete) sono oggi definiti nell’ambito dei Titoli da 1 a 6 del TIQ.TRA.

### ***Resilienza del sistema di trasmissione a eventi meteorologici severi e persistenti***

- 2.3 Con il titolo 7 del TIQ.TRA l’Autorità ha previsto che i principali gestori di rete, inclusa Terna per il servizio di trasmissione, predispongano e inviino all’Autorità piani di lavoro finalizzati all’incremento della resilienza del sistema elettrico, sulla base dei quali l’Autorità potrà anche definire ulteriori misure regolatorie. Sulla base dell’analisi del piano di lavoro di Terna presentata in maggior dettaglio nell’Appendice A al presente documento, si può osservare che:
- Terna ha già in corso interventi predittivi e di mitigazione degli impatti di eventi meteorologici severi e persistenti, in particolare il sistema di previsione dei sovraccarichi meccanici WOLF-Trasm (“*Wet-snow Overload aLert and Forecasting*” evoluto in ambiente Terna) e la recente campagna di installazione di dispositivi antitorsionali;
  - Terna prevede nel proprio piano di lavoro la prosecuzione di tali attività e l’avvio di ulteriori soluzioni predittive e di mitigazione, come ad esempio l’installazione di distanziatori di fase e di meccanismi di riscaldamento dei conduttori;
  - Terna prevede già nello schema di Piano di Sviluppo 2017 e richiama nel piano di lavoro un ampio insieme di interventi infrastrutturali per l’incremento della resilienza (16 interventi, corrispondenti a quasi il 10% degli interventi del Piano di Sviluppo).
- 2.4 Su questo *output* del servizio di trasmissione, a valle dell’analisi di Terna dei risultati sull’intero territorio nazionale, sono prevedibili nel breve periodo:
- eventuali affinamenti per l’integrazione delle attività “incremento resilienza” nella pianificazione decennale, ad esempio un *focus* sulle attività predittive e di mitigazione pianificate, mediante aggiornamenti di specifiche disposizioni nel Codice di rete e eventuali modifiche puntuali della deliberazione 4 novembre 2016, 627/2016/R/EEL (di seguito: deliberazione 627/2016/R/EEL);
  - prosecuzione e affinamento del monitoraggio degli interventi di sviluppo (si veda il successivo capitolo 3);
  - estensione dell’ambito del rapporto annuale sulla qualità del servizio di trasmissione ad altri *output* (si veda il successivo capitolo 7).

- 2.5 Rimangono inoltre da valutare, ove opportuno nell'ambito del tavolo di lavoro sulla qualità del servizio elettrico istituito con la determinazione DIUC 6/2016, le osservazioni e le ulteriori evidenze che saranno presentate da Terna riguardo i temi della mappatura degli eventi meteorologici severi, dell'eventuale integrazione dell'attuale indicatore di resilienza e della valorizzazione economica del costo sopportato dai clienti finali a fronte di interruzioni di particolare durata dovute a eventi meteorologici severi e persistenti (vd. Appendice A al presente documento per maggiori dettagli).
- 2.6 È anche importante segnalare che, con la deliberazione 9 marzo 2017, 127/2017/R/EEL, l'Autorità ha già assunto misure regolatorie, che hanno natura di incentivo *output-based*, finalizzate a una maggiore responsabilizzazione di Terna (e delle imprese distributrici) relativamente agli indennizzi agli utenti che subiscono interruzioni prolungate.

#### ***Efficienza degli interventi di sviluppo***

- 2.7 Con la deliberazione 654/2015/R/EEL (e in particolare l'articolo 21 del TIT), l'Autorità ha introdotto un meccanismo correttivo per promuovere l'efficienza economica (in particolare l'efficienza produttiva) delle opere facenti parte degli interventi di sviluppo a cui si applica l'incentivazione transitoria (di natura *input-based*) stabilita con la deliberazione 654/2015/R/EEL. Tale meccanismo incentiva il gestore del sistema di trasmissione con un premio pari al 20% della differenza tra il costo stimato nei precedenti piani di sviluppo e il costo consuntivato.

### **3. Coerenza tra la pianificazione decennale e il quadro regolatorio**

- 3.1 Lo scopo di questo capitolo è richiamare gli aspetti riguardanti la coerenza tra quadro regolatorio e pianificazione decennale (sia italiana sia europea) e individuare alcuni aspetti relativi alle attività di pianificazione previste nel breve termine (2017-2018) che sono funzionali ad alcuni dei meccanismi incentivanti di natura *output-based* esaminati in questo documento.
- 3.2 Nel documento 464/2015/R/EEL l’Autorità ha evidenziato il proprio orientamento a introdurre coerenza tra il quadro regolatorio di tariffe e incentivi e l’approccio di pianificazione della rete di trasmissione basata su Piani di Sviluppo e metodologia di analisi costi benefici (CBA).
- 3.3 La coerenza del quadro regolatorio con la pianificazione decennale si compone di diversi aspetti, fra cui una possibile scala di classificazione degli investimenti in base all’utilità per il sistema (punto 4.7 documento 464/2015/R/EEL) e la coerenza tra i costi rilevanti ai fini delle determinazioni tariffarie e i costi stimati utilizzati per l’analisi costi benefici a fini di inclusione nel Piano di Sviluppo (punti 4.17 e successivi dello stesso documento).
- 3.4 Il medesimo documento ha trattato anche un obiettivo specifico di coerenza tra approcci allo sviluppo di rete utilizzati in Italia e in Europa per quanto concerne la metrica dell’utilità per il sistema (punto 4.2).
- 3.5 In effetti, la coerenza tra pianificazione a livello italiano e europeo è caratterizzata da ulteriori punti di interazione e sinergia. Ad esempio, sviluppando il punto C.14 dell’Appendice C al documento 464/2015/R/EEL, la deliberazione 627/2016/R/EEL ha previsto che Terna analizzi la coerenza degli scenari del Piano di Sviluppo con gli scenari utilizzati nel TYNDP di ENTSO-E e, nel caso di approcci o ipotesi differenti, fornisca la giustificazione di tali differenze.

#### ***Tempistica di definizione degli scenari***

- 3.6 Al punto C.1 della medesima Appendice C, l’Autorità aveva indicato anche che “*la pubblicazione degli scenari nazionali sarebbe di fatto contestuale alla pubblicazione degli scenari TYNDP di ENTSO-E (a cui Terna collabora attivamente), con il conseguente risparmio di risorse*”. La disposizione del punto 9 della deliberazione 627/2016/R/EEL, ha disposto la redazione del primo documento Terna di descrizione degli scenari entro settembre 2017, tenendo conto del piano di attività per il TYNDP 2018 europeo proposto da ENTSO-E (vd. figura).

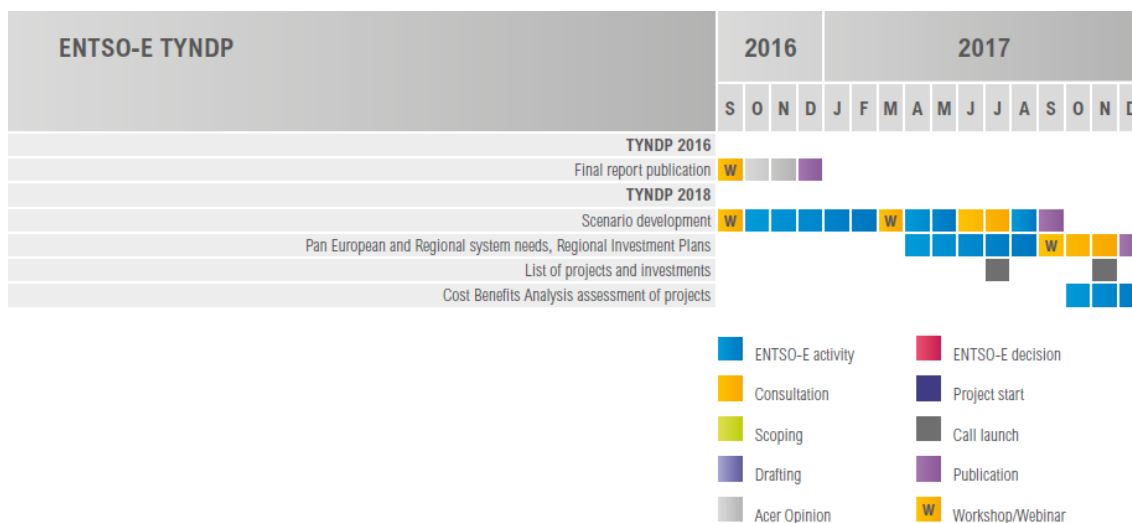


Figure 7: TYNDP 2018 main activities

**Figura 1 – Principali attività per la preparazione del TYNDP 2018 di ENTSO-E (fonte: “ENTSO-E Work Programme 2016 through December 2017”)**

- 3.7 Le attività di ENTSO-E relative agli scenari, che per la prima volta prevedono un processo coordinato e armonizzato con ENTSG, l’associazione dei gestori dei sistemi di trasporto del gas, risultano però in ritardo rispetto al piano di attività di ENTSO-E. Si ritiene perciò plausibile uno slittamento di almeno tre mesi delle attività di preparazione degli scenari a livello europeo (rispetto alla finalizzazione e *publication* inizialmente prevista a settembre 2017).
- 3.8 Allo scopo di favorire la coerenza tra gli scenari utilizzati in sede europea e quelli da utilizzarsi per il piano nazionale, l’Autorità ritiene sia da valutare una coerente posticipazione del documento di Terna di descrizione degli scenari per il Piano di Sviluppo 2018, prevedendone la pubblicazione ad esempio entro dicembre 2017.
- 3.9 Nel documento 464/2015/R/EEL (in particolare nell’Appendice C) l’Autorità ha presentato orientamenti in materia di sviluppo della nuova metodologia di analisi costi-benefici (“CBA 2.0”) che hanno portato, tenuto conto delle osservazioni dei soggetti interessati, alla predisposizione della deliberazione 627/2016/R/EEL.
- 3.10 Tenendo presente che il processo di pianificazione comprende varie fasi, articolabili in:
- i) definizione degli scenari;
  - ii) identificazione delle criticità previste;
  - iii) identificazione dei possibili interventi (anche non infrastrutturali);
  - iv) analisi costi-benefici degli interventi,

l'Autorità intende inoltre considerare l'introduzione di specifiche disposizioni relative al tema della definizione degli scenari, che sono trattate nell'Appendice B al presente documento.

### ***Tempistica di definizione delle esigenze infrastrutturali previste***

- 3.11 La pianificazione temporale di ENTSO-E per il TYNDP 2018 illustra anche un'importante novità che viene introdotta da ENTSO-E a seguito delle raccomandazioni contenute nelle Opinioni di ACER sul TYNDP: il nuovo rapporto ENTSO-E su "*Pan European and Regional System Needs*".
- 3.12 Tale documento corrisponde in sostanza alla fase ii) del processo di pianificazione: l'identificazione delle criticità previste.
- 3.13 Sulla base delle attività ENTSO-E e delle raccomandazioni ACER degli ultimi anni, è ragionevole prevedere che tale rapporto contenga la quantificazione delle Capacità obiettivo in diverse sezioni di rete.
- 3.14 Relativamente alla coerenza tra pianificazione in Italia e in Europa, è importante sottolineare che la pubblicazione delle Capacità obiettivo a livello europeo potrebbe slittare. Il tema delle Capacità obiettivo (con le relative tempistiche di implementazione e possibili incentivazioni) è descritto nel successivo capitolo 7, a cui si rimanda.

### ***Tempistica di predisposizione del Piano di Sviluppo 2018***

- 3.15 Le precedenti considerazioni sulle opportunità di allineamento delle prime fasi del processo di pianificazione porta a delineare un ulteriore aspetto di coerenza: anche il risultato finale di tale processo, cioè il Piano di Sviluppo, dovrebbe essere allineato temporalmente con i processi di pianificazione europei.
- 3.16 In particolare, la predisposizione del prossimo schema di Piano di Sviluppo di Terna è prevista, ai sensi dell'articolo 36, comma 12, del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 entro il 31 gennaio 2018. Inoltre, ai sensi dell'articolo 9, comma 2 della Concessione, è prevista entro il 30 gennaio di ogni anno la trasmissione del Piano di Sviluppo al Ministero dello Sviluppo Economico.
- 3.17 Come richiamato nel capitolo 1, l'Autorità ha già indicato con la segnalazione al Parlamento e al Governo 648/2016/R/COM l'opportunità di ridurre la frequenza di predisposizione del Piano di Sviluppo, che è stato introdotto annualmente oltre 15 anni fa in un contesto completamente differente (programma triennale di sviluppo, ruolo limitato delle analisi di scenario e dell'identificazione delle criticità previste, assenza della pianificazione coordinata a livello europeo, assenza di progetti infrastrutturali promossi da soggetti privati).
- 3.18 In tale contesto, oltre a ribadire la proposta di rendere biennale la predisposizione del Piano, l'Autorità ritiene inoltre opportuno richiamare l'attenzione di tutti i soggetti interessati alla flessibilizzazione delle tempistiche attualmente previste dalle

normative primarie e secondarie sopra richiamate, necessaria per assicurare adeguata coerenza tra gli sviluppi in sede europea e la pianificazione nazionale.

- 3.19 A valle delle risposte alla presente consultazione, l’Autorità valuterà pertanto l’opportunità di integrare la propria segnalazione 648/2016/R/COM al Parlamento e al Governo.

#### ***Ambito di applicazione della CBA 2.0***

- 3.20 Con il punto 6 della deliberazione 627/2016/R/EEL, l’Autorità ha previsto l’applicazione della nuova CBA 2.0 per gli schemi di Piano successivi a quello del 2017, almeno a tutti gli interventi di sviluppo con costo di investimento stimato non inferiore a 15 (quindici) milioni di euro. Come definito dalla deliberazione medesima, il termine “intervento di sviluppo” non ricomprende gli *interconnector* programmati in ottemperanza dell’articolo 32 della legge 23 luglio 2009, n. 99.
- 3.21 Va però considerato che, anche per gli *interconnector*, possono essere applicabili le logiche di sviluppo selettivo e di massimizzazione dell’*output* (utilità per il sistema elettrico). Infatti, nel periodo di esenzione possono essere presenti benefici sistemici, oltre alla variazione di rendite di congestione destinata ai soggetti investitori e quindi non impattante sulle tariffe regolate. A valle del periodo di esenzione, è stato finora previsto che gli *interconnector* rientrino nel perimetro della rete di trasmissione nazionale, con il tradizionale approccio di regolazione delle infrastrutture.
- 3.22 Terna ha inoltre già pubblicato volontariamente la CBA 2.0 relativa ad uno degli *interconnector* (progetto Italia-Svizzera)<sup>4</sup>.
- 3.23 Per tali motivi e circostanze, l’Autorità intende estendere l’obbligo di CBA 2.0 nei prossimi Piani di Sviluppo anche agli *interconnector*.

#### ***Meccanismi di monitoraggio dell’implementazione degli investimenti***

- 3.24 Nel documento 464/2015/R/EEL (in particolare al punto 3.16), l’Autorità ha sottolineato l’utilità del meccanismo di monitoraggio introdotto per gli investimenti I=3 e destinato all’Autorità, indicando l’opportunità di rendere il monitoraggio più agile (passando a una frequenza annuale) e più completo (con applicazione a tutti gli interventi del Piano di Sviluppo). Nel documento 544/2015/R/EEL (punto 24.8), l’Autorità ha confermato la proposta, che ha raccolto il sostegno da parte degli *stakeholder* nell’ambito delle risposte alla precedente consultazione.
- 3.25 In tale ottica, già a partire dal 2015, l’Autorità ha richiesto a Terna la predisposizione di un *template* di accompagnamento al Piano di Sviluppo. Il *template* e le schede intervento (che sono state pure oggetto di miglioramento, come riconosciuto nei Pareri dell’Autorità sugli schemi di Piano 2015 e 2016) forniscono informazioni dettagliate e immediatamente elaborabili sugli interventi di sviluppo, quali ad esempio:
- nome e codici identificativi dell’intervento;

---

<sup>4</sup> <http://download.terna.it/terna/0000/0936/30.PDF>

- l'eventuale caratteristica di priorità e la finalità principale dell'intervento;
- il numero e i nomi delle opere che compongono l'intervento;
- gli impatti, ad esempio in termini di capacità di trasporto e di impatti sul territorio;
- i costi di investimento stimati e l'avanzamento delle relative spese;
- eventuali rapporti di interdipendenza con altri interventi.

3.26 L'Appendice C al presente documento propone ulteriori affinamenti ai meccanismi di monitoraggio, al *template* e alle schede intervento che accompagnano il Piano di Sviluppo. L'affinamento principale è l'allineamento degli strumenti suddetti alle disposizioni del punto 5.8 dell'Allegato A alla deliberazione 627/2016/R/EEL, che comporta una maggiore granularità di alcune informazioni<sup>5</sup> per opera (principale o - quando di costo significativo – accessoria) rispetto all'attuale granularità "per intervento".

***Spunti per la consultazione***

- S1. Si ritiene opportuna la posticipazione del documento Terna di descrizione degli scenari per il piano di sviluppo 2018, ora previsto a settembre 2017, per assicurare allineamento con le attività di definizione degli scenari europei? Se sì, entro quale data?
- S2. Si hanno osservazioni sull'opportunità di posticipare il Piano di Sviluppo 2018 per assicurare allineamento con le attività di preparazione del TYNDP europeo?
- S3. Si hanno osservazioni sulle proposte in materia di estensione dell'applicazione della CBA 2.0?
- S4. Si hanno osservazioni sulle proposte in materia di monitoraggio dei Piani di Sviluppo (vedi anche Appendice C)?

<sup>5</sup> Ad esempio: stato dell'opera (in valutazione, pianificata, in autorizzazione, in realizzazione, completata, in esercizio), costo di investimento dell'opera, le principali date per le attività di implementazione, e in particolare la data prevista di entrata in esercizio, avanzamento dell'opera rispetto al Piano precedente (prima del previsto, come previsto, in ritardo, posticipazione volontaria).

#### **4. Incentivi alla realizzazione di strumenti propedeutici alla regolazione output-based**

- 4.1 Lo scopo di questo capitolo è fornire orientamenti finali e elementi di dimensionamento quantitativo degli incentivi di breve termine, relativi all'implementazione di alcuni strumenti propedeutici necessari alla definizione e misurazione dell'utilità per il sistema (applicazione di "CBA 2.0" e definizione di Capacità obiettivo), che erano stati prospettati nel capitolo 5 del documento 464/2015/R/EEL.
- 4.2 Si richiama che il concetto di Capacità obiettivo su una sezione di rete è definito come la capacità di trasporto addizionale che è economicamente efficiente realizzare, perché i benefici marginali sono maggiori dei costi marginali. Per i costi si usano normalmente dei costi di investimento di riferimento (si veda l'Appendice D del presente documento per maggiori informazioni) e si possono usare anche costi di esercizio e manutenzione di riferimento.
- 4.3 Le risposte alla consultazione 464/2015/R/EEL sono state differenziate riguardo la possibile incentivazione in tema di strumenti propedeutici. Due soggetti hanno indicato che Terna dovrebbe allinearsi alla metodologia europea di ENTSO-E e che per tale allineamento non dovrebbe essere erogati incentivi o extra-remunerazioni. Quattro altri soggetti hanno invece concordato con l'ipotesi di incentivazione. Uno di questi soggetti ha indicato qualche perplessità sull'ammontare del premio. Anche Terna ha discusso il tema del dimensionamento dell'incentivo.
- 4.4 L'Autorità, alla luce delle osservazioni ricevute, ha confermato come orientamento finale nel documento 544/2015/R/EEL l'attivazione di un meccanismo incentivante a natura premiale per l'applicazione degli strumenti propedeutici alla regolazione *output-based*, quali la metodologia CBA 2.0 e la definizione di Capacità obiettivo.
- 4.5 Successivamente, con la deliberazione 627/2016/R/EEL, l'Autorità ha introdotto obblighi addizionali in materia di applicazione della "CBA 2.0" (numero di anni studio, numero di scenari, soglia di costo degli interventi a cui applicare obbligatoriamente l'analisi).
- 4.6 L'Autorità riconosce che i costi non capitalizzabili collegati agli strumenti propedeutici (applicazione di "CBA 2.0" e definizione di Capacità obiettivo) costituiscono costi sorgenti rispetto ai costi operativi assunti come riferimento in sede di determinazione del *price-cap* per l'emiperiodo 2016-2019.
- 4.7 L'Autorità intende inoltre prevedere che Terna identifichi, parallelamente alla preparazione di PdS e TYNDP 2018, le Capacità obiettivo, oltre che sulle interconnessioni in interazione con ENTSO-E, anche sui principali colli di bottiglia della rete nazionale, in analogia con le metodologie attualmente sviluppate da ENTSO-E che prevedono il calcolo di una *grid transfer capability* che può considerare anche eventuali vincoli intrazonali.



- 4.8 Considerando che lo sviluppo di capacità di trasporto è un'attività di medio-lungo termine, l'analisi delle Capacità obiettivo potrebbe in teoria traguardare la fine dell'orizzonte decennale di PdS 2018 (cioè il 31 dicembre 2027). In via semplificativa, potrebbe però essere preferibile riferirsi all'anno 2025 (che è un anno studio analizzato in PdS e TYNDP 2018).
- 4.9 L'identificazione delle Capacità obiettivo è dipendente dallo scenario analizzato. Quindi in un approccio a scenari contrastanti, quale quello richiesto nel Piano di Sviluppo per l'orizzonte di medio-lungo termine, deve essere identificata una modalità di trattamento dei risultati nei diversi scenari (nonché di eventuali analisi di sensitività), quale l'utilizzo conservativo del valore inferiore di capacità oppure una modalità di "peso" dei risultati ottenuti per ciascuno scenario.
- 4.10 Altra problematica da tenere in considerazione nell'identificazione delle Capacità obiettivo è il rischio di mera "traslazione" della sezione di rete congestionata: gli interventi di sviluppo previsti devono garantire una reale attenuazione della congestione e non il trasferimento della congestione su un'altra sezione di rete (sia essa interzonale o intrazonale).
- 4.11 Considerando le tempistiche dell'attività di ENTSO-E descritte nel capitolo precedente e l'impatto in termini di disponibilità di dati aggiornati, potrebbe essere opportuno che Terna predisponga il rapporto di identificazione delle Capacità obiettivo entro la prima metà del 2018 in modo che sia possibile basare l'individuazione delle Capacità obiettivo su scenari coerenti con quelli che saranno definiti da ENTSO-E ed evitare quindi i rischi indicati al precedente punto.
- 4.12 L'Autorità è orientata ad applicare il meccanismo incentivante relativo agli strumenti propedeutici per ciascun anno a partire dal 2017 fino al 2019 inclusi.

#### ***Quantificazione del meccanismo premiante***

- 4.13 L'Autorità esprime l'orientamento finale che la valorizzazione dell'incentivo potrebbe essere determinata a seguito dell'individuazione di un premio annuale che rifletta i costi sorgenti rispetto ai costi operativi oggi riconosciuti nella tariffa di trasmissione. Pur essendo riferita ai fattori produttivi (*input*), tale scelta di valorizzazione si inserisce in un meccanismo premiale di natura *output-based* in quanto l'erogazione del premio è condizionata al raggiungimento dei risultati.
- 4.14 A seguito di richiesta degli Uffici, Terna ha comunicato all'Autorità che le attività di dettaglio necessarie per l'implementazione della nuova metodologia CBA 2.0 sono:
- Fase 1 – Sviluppo *software* e supporto esterno (attività non ricorrenti);
  - Fase 2 – applicazione nuova metodologia e eventuali sviluppi/manutenzioni evolutive *software* (attività ricorrenti).
- 4.15 Terna ha comunicato costi stimati *una tantum* di circa 750 mila euro per le attività non ricorrenti nell'emiperiodo 2016-19.
- 4.16 Terna ha inoltre successivamente comunicato una stima di 10 risorse *full time equivalent* per l'applicazione della nuova metodologia CBA 2.0 a partire dal 2017.

- 4.17 L’Autorità è orientata a applicare il meccanismo incentivante con un riconoscimento pari al 150% del costo operativo addizionale ritenuto congruo rispetto al costo operativo sostenuto nel 2014 (100% a copertura dei costi sorgenti, valutabili in circa 1 milione di euro all’anno<sup>6</sup>, più il 50% di premio già prospettato nel documento 464/2015/R/EEL), a fronte dell’effettiva esecuzione delle nuove attività previste:
- Piani di Sviluppo 2017, 2018 e 2019 secondo le nuove disposizioni (anche in materia di applicazione della CBA 2.0);
  - rapporti di descrizione degli scenari predisposto nel 2017 e nel 2019;
  - rapporto di identificazione delle Capacità obiettivo;
  - rapporti annuali (dal 2018) sugli *output* del servizio di trasmissione.
- 4.18 Alla luce delle comunicazioni e delle stime di Terna, l’Autorità è orientata a determinare il premio totale “strumenti propedeutici alla regolazione *output-based*” nella misura di circa 1,5 milioni di Euro all’anno per tre anni.
- 4.19 L’incentivo per l’anno  $t$  verrebbe accertato e riconosciuto dall’Autorità entro la fine dell’anno  $t+1$  a fronte dell’effettivo conseguimento dei risultati delle attività sopra elencate.
- 4.20 In analogia a quanto disposto dal comma 21.5 del TIT per quanto riguardo il premio all’efficienza produttiva, i premi per l’implementazione degli strumenti propedeutici verrebbero riconosciuti dalla Cassa a valere sul conto di cui al comma 48.1, lettera g) del TIT medesimo, alimentato dalla componente UC3.

### ***Meccanismi di rendicontazione e verifica***

- 4.21 Non appaiono necessarie rendicontazioni aggiuntive dell’esecuzione dei Piani, dei rapporti e delle CBA, rispetto a quanto già previsto ai fini della valutazione dello schema di Piano di sviluppo.
- 4.22 L’Autorità si riserva comunque di richiedere a Terna informazioni specifiche sui costi sorgenti effettivi (ad esempio, assunzione di nuove risorse o assegnazione di studi e consulenze) prima di procedere all’erogazione dell’incentivo.
- 4.23 Come già indicato al punto 5.16 del documento 464/2015/R/EEL, per verificare la qualità delle analisi svolte e sottoposte a incentivazione, l’Autorità prevede che Terna, a seguito della pubblicazione degli schemi di PdS contenenti le “CBA 2.0”, sottoponga alla verifica di soggetti indipendenti almeno il 10% delle “CBA 2.0” effettuate (a seguito dell’identificazione dei singoli interventi effettuata dall’Autorità e comunicata a Terna).

---

<sup>6</sup> Per valutare la congruità di tale spesa, l’Autorità ha verificato anche i costi operativi per le stesse attività negli anni 2013 e 2014. A seguito di richiesta degli Uffici, Terna ha comunicato che i costi, principalmente di personale, relativi alle attività di studi e modelli di rete, pianificazione rete e connessioni sono stati capitalizzati negli ultimi anni per meno del 50%; per effetto dell’attuale meccanismo di riconoscimento dei costi (RAB-based per le spese capitalizzate), tale quota è già riconosciuta nelle tariffe di trasmissione. La quota di costi operativi (residui, non capitalizzati e soggetti a price-cap nell’attuale meccanismo di riconoscimento dei costi) è stata leggermente superiore a 1,5 milioni di Euro all’anno nel 2013 e nel 2014.

- 4.24 Tale verifica troverebbe applicazione in particolare per gli schemi di PdS 2017 e 2018, incluso il rapporto di identificazione delle Capacità obiettivo. Non conformità di tipo grave delle analisi, riscontrate in fase di verifica, porteranno all'annullamento dell'incentivo, anche per l'intero triennio.
- 4.25 Si possono considerare almeno due opzioni, anche complementari, per lo svolgimento delle verifiche: la prima vedrebbe l'assegnazione di un incarico per la verifica di una o più CBA 2.0 a una società (operante ad esempio nel settore della consulenza o della ricerca applicata) con specifici previsioni di utilizzo di modelli di mercato e di rete per la possibile "replica" delle simulazioni svolte da Terna; la seconda consisterebbe in incarichi più snelli a (ad esempio tre) esperti individuali (o società/enti) che fornirebbero una valutazione senza necessariamente utilizzare tutti i *tool* di simulazione di mercato e di rete. Qualora venisse percorsa la seconda opzione, gli Uffici dell'Autorità individuerebbero almeno uno degli assegnatari, mentre i restanti sarebbero individuati direttamente da Terna.
- 4.26 Si prevede che Terna dia pubblicità delle società e/o dei soggetti individuati per le verifiche, della loro *expertise* (ad esempio mediante studi e consulenze su attività similari e/o pubblicazioni scientifiche), delle loro condizioni di indipendenza (sia in termini di controllo societario, sia in termini di volumi contrattuali assegnati da parte di Terna o di sue controllate) e dei costi previsti. I costi associati alle verifiche e ad eventuali *audit* disposti dall'Autorità saranno a carico di Terna. La contrattualizzazione dei soggetti dovrà prevedere almeno la trasmissione di un rapporto dei risultati della verifica, pubblicabile da parte dell'Autorità.

#### ***Spunti per la consultazione***

- S5. Si condivide la proposta di rapporto di identificazione delle Capacità obiettivo e la tempistica proposta (entro il primo semestre 2018)? Se no, perché? A quale anno studio dovrebbe essere analizzate le Capacità obiettivo?
- S6. Si condivide l'incentivo proposto? Se no, perché?
- S7. Si condivide la proposta di quantificazione dell'incentivo? Si ritengono percorribili, ed eventualmente preferibili, altre soluzioni? Nel caso, indicare i motivi.

## **5. Incentivazione all'ottenimento di contributi Connecting Europe Facility per il finanziamento degli interventi di sviluppo**

- 5.1 Lo scopo di questo capitolo è fornire un orientamento e elementi di dimensionamento quantitativo per rafforzare l'incentivo per il gestore del sistema di trasmissione ad ottenere contributi *Connecting Europe Facility* (CEF) per il finanziamento degli interventi di sviluppo.
- 5.2 Eventuali contributi di co-finanziamento da parte dell'Unione Europea (che di norma tengono conto dell'utilità degli interventi co-finanziati per il sistema elettrico europeo) ridurrebbero l'impatto dei nuovi interventi di sviluppo sulle tariffe del servizio di trasmissione.

### ***Il meccanismo regolatorio attualmente vigente***

- 5.3 Il comma 17.6 del TIT dispone che le *“quote di ammortamento di eventuali contributi in conto capitale a qualsiasi titolo percepiti [sono] calcolate assumendo convenzionalmente una vita utile ai fini tariffari pari a 45 anni”*.
- 5.4 Il comma 17.7 del TIT prevede inoltre che *“le quote di ammortamento di eventuali contributi pubblici in conto capitale percepiti a partire dall'anno 2016 non sono portate in detrazione della quota di ammortamento riconosciuta di cui al precedente comma 17.6 per i primi cinque anni, e comunque fino al raggiungimento di una soglia massima pari al 10% del valore del contributo percepito”*.
- 5.5 INEA (Agenzia Esecutiva della direzione generale della Commissione Europea che si occupa dei finanziamenti CEF) indica che fino al 24 novembre 2016 sono stati siglati *grant agreement* per 75 azioni (12 per lavori e 63 per studi) per un ammontare totale di co-finanziamento di 1,18 miliardi di Euro, di cui 36 nel settore elettrico per un ammontare totale di co-finanziamento di circa 360 milioni di Euro. Di tutti questi finanziamenti, nessuno ha riguardato l'Italia.<sup>7</sup>
- 5.6 Risulta che siano state presentate - senza ottenimento di contributi - richieste di finanziamenti CEF per due attività relative a progetti di interesse comune (PCI) relativi all'Italia (trasmissione e *smart grid*, rispettivamente):
- PCI 3.19.1. Interconnection between Villanova (IT) and Lastva (ME);
  - PCI 10.2 Green-Me (Francia, Italia).
- 5.7 Le difficoltà di ottenimento dei contributi potrebbero anche essere legate alla complessità della legislazione europea in materia, che richiede, oltre alla selezione dei progetti come progetti di interesse comune (PCI), al comma 14.2 del Regolamento (UE) No 347/2013, che *“il progetto è stato oggetto di una decisione sulla ripartizione transfrontaliera dei costi ai sensi dell'articolo 12 [del Regolamento medesimo]”*.
- 5.8 La suddetta complessità è stata recentemente dibattuta da una delle sessioni del “Forum Infrastrutture” organizzato a Copenaghen dalla Commissione Europea, che è

---

<sup>7</sup> <https://ec.europa.eu/inea/en/connecting-europe-facility/cef-energy/projects-by-country/italy>

il punto di riferimento per le discussioni di *policy making* per lo sviluppo delle infrastrutture di trasmissione elettrica e di trasporto gas. Il Forum ha concluso di lanciare una *round table* sul tema dell'interazione tra *Cross-Border Cost Allocation* (CBCA) e fondi *Connecting Europe Facility*, che riporti i propri risultati al Forum Infrastrutture del 2018.<sup>8</sup>

- 5.9 Viste anche queste difficoltà addizionali rispetto all'ottenimento di altri tipi di contributi pubblici, l'Autorità intende considerare una modifica e un rafforzamento del meccanismo incentivante oggi in vigore, specificamente per i contributi *Connecting Europe Facility*.
- 5.10 Tale modifica potrebbe essere importante anche alla luce delle seguenti considerazioni:
- il *budget* CEF disponibile per il 2014-2020 è circa 4,7 miliardi di Euro (quindi la maggior parte dei finanziamenti sarà disponibile negli ultimi anni del periodo);
  - i progetti promossi da Terna e individuati come PCI nella lista approvata nel 2015 sono 6: interconnessioni con Francia, Austria, Svizzera, Slovenia e Montenegro e il suddetto progetto *smart grid* Green-Me (in collaborazione con e-distribuzione), con un costo di investimento totale di circa 3,5 miliardi di Euro (sulla base dei costi stimati nello schema di Piano di Sviluppo 2017).<sup>9</sup>
- 5.11 Sulla base dei dati contenuti nell'edizione 2016 del rapporto di monitoraggio dei PCI preparato da ACER<sup>10</sup> (secondo cui i costi di investimento totali per 109 progetti tra i 111 PCI elettrici sono pari a 52,5 miliardi di Euro), si può desumere che i costi di investimento per i progetti di Terna sono circa il 7% dei costi dei PCI elettrici.
- 5.12 Nelle ipotesi che circa la metà dei finanziamenti CEF possano essere attribuiti a progetti del settore elettrico e che l'allocazione dei *grant* all'Italia sia meno che proporzionale al costo di investimento previsto dei PCI<sup>11</sup>, risulterebbe plausibile un co-finanziamento per Terna di circa 100-150 milioni di Euro entro il 2020.
- 5.13 L'Autorità intende perciò valutare le opinioni in esito alla consultazione sull'opportunità di:
- introdurre meccanismi incentivanti nella forma di riduzione di premi per Terna correlati ad altri meccanismi incentivanti, come ipotizzato al successivo punto 5.14;

---

<sup>8</sup> <http://www.energy-infrastructure-forum.com/2.18-conclusions%20FINAL.pdf>

<sup>9</sup> E' attualmente in corso il processo di aggiornamento biennale della lista PCI; Terna non ha ricandidato l'interconnessione con l'Austria; il progetto *smart grid* GreenME non è stato ripresentato ed è riportato come "cancellato" in sede di monitoraggio dei PCI. In aggiunta, Terna ha candidato come PCI il progetto SA.CO.I e il progetto di interconnessione con la Tunisia. Il volume totale di investimento non dovrebbe cambiare in modo significativo con l'aggiornamento della lista PCI.

<sup>10</sup> ACER, "Consolidated report on the progress of electricity and gas projects of common interest", Ljubljana, 30 June 2016, sezione 2.4.1. I dati del rapporto 2017 sono leggermente inferiori e si attestano a circa 50 miliardi di euro.

<sup>11</sup> Fino ad oggi, le logiche di attribuzione dei co-finanziamenti CEF hanno favorito Paesi con profili di "solidarietà" europea, cioè in condizioni economiche più difficoltose, per i quali l'incremento tariffario associato alla remunerazione dei PCI sarebbe maggiormente critico.

- introdurre meccanismi incentivanti nella forma di premi (vedi punti 5.16 e successivi).
- 5.14 I meccanismi di riduzione dei premi potrebbero essere considerati, ad esempio, in caso di mancato raggiungimento di una quota obiettivo di co-finanziamenti (relativamente modesta rispetto alle stime precedenti).
- 5.15 I meccanismi proposti potrebbero essere attivi subito dopo la relativa deliberazione, quindi a partire dal 2018.

#### ***Quantificazione del meccanismo premiante in logica output-based***

- 5.16 Un possibile schema incentivante nella forma di premi, finalizzato all'ottenimento di contributi *Connecting Europe Facility* al finanziamento degli investimenti, che potrebbe essere adottato già nell'ambito del corrente emiperiodo, con riferimento al biennio 2018-2019, sarebbe basato sul risparmio di costo rispetto al costo di investimento stimato per l'intervento (o l'insieme di interventi).
- 5.17 L'incentivo consisterebbe nel riconoscere un premio al gestore della rete pari a una frazione dei contributi ottenuti dall'Unione. Tale premio risponderebbe anche alla maggiore complessità delle procedure e ai conseguenti sforzi richiesti per mirare all'ottenimento di contributi.
- 5.18 L'incentivo sarebbe dimensionato, in via sperimentale per l'emiperiodo 2016-2019, nella misura del 20% del contributo ricevuto, con un limite al 5% del valore totale dell'investimento. Il beneficio per il cliente finale sarebbe quindi dell'80% del contributo ricevuto (o eventualmente superiore qualora intervenga il limite del 5% del valore totale di investimento).
- 5.19 L'incentivo non sarebbe applicabile a interventi che siano già oggetto di extraremunerationi *input-based* (e del relativo meccanismo di incentivazione all'efficienza vigente per l'emiperiodo 2016-2019), visto che per tali interventi la riduzione di costi di investimento è già oggetto di incentivazione.
- 5.20 Contestualmente all'eventuale introduzione del meccanismo premiante per contributi *Connecting Europe Facility*, verrebbe limitato l'ambito di applicazione del comma 17.7 del TIT a contributi diversi dal CEF. Per i contributi CEF (che sono attribuiti direttamente a specifici interventi e quindi possono essere distribuiti – in via proporzionale – ai relativi cespiti), ai fini del trattamento tariffario si considererebbe per semplicità un incremento patrimoniale al netto del valore del contributo.
- 5.21 Nell'ipotesi considerata in precedenza di co-finanziamento per Terna di circa 100-150 milioni di Euro totali da contributi *Connecting Europe Facility* fino al 2020, si avrebbe un premio addizionale per Terna di 10-15 milioni di Euro totali.<sup>12</sup>

---

<sup>12</sup> Calcolato per semplicità facendo riferimento al differenziale tra il 20% del nuovo premio proposto e il 10% di limite per il meccanismo attualmente vigente.

### ***Meccanismi di rendicontazione e verifica***

- 5.22 L'incentivo verrebbe riconosciuto alla fine dell'anno successivo a quello in cui Terna riceverà il contributo dell'Unione, a valle delle consuete rendicontazioni da parte di Terna.
- 5.23 In analogia a quanto disposto dal comma 21.5 del TIT per quanto riguardo il premio all'efficienza produttiva, gli incentivi verrebbero riconosciuti dalla Cassa a valere sul conto di cui al comma 48.1, lettera g) del TIT medesimo.

#### ***Spunti per la consultazione***

- S8. Si condivide l'incentivo proposto? Se no, perché?
- S9. Si condivide la proposta di quantificazione dell'incentivo? Si ritengono preferibili altre soluzioni? Nel caso, indicare i motivi.
- S10. Si hanno osservazioni sulla possibilità di ulteriori meccanismi incentivanti nella forma di penalità o riduzione di altri premi?

## **6. Incentivazione all'efficienza nell'erogazione dei servizi di dispacciamento**

- 6.1 Lo scopo di questo capitolo è illustrare alcuni possibili interventi di incentivazione all'efficienza del servizio di dispacciamento.
- 6.2 Come accennato in altre parti del documento, le modalità (input) con cui il gestore della rete può agire sui costi di dispacciamento sono molteplici: dalla realizzazione di nuove infrastrutture, all'ottimizzazione dei processi per la selezione delle risorse nei mercati del dispacciamento, fino all'adattamento delle modalità applicative della regolazione, tenendo conto dell'evoluzione del sistema elettrico e delle sue criticità. In più, spesso, tali interventi incidono non solo sui costi di dispacciamento ma anche su altri aspetti del funzionamento del mercato che in ultima analisi impattano sugli oneri sostenuti dai clienti finali.
- 6.3 Incentivare l'efficienza del servizio sembra quindi la soluzione più naturale per una regolazione *output-based*, anche in presenza di una elevata asimmetria informativa tra Terna e il regolatore, in relazione agli strumenti a disposizione del primo che possono consentire un contenimento della spesa netta sostenuta nel MSD per l'approvvigionamento delle risorse necessarie a garantire l'esercizio del sistema in condizioni di sicurezza e agli effetti che ciascuno di tali strumenti può avere in relazione a tali obiettivi. Si ritiene infatti che i costi che potrebbero derivare dall'incentivazione siano accettabili e in particolare giustifichino la potenziale maggiore riduzione dei costi di dispacciamento che potrebbe derivare dall'incentivazione stessa.
- 6.4 Gli interventi di incentivazione finalizzati a migliorare l'efficienza del servizio di dispacciamento completano e si coordinano con gli altri interventi indicati nel presente documento, al fine di evitare che la riduzione dei costi di dispacciamento possa essere ottenuta con misure che possano incidere negativamente sul funzionamento del mercato, o, viceversa, che altri obiettivi indicati nel presente documento possano essere raggiunti a scapito dell'economicità del servizio di dispacciamento medesimo.

### ***L'efficacia degli strumenti atti a consentire il monitoraggio, a garantire la trasparenza e a prevenire l'esercizio del potere di mercato***

- 6.5 L'incremento dell'efficienza del servizio di dispacciamento richiede prioritariamente attenzione all'efficacia degli strumenti atti a consentirne il monitoraggio, a garantire la trasparenza e a prevenire l'esercizio del potere di mercato, affinché sia possibile anticipare le esigenze evolutive del dispacciamento intervenendo tempestivamente con gli strumenti più adeguati.
- 6.6 Affinché possa svolgere efficientemente le attività di monitoraggio e supportare l'Autorità per le attività di competenza, come già disposto nel TIMM (Testo Integrato



Monitoraggio del mercato all'ingrosso e del mercato per il servizio di dispacciamento), Terna deve:

- 1) progettare, realizzare e mantenere i seguenti strumenti:
  - a) una piattaforma informatica per l'acquisizione dagli operatori dei dati di monitoraggio che non siano già acquisiti da Terna nell'esercizio delle sue attività caratteristiche (comma 3.5ter del TIMM);
  - b) un *data warehouse* per l'organizzazione, lo stoccaggio e la condivisione con l'Autorità dei dati e degli indici di monitoraggio (comma 3.5 del TIMM);
  - c) un *software di business intelligence* per la ricerca, l'estrazione, l'aggregazione, l'analisi e la presentazione dei dati e degli indici contenuti nel *data warehouse* (commi 3.5 e 3.8 del TIMM);
  - d) un simulatore del mercato per il servizio di dispacciamento in fase di programmazione (commi 3.5bis e 3.11 del TIMM);
  - e) un documento metodologico che propone gli indici di mercato afferenti al mercato per il servizio di dispacciamento e ne descrive analiticamente le relative modalità di calcolo (comma 6.1 del TIMM);
  - f) un rapporto di monitoraggio sulla struttura e sugli esiti del mercato per il servizio di dispacciamento nonché sulla condotta degli utenti del dispacciamento rilevanti attivi nel medesimo mercato (comma 6.1 del TIMM);
- 2) aggiornare almeno con cadenza annuale il documento metodologico (comma 6.1 del TIMM);
- 3) trasmettere all'Autorità con cadenza settimanale il rapporto di monitoraggio (comma 6.1 del TIMM);
- 4) identificare un apposito ufficio di monitoraggio:
  - a) destinato allo svolgimento delle attività di monitoraggio e, nei limiti delle risorse disponibili, delle eventuali attività istituzionali a queste connesse (comma 3.9 del TIMM);
  - b) dotato di risorse umane e materiali adeguate al corretto svolgimento delle attività di monitoraggio (comma 3.9 del TIMM);
  - c) referente dell'Autorità per l'esercizio della sua funzione di monitoraggio (comma 3.9 del TIMM).

6.7 Successivamente:

- 1) con la deliberazione 800/2016/R/eel, l'Autorità ha integrato il TIMM prevedendo che:
  - a) Terna progetti, realizzi e mantenga un registro dei nodi rilevanti della rete di trasmissione nazionale con indicazione degli utenti del dispacciamento in immissione e prelievo attivi in ciascun nodo e della loro quota di mercato nel nodo stesso e con indicazione dei collegamenti fra i nodi stessi (topologia della rete);
  - b) l'insieme dei nodi rilevanti della rete di trasmissione nazionale contenuti nel predetto registro includa almeno tutti i nodi della rete di trasmissione nazionale che risultano rilevanti ai fini dell'algoritmo di risoluzione del Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD);

c) Terna definisca, per ciascuno dei nodi rilevanti della rete di trasmissione nazionale incluso nel registro, il prezzo nodale marginale pari al valore marginale di 1 MW di prelievo occorrente nel nodo stesso.

Tali informazioni e, in particolare, quelle afferenti alla determinazione dei prezzi nodali sono state richieste quantomeno ai fini delle attività di monitoraggio di MSD compiute dall'Autorità, per poi procedere a valutazioni sulla loro possibile pubblicazione ai fini della trasparenza del mercato e al loro utilizzo per la valorizzazione a regime degli sbilanciamenti effettivi;

2) con la deliberazione 815/2016/R/eel, l'Autorità ha previsto di riconoscere, a Terna, i costi per le risorse incrementali da dedicare alle seguenti attività:

a) definizione e implementazione delle regole del nascente mercato della capacità di cui alla deliberazione ARG/elt 98/11 (attività legate allo sviluppo del mercato della capacità);

b) integrazione dei mercati elettrici infragiornalieri e di bilanciamento a livello europeo e implementazione dei Codici di rete europei, ivi inclusa la partecipazione a ENTSOe (attività legate a profili europei)

mediante un meccanismo analogo a quello di cui all'articolo 9 del TIMM, prevedendo, inoltre, che:

- le risorse incrementali individuate da Terna per lo svolgimento di tali attività risultino adeguate al corretto svolgimento delle medesime;

- Terna, comunichi all'Autorità, entro 30 giorni dalla presa di servizio delle sopra richiamate risorse, le unità organizzative a cui dette risorse sono state assegnate e le funzioni svolte dalle medesime unità e che Terna informi l'Autorità in merito a eventuali variazioni intervenute successivamente alla comunicazione;

- le predette unità organizzative siano referenti dell'Autorità per le attività a cui sono state preposte;

3) con la deliberazione 496/2017/R/eel, l'Autorità ha previsto che Terna rediga e invii all'Autorità una proposta di determinazione delle configurazioni zionali con metodo *model-based*, che vada ad aggiungersi all'identificazione delle configurazioni zionali tramite un approccio *expert-based*: tale metodologia deve prevedere l'aggregazione in zone di mercato dei nodi rilevanti della rete di trasmissione nazionale contenuti nel registro sopra richiamato, sulla base di logiche di *clustering* che tengano conto del valore assunto dai prezzi nodali marginali.

6.8 Allo stato attuale, in relazione a quanto finora esposto appare necessario:

1) apportare aggiornamenti al simulatore del mercato per il servizio di dispacciamento in fase di programmazione, affinché consenta di rendere disponibili i risultati entro tempistiche definite dall'Autorità e affinché consenta di effettuare simulazioni "massive";

2) identificare in modo approfondito *ex ante* le unità di produzione i cui gestori potrebbero con maggiore probabilità esercitare il potere di mercato, tenendo conto del contesto in cui sono collocate e delle sue possibili evoluzioni. Ciò consentirebbe di definire tempestivamente e in modo adeguato gli strumenti

necessari al contenimento dell'esercizio del potere di mercato (quali la definizione della condizione di essenzialità per alcune unità di produzione);

- 3) rivedere l'organizzazione dell'ufficio di monitoraggio di Terna affinché, oltre a quanto già indicato dal comma 3.9 del TIMM, sia adeguato a quanto previsto dall'articolo 15 del Regolamento europeo 1227/2011 (Regolamento REMIT);
- 4) completare le attività afferenti alla determinazione dei prezzi nodali e supportare l'Autorità nelle valutazioni sulla loro possibile pubblicazione ai fini della trasparenza del mercato e al loro utilizzo per la valorizzazione a regime degli sbilanciamenti effettivi;
- 5) proseguire le attività legate allo sviluppo del mercato della capacità e le attività legate a profili europei;
- 6) completare la proposta di determinazione delle configurazioni zonali con metodo *model-based* sulla base dell'aggregazione in zone di mercato dei nodi rilevanti della rete di trasmissione nazionale.

6.9 Per quanto riguarda le attuali modalità di remunerazione delle attività svolte da Terna ai fini del monitoraggio, nonché le attività legate allo sviluppo del mercato della capacità e le attività legate a profili europei:

- 1) l'Autorità riconosce i soli costi incrementali rispetto a quelli già riconosciuti per effetto dell'applicazione di altri provvedimenti (comma 9.3 e 9.6 del TIMM);
- 2) nell'approvare il calendario delle attività, l'Autorità può identificare proprie scadenze per il conseguimento di obiettivi istituzionali o di pianificazione strategica correlando eventuali corrispettivi specifici alla realizzazione di una o più attività entro le predette scadenze (comma 9.5 del TIMM). Sino ad oggi l'Autorità non si è mai avvalsa di tale facoltà;
- 3) i costi incrementali (rispetto a quelli già riconosciuti per effetto dell'applicazione di altri provvedimenti) a preventivo per l'anno  $t$ , l'eventuale scostamento fra consuntivo e preventivo dell'anno  $t-2$ , nonché gli eventuali corrispettivi specifici relativi all'anno  $t-1$  sono compresi nel corrispettivo (componente DIS) a copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento di Terna definito dall'Autorità per l'anno  $t$  (comma 9.10 del TIMM). Dal 2010 i costi del personale dedicato allo svolgimento delle attività di monitoraggio sono stati sottratti al meccanismo del *price cap*. Ai fini dell'eventuale riconoscimento dei maggiori costi a consuntivo rispetto ai costi a preventivo, Terna (comma 9.3 del TIMM) è tenuta a:
  - a) comprovare, per ogni singola voce di costo, i maggiori costi effettivamente sostenuti e specificare con chiarezza le cause sottostanti ogni scostamento;
  - b) assicurarsi che le cause di cui alla lettera a) siano verificabili dall'Autorità;
- 4) l'Autorità definisce i livelli base per le prestazioni del *data warehouse* e del *software di business intelligence* nonché un meccanismo di remunerazione incentivante volto ad assicurare il progressivo miglioramento delle predette prestazioni (comma 9.4 del TIMM). Al riguardo, la parte motiva del TIMM evidenzia che tale meccanismo deve essere basato sulla misurazione della performance in termini, per esempio, di tempestività nell'aggiornamento dei *data warehouse* e di invio dei rapporti settimanali, nonché di coerenza e correttezza dei dati e degli indici di monitoraggio archiviati nei medesimi *data warehouse*.

- 6.10 Al fine di promuovere il miglioramento dell'efficacia degli strumenti di monitoraggio e della trasparenza, si ritiene opportuno riprendere le modalità di remunerazione già previste dal TIMM con alcuni correttivi. In particolare si potrebbe:
- 1) identificare, per ciascuna attività e con particolare riferimento a quelle richiamate nel punto 6.8, tempistiche e specifiche dettagliate;
  - 2) prevedere la definizione per ciascun anno  $t$  della remunerazione obiettivo (incrementale rispetto ai costi riconosciuti per effetto dell'applicazione di altri provvedimenti e garantita solo a seguito della verifica positiva dei risultati ottenuti) per ciascuna delle attività di cui al punto 1), anche su base pluriennale nel caso di attività che prevedono durate superiori all'anno solare; e che la medesima remunerazione possa essere rivista solo nei casi in cui vengano richieste modifiche nelle attività in corso di svolgimento;
  - 3) prevedere che la remunerazione obiettivo sia determinata sulla base dell'*effort* richiesto a Terna per l'esecuzione delle attività previste, tenendo conto della logica incentivante;
  - 4) prevedere che la remunerazione obiettivo sia considerata ai fini della determinazione, per ogni anno  $t$ , del corrispettivo (componente DIS) a copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento di Terna, per una quota (ad esempio l'80%), salvo conguaglio, a valere sul corrispettivo a copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento di Terna definito dall'Autorità per l'anno  $t+2$  e subordinatamente alla verifica dei risultati ottenuti.
- Pur partendo dalla remunerazione obiettivo (determinata *ex-ante* sulla base dell'*effort* previsto per Terna), la remunerazione effettiva è comunque condizionata al raggiungimento dei risultati attesi; per tale motivo tale meccanismo ha natura *output-based*.
- 6.11 Si ritiene infine che il completamento delle attività di cui sopra, secondo tempistiche e modalità che verranno appositamente definite, oltre ad avere effetti sulla loro remunerazione, debba costituire condizione necessaria per poter accedere ai nuovi strumenti di incentivazione di cui ai punti successivi.

#### ***Strumenti incentivanti finalizzati al contenimento dei costi di dispacciamento***

- 6.12 Oltre a quanto finora descritto, si ritiene opportuno valutare l'introduzione di un nuovo meccanismo incentivante finalizzato al contenimento dei costi di dispacciamento, con particolare riferimento all'*uplift* (in relazione alle voci di cui alle lettere a) e b) dell'articolo 44 della deliberazione 111), ai costi per la remunerazione della mancata produzione eolica (articolo 44bis della deliberazione 111) e a costi correlati ai profili di essenzialità per la sicurezza del sistema (in tutti i casi sterilizzando gli effetti indotti da eventi eccezionali e non prevedibili o da fattori esogeni come ad esempio nuove scelte regolatorie).
- 6.13 A titolo indicativo, fermi restando successivi approfondimenti, ai fini dell'applicazione del punto 6.12, si potrebbe definire, su base annuale, un valore

“base” dei costi coperti tramite le componenti di cui al punto precedente (c.d. *baseline*), prevedendo che Terna riceva un premio pari a una quota della riduzione, rispetto al valore base, del richiamato ammontare fino a un *cap* annuo, ovvero una penalità pari a una quota dell’aumento, rispetto al valore base, del medesimo ammontare fino ad un *floor* annuo.

- 6.14 Il meccanismo di premi e penalità qui ipotizzato si pone l’obiettivo di indurre Terna a porre in essere tutte le azioni necessarie per il contenimento dei costi di dispacciamento, nel senso più ampio possibile del termine, evitando cioè che vengano effettuate scelte atte solo a ridurre alcune voci dei costi complessivi a scapito di altre. Non si ritiene possibile, in questo momento, ampliare ulteriormente l’insieme dei costi a cui è correlato il meccanismo di premi e penalità in quanto alcune parti di essi dipendono solo in parte o non dipendono dall’operatività di Terna. È comunque possibile ottenere risultati benefici per il sistema elettrico tramite la corretta remunerazione, sulla base degli output ottenuti e tenendo conto degli orientamenti di cui al punto 6.10, delle attività di cui al punto 6.8 (ivi inclusa l’identificazione delle zone di mercato sulla base dell’aggregazione in zone di mercato dei nodi rilevanti della rete di trasmissione nazionale, che può avere importanti effetti su tutti i mercati ivi inclusi quelli non gestiti da Terna). Il meccanismo incentivante dovrebbe anche indurre Terna a migliorare gli strumenti per la prevedibilità dell’andamento atteso dei costi di dispacciamento intercettati, nonché a intervenire e/o segnalare tempestivamente eventuali situazioni di potenziale criticità affinché vi sia il tempo necessario per predisporre i necessari interventi.
- 6.15 A scopo esclusivamente indicativo, si potrebbe ipotizzare che:
- il valore “base” dei costi di dispacciamento a cui applicare il meccanismo di premi e penalità sia definito dall’Autorità a partire da una ipotesi formulata da Terna, su base annuale o biennale, e che esso possa essere rivisto in entrambi i sensi anche in corso d’anno qualora dovessero subentrare condizioni eccezionali e non prevedibili;
  - i valori percentuali che identificano i premi e le penalità, nonché il limite del premio e della penale siano definiti su base annuale solare (o biennale) e possano essere oggetto di successive revisioni, tenuto conto di una opportuna asimmetria tra premi e penalità al fine di contemperare l’efficacia del meccanismo con l’esigenza di porre un limite al rischio per Terna coerentemente con la sua natura di soggetto regolato.

#### ***Spunti per la consultazione***

S11. Si condivide la proposta presentata? Quali altre considerazioni potrebbero essere esposte? Perché?

## **7. Incentivazione alla realizzazione della capacità fino a valori obiettivo**

- 7.1 Lo scopo di questo capitolo è fornire orientamenti finali e proposte quantitative sugli incentivi alla realizzazione di capacità di trasporto addizionale tra zone e alle frontiere, che era stata oggetto di analisi nel capitolo 6 (punti 6.3 – 6.12) del documento 464/2015/R/EEL.
- 7.2 In risposta al documento 464/2015/R/EEL, tre soggetti hanno condiviso la proposta.
- 7.3 Uno di questi soggetti ha segnalato la necessità di una consultazione più dettagliata, considerando le opzioni di una *baseline* di sviluppo realistica e non incentivata, di extra-remunerazione solo per extra-capacità rispetto a tale *baseline* e di un orizzonte temporale massimo, oltre il quale (per cause non esogene) dovrebbero essere applicate delle penalità.
- 7.4 Un altro di questi soggetti ha chiesto di fornire maggiori dettagli sulle motivazioni di valorizzazione del premio e ha apprezzato l'applicazione a investimenti diversi da quelli oggetto di incentivazione *input-based* transitoria al fine di evitare doppie remunerazioni.
- 7.5 Un altro soggetto ha analizzato in dettaglio la misura di capacità sotto diversi aspetti: parametro da considerare, possibili correlazioni tra le capacità su diverse sezioni, effetti di stagionalità; lo stesso soggetto ha suggerito di valutare anche l'impatto sui costi complessivi di dispacciamento.
- 7.6 Il gestore della rete ha condiviso l'idea di incentivi in proporzione all'utilità per il sistema. Allo stesso tempo, il gestore ha anche segnalato criticità: i) la valorizzazione dell'incentivo sulla base della rendita di congestione prima dell'incremento di capacità, che potrebbe differenziare zone già molto interconnesse rispetto a zone debolmente connesse; ii) la possibilità che da una parte la valorizzazione proposta sia insufficiente a ottenere il comportamento desiderato da parte del soggetto regolato e iii) la possibilità che l'incentivo sia dall'altra parte maggiore del beneficio atteso per il sistema.
- 7.7 Terna ha inoltre sviluppato considerazioni e proposte riguardo:
- il bilanciamento tra quantificazioni *ex-ante* (prevalente) e quantificazioni *ex-post*;
  - l'orizzonte temporale (annuale) di possibile valutazione del beneficio *ex-post*;
  - eventuali vincoli in termini di disponibilità minima del nuovo intervento;
  - il possibile ruolo dei benefici netti attesi ai fini della valorizzazione.

### **Logica *output-based* e tipologie di intervento**

- 7.8 La logica di fondo dell'incentivazione è che, una volta individuata la capacità di trasporto obiettivo utile al sistema (vd. precedente capitolo 4), il gestore del sistema di trasmissione sia incentivato – solo – a realizzare quella capacità.
- 7.9 La proposta tiene anche conto dell'approccio di analisi delle *target capacities* (e dei cosiddetti "*infrastructure needs*"), recentemente sviluppato da ENTSO-E nell'ambito

del TYNDP europeo. Si vedano il capitolo 3 e l'Appendice D al presente documento per maggiori informazioni riguardo l'approccio europeo e il capitolo 4 riguardo il documento italiano di identificazione delle Capacità obiettivo.

- 7.10 È importante sottolineare che l'incentivazione alla realizzazione delle Capacità obiettivo non presuppone necessariamente interventi infrastrutturali (realizzazione di nuove linee o stazioni), che hanno normalmente natura *RAB-intensive*.
- 7.11 L'incremento delle capacità può essere raggiunto anche con altri tipi di intervento a costo più ridotto, quali ad esempio l'installazione e l'operazione ottimizzata di *phase shifting transformer* (PST) o l'utilizzo di *dynamic thermal rating* (DTR), che permette di incrementare la capacità di trasporto di specifiche linee aeree, specie in condizioni di buona ventosità.
- 7.12 Al riguardo è importante richiamare brevemente le principali evidenze dell'esperienza ampiamente positiva delle prime applicazioni sperimentali di DTR nell'ambito dei progetti pilota per sistemi di accumulo (si veda l'Appendice E al presente documento).
- 7.13 Terna ha comunicato che il DTR, applicato in zone ventose quali quelle dell'appennino campano, può aumentare *“la corrente massima trasportabile in sicurezza dalla linea (...) di un valore, massimo, dell'ordine del 30%, in uno scenario estivo, e di circa il 10% in quello invernale”*.
- 7.14 Nel corso del 2016, le prime applicazioni di DTR a tre linee 150 kV hanno permesso di ridurre la mancata produzione eolica di circa 50 GWh. Con una valorizzazione economica della mancata produzione evitata sulla base dei prezzi di mercato del giorno prima, il beneficio conseguito nel 2016 è stato quindi dell'ordine di 2-3 milioni di Euro/anno.
- 7.15 Il costo di investimento, sostenuto fino al 2014, è stato inferiore a 1 milione di Euro.
- 7.16 Il meccanismo incentivante spingerebbe Terna a considerare e implementare, se appropriato, soluzioni tecnologiche innovative e a basso costo come il DTR o i PST.
- 7.17 Si prevede di adottare il meccanismo di incentivazione per lo sviluppo della capacità in via sperimentale a partire dal 1 gennaio 2019, in ragione della necessità di definire alcuni parametri del meccanismo incentivante a seguito della valutazione del rapporto di Terna in merito alle Capacità obiettivo, prevista nel corso del 2018.
- 7.18 Si conferma che, in fase di prima applicazione, per evitare sovrapposizioni di più meccanismi incentivanti, il meccanismo possa essere applicato con esclusivo riferimento agli interventi che non sono oggetto delle misure di transizione per il superamento graduale dell'incentivazione *input-based* di cui all'articolo 20 del TIT (opere che compongono interventi di sviluppo I-NPR1 corrispondenti a interventi che erano classificati I=3 nel periodo di regolazione 2012-2015 e opere di sviluppo O-NPR1; vd capitolo 2).
- 7.19 Il meccanismo sarebbe applicabile sia per le capacità interzonali, sia per le capacità di interconnessione, sebbene – in tale caso – vadano esclusi anche gli incrementi di

capacità previsti per effetto degli *interconnector* di cui alla legge 23 luglio 2009, n. 99 (essendo tali incrementi già oggetto di un obbligo di realizzazione ricadente su Terna).

### ***Quantificazione del meccanismo premiante in logica output-based***

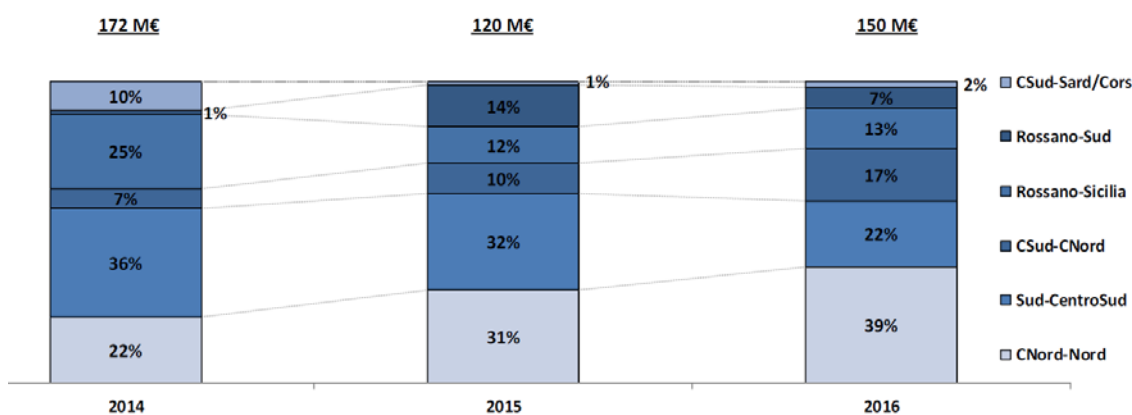
- 7.20 L’Autorità è orientata a quantificare il premio con modalità *ex-ante*.
- 7.21 La considerazione di effetti o benefici *ex-post* (ad esempio, prezzi o quantità di congestione post- intervento) sembra essere troppo condizionata da variabili non controllabili da Terna, quali il prezzo dei combustibili fossili ed eventuali decisioni nei paesi confinanti (ad esempio sugli impianti nucleari). Inoltre l’eventuale considerazione di benefici *ex-post* si scontrerebbe con la necessità di individuare un periodo temporale necessariamente ridotto (1-2 anni), scarsamente comparabile con la vita attesa dell’intervento.
- 7.22 Il premio sarebbe differenziato per ciascuna Capacità obiettivo interzonale in modo tale da tenere conto principalmente (ad esempio, 80%) di una *proxy* dei benefici riferita ai segnali di mercato nei due anni precedenti l’entrata in esercizio dell’intervento.
- 7.23 Il premio terrebbe conto in misura minore (ad esempio, 20%) di una *proxy* dei benefici netti annuali attesi grazie alla realizzazione della Capacità obiettivo.
- 7.24 Potrebbero essere da valutare eventuali meccanismi correttivi qualora la risoluzione di una congestione su una specifica sezione (ad esempio sull’asse da Sud a Nord del Paese) portasse di fatto alla “traslazione” della sezione critica e quindi a un aumento delle relative rendite di congestione. Qualora tale sezione venisse rinforzata negli anni successivi, si potrebbe generare un effetto improprio e indesiderato di aumento dei premi associati a “congestione attuale”.
- 7.25 Benché tale approccio tenda a riflettere più il livello di congestione “attuale” anziché il livello di congestione “prevista”, si ritiene che l’approccio sia applicabile a situazioni di congestione quali quelle italiane, che sono risultate relativamente stabili nel tempo. Inoltre, si minimizzerebbero rischi di eventuali *bias* sulle analisi costi benefici effettuate da Terna e sui relativi risultati.
- 7.26 Con questo approccio, il premio sarebbe maggiore per gli incrementi di capacità relativi a sezioni (orientate) di rete caratterizzate da un elevato livello di congestione, mentre sarebbe nullo per sezioni caratterizzate da assenza di congestione.
- 7.27 Il premio massimo, corrisposto al gestore *una tantum*, sarebbe pari al 40% del costo di congestione registrato su sezioni (orientate) della rete rilevante<sup>13</sup> negli ultimi 24 mesi. Il premio massimo teorico pertanto conterebbe quindi una quota pari all’80% di un anno di rendita di congestione effettiva. Come indicazione di massima, il volume

---

<sup>13</sup> Per esempio, l’incremento di capacità in direzione dalla zona Centro-Nord alla zona Centro-Sud verrebbe premiato sulla base delle congestioni per i flussi dalla zona Centro-Nord alla zona Centro-Sud, mentre l’incremento di capacità in direzione dalla zona Centro-Sud alla zona Centro-Nord verrebbe premiato sulla base delle congestioni per i flussi dalla zona Centro-Sud alla zona Centro-Nord.



economico totale delle congestioni tra zone della rete rilevante è stato negli ultimi anni di circa 150 milioni di Euro / anno (tutte le sezioni tra zone).



**Figura 2 – Volumi e percentuali di incidenza delle rendite di congestione su sezioni interne (fonte: Terna, schema di Piano di Sviluppo 2017. I dati 2016 sono relativi a 11 mesi)**

- 7.28 Qualora Terna, ragionevolmente in un orizzonte di medio termine (ad esempio fino al 2023), fosse in grado di eliminare le congestioni su tutte le sezioni tra zone, potrebbe ricevere una quota di premio dell'ordine di 120 milioni di Euro (totali nel periodo) riferita alle "congestioni attuali". Tale quota (che ovviamente rappresenta un limite massimo teorico, perché l'eliminazione completa delle congestioni non è economicamente efficiente) potrebbe aumentare in caso di aumento delle congestioni intrazonali, che sono attese sull'asse Sud-Nord in alcuni scenari di sviluppo del sistema elettrico.
- 7.29 L'eventuale estensione del meccanismo incentivante all'emiperiodo 2020-2023 potrebbe essere accompagnata, come già ipotizzato nel documento 464/2015/R/EEL e come anche rilevato in sede di contributi pervenuti in consultazione, dall'introduzione di penalità in caso di mancato raggiungimento di un livello minimo di incremento di capacità. Tale ipotesi stimolerebbe ulteriormente la tempestività di realizzazione, oltre a quanto già presente nella regolazione tariffaria<sup>14</sup>
- 7.30 Infine, il premio massimo teorico conterebbe una quota pari ad esempio al 20% di un anno di beneficio netto atteso dall'intervento. Come indicazione di massima, su sezioni di rete significativamente congestionate, il beneficio netto atteso può superare i 100 milioni di Euro / anno (singola sezione). Quindi la quota di premio associata ai benefici attesi potrebbe avvicinarsi ai 100 milioni di Euro (totali nel periodo).

<sup>14</sup> Si fa presente in proposito che tra le modifiche introdotte con la deliberazione 654/2015/R/EEL è stato modificato il regime di remunerazione delle immobilizzazioni in corso al fine di rimuovere eventuali incentivi indesiderati al differimento dell'entrata in esercizio degli interventi di sviluppo.

- 7.31 L’Autorità ritiene preferibile riferire il premio per “congestioni attuali” a due anni, in modo da ridurre l’eventuale impatto di effetti annuali occasionali (quali condizioni anomale di rete e situazioni atipiche di generazione e carico, es. idraulicità, producibilità da fonti rinnovabili, ondate di calore o di freddo intenso).
- 7.32 Il quadro di premialità sopra illustrato deve inoltre fornire un corretto incentivo a realizzare incrementi di capacità significativa (sulle sezioni dove è necessaria capacità addizionale).
- 7.33 In tal senso una prima possibilità, relativamente semplice, è quella di azzerare (oppure di ridurre) gli effetti premiali fino a una soglia del differenziale tra capacità obiettivo e capacità preesistente, che potrebbe essere pari al 25% (oppure al 50%).
- 7.34 Ulteriori possibilità potrebbero essere considerate, come ad esempio una riduzione dei volumi dei premi (ad esempio del 25% del loro valore), che verrebbe trasferita in un “bonus” quando si realizza il 100% del differenziale di capacità.
- 7.35 Il premio verrebbe corrisposto per ciascun intervento con aumento di capacità come quota parte del premio massimo teorico, in proporzione al rapporto tra l’incremento di capacità realizzato e l’incremento obiettivo (pari alla differenza tra la Capacità obiettivo e la capacità di trasporto disponibile al 31 dicembre 2017). In caso di due o più interventi sulla stessa sezione con capacità finale superiore alla Capacità obiettivo, il premio totale sarebbe riconosciuto per il 100% dell’incremento obiettivo.
- 7.36 L’Autorità intende inoltre valutare se condizionare una parte del premio, da individuare in esito alla consultazione, alla completa realizzazione delle azioni in corso per la simulazione *model-based* e il calcolo dei prezzi marginali nodali ai fini della definizione delle configurazioni zonali ai sensi della deliberazione 496/2017/R/eel (si veda il capitolo precedente). Tale vincolo permetterebbe di tenere opportunamente conto delle interazioni tra la definizione delle Capacità obiettivo e la definizione delle zone.
- 7.37 Per le capacità di interconnessione, il premio massimo potrebbe essere determinato dall’Autorità con logiche simili a quelle proposte per le capacità interzonali. In questo caso, però, le quantificazioni delle percentuali sarebbero dimezzate al 40% di un anno di rendita di congestione effettiva e al 10% del beneficio netto atteso. Il dimezzamento rispecchia la minore disponibilità di benefici (rendite di congestione) per il sistema italiano, considerando la usuale allocazione 50% - 50% tra i due paesi confinanti.
- 7.38 La quantificazione delle rendite di congestione alle frontiere nel periodo da luglio 2015 a giugno 2016 (pari a 255 milioni di euro totali) è disponibile con le relative disaggregazioni per frontiera e per mese nell’Allegato 1 alla deliberazione 15 settembre 2016, 499/2016/I/EEL.
- 7.39 Nel caso delle interconnessioni, si ritiene però prudentiale evitare una stima dei potenziali premi, tenendo conto del fatto che numerosi sviluppi sarebbero esclusi per effetto delle considerazioni dei precedenti punti 7.18 e 7.19, essendo già oggetto di incentivazione transitoria (es. Italia – Francia, parte regolata) oppure di obblighi di realizzazione (*interconnector*).

- 7.40 I premi per la realizzazione della capacità fino ai valori obiettivo verrebbero riconosciuti dalla Cassa a valere sul conto di cui al comma 48.1, lettera f) del TIT (Conto qualità dei servizi elettrici e promozione selettiva degli investimenti), alimentato anche dalla componente UC6.

### ***Meccanismi di rendicontazione e verifica***

- 7.41 Il documento 464/2015/R/EEL ha già affrontato il tema di quale capacità di trasporto prendere a riferimento. Da un lato, la capacità “*winter peak*” è la scelta più immediata, essendo la situazione più rilevante negli studi di mercato e quindi nei calcoli previsti per la determinazione delle Capacità obiettivo.<sup>15</sup>
- 7.42 D’altro canto si dovrebbe tenere adeguatamente conto di differenze di capacità nei diversi momenti dell’anno e di diverse configurazioni di generazione, soprattutto a fonti rinnovabili, e carico (es. *weekend* a basso carico)
- 7.43 Infine, si dovrebbe tenere opportunamente conto e valorizzare i possibili incrementi di capacità “spot” possibili ad esempio grazie all’utilizzo del DTR.
- 7.44 Le disposizioni del Testo Integrato del monitoraggio del mercato all’ingrosso dell’energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento (TIMM) prevedono:
- la registrazione dell’offerta di capacità di trasmissione per ciascuna interconnessione con l’estero e per ciascuna asta annuale, mensile o giornaliera sui diritti di utilizzo della relativa capacità di trasmissione (punto 6.3 del TIMM)
  - la registrazione del limite massimo di transito e del limite minimo di transito tra due coppie di zone della rete rilevante come identificate dal Codice di rete (sezione 3 dell’Allegato B del TIMM).
- 7.45 Le disposizioni del Codice di rete (capitolo 11, punto 11.6.3) prevedono la predisposizione da parte di Terna di un rapporto annuale sulla qualità del servizio di trasmissione. Tale rapporto è – di prassi – redatto entro il 30 aprile, scadenza definita dal Codice di rete (capitolo 11, punto 11.12) per la comunicazione all’Autorità delle disalimentazioni relative all’anno precedente.
- 7.46 L’Autorità intende estendere l’ambito del rapporto annuale dalla “qualità del servizio di trasmissione” agli output del servizio di trasmissione.
- 7.47 In particolare, il rapporto annuale sarebbe integrato con:
- la capacità di trasporto “*winter peak*” annuale (orientata) prevista per l’anno precedente e l’anno corrente per ciascun confine o ciascuna sezione tra zone della rete rilevante;

---

<sup>15</sup> La capacità “*winter*” trova generalmente applicazione in sette mesi dell’anno (da ottobre ad aprile), mentre la capacità “*summer*” si limita generalmente a quattro mesi, considerando un mese circa (agosto) di possibili limitazioni associate a interventi di manutenzione programmata.

- la capacità di trasporto media resa disponibile in sede di mercato del giorno prima, sull'arco dell'intero anno precedente e con appropriate differenziazioni per i diversi periodi dell'anno;
- l'indicazione delle cause di eventuali riduzioni o indisponibilità della capacità di trasporto (ad esempio: indisponibilità accidentale di componenti di rete);
- la descrizione delle "indisponibilità rilevanti di capacità di trasporto", individuate come indisponibilità superiori a 1000 MW per 100 ore (quindi una riduzione in energia trasportabile equivalente maggiore di 100 GWh);
- l'implementazione degli interventi - anche non infrastrutturali - associati all'incremento della resilienza del sistema di trasmissione (si veda anche il precedente capitolo 2 a tale riguardo, nonché l'orientamento prospettato al punto 23.4 del documento 544/2015/R/EEL<sup>16</sup>);
- i contributi ottenuti da Terna per il co-finanziamento degli interventi di sviluppo e le relative richieste presentate da Terna (si veda il precedente capitolo 5 a tale riguardo).

7.48 L'Autorità valuterà se la capacità di trasporto resa disponibile da Terna per il mercato del giorno prima non determini di fatto un trasferimento di vincoli da MGP al mercato dei servizi di dispacciamento. Tali rischi potrebbero essere contemperati dai meccanismi incentivanti i servizi di dispacciamento di cui al capitolo 6.

7.49 A seguito di eventuali situazioni anomale (di indisponibilità o di sovradisponibilità e trasferimento di vincoli), l'Autorità potrà avviare procedimenti di indagine finalizzati a valutare se procedere alla restituzione dell'incentivo (o di una sua quota), fatti salvi ulteriori procedimenti prescrittivi e/o sanzionatori.

#### ***Spunti per la consultazione***

S12. Si condivide l'incentivo proposto? Se no, perché?

S13. Si condivide la proposta di quantificazione dell'incentivo? Si ritengono preferibili altre soluzioni? Nel caso, indicare i motivi.

S14. Si condivide la proposta di estendere il rapporto annuale di Terna sulla qualità del servizio di trasmissione ad altri output? Se sì, anche alla luce degli indicatori proposti, quali indicatori dovrebbero essere presentati?

<sup>16</sup> "23.4 Sempre per quanto riguarda la trasmissione, l'Autorità ritiene necessario che Terna illustri le proprie valutazioni quantitative sui volumi dell'indicatore "energia prelevata a rischio" nel prossimo rapporto sulla qualità del servizio di trasmissione che è tenuta annualmente a predisporre. Contestualmente, Terna dovrebbe fornire all'Autorità anche i seguenti dati per ogni cabina primaria con alimentazione in antenna o in derivazione rigida:

- a) potenza netta prelevata dai clienti finali sottesi in condizioni di picco di domanda (MW), tenendo conto delle stime di breve termine del Piano di Sviluppo;
- b) indisponibilità non programmata della linea AT (h/anno/km);
- c) lunghezza tratto di linea in antenna o in derivazione rigida (km)."

## **8. Incentivazione per specifici progetti infrastrutturali con maggiori rischi**

- 8.1 Lo scopo di questo capitolo è fornire orientamenti finali riguardo i meccanismi incentivanti riguardo i progetti con maggiori rischi.
- 8.2 La logica alla base dei meccanismi incentivanti per singoli progetti con maggiori rischi introdotti dal Regolamento (UE) 347/2013 è che rischi di mancata o ridotta remunerazione degli investimenti per il promotore (associati ad esempio a rischio tecnologico) comportino una distorsione nelle scelte di investimento del promotore stesso, potenzialmente penalizzando un investimento ad alta utilità per il sistema.
- 8.3 Nel documento 464/2015/R/EEL (in particolare ai punti 4.21 - 4.26), l’Autorità ha osservato che *“la remunerazione generale degli investimenti verrebbe effettuata – a decorrere da NPR2 [emiperiodo 2020-2023] – con modalità uniformi, senza distinzioni o incentivazioni legate a diverse categorie e priorità di investimento. Tale remunerazione generale sarebbe integrata dai meccanismi di promozione selettiva output-based”* e che *“tuttavia, in particolari condizioni di innovazione tecnologica, potrebbero sussistere dei rischi di natura speciale. Per tali casi, l’Autorità potrebbe comunque valutare di estendere gli stessi criteri e metodologie [di cui alla deliberazione dell’Autorità 18 settembre 2014, 446/2014/R/COM] anche per progetti che non siano di interesse comune, a condizione che tali progetti, in base al rapporto benefici / costi, siano individuati come priorità di sviluppo [rapporto benefici / costi superiore a 2,5-3,0]”*.
- 8.4 L’orientamento espresso non è stato oggetto di obiezioni in sede di risposta alla consultazione. Un soggetto ha condiviso la proposta dell’Autorità e, pur non vedendo particolari rischi non coperti dalla regolazione, ha proposto di non escludere l’incentivazione di investimenti con rischi particolari, a seguito di una valutazione caso per caso. Un altro soggetto ha segnalato possibili rischi di natura tecnologica e di natura ambientale.
- 8.5 Considerando in particolare la possibile presenza di un rischio legato all’innovazione tecnologica (si pensi ad esempio a progetti esistenti che in passato sono stati caratterizzati da un forte carattere innovativo, quali negli anni ‘60 il tri-terminale HVDC SA.CO.I SARdegna - COrsica - penisola Italiana e più recentemente il cavo HVDC ad elevata profondità SA.PE.I. SARdegna – PENisola Italiana), l’Autorità ritiene opportuno confermare come orientamento finale l’estensione di applicabilità della deliberazione 446/2014/R/COM a partire dal 2018.
- 8.6 Tale deliberazione sarebbe applicabile solo ai progetti oggetto di analisi CBA 2.0 e solo a condizione che dimostrino di raggiungere un livello dell’indicatore IUS (benefici / costi) superiore a 2,0. Tale soglia intende evitare l’applicazione del meccanismo di remunerazione dei maggiori rischi a progetti a modesta utilità, per i quali, anche alla luce delle incertezze e di maggiori rischi anche in termini di costi e tempi di effettiva realizzazione, il rapporto IUS possa ulteriormente ridursi.

*Spunti per la consultazione*

S15. Si condivide la proposta di estensione dell'incentivazione per progetti con maggiori rischi? Se no, perché?

## **9. Ulteriori ipotesi di meccanismi incentivanti considerati e non sviluppati**

- 9.1 Lo scopo di questo capitolo è richiamare altri possibili meccanismi incentivanti di natura *output-based* e illustrare le ragioni per cui non sono stati ulteriormente sviluppati nell'ambito del presente documento.

### **Miglioramento dei procedimenti autorizzativi**

- 9.2 Il documento 464/2015/R/EEL (punti da 5.25 a 5.27) ha indicato che l'Autorità intendeva esaminare possibili meccanismi per fornire incentivi corretti e trasparenti finalizzati a un auspicabile miglioramento dei procedimenti autorizzativi e per superare criticità sia autorizzative sia "post-autorizzative". I riscontri su tale possibilità sono stati però decisamente limitati e non risultano al momento direttamente fruibili per scopi regolatori.
- 9.3 In particolare, Terna ha prospettato l'opzione di un meccanismo incentivante con *milestone* collegato all'ottenimento del decreto VIA (Valutazione di Impatto Ambientale) e del decreto di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio, come già previsto nella deliberazione 31 gennaio 2013, 40/2013/R/EEL, in cui l'impatto dell'ottenimento di tali *milestone* autorizzative era peraltro limitato a pochi punti percentuali del valore dell'intervento.
- 9.4 A una prima analisi, la proposta non risulta particolarmente efficace, sia alla luce del limitato impatto economico sia perché sarebbe legata a specifici interventi e quindi determinare (impropriamente) una distorsione nella selezione degli interventi.
- 9.5 Terna ha inoltre indicato la possibilità di incentivare le iniziative di *stakeholder engagement* rivolte alla cittadinanza, anche mediante *stakeholder surveys*.
- 9.6 La fruibilità di tali proposte per misure regolatorie appare al momento limitata, soprattutto perché non è dimostrabile un legame diretto tra le iniziative di coinvolgimento degli *stakeholder* e la conclusione positiva dei procedimenti autorizzativi. Inoltre non sembra immediato individuare una quantità di iniziative "appropriata" (cioè in misura adeguata a favorire la partecipazione e il coinvolgimento degli *stakeholder*, ma non ridondante).

### **Riduzione dell'impatto ambientale e sociale delle infrastrutture**

- 9.7 Terna ha inoltre proposto una incentivazione legata all'impatto delle infrastrutture sul territorio, con lo scopo di incentivare in particolare gli interventi di razionalizzazione della RTN, che riducono gli impatti sul territorio.
- 9.8 Pur riconoscendo la valenza sociale della riduzione degli impatti sul territorio, l'Autorità ritiene che sia al momento prematuro introdurre una regolazione incentivante, anche perché i relativi indicatori sono stati introdotti nel Piano di Sviluppo solo a partire da questa edizione. È perciò preferibile effettuare prima una

ricognizione delle opere relative a razionalizzazioni, degli impatti connessi e dell'effettiva implementazione di tali opere nel corso di almeno un paio di anni.

***Altri possibili output del servizio di trasmissione***

- 9.9 Infine, il documento 464/2015/R/EEL (in particolare al punto 6.26) ha elencato alcuni possibili *output* del servizio di trasmissione (i costi associati ai servizi di dispacciamento, la tempestività delle connessioni, i distacchi di generazione, in particolare eolica, il volume delle perdite di rete, l'invecchiamento delle linee e il volume di manutenzione degli asset). Ad eccezione dei temi legati ai servizi di dispacciamento, già trattati nel precedente capitolo, tali possibilità non sono state oggetto di particolare attenzione nell'ambito delle risposte alla consultazione.
- 9.10 Si osserva comunque che il tema della riduzione dei distacchi di generazione eolica (qualora legati a *overgeneration* di sistema, fenomeno in crescita negli ultimi anni) è di fatto internalizzato nel meccanismo di incentivazione della realizzazione della Capacità obiettivo poiché i relativi benefici sono contabilizzati nell'incremento di *socio-economic welfare*. Una eventuale incentivazione specifica sulla riduzione dei distacchi genererebbe perciò un effetto di sovrapposizione degli incentivi e *double counting* (doppia remunerazione).
- 9.11 Inoltre, l'Autorità ritiene preferibile non sviluppare meccanismi incentivanti per quanto riguarda la tempestività delle connessioni. Tali meccanismi dovrebbero – quanto meno in linea di principio – seguire le stesse logiche della qualità commerciale del servizio di distribuzione, cioè un monitoraggio dettagliato, obblighi su tempistiche progressivamente più stringenti per l'operatore e incentivazione basata su penalità in caso di mancato rispetto delle tempistiche. Almeno nel breve termine, tali eventualità appaiono sproporzionate rispetto alle attuali quantità di richieste di connessione.

***Spunti per la consultazione***

S16. Si hanno osservazioni sugli aspetti che non sono trattati nel documento o su ulteriori aspetti da considerare?



## ***10. Tempistiche per l'applicazione dei meccanismi incentivanti e prossimi passi***

- 10.1 Le tempistiche previste per l'applicazione dei meccanismi incentivanti proposti possono essere così sintetizzate, in sequenza dai meccanismi di breve termine a quelli di lungo termine:
- Incentivazione agli strumenti propedeutici (capitolo 4): 2017-2019;
  - Incentivazione all'ottenimento di contributi CEF (capitolo 5): 2018-2019, con probabile estensione al 2020, anno in cui termina il presente ciclo di contributi CEF;
  - Incentivazione all'efficienza del servizio di dispacciamento (capitolo 6); a partire dal 2018 per quanto concerne il miglioramento dell'efficacia degli strumenti di monitoraggio e della trasparenza e a partire dal 2019 per la riduzione dei costi del servizio;
  - Incentivazione alla realizzazione di Capacità obiettivo (capitolo 7): dal 2019 (a valle dell'approvazione delle Capacità obiettivo con estensione probabile almeno fino al 2023 (o all'anno di riferimento per le Capacità obiettivo));
  - Incentivazione per progetti con maggiori rischi (capitolo 8): a partire dal 2018, senza scadenze.
- 10.2 L'Autorità intende valutare le risposte alla presente consultazione e definire i meccanismi di incentivazione di *output* relativi al servizio di trasmissione nel corso dell'autunno 2017. Per i meccanismi incentivanti l'efficienza del servizio di dispacciamento l'Autorità si riserva di procedere a un'ulteriore consultazione, qualora ne emergesse la necessità.

## *Appendici*

### **Appendice A. Resilienza del sistema di trasmissione**

Questa Appendice sintetizza le informazioni e le considerazioni di Terna nel proprio piano di lavoro per l'incremento della resilienza del sistema ai sensi dell'Articolo 37 del TIQ.TRA (di seguito: piano di lavoro).

Terna ha trasmesso all'Autorità il proprio piano di lavoro, che ha tenuto conto della determina del direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* dell'Autorità 7 marzo 2017, 2/2017, recante le linee guida per i piani (parte prima).

Il piano di lavoro Terna ha registrato inizialmente che *“negli ultimi anni [in particolare dal 2011 al 2017 rispetto agli ultimi 14 anni] l'accumulo di neve o ghiaccio sui conduttori tale da causarne rotture o nel caso peggiore il collasso di uno o più sostegni sembra in costante intensificazione”*.

Il piano di lavoro di Terna ha descritto le possibili strategie di intervento differenziando:

- sicurezza funzionale (es. realizzazione nuove linee aeree, sostituzione di linee vetuste, sostituzione conduttori, installazione di componenti di rete innovativi), con l'obiettivo di ridurre la probabilità di una disalimentazione per evento severo grazie all'innalzamento del livello di sicurezza;
- ripristino (es. impiego di mezzi speciali, sostegni provvisori, miglioramento delle vie di telecomunicazione, implementazione di procedure operative e di coordinamento tra i gestori delle reti di trasmissione e di distribuzione), con l'obiettivo di aumentare la capacità di rialimentare velocemente le utenze a seguito di un evento severo.

Il piano di lavoro di Terna ha inoltre elencato le seguenti categorie di interventi predittivi e di mitigazione:

- sistema previsionale WOLF-Trasm (“Wet-snow Overload aLert and Forecasting” evoluto in ambiente Terna) per prevedere il sovraccarico meccanico per neve bagnata sulle linee elettriche aeree ed emettere allarmi in diverse forme;
- stazioni meteorologiche di monitoraggio a supporto del sistema previsionale WOLF-Trasm, che sono postazioni hardware di misura in punti griglia significativi per monitorare le condizioni fisiche e atmosferiche;
- sistemi remoti di monitoraggio e allerta, con dispositivi di misura delle condizioni ambientali e monitoraggio del regime termico sulle campate di linee più esposte a fenomeni meteorologici;

- un progetto per acquisire informazioni meteo sfruttando e integrando i sistemi di videosorveglianza già presenti nelle stazioni elettriche;
- dispositivi antitorsionali che, aumentando la rigidità torsionale del conduttore, ostacolano la rotazione che è alla base della formazione e del consolidamento del manicotto, la cui installazione è soggetta a verifica degli extra-carichi sui sostegni e, in caso di necessità di rifacimenti, può richiedere tempi autorizzativi che variano caso per caso;
- isolatori stabilizzatori di fase (distanziatori) che mantengono l'isolamento tra fasi differenti e richiedono verifica degli extra-carichi sui sostegni ed eventualmente rifacimenti e relative autorizzazioni;
- prospettive di meccanismi di riscaldamento dei conduttori e delle funi di guardia (anti-icing) mediante iniezioni in corrente continua;
- prospettive di installazione di carichi zavorra, tipicamente reattivi, per il riscaldamento dei conduttori e delle funi di guardia;
- taglio piante incrementato, ove possibile, oltre le distanze previste dai franchi elettrici standard e al di fuori della fascia di asservimento dell'elettrodotto;
- prospettive di motorizzazione e teleconduzione di organi di manovra su linee a tre o più estremi, che permetterebbero di separare i tronchi di linea guasti e ridare tensione ai tronchi di linea sani;
- sistema di comunicazione di emergenza VHF (very high frequency), con trasmissione radio + satellitare, che permetterebbe alle squadre di intervento di comunicare anche in assenza di copertura telefonica;
- altre possibili azioni (es. vernici idrofobiche), in fase di studio o sperimentazione, per prevenire la formazione di manicotti.

Il piano di lavoro di Terna ha indicato che è possibile valutare:

- interventi di mitigazione nel breve periodo;
- interventi infrastrutturali di incremento della sicurezza funzionale nel medio-lungo periodo.

Per quanto riguarda la prima categoria di interventi, Terna prevede di proseguire le attività (anche con prime installazioni sperimentali in alcuni siti) relative a:

- verifica di fattibilità e successiva motorizzazione e teleconduzione di organi di manovra (6-10 milioni di Euro);
- ulteriori installazioni di dispositivi antitorsionali (2 milioni di Euro nel breve periodo);
- estensione del taglio piante in aree fuori fascia (3-4 milioni di Euro all'anno);
- applicazioni sperimentali di carichi zavorra in alcuni siti (6-10 milioni di Euro).

Per quanto riguarda gli interventi infrastrutturali, il piano di lavoro di Terna ha effettuato una ricognizione di interventi funzionali all'incremento della resilienza già inclusi nello schema di Piano di Sviluppo 2017, dettagliando un insieme di 19 opere per un costo totale di

investimento di circa 220 milioni di Euro. Inoltre, il piano ha presentato schede intervento per 5 interventi in aree oggetto di eventi estremi nel corso degli ultimi anni, con informazioni di dettaglio sugli impatti e sui benefici attesi.

In relazione al tema “interventi infrastrutturali di incremento della sicurezza funzionale nel medio-lungo periodo” sono in corso approfondimenti.

## **Appendice B. Preparazione e descrizione degli scenari ipotizzati per il Piano di Sviluppo**

Questa Appendice fornisce alcune osservazioni e considerazioni preliminari per la preparazione del rapporto di descrizione degli scenari previsto dalla deliberazione 627/2016/R/EEL, in ottica congruente con l'obiettivo strategico di uno sviluppo selettivo degli investimenti di trasmissione e che possa essere utilizzata per trattare le inevitabili incertezze sul futuro.

A valle della presente consultazione, l'Autorità valuterà se aggiornare le proprie disposizioni per la predisposizione del piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale (Allegato A alla deliberazione 627/2016/R/EEL).

Le considerazioni dell'Autorità sono basate sulla situazione attuale (in particolare sui contenuti dello schema di Piano di Sviluppo 2017) e sulla attività in corso in ambito europeo. Nel 2015 ENTSO-E ha consultato e successivamente finalizzato il rapporto di descrizione degli scenari per il TYNDP 2016 "*Scenario Development Report*".

Come già indicato nel capitolo 3 del presente documento, a metà 2017 è previsto l'avvio della consultazione su uno o più rapporti preparati con approccio coordinato da ENTSO-E ed ENTSG ai fini della preparazione dei TYNDP 2018 per i settori elettricità e gas.

Questa Appendice è formulata per quanto possibile in modo schematico e sintetico, nella consapevolezza che i temi trattati sono di notevole complessità. Se ne raccomanda la lettura coordinata con l'ENTSO-E "*Scenario Development Report 2015*".

Questa Appendice tratta:

1. scenari e definizione degli anni studio;
2. ipotesi relative alla domanda elettrica e modalità di presentazione;
3. ipotesi relative alla generazione e modalità di presentazione;
4. presentazione dei principali risultati.

### **B1. Scenari e definizione degli anni studio**

L'Autorità ha previsto con la deliberazione 627/2016/R/EEL, anche per garantire coerenza tra approcci allo sviluppo di rete utilizzati in Europa e in Italia e per dare sufficiente flessibilità a Terna, che la CBA 2.0 venga applicata da Terna facendo riferimento ad almeno due anni studio tra i seguenti:

- un anno oggetto di studio di breve-medio termine (indicativamente tra i 3 e i 6 anni successivi all'anno del Piano di Sviluppo);
- un anno oggetto di studio di medio-lungo termine (indicativamente tra i 7 e gli 11 anni successivi all'anno del Piano di Sviluppo);

- un anno oggetto di studio di lungo termine, individuato in coerenza con il TYNDP di ENTSO-E.

Ai sensi dell'articolo 10 dell'Allegato A alla deliberazione 627/2016/R/EEL:

- l'anno oggetto di studio di breve-medio termine è principalmente rappresentato mediante un singolo scenario di riferimento (scenario di progresso atteso);
- gli anni studio di medio-lungo termine e di lungo termine sono rappresentati mediante almeno due scenari differenziati (c.d. contrasting scenarios), al fine di contemperare le incertezze associate ad orizzonti temporali più lunghi.

Con il punto 4.2 dell'Allegato A alla deliberazione 627/2016/R/EEL, l'Autorità ha introdotto alcuni elementi richiesti per il documento di descrizione degli scenari e, in particolare:

- analisi della coerenza degli scenari del Piano di Sviluppo con gli scenari utilizzati nel TYNDP di ENTSO-E e, nel caso di approcci o ipotesi differenti, la giustificazione di tali differenze;
- analisi della coerenza degli scenari del Piano di Sviluppo con gli scenari utilizzati dall'impresa maggiore di trasporto nel piano di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale di cui all'articolo 16 del decreto legislativo n. 93/11 e, nel caso di approcci o ipotesi differenti, la giustificazione di tali differenze;
- risultanze di attività di pianificazione energetica sia a livello comunitario sia a livello nazionale, di studi e di altre analisi che supportano le ipotesi assunte nel Piano di Sviluppo.

Ai sensi dell'articolo 7 dell'Allegato A alla deliberazione 627/2016/R/EEL, il gestore del sistema di trasmissione, salvo le possibili posticipazioni ipotizzate nel presente documento, pubblicherà il documento di descrizione degli scenari entro il 30 settembre 2017 e successivamente, con cadenza almeno biennale, entro il 30 settembre.

Per risolvere possibili criticità legate alla indisponibilità di dati di scenario e per garantire coerenza tra approcci allo sviluppo di rete utilizzati in Europa e in Italia, l'Autorità ha inoltre modificato le disposizioni dell'articolo 53, comma 4 della deliberazione 48/04, richiedendo la previsione per un periodo non inferiore ai venti anni successivi.

Con tali modifiche, la pubblicazione degli scenari nazionali diventerebbe di fatto contestuale (o di poco successiva) alla pubblicazione degli scenari TYNDP di ENTSO-E (a cui Terna collabora attivamente), con il conseguente risparmio di risorse.

## **B2. Ipotesi relative alla domanda elettrica e modalità di presentazione**

Terna presenta domanda annuale e potenza al picco (senza disaggregazioni, che però sono disponibili nei rapporti statistici).

ENTSO-E introduce, ai fini della definizione degli scenari (si veda ENTSO-E SDR per TYNDP 2016, pagina 18), ipotesi relative a:

- pompe di calore;
- veicoli elettrici;
- *demand response*.

L'Autorità propone che il documento di descrizione degli scenari fornisca specifiche indicazioni su:

- pompe di calore;
- veicoli elettrici;
- *demand response*.

Inoltre, ENTSO-E presenta la domanda annuale per zona, che è spesso corrispondente alla nazione (si veda l'allegato alla ENTSO-E SDR per TYNDP 2016, pagine 49-59).

ENTSO-E presenta dati per 8760 ore dell'anno in un foglio di lavoro elaborabile che accompagna il documento di descrizione degli scenari.

L'Autorità propone che Terna pubblichi in un foglio di lavoro elaborabile, parallelamente al documento di descrizione degli scenari, la domanda per ciascuna zona della rete rilevante per le 8760 ore di ciascuno scenario e ciascuno anno studio.

### **B3. Ipotesi relative alla generazione e modalità di presentazione**

ENTSO-E presenta le ipotesi assunte per i costi dei combustibile e della CO<sub>2</sub>, con le relative fonti (si veda ENTSO-E SDR per TYNDP 2016, pagina 41), nonché informazioni di dettaglio per zona, che è spesso corrispondente alla nazione, riguardanti (si veda l'allegato alla ENTSO-E SDR per TYNDP 2016, pagine 49-59).

L'Autorità propone che il documento di descrizione degli scenari o i relativi fogli di lavoro, presentino informazioni per ciascuna zona della rete rilevante per le 8760 ore di ciascuno scenario e ciascuno anno studio. L'obiettivo principale di questa proposta e di quella del punto precedente è di permettere la replicabilità delle analisi da parte di soggetti interessati.

### **B4. Presentazione dei principali risultati**

Il rapporto SDR di ENTSO-E presenta i seguenti risultati principali:

- generazione annuale per zona/nazione e per tipologia (dettagli in formato tabellare);
- bilanci import/export per zona/nazione (in forma grafica) e inoltre desumibili dalle informazioni numeriche di dettaglio;

- percentuali di RES-E (cioè il contributo delle fonti rinnovabili alla copertura della domanda di energia elettrica);
- valori di emissioni CO2.

L'Autorità propone che il documento di descrizione degli scenari presenti risultati analoghi, con modalità simili.

***Spunti per la consultazione***

- S17. Si hanno osservazioni e proposte di miglioramento delle disposizioni attualmente vigenti? (vd. in particolare punto B1)
- S18. Si hanno commenti relativi allo sviluppo degli scenari e alle interazioni con altre attività (es. scenari nel settore gas, scenari per la definizione delle politiche energetiche)?
- S19. Si hanno proposte sulla definizione delle ipotesi e sulla relative modalità di presentazione? (vd. in particolare punti B2-B3)
- S20. Si hanno commenti sulla modalità di presentazione dei principali risultati? (vd. in particolare punto B4)?
- S21. Quali altri aspetti non discussi in dettaglio in questa Appendice si ritengono particolarmente meritevoli di considerazione a fini della definizione degli scenari di sviluppo e della preparazione del relativo documento da parte di Terna?



## **Appendice C. Monitoraggio degli interventi di sviluppo**

Questa Appendice fornisce alcune osservazioni e considerazioni preliminari per l'affinamento degli strumenti di monitoraggio che accompagnano il Piano di Sviluppo, anche alla luce di quanto previsto dalla deliberazione 627/2016/R/EEL e delle prassi europee.

### **C1. Stato dell'opera**

Per le opere facenti parte di interventi pianificati, lo schema di Piano di Sviluppo 2017 utilizza i seguenti stati:

- pianificato
- in progettazione
- in concertazione
- in autorizzazione
- autorizzato
- in realizzazione
- in esercizio

Le attività di monitoraggio di ACER (sugli interventi elencati nel TYNDP di ENTSO-E) prevedono invece una classificazione più semplificata e strettamente sequenziale, che è stata recentemente proposta da ENTSO-E nella bozza di metodologia CBA del dicembre 2016:

- *under consideration*
- *planned but not yet in permitting*<sup>17</sup>
- *permitting*
- *under construction*
- *commissioned*
- *cancelled*

L'Autorità intende valutare l'opportunità di passare a una definizione più stringente dello stato dell'opera e maggiormente correlata ad eventi documentabili.

### **C2. Avanzamento dell'opera**

Le classificazioni adottati da ENTSO-E e da ACER prevedono sostanzialmente quattro casistiche di avanzamento:

- *ahead of time*
- *on time*
- *delayed*
- *rescheduled*

---

<sup>17</sup> ENTSO-E nel TYNDP 2016 ha utilizzato ancora la più vaga dizione “*design and permitting*”.

La distinzione, introdotta alcuni anni fa da ACER tra “delay” e “rescheduling” degli interventi o delle singole opere è legata alla presenza di una causa esterna e non controllabile da parte del TSO che determina ritardi nel processo di realizzazione della linea. La situazione di *rescheduling* è invece legata alla volontà di posticipare l’intervento da parte del promotore.

L’Autorità intende valutare l’opportunità di introdurre una chiara definizione dell’avanzamento dell’opera e disporre l’applicazione per i Piani di Sviluppo a partire dal 2017.

## **Appendice D. Identificazione degli “*infrastructure needs*” e delle capacità obiettivo in ambito europeo**

A partire dal 2012, con la propria Opinione 06/2012 sulla bozza di TYNDP 2012, l’Agenzia per la cooperazione dei regolatori dell’energia (ACER) ha proposto di introdurre il concetto di *target capacities*.

Come già indicato nella memoria 212/2015/I/COM “il piano [TYNDP 2014] identifica anche il concetto di *target capacity* su ciascun confine, definito come la capacità che è economicamente efficiente realizzare (perché i benefici sono maggiori dei costi).

I *Regional Investment Plans* (RIP) 2015 di ENTSO-E hanno ulteriormente investigato il concetto. In particolare, il RIP per la regione *Continental Central South* (p. 104-105) riporta i seguenti dati di costo standard per interventi di sviluppo alle varie frontiere italiane.<sup>18</sup> Secondo ENTSO-E, l’obiettivo del costo standard è di fornire dati molto preliminari sui costi di implementazione delle capacità di trasmissione alle frontiere, facendo riferimento a soluzioni standardizzate con incrementi di 1000 MW. Quando non esiste uno specifico progetto che possa essere preso a riferimento, i costi standard sono basati su i) dati del TYNDP 2014, ii) costi unitari ad esempio al km e lunghezze stimate e iii) specificità già note grazie a studi bilaterali.

---

<sup>18</sup> In una versione semplificata del modello di mercato europeo adottata ai fini del RIP 2015, L’Italia è modellizzata a due zone: Italia Nord e Italia Sud.

<b>Frontiera</b>	<b>Costo standard (milioni di Euro)</b>	<b>Incremento di capacità (MW)</b>	<b>Ipotesi per il costo standard</b>	<b>Driver</b>
Austria - I Nord	1200	1000	Costo al km di HVDC link	Notevole distanza tra punti di rete magliata e passaggi alpini
Svizzera - I Nord	1000	1000	Costo al km di HVDC link e rinforzi interni	Notevole distanza tra punti di rete magliata e passaggi alpini
Francia - I Nord	1750	1000	HVDC link marino (500 km) e rinforzi interni	Lunghezza e profondità delle tratte marine
I Nord - Slovenia	800	1000	Linea aerea 400 kV doppia terna e rinforzi interni	Notevole distanza tra punti di rete magliata e passaggi alpini
Spagna - I Nord	3550	1000	HVDC link (1200 km)	Ostacoli di fattibilità, lunghezza e profondità delle tratte marine
I Sud - Montenegro	1150	1000	HVDC link marino (450 km)	Lunghezza e profondità delle tratte marine, rinforzi interni
I Sud - Grecia	2400	1000	HVDC link (700 km)	Lunghezza e costi addizionali per rinforzi interni (I)

L'ENTSO-E RIP 2015 ha individuato i possibili “*infrastructure needs*” principalmente sulla base dello scenario 2030-V4 (Vision 4) del TYNDP 2014, con analisi aggiuntive di sensitività utilizzando gli scenari draft 2030-V3 e 2030-V4 del TYNDP 2016.

Tenendo presente che l'attendibilità della *Vision 4* del TYNDP 2014 era già stata fortemente criticata da ACER nell'Opinione 21/2014 (principalmente per le stime eccessive di domanda e di generazione da fonti rinnovabili) e che i relativi dati sono stati rivisti da ENTSO-E nel 2015-2016 con una riduzione di oltre il 20%, è comunque interessante osservare che il RIP 2015 (pp. 34-36) non ha individuato nessun incremento di capacità alle frontiere italiane oltre a quelli dei progetti già previsti<sup>19</sup>.

Il RIP 2015 (e il TYNDP 2016) hanno previsto una capacità di trasporto di 13775 MW in importazione alla frontiera italiana settentrionale nel lungo termine (2030)<sup>20</sup>, ottenuta come somma di:

<sup>19</sup> Il progetto Udine Ovest – Okroglo alla frontiera slovena e la fase 2 del progetto di interconnessione Italia - Austria (successiva alla fase 1 Glorenza - Nauders) precedentemente considerati nel TYNDP 2014 sono stati eliminati nel RIP 2015 e nel TYNDP 2016.

<sup>20</sup> Fonte: Base dati ENTSO-E “TYNDP 2016 market modelling data”.

- 4.350 MW in importazione lato Francia;
- 6.240 MW in importazione lato Svizzera;
- 1.655 MW in importazione lato Austria;
- 1.530 MW in importazione lato Slovenia.

Il RIP 2015 (e il TYNDP 2016) hanno previsto una capacità di trasporto di 1700 MW alla frontiera “Italia Sud” nel lungo termine (2030)<sup>21</sup>, ottenuta come somma di:

- 500 MW in import/export lato Grecia;
- 1.200 MW in import/export lato Montenegro;
- 0 MW in import/export lato Tunisia<sup>22</sup>.

Lo schema di TYNDP 2016 ha identificato dieci “*main boundaries*” del sistema elettrico europeo e ha effettuato, per ciascuno di essi, l’analisi delle capacità obiettivo. Uno di queste sezioni principali è la frontiera italiana settentrionale, analizzato alle pagine 69-71 del TYNDP 2016 Executive Report<sup>23</sup>.

Lo schema di TYNDP 2016 non dettaglia le ipotesi di costo standard adottate per lo studio della capacità obiettivo. Esso indica che “*le analisi CBA dettagliate per i progetti del TYNDP mostrano che i risultati medi di Socio Economic Welfare (SEW) per progetto nel perimetro del confine italiano settentrionale variano da 35 a 50 milioni di Euro/anno, con maggiori benefici derivanti dai progetti commissionati prima*”.

Lo schema di TYNDP 2016 presenta una curva (riportata nella figura e non particolarmente leggibile) di incremento del *socio-economic welfare* in funzione della capacità di trasporto alla frontiera settentrionale.

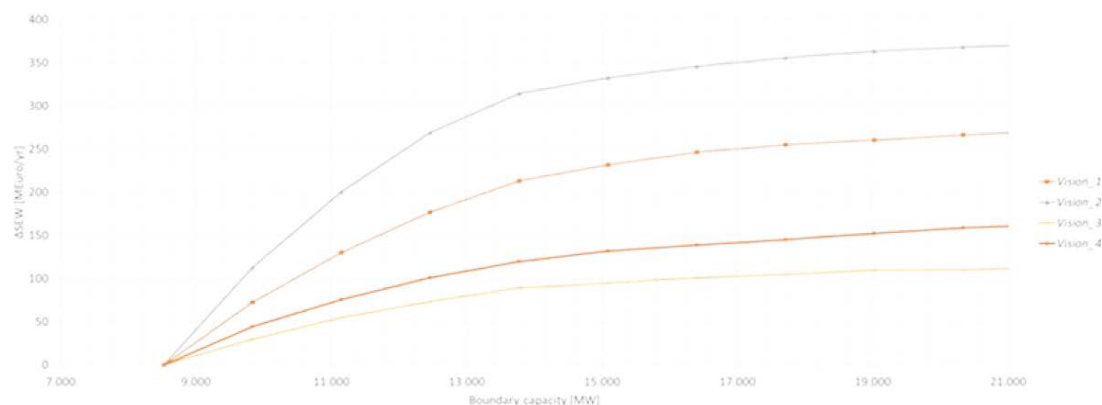
---

<sup>21</sup> Fonte: Base dati ENTSO-E “TYNDP 2016 market modelling data”. Le capacità alla frontiera corsa e alla frontiera maltese non sono modellizzate esplicitamente nel modello di mercato del TYNDP 2016.

<sup>22</sup> Dato apparentemente incongruente con le caratteristiche del progetto 29 “Italia - Tunisia” riportate nel TYNDP 2016 (capacità di trasporto 600 MW).

<sup>23</sup> Versione del 20 dicembre 2016. <http://tyndp.entsoe.eu/projects/2016-12-20-1600-exec-report.pdf>

### Welfare and Capacity



**Figura D.1 – Variazione del *socio-economic welfare* in funzione della capacità di trasporto alla frontiera settentrionale (fonte: ENTSO-E TYNDP 2016)**

Lo schema di TYNDP 2016 conclude che “*facendo un equilibrio tra il guadagno sociale e il costo dell’investimento in infrastrutture per aumentare i livelli di interconnessione, il livello ottimale di interconnessione, per quanto riguarda il confine italiano settentrionale, è di circa 13,5 GW, ovvero il portafoglio di progetti TYNDP a medio e lungo termine*”.

ACER, nella sua Opinione 01/2017 ha apprezzato gli sviluppi dell’analisi, ma al contempo richiesto un’estensione a tutti i confini e maggiore chiarezza. ACER ha indicato in particolare che (p.11) “*deve essere fornita ulteriore spiegazione sulla metodologia utilizzata per derivare le capacità obiettivo per ogni confine (sui calcoli SEW, i costi di riferimento utilizzati, la dimensione degli incrementi di capacità e, se del caso, i parametri aggiuntivi presi in considerazione) e anche i risultati (elencando i principali driver dei risultati)*”. ACER ha inoltre richiesto a ENTSO-E di individuare le capacità obiettivo per ciascuno scenario.

## **Appendice E. Progetti pilota nel settore della trasmissione**

Con la deliberazione 21 febbraio 2013, 66/2013/R/EEL, l’Autorità ha approvato progetti pilota relativi a sistemi di accumulo da realizzarsi sulla rete di trasmissione nazionale, rientranti nel Piano di Sviluppo 2011 approvato dal Ministero dello Sviluppo Economico.

Coerentemente con la deliberazione 12 luglio 2012, 288/2012/R/EEL (di seguito: deliberazione 288/2012/R/EEL), che ha definito procedura e criteri di selezione dei progetti pilota, l’Autorità ha ammesso a trattamento incentivante sei progetti pilota di accumulo di tipo elettrochimico (realizzati in tre siti nell’appennino campano: Ginestra degli Schiavoni, Flumeri e Scampitella), con capacità totale di 34,8 MW e 232 MWh.

Ai sensi dell’Allegato 1 alla deliberazione 288/2012/R/EEL i progetti pilota devono fare riferimento ad una porzione di rete critica dotata di un sistema di controllo che consenta di determinare la portata massima della rete in funzione delle condizioni meteorologiche (*dynamic thermal rating*, DTR). In tale deliberazione, l’Autorità ha previsto che il costo attualizzato del progetto pilota, pari ai costi di capitale e ai costi operativi sia comprensivo degli apparati per la determinazione del *dynamic thermal rating*.

Successivamente, la determinazione 19 ottobre 2012, n. 8/12 del Direttore della Direzione infrastrutture elettricità e gas dell’Autorità ha previsto che i costi di sviluppo, ingegnerizzazione, approvvigionamento degli apparati e del sistema di controllo per la determinazione del *dynamic thermal rating*, nonché della loro messa in servizio, non dovessero superare il 5% del costo di investimento del sistema di accumulo e dei suoi sistemi ausiliari.

Il tema dei progetti pilota nel settore della trasmissione può quindi essere disaggregato per semplicità in due componenti (seppur sinergici):

- componenti relative ai soli sistemi di accumulo e ausiliari;
- componenti relative a *dynamic thermal rating*.

Visto che la prima componente è oggetto di specifici obblighi e attività di pubblicazione definite dall’Autorità<sup>24</sup>, la presente Appendice si concentra sulla presentazione di risultati preliminari delle componenti relative a *dynamic thermal rating*, sulla base delle relative informazioni trasmesse da Terna all’Autorità e riportate nel rapporto 2016.

### **E1. Sistemi di accumulo “energy”**

Gli impatti dei sistemi di accumulo non convenzionali (SANC) sono principalmente relativi:

---

<sup>24</sup> <https://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/progettipilotadiaccumulo.aspx>

- alla riduzione di tagli di produzione da impianti eolici, dovuti sia a congestione locale sia (in teoria) a congestioni di sistema<sup>25</sup>;
- all'asservimento alla regolazione primaria di frequenza;
- all'asservimento alla regolazione secondaria di frequenza;
- potenzialmente a servizio di riserva terziaria e bilanciamento (non ancora attivate nel 2016).

I costi di investimento complessivi per le tre installazioni SANC (fino al 2015) sono stati dell'ordine di 159-165 milioni di Euro, mentre i costi di investimento e i costi operativi nel 2016 risultano di fatto trascurabili.

Il beneficio reso dalle tre installazioni SANC di Ginestra, Flumeri e Scampitella per la riduzione dei volumi di mancata produzione eolica nel 2016 è sintetizzato nella tabella seguente<sup>26</sup>.

Voce	Quantità
<i>Saving</i> di Mancata Produzione Eolica <sup>27</sup> nel 2016	17,71 GWh / anno
Beneficio legato al <i>saving</i> (valorizzato @ 43 Eur/MWh)	0,76 MEur / anno

Nella valutazione degli impatti delle installazioni SANC vanno inoltre considerati:

- gli scambi di energia per asservimento al servizio di regolazione secondaria (da 4000 a 5500 ore a seconda dell'impianto), che, come somma di energia in ingresso e energia in uscita, sono stati pari nel 2016 a 18,55 GWh;
- le perdite energetiche, che nel corso del 2016 sono state complessivamente pari a 23,25 GWh.

## **E2. Dynamic thermal rating**

L'impatto del DTR si sostanzia nella possibilità di incrementare il limite di corrente della linea, in particolar modo in condizioni di buona ventosità. Il sistema di elaborazione DTR calcola infatti ciclicamente il valore di corrente massima che garantisce, in un tempo massimo impostato, il rispetto della temperatura limite in termini di franco per ogni campata.

Oltre alla linea su cui è installato, il DTR può determinare benefici in termini di riduzione di Mancata Produzione Eolica anche su porzioni di rete afferenti, potendo incrementare la capacità di trasporto di una dorsale anche in condizioni N-1: in condizioni di rete N-1 (es. evento rappresentato da uno scatto linea in una porzione di rete) si può determinare una redistribuzione dei flussi energetici tra porzioni di rete. La presenza del DTR può quindi

<sup>25</sup> Il posizionamento degli impianti SANC nella zona Centro-Sud li rende, con l'attuale configurazione di over-generation concentrate in zona Sud, di fatto non utilizzabili al momento per questo scopo.

<sup>26</sup> Nella tabella si assume la valorizzazione del *saving* al PUN 2016 (arrotondato).

<sup>27</sup> Si considera come *saving* di mancata produzione eolica l'energia in ingresso ai sistemi di accumulo.



essere benefica nel favorire la possibilità di massimizzare lo sfruttamento delle linee delle porzioni afferenti.

Terna conclude le analisi di impatto segnalando che il DTR può incrementare la corrente massima trasportabile in sicurezza dalla linea di un valore massimo dell'ordine del 30% in uno scenario estivo, e di circa il 10% in quello invernale.

I costi di investimento per le tre installazioni DTR sulle due dorsali Benevento 2 – Volturara – Celle San Vito e Bisaccia – Bisaccia 380 sono sintetizzati nella tabella seguente

<b>Voce di costo di investimento</b>	<b>Costo (migliaia di Euro)</b>
Trasduttori, dispositivi PMU, upgrade tecnologico	261
Studi preliminari, sviluppo e rilascio dei modelli termici ed elettrici, evolutive dei modelli e sviluppo piattaforme software	349
Installazione trasduttori e protezioni	139
Costi di project management	91
<b>Totale</b>	<b>840</b>

Terna ha indicato inoltre che i costi operativi (riconducibili al costo del personale, alle attrezzature per l'esecuzione del piano di manutenzione ordinaria e straordinaria e ad altri costi quali il canone annuale di utilizzo del traffico dati delle schede SIM impiegate) sono trascurabili.

Il beneficio reso dalle tre installazioni DTR sulle due dorsali Benevento 2 – Volturara – Celle San Vito e Bisaccia – Bisaccia 380 per la riduzione dei volumi di mancata produzione eolica nel 2016 è sintetizzato nella tabella seguente.

<b>Voce</b>	<b>Quantità</b>
<i>Saving</i> di Mancata Produzione Eolica nel 2016	49,11 GWh / anno
Beneficio legato al <i>saving</i> (valorizzato @ 43 Eur/MWh)	2,11 MEur / anno